

КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМЕНІ ТАРАСА ШЕВЧЕНКА

**Г.Т. ПРОДАЙВОДА
С.А. ВИЖВА
І.М. БЕЗРОДНА
Т.Г. ПРОДАЙВОДА**

**ГЕОФІЗИЧНІ МЕТОДИ ОЦІНКИ
ПРДУКТИВНОСТІ КОЛЕКТОРІВ
НАФТИ І ГІЗУ**

Монографія



УДК 622.32
ББК 33.361-1
Ком 63

Рецензенти:

д-р геол.-мінералог. наук, проф. В. М. Курганський,
д-р геол.-мінералог. наук, пров. наук. співробітник О. А. Трипільський

*Рекомендовано до друку вченою радою геологічного факультету
(протокол № 2 від 21 вересня 2009 року)*

К 63 Геофізичні методи оцінки продуктивності колекторів нафти і газу
/ Г.Т. Продайвода, С.А. Вижва, І.М. Безродна, Т.Г. Продайвода:
Монографія. – К. : Видавничо-поліграфічний центр "Київський
університет", 2011. – 367 с.
ISBN 978-966-439-339-0

Розглядається актуальна проблема – оцінка продуктивності колекторів нафти і газу за даними геологічних досліджень скважин і петрофізики. Розроблені алгоритми і програми, апробовані на реальних родовищах нафти і газу, показали високу ефективність.

УДК 622.32
ББК 33.361-1

ISBN 978-966-439-339-0

© Продайвода Г.Т., Вижва С.А.,
Безродна І.М., Продайвода Т.Г. 2011
© Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
ВПЦ "Київський університет", 2011

ЗМІСТ

Вступ	7
1 Сучасний стан розвитку інтерпретаційних технологій визначення смісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів за даними геологічного дослідження скважин та петрофізики	9
1.1. Методи геофізичних досліджень свердловин	10
1.2. Петрофізичні дослідження	16
1.3. Автоматизовані системи інтерпретації даних геологічного дослідження скважин.....	22
2. Методи математичного моделювання ефективних пружних параметрів геологічного середовища	27
2.1. Методи осереднення	28
2.2. Методи віріального розвинення і само узгодження	29
2.3. Методи теорії стохастичних функцій.....	32
2.4. Одноточкове наближення.....	38
2.5. Метод умовних моментів (двоточкове наближення).....	41
2.6. Метод умовних моментних функцій для двох компонентного анізотропного геологічного середовища з однаправленими еліпсоїдальними включеннями.....	45
2.7. Узагальнений метод умовних моментних функцій для багатоконцентного анізотропного геологічного середовища з довільною функцією орієнтації компонентів	48
3. Метод математичного моделювання ефективних термopужних властивостей багатоконцентного тріщинуватого геологічного середовища, насиченого флюїдом, із внутрішнім поровим тиском	55
3.1. Теорія методу.....	57
3.2. Двохкомпонентне середовище.....	59
3.3. Багатоконцентне геологічне середовище.....	64
4. Математичне моделювання ефективної проникності складнопобудованих порід-колекторів	69
4.1. Теорія методу	70
4.2. Результати числового моделювання	75
5. Програмно-алгоритмічні засоби автоматизованої системи моделювання ефективних термopужних властивостей	85

5.1. Методологічні принципи і засоби розробки автоматизованої системи.....	85
5.2. Блок-схема алгоритму математичного моделювання ефективних термопружних властивостей	86
5.3. Структура баз даних автоматизованої системи	89
5.3.1. База експериментальних даних.....	89
5.3.2. База даних початкових наближень	90
5.3.3. База даних пакетів.....	92
5.4. Модулі числових розрахунків і глобальної оптимізації.....	92
5.4.1. Модулі числового моделювання ефективних термопружних постійних і швидкостей пружних хвиль	93
5.4.2. Модуль оптимізації для розв'язку задач інверсії експериментальних даних.....	95
5.5. Модуль візуалізації даних і результатів моделювання	95
5.6. Інтерфейс автоматизованої системи	98
6. Математичне моделювання ефективних пружних і акустичних параметрів складнобудованих порід-колекторів.....	103
6.1. Вибір параметрів моделі	104
6.2. Вплив доломітизації й структури пустотного простору на пружні та акустичні властивості вапняків.....	112
6.3. Вплив систем орієнтації тріщин і каверн на анізотропію пружних і акустичних властивостей карбонатних колекторів	123
7. Метод визначення термопружних властивостей породотвірних мінералів гірських порід	147
8. Числові результати моделювання впливу порового тиску на ефективні термопружні властивості пісковика.....	173
9. Методика кількісної оцінки структури пустотного простору складнобудованих порід-колекторів та прогнозу їх продуктивності.....	181
9.1. Алгоритм кількісної оцінки визначення структури пустотного простору складнобудованих порід-колекторів	182

9.2. Алгоритм прогнозу продуктивності пластів-колекторів	194
9.3. Оцінка ефективності розробленої методики.....	199
9.3.1. <i>Аналіз визначення структури пустотного простору за різними методиками</i>	200
9.3.2. <i>Зв'язок отриманих результатів із фільтраційними характеристиками</i>	204

10. Результати практичного застосування методики для кількісної оцінки продуктивності

нафтогазових родовищ Дніпровсько-Донецької западини	211
10.1. Визначення структури пустотного простору теригенних порід	214
10.1.1. <i>Геологічна характеристика об'єктів дослідження</i>	215
10.1.2. <i>Результати практичного застосування методики</i>	217
10.2. Аналіз структури пустотного простору карбонатних порід	232
10.2.1. <i>Геологічна характеристика об'єктів дослідження</i>	232
10.2.2. <i>Результати практичного застосування методики</i>	233
10.3. Визначення структури пустотного простору кристалічних порід та колекторів кори вивітрювання корінних порід.....	244
10.3.1. <i>Геологічна характеристика об'єкту дослідження</i>	245
10.3.2. <i>Результати практичного застосування методики</i>	246
10.4. Результати дослідження параметра питомої площі поверхні пустот складнобудованих порід-колекторів Дніпровсько-Донецької западини.....	251
10.4.1. <i>Газонасичені породи-колектори</i>	251
10.4.2. <i>Нафто- та водонасичені породи-колектори</i>	253
10.5. Прогноз продуктивності складнобудованих порід-колекторів за даними комплексу методів геологічного дослідження скважин	256

10.5.1. Геологічна характеристика об'єкта прогнозування	257
10.5.2. Дослідження структури пустотного простору	257
10.5.3. Прогноз продуктивності пластів-колекторів	263
11. Теоретичні і методологічні основи математичного моделювання та кількісної оцінки пружних властивостей породоутворюючих і глинистих мінералів і глин	266
11.1. Структурна анізотропія пружних властивостей глинистих мінералів	268
11.2. Метод кількісної оцінки пружних постійних глинистих мінералів	277
11.3. Параметри анізотропії пружних хвиль породоутворюючих глинистих мінералів	293
11.4. Модулі пружності ізотропних полікристалічних агрегатів глинистих мінералів	301
11.5. Анізотропія пружних і акустичних властивостей глинистих порід	309
11.5.1. Особливості мінералогічного складу і мікроструктури глинистих порід	309
11.5.2. Вплив кристалографічної орієнтації і орієнтації твердих пор і тріщин на анізотропію орієнтованих пружних і акустичних властивостей твердих глин	315
12. Визначення зон аномально високого пластового тиску в нафтогазоносних басейнах	326
12.1. Термопружні властивості глинистих мінералів	327
12.2. Визначення аномально високих пластових тисків	337
Висновки	344
Список літератури	348

ВСТУП

Газова криза засвідчила, що енергетична безпека держави залежить насамперед від забезпечення економіки власними енергоресурсами. За оцінками фахівців потенційні запаси вуглеводнів у надрах України становлять понад 70 трлн м³. Разом із тим, в останні роки видобуток нафти і газу в Україні значно перевищує приріст їхніх запасів, що й призводить до постійного зменшення щорічного видобутку.

Перехід на нові інноваційно-інвестиційні умови діяльності нафтової й газової промисловості вимагає зростання ролі науково-інформаційного супроводу пошуково-розвідувальних робіт і радикального підвищення ефективності геофізичних досліджень. Провідними методами пошуків родовищ нафти і газу є сейсмозв'язка, геофізичні методи дослідження свердловин і пошуково-розвідувальне буріння. З кожним роком вартість пошукового буріння зростає і вимагає значних фінансових витрат.

Дослідження в цій галузі, як у нашій країні, так і за кордоном, свідчать про те, що в таких умовах стрижнем пошукової парадигми провідних компаній світу є поєднання сейсмозв'язки, ГДС і петрофізики в єдину технологію обробки та інтерпретації, а мета й об'єкт досліджень – порода-колектор і флюїд.

Причому цієї мети, на наш погляд, можна досягти лише одним найбільш перспективним шляхом – використанням моделей багатокомпонентного тріщинно-порово-кавернозного флюїдо-насиченого геологічного середовища, які максимально наближені до реального геологічного розрізу.

Застосування досягнень методів механіки мікронеоднорідного середовища до вивчення напружено-деформованого стану такої моделі забезпечує визначення взаємозв'язку між геофізичними і петрофізичними параметрами та літолого-петрографічним складом і мікроструктурою породи-колектора. Тобто тими характеристиками, які й визначають колекторські властивості, тип насичення і напружено-деформований стан гірської породи.

На сучасному методологічному рівні геологічне середовище розглядають як деяку ієрархізовану геосистему, елементи якої дискретно заповнюють геологічний простір і постійно перебувають у напружено-деформованому стані й складному динамічному флюїдному режимі. На ієрархізовану структурно-речовинну неоднорідність накладається й ієрархізована дискретність порушення її суцільності. Зокрема, блокова дискретність відображає як процеси деформації та релаксації напруг при внутрішніх і зовнішніх енергообмінних процесах, так і особливості напруженого стану та флюїдного режиму. Постійнодіючі напруги і температури внаслідок дії дилатансійних ефектів призводять до формування пустотного простору і переміщення флюїдів і зміни тріщинно-порового тиску.

Ефективні термопружні властивості багатокомпонентного флюїдонасиченого тріщинно-порового геологічного середовища із внутришньопоровим тиском в умовах напруженого стану і дії високих температур можна визначити методами умовних моментних функцій механіки стохастичного мікронеоднорідного середовища.

У монографії розглядаються алгоритми і програми сучасної інтерпретаційної технології визначення ємнісно-фільтраційних властивостей складнопобудованих порід-колекторів і математичні методи моделювання їхніх ефективних пружних і термопружних властивостей та ефективної проникності. Описуються програмно-алгоритмічні засоби автоматизованої системи математичного моделювання і методики кількісної оцінки структури пустотного простору складнопобудованих порід-колекторів і прогнозу їхньої продуктивності. Наведено термопружні властивості та їхні похідні за тиском і температурою основних породотвірних мінералів. Розглядаються приклади застосування методики для кількісної оцінки продуктивності нафтогазових родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ).

Результати досліджень, викладені в монографії, є складовою частиною багаторічних досліджень, що проводилися авторами в науково-дослідній лабораторії Теоретичної й прикладної геофізики кафедри геофізики геологічного факультету Київського національного університету імені Тараса Шевченка в межах науково-технічної програми "Надра".

1. СУЧАСНИЙ СТАН РОЗВИТКУ ІНТЕРПРЕТАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ВИЗНАЧЕННЯ ЄМНІСНО-ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ГЕОЛОГІЧНОГО ДОСЛІДЖЕННЯ СКВАЖИН І ПЕТРОФІЗИКИ

На сучасному етапі основним об'єктом пошукових і розвідувальних робіт стають нетрадиційні резервуари нафти і газу та пов'язані з ними типи колекторів: складнобудовані карбонатні колектори і теригенні відклади, розущільнені й дезінтегровані кристалічні породи фундаменту та кори вивітряння.

Значення вивчення тріщинуватості, кавернозності й кількісної оцінки типу пустот (їхні форми та концентрації) порід нафтогазових комплексів різко зросло на сучасному етапі геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в умовах дефіциту традиційних об'єктів.

Ємнісні властивості складнобудованих колекторів нафти і газу різноманітні й їхнє вивчення традиційними геофізичними методами пов'язано зі значними труднощами. Це перш за все пояснюється складною структурою пустотного простору і відсутністю надійних методик визначення розподілу пустот різних видів за геофізичними даними.

Існують різні підходи до розв'язання цієї складної проблеми методами геофізичних досліджень свердловин (ГДС) у комплексі з петрофізичними дослідженнями зразків керна.

1.1. МЕТОДИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

Існуючі методи ГДС тією чи іншою мірою застосовуються для вивчення складноповбудованих порід-колекторів.

Важливу інформацію про характер порід-колекторів одержують у процесі буріння при оцінці швидкості проходки, витрат промивної рідини та змін кута нахилу свердловини. Детально цей метод розглянуто в роботах [1], [2], у більшості випадків він дозволяє лише на якісному рівні вирішувати питання виділення в розрізі свердловин інтервалів розвитку тріщинуватості.

Одним із перших методів, застосовуваним для вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей складних колекторів, були електричні методи. Першопрохідцями їхнього застосування є А. М. Нечай, С. Г. Комаров, В. М. Дахнов. Особливий інтерес являє собою метод часових вимірів [3], що дозволяє вирішувати дві задачі: виділення колектора й оцінка його насичення. Метод є ефективним, якщо зона проникнення в породу з проникною матрицею формується протягом довгого часу і коли перший вимір позірною опору проводиться відразу ж після розкриття свердловини. До недоліків методу слід віднести значну тривалість процесу часових вимірів, необхідність буріння на мінералізованому розчині й можливість використання методу лише в колекторах змішаного типу. У випадку чисто тріщинних колекторів зона проникнення формується дуже швидко, і часові виміри виявляються неінформативними.

Серед прямих методів добре зарекомендував себе метод двох розчинів. Його суть полягає у вимірюванні питомого електричного опору при заповненні свердловини розчинами, що

значно відрізняються за мінералізацією і, відповідно, за питомим електричним опором [3]. Виділення тріщинних колекторів на фоні колекторів з міжзерною пористістю ґрунтується на більш значній зміні опору на інтервалах їхнього розвитку. Указаний метод дозволяє визначати коефіцієнт тріщинуватості з урахуванням переважної орієнтації систем тріщинуватості й міжзерної пористості.

Одним із різновидів згаданого методу є спосіб визначення тріщинної пористості порід у свердловинах, що буряться із застосуванням промивної рідини на вуглеводневій основі [4]. При підході до досліджуваного інтервалу змінюють мінералізацію розчину, а після розкриття інтервалу проводять індукційний каротаж (ІК). Коефіцієнт тріщинної пористості визначається за формулою

$$K_{п. тр} = \frac{1}{\nu} A \rho_B (\rho_s - \rho_{тр}), \quad (1.1)$$

де ν – об'ємний вміст у розчині мінералізованої води, $\rho_{тр}$ – питомий опір тріщинного пласта (визначення за ІК), ρ_s – питомий опір блока породи, ρ_B – питомий опір емульгованої води, A – коефіцієнт, що враховує орієнтацію тріщин у просторі.

Для визначення пористості тріщинно-кавернозних порід застосовуються методи гамма-каротажу (ГК) і нейтронного гамма-каротажу (НГК) [5]. Критерієм при виділенні колекторів служить відмінність у коефіцієнті глинистості, яка визначається за ГК ($C_{гл}$), і пористості, що визначається за НГК ($K_{п(НГК)}$), до і після формування зони проникнення. Недоліки цих методів такі самі, як і в інших методах часових вимірів.

Останнім часом розроблено способи визначення суцільності масивів гірських порід за допомогою радіохвильового інтроскопіювання з використанням довгого і короткого зондів [6]. Спочатку вимірюється частота автогенератора на короткій базі зонда, яка відповідає діелектричній проникності породи без тріщин.

Потім зонд переводиться в режим роботи на довгій базі, і за вимірами частоти автогенератора оцінюється кількість і величина тріщин у породі. Без сумніву, радіохвильові методи є перспективними, однак поки що широкого поширення в промисловій геофізиці вони не знайшли.

Окремо розглянемо використання різних модифікацій акустичного каротажу для оцінки наявності тріщинуватості в розрізі. У більшості випадків при інтерпретації даних акустичного каротажу (АК) на повздовжніх хвилях відмічається значне затухання амплітуд і зростання інтервального часу пробігу повздовжніх хвиль на тріщинуватих ділянках [7]. При цьому оцінка коефіцієнта тріщинуватості виконується на якісному рівні й у комплексі з іншими методами. Відомо спосіб оцінки тріщинуватості в гірських породах за допомогою ультразвукового зонда малого розміру, який реєструє амплітуду сигналу [8]. У цьому випадку просторове розташування окремої тріщини та її розкритість визначаються за зміною амплітуди сигналу.

У роботах [9–21] запропоновано модель складнобудованого колектора, числовий метод розрахунків ефективних пружних постійних колекторів зі спектром хаотично орієнтованих пустот різних форматів. Проведено математичне моделювання впливу на ефективні акустичні характеристики спектра пустот, типу пустотного наповнювача і дисперсної глинистості. Розроблено алгоритм інверсії швидкостей пружних хвиль у структурі пустотного простору на основі даних акустичного каротажу, проведено порівняльний аналіз з даними петрофізичних досліджень для оцінки впливу структури пустотного простору на акустичні, пружні, деформаційні характеристики окремих петрофізичних типів порід.

Одним із перспективних методів виявився акустичний низькочастотний каротаж на хвилях Стоунлі. За результатами вимірювання частоти і часу запізнення хвиль Стоунлі з урахуванням діаметра свердловини і властивостей розчину визначається величина розкритості тріщин. Зазначимо, що алгоритм обробки дозволяє оцінювати орієнтацію тріщин відносно осі свердловини-

ни. Як перший, так і другий спосіб не дозволяють визначити параметри пустот та їхній відсотковий вміст у загальному об'ємі пустотного простору.

При інтерпретації даних акустичного широкосмугового каротажу (АК_ш) використовується повний хвильовий пакет, що дозволяє окремо визначати коефіцієнти тріщинуватості й кавернозності. Вони розраховуються за формулою [22, 23]:

$$K_{п. тр(кав)} = (\beta_{эф} - \beta_M) / \beta_{тр(кав)} \quad (1.2)$$

де $\beta_{эф}$ – ефективна стисливість колектора складного типу, β_M – коефіцієнт стисливості матриці, $\beta_{тр(кав)}$ – коефіцієнт стисливості тріщин (каверн).

Для виявлення тріщинуватих зон застосовують і метод хвильового акустичного каротажу [24, 25]. У процесі обробки даних цього методу на якісному рівні виділяють зони макро- та мікρο-тріщинуватості при відсутності кореляції між кривими інтервального часу повздовжньої хвилі та амплітудою хвилі Лемба – Стоунлі. За даними визначених інтервальних часів повздовжніх і поперечних хвиль ($\Delta T_p, \Delta T_s$) розраховуються об'ємна динамічна стисливість ($\beta_{о,д}$) і динамічний коефіцієнт Пуассона (ν_d), що визначаються за формулами:

$$\beta_{о,д} = \frac{1}{\delta_n} \left[\frac{3\Delta T_p^2}{3\Delta T_s^2 - 4\Delta T_p^2} \right], \quad (1.3)$$

$$\nu_d = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta T_s^2 - 2\Delta T_p^2}{\Delta T_s^2 - \Delta T_p^2} \right]. \quad (1.4)$$

На основі вирішення зворотної задачі визначаються такі параметри, як індекс насичення (Н), коефіцієнти динамічної пористості ($K_{п. дин}$) тріщинуватості й проникності, причому вхідними даними є також і швидкості хвиль Лемба–Стоунлі, об'ємні ізотермічні стисливості пор, твердої фази, нафти, води і тріщин.

Недоліком даних методів є сильне затухання поперечних хвиль у тріщинуватих середовищах, що не дозволяє надійно визначати швидкості їхнього поширення і, відповідно, ефективне стискання породи. Отримані вирази для пружних модулів не дозволяють при вирішенні зворотної задачі враховувати весь спектр пустот, що становлять тріщинно-поровий простір.

При вирішенні задачі виділення і вивчення складнобудованих колекторів із вторинною пористістю та їхніх властивостей широко застосовується комплексування різних методів ГДС. У роботі Я. Н. Басіна, В. А. Новгородова, В. І. Петерсільє [26] узагальнено досвід комплексних досліджень розрізів опорних свердловин, пробурених за спеціальними програмами. Одним із загальних висновків із цих робіт є те, що наявність вторинної пористості, у першу чергу тріщинуватості, призводить до порушення петрофізичних залежностей, відпрацьованих для колекторів з міжзерновою пористістю. Це сильно ускладнює інтерпретацію даних ГДС.

При комплексуванні геофізичних методів дослідження свердловин урахується комплекс методів для визначення фільтраційно-ємнісних властивостей і вплив пустот різних типів на показання окремих методів ГДС.

Широковідомий метод Віллі–Нечая [27] поряд із визначенням ємнісних властивостей породи у сприятливих випадках дозволяє оцінювати і характер насичення колектора (нафта, вода). Метод базується на спільній інтерпретації даних одного з методів електрометрії (зазвичай бокове каротажне зондування – БКЗ, або боковий каротаж – БК) та методу пористості (за даними НГМ). Суть у тому, що показання НГМ практично не залежать ні від структури пустотного простору, ні від характеру насичен-

ня, у той же час як питомий опір визначається пористістю колектора, типом пор і характером насичення ємнісного простору. Існує низка модифікацій цього методу.

Спосіб нормалізації кривих БК-НГМ – спосіб Заляєва [27], який передбачає зіставлення нормалізованих діаграм БК і НГМ по всьому розрізу свердловини (неперервна обробка). При такому зіставленні нормалізовані криві БК і НГМ суміщаються на протилежних водонасичених пластів з міжзерною пористістю. У решті випадків за характером розходження кривих судять про насиченість розрізу та його ємнісні властивості.

Недоліком цих модифікацій є те, що для їхньої реалізації необхідно вибрати в розрізі хоча б два опорні пласти з явною міжзерною пористістю і насичені водою. Але для цього необхідно знати літологію розрізу, колекторські властивості порід і характер їхнього насичення, тобто те, що є кінцевим результатом інтерпретації даних ГДС. Суб'єктивний, не завжди обґрунтований підхід до вибору таких пластів призводить до істотних (іноді грубих) помилок при оцінці властивостей порід, що вивчаються.

Спосіб, запропонований В. М. Курганським [28–30], базується на вирішенні системи двовимірних і багатовимірних кореляційних рівнянь вигляду $K_{\Pi} = f(P_{\Pi})$ та $K_{\Pi} = f(P_{\Pi}, I_{ny})$, він не потребує вибору для кожної окремої свердловини опорних пластів.

Графічний спосіб спільної інтерпретації даних електричного й акустичного каротажу (К. Р. Девіс, [27]) у сприятливих умовах може використовуватися для виділення пластів, насичених нафтою та водою.

Методика, розроблена Б. Ю. Вендельштейном, Н. В. Манчевою, А. І. Белоножком [31–33], базується на комплексній інтерпретації матеріалів електро- і радіометрії, дозволяє враховувати вміст зв'язаної води в глинистих частинках породи, що дуже важливо при виділенні та вивченні карбонатних глинистих колекторів.

Своєрідним є підхід до вивчення порід-колекторів зі складною будовою ємнісного простору, висунутий В. М. Добриніним [34–36]. Його методика ґрунтується на понятті ізотермічного

коефіцієнта стискання пористого тіла $\beta_0 = f(K_p, \beta_p, \beta_{ск}, \beta_f, \mu_p)$, де K_p – коефіцієнт пористості гірської породи; $\beta_p, \beta_{ск}, \beta_f$ – коефіцієнти стискання відповідно пор, скелета породи і флюїду, що насичує ці породи; μ_p – коефіцієнт, який враховує вплив стискання включень (глинистих та інших) у порах породи. Величина β_0 входить до відомого рівняння, що характеризує швидкість (інтервальний час ΔT) пружних хвиль. Визначивши величину ΔT за даними акустичних методів і K_p за даними НГМ, знаючи літологію пласта та відповідні цій літології фізико-механічні константи, можна розрахувати міжзернову пористість для гранулярного колектора, або частку тріщин і каверн у загальній пористості складного карбонатного колектора. Недоліком цієї методики є безпосередня прив'язка до результатів дослідження ядра, а саме до визначення коефіцієнтів стискання пор, скелета породи і флюїду, що насичує ці породи. Оскільки зони тріщинуватості вирізняються слабкою забезпеченістю ядром, то оцінити ці параметри дуже важко.

1.2. ПЕТРОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ

Петрофізичні дослідження відіграють важливу роль при інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин.

Для кількісної оцінки пустотного простору та фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів застосовуються прямі й опосередковані методи. Серед прямих методів найбільш поширеними є методи растрової електронної мікроскопії та оптичної мікроскопії. Головним недоліком цих методів є те, що їх можна застосовувати лише для дуже обмежених розмірів зразків гірських порід і матеріалів, які часто не дають загального уявлення про стан об'єкта в цілому [27]. До опосередкованих методів можна віднести практично всі геофізичні та петрофізичні методи, серед яких по праву найбільш інформативними вважаються акустичні, що базуються на дослідженні залежностей швидкостей поширення пружних хвиль від ємності пустотного простору,

форми окремих пустот, орієнтації мікротріщин та ін. Особливою перевагою геофізичних методів є можливість їхнього застосування як у лабораторних умовах, так і в умовах природного залягання гірських порід [27].

Результати вивчення фізичних властивостей порід-колекторів на зразках керна, їхньої структури пустотного простору висвітлено в роботах багатьох дослідників: Г. М. Авчяна, К. І. Багринцевої, Я. Н. Басіна, Б. Ю. Вендельштейна, С. А. Вижви, В. І. Грицишина, В. М. Дахнова, І. П., Дзєбана, В. М. Добриніна, В. М. Льїнського, В. Ф. Індутного, С. С. Ітенберга, І. К. Куровця, Ю. А. Лімбергера, О. Ю. Лукіна, Є. Е. Лук'янова, Л. М. Мarmorштейна, М. Ю. Нестеренка, В. А. Новгородова, В. І. Петерсілье, Г. І. Петкевич, Г. Т. Продайводи, В. О. Федішина, В. І. Шеленка, О. В. Шеремети, Г. А. Шнурмана та ін. [27, 36–45].

Ці дослідження включають вивчення структури пустотного простору, експериментальні дослідження електричних і акустичних властивостей в умовах високих тисків і температур, які моделюють пластові умови, визначення фільтраційних властивостей.

Серед лабораторних методів слід виділити методику вивчення структури пустотного простору на великих шліфах, розроблену у Всеукраїнському науково-дослідному геологорозвідувальному інституті (ВНДГРІ) [46], яка забезпечує вимірювання довжини і розкритості слідів тріщин на шліфах площею 25–30 см². На основі цих параметрів розраховуються тріщинна проникність, тріщинна пористість, об'ємна площа або щільність тріщин. Перевагою методу є можливість прямої візуалізації пустотного простору, надійність і відносна простота, що й зумовило його широке застосування. Однак метод має і такі недоліки, як складність виготовлення шліфів із тріщинуватого керна і визначення просторової орієнтації тріщин, трудність діагностики техногенної тріщинуватості.

Метод насичення пустотного простору кольоровими смолами [47] під вакуумом пластинок гірських порід дозволяє впевнено ідентифікувати тріщини, що виникають при виготовленні шліфів, а також вивчати дуже пухкі або інтенсивно тріщинуваті зразки. Метод широко застосовується для вивчення закономірнос-

тей розподілу пустот за розмірами, визначення морфології пустотного простору. Сфера його використання обмежена вивченням міжзернової пористості. Невеликі за розмірами шліфи не дозволяють вивчати просторову орієнтацію тріщин.

Широке застосування при вивченні складнобудованих колекторів отримав метод насичення люмінофорами кубиків порід розмірами 50×50×50 мм [27] з наступним їхнім опроміненням ультрафіолетовим промінням і вивченням під бінокулярним мікроскопом. Даний метод дозволяє вивчати морфологію тріщин, досліджувати їхній розвиток у всьому об'ємі породи, визначати поверхневу густину і напрямки орієнтації. Його недоліки пов'язані зі складністю отримання представницьких колекцій керна з найбільш цікавих інтервалів розрізу свердловини та труднощами оцінки впливу природного напружено-деформованого стану. Цифрова зйомка на відеокамеру дозволяє автоматизувати процес обробки пустотного простору з використанням для цієї мети ЕОМ і сканувальних пристроїв [48–50].

Методи капілярметричних досліджень із використанням центрифугування [51] нафто- та водонасичених зразків забезпечують оцінку коефіцієнта залишкового водонасичення і досліджень структури нафтонасичення (кількісне співвідношення нафти у вільнорухомому, плівковому та адсорбованому стані), енергії зв'язку флюїду з поровими каналами.

Для вивчення структури тріщинно-порового простору використовуються методи електронної мікроскопії із застосуванням аналізаторів [68]. Це дозволяє вивчати зразки дуже малих розмірів, у тому числі й шлам порід-колекторів, що має велике значення при обмеженому виносі керна з інтервалів інтенсивно тріщинуватих порід. Недоліки даного методу пов'язані з локальністю досліджень, неможливістю вивчати макротріщини і пустоти порівняно великих розмірів.

Усі розглянуті вище методи є прямими і безпосередньо вивчають пустотний простір. Більшість із них достатньо складні в реалізації. Крім того, вони не дають оцінку ефективних фільтраційно-ємнісних характеристик колекторів.

Для дослідження структури пустотного простору застосовуються методи, які базуються на процесах витіснення рідини, що заповнює породи, або задування флюїду в пустотний простір. Найбільш поширеною є ртутна порометрія [52] і методи насичення пустотного простору рідинами з наперед заданими властивостями [44]. Вони дозволяють отримати розподіл пор за розмірами порових каналів, оцінювати вміст пор різної форми у випадку попередньо відомої морфології пустотного простору. Однак у випадку змішаних колекторів їхня ефективність знижується.

Для дослідження акустичних властивостей зразків керна застосовують ультразвукові методи вимірювання швидкостей розповсюдження пружних хвиль і затухання як в атмосферних умовах, так і в умовах, що моделюють природний стан порідколекторів. Великий внесок у розвиток цього напрямку зробили Г. М. Авчян, Е. І. Баюк, К. І. Багринцева, В. М. Бортницька, Т. З. Вербицький, С. А. Вижва, М. П. Воларович, А. А. Гаранін, В. І. Грицишин, В. М. Дахнов, В. М. Добринін, О. С. Зубко, В. Ф. Індутний, В. Н. Кобранова, О. Л. Кузнецов, І. М. Куровець, Ф. М. Ляховицький, М. Ю. Нестеренко, Г. І. Петкевич, Г. Т. Продайвода, Г. Й. Притулка, О. П. Силаєва, М. М. Сорока, Д. Д. Федоришин, В. І. Шеленко, О. В. Шеремета та ін. Серед зарубіжних учених варто відмітити роботи В. О. Мерфі, Дж. М. Берга, К. Л. Кука, М. Уїллі, А. Грегори, Л. Гарднера, В. Уїнкера, Ванг Кжі Йена, В. Ліня, Г. Б. Уолша, Ж. Валлена, О. Бекмена, В. Н. Соммертона, Р. Масонхаймера, М. С. Кінга, Т. Кліментоса, С. Мак Кена, Де-хуа Хана, А. Нура, Дейла Моргана та ін.

Численними дослідженнями була встановлена кореляційна залежність між коефіцієнтом пористості та інтервальним часом пробігу пружних хвиль у колекторах порового типу. При вивченні тріщинуватих порідколекторів відмічається різке зниження абсолютних значень швидкостей пружних хвиль навіть за незначних коефіцієнтів тріщинуватості (десяті частки відсотка). Наявність орієнтованих систем тріщинуватості призводить до анізотропії пружних властивостей і до порушення відносно простих кореляційних співвідношень між швидкостями і коефіцієнтом по-

ристості [22, 37, 53–57]. Для оцінки різних типів колекторів використовувалися динамічні характеристики пружних хвиль, зокрема коефіцієнти їхнього затухання, відношення швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль у сухих і насичених зразках.

Незважаючи на можливість безпосереднього контролю за структурою тріщинно-порового простору при дослідженнях зразків керна за даними акустичних досліджень керна практично неможливо визначити коефіцієнти пористості для різних типів пустот (каверн, тріщин, пор). Існуючі методики дозволяють визначати наявність пустот одного виду на основі використання кореляційних залежностей з досить широкими довірчими границями. Однак за наявності широкого спектра пустот точність таких визначень значно знижується, тіснота кореляційних зв'язків порушується.

Петрофізичні та колекторські властивості порід-колекторів і залежності між ними вивчалися [45] на штучно виготовлених зразках. При цьому використовувалися сучасні методи планування експериментів та імовірісно-статистичні способи обробки експериментальних даних.

За результатами досліджень встановлено загальні закономірності зміни петрофізичних параметрів різного типу порід-колекторів зі зростом ефективного тиску і температури та кореляційні зв'язки параметрів фізичних властивостей з речовинними, структурними, ємнісно-фільтраційними та іншими характеристиками порід-колекторів.

Недоліками досліджень таких методів є складність перенесення одержаних результатів фільтраційно-ємнісних властивостей порід на конкретний геологічний об'єкт.

Вивчення складнобудованих колекторів протягом багатьох років здійснювалося на основі комплексного підходу, який використовує дані ГДС, петрофізики, гідродинамічних і промислових спостережень, результати інших супровідних досліджень. Ефективність цього напряму різко підвищилась з упровадженням у практику промислової геофізики математичних методів та ЕОМ. Праці С. М. Аксельрода, Л. М. Альпіна, В. С. Афанасьєва, М. З. Заляєва, Г. М. Зверева, В. Г. Інгермана, М. М. Елланського,

Л. Е. Кнеллера, О. Л. Колосова, А. Є. Кулінковича, В. М. Курганського, В. В. Ларіонова., Б. П. Маслова, Г. Т. Продайводи, Н. Н. Сохранова, Н. В. Фарманової, І. М. Чуринової та багатьох інших дослідників дозволили суттєво просунути теорію і практику вирішення таких задач.

Для дослідження будови порід на сучасному рівні комплексний підхід до проблеми передбачає залучання також і даних інших польових геофізичних методів.

Один із таких напрямів [58] базується на принципах активного використання комплексу геологічних і геофізичних (сейсморозвідка, гравірозвідка, акустичний та гамма-гамма-густинний методи ГДС) даних у межах спільної технології їхньої інтегральної інтерпретації. Для забезпечення реалізації даної методики пропонується спосіб опису геологічних і фізико-геологічних моделей геологічного розрізу, а також принципи взаємодії між окремими елементами цих моделей та комплексом геофізичних полів. Вибір комплексу методів обумовлений можливостями з вивчення як макроструктури геологічного розрізу, так і просторового прогнозування характеру розподілення розуцільнених тріщинуватих зон. Такі зони досліджуються [59] з метою виділення родовищ вуглеводнів; визначення просторової орієнтації та генезису тріщин як продуктивних резервуарів; визначення їхнього впливу на флюїдопровідні колектори та інше за допомогою комплексу ГДС + сейсморозвідка + петрофізика.

Разом із тим, сучасні технології обробки геофізичної інформації (у першу чергу даних глибинного сейсмічного зондування – ГЗС), сейсморозвідки, вертикального сейсмічного профілювання – ВСП, акустичного каротажу, ультразвукових досліджень на зразках у лабораторних умовах), як правило, не враховують орієнтацію систем мікротріщин, розподіл пустот за форматами і не дозволяють проводити інверсію параметрів, що досліджуються, у структуру пустотного простору. У зв'язку з цим виникає потреба у вивченні структури пустотного простору гірських порід і встановленні її зв'язку з акустичними характеристиками та продуктивністю свердловин.

Цінну інформацію про будову порід-колекторів і структуру пустотного простору надають і лабораторні методи, і методи ГДС, і польові геофізичні методи. Найбільш чутливими до зміни структури пустотного простору є акустичні та пружні характеристики, тому для дослідження пустотного простору можна застосовувати всі наявні методи, які базуються на вивченні середовища в ультразвуковому, акустичному або сейсмічному діапазонах частот.

1.3. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГЕОЛОГІЧНОГО ДОСЛІДЖЕННЯ СКВАЖИН

Розвиток інформаційних технологій дав потужний поштовх для розробки автоматизованих інтерпретаційних технологій в галузі промислової геофізики. Цій проблемі присвячена велика кількість робіт, орієнтованих головним чином на дослідження гранулярних колекторів. При дослідженні тріщинуватості, кількісній оцінці складу колекторів і визначенні типів пористості колекторів ґрунтуються на розв'язку систем лінійних і нелінійних рівнянь, основою яких є коефіцієнти, визначені за даними петрофізики.

Проблеми розв'язку таких систем петрофізичних рівнянь, їхня параметризація, стійкість, аналіз вирішення задач визначення типів пористості та фільтраційно-ємнісних властивостей в системах обробки даних ГДС розглядаються в роботах Т. Ф. Дьяконової, Б. Н. Єнікєєва, Т. Н. Зверева, М. М. Елланськогоого, В. Г. Інгермана, О. М. Карпенка, М. Д. Красножона, В. Д. Косаченка, А. С. Мойсєєнка, О. І. Саломасова, І. М. Сохранова та ін. [60–73].

В Україні в 90-ті рр. розпочато створення інтегрованих комп'ютерних систем. Значний досвід у створенні інтерпретаційних систем і технологій, наявна теоретична та методична база дали змогу УкрДГРІ створити технологію оперативної та площової інтерпретації даних ГДС на персональних обчислювальних машинах (ТОІ ГДС).

Як і в попередніх технологіях тут також закладено принцип єдності інтерпретаційного процесу незалежно від його стадій. Програмне забезпечення передбачає повний граф обробки від розчленування розрізу до оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей пластів-колекторів.

Інформаційне забезпечення виконується спеціалізованою системою управління базою даних, яка вміщує каротажні криві, попластові характеристики та апріорну інформацію.

Для інтерпретації тонкошаруватих розрізів у Львівському відділі геофізики УкрДГРІ під керівництвом Т.С. Ізотової було створено пакет програм "Колектор". Важливою в розвитку цього напрямку стала запропонована концепція генетичної інтерпретації ГДС.

Виконані в ранній період теоретичні й методичні розробки створили міцний алгоритмічний фундамент для становлення комп'ютеризованих інтерпретаційних систем на сучасному етапі. Систему АРМ ГДС [74] розроблено в Київському технологічному центрі обробки геофізичної інформації. Система дозволяє оперативно інтерпретувати дані ГДС за різними методиками, узагальнюючи результати.

Комплекс програм АРМ ГДС призначено для збирання, збереження й оперативної обробки результатів геофізичних досліджень свердловин на всіх стадіях геологорозвідувальних робіт, включаючи і підрахунок запасів. Комплекс програм може використовуватися як при проведенні методичних досліджень, пов'язаних з розробкою прийомів, критеріїв і методик інтерпретації, так і при виробничій обробці ГДС за задалегідь установленими графами інтерпретації.

Програмний комплекс працює в операційному середовищі DOS 3.2 і вище. Бібліотека сервісних і обробних програм дозволяє здійснювати:

- уведення і редагування каротажних даних із різноманітних носіїв, а також файли різноманітних форматів;

- ув'язування каротажних кривих за глибиною; відтворення вихідних даних і результатів обробки в графічній формі;
- використання багатофункціональних програм математичного і логічного перетворення, включаючи побудову гістограм і крос-плоти;
- видання результатів у вигляді графічних планшетів на принтер або плотар, або у вигляді таблиць довільної форми.

Програмне забезпечення передбачає:

- автоматизоване розчленування розрізу за комплексом ГДС і зняття відліків характерних значень геофізичних параметрів;
- оцінку якості й комплексну інтерпретацію матеріалів електричного каротажу;
- оцінку фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід;
- вирізнення основних літотипів і пластів-колекторів;
- оцінку насичення колекторів;
- видачу результатів оперативної інтерпретації в табличній і графічній формах.

Інформаційне забезпечення виконується спеціалізованою системою управління базою даних, яка вміщує каротажні криві, попластові характеристики та апріорну інформацію.

Бурхливий розвиток комп'ютерних технологій і поява досконалішого системного середовища, з одного боку, і необхідність глибокої геологічної інтерпретації матеріалів ГДС, включаючи моделювання родовищ і підрахунок запасів, з іншого боку, винесли на порядок денний питання створення повної (інтегрованої) комп'ютерної технології зведеної інтерпретації даних ГДС і суміжної геолого-геофізичної інформації.

Геопрошук – сучасна комп'ютеризована технологія обробки й інтерпретації матеріалів ГДС та іншої геолого-геофізичної інформації для вивчення складнобудованих нафтогазоперспективних розрізів, у тому числі побудови геологічних моделей, підрахунку запасів [66, 73, 75]. *Геопрошук* – це інтегрований пакет

оперативної та зведеної інтерпретації даних, що дозволяє виконувати її не тільки на рівні свердловини або куща свердловин, але й у межах усього родовища, групи родовищ.

Разом із тим, *Геопишук* – це повноцінний робочий пакет, що надає користувачу широкі можливості, у тому числі:

- побудови карт (апроксимація геофізичних поверхонь і тривимірна інтерпретація), інклінометрію;
- формування текстових документів для MS Word for Windows, планшетів каротажної й іншої геофізичної інформації, кореляційних схем і розрізів;
- двовимірної інтерпретації, кроспловів і статистичного аналізу;
- дослідження інтегрованого середовища й використання інтерпретатора формул спеціалізованою Сі-подібною мовою.

Комп'ютеризована технологія *Геопишук* дозволяє виконувати всі етапи оперативної інтерпретації, крім того, виконувати етапи зведеної інтерпретації, які включають:

- побудову кореляційних профілів, перетинів;
- побудову карт геофізичних поверхонь;
- автоматизований підрахунок запасів вуглеводнів;
- побудову геологічної моделі нафтогазового родовища.

Такий широкий спектр різнотипних завдань і вимог наклав відбиток на побудову технологічної схеми інтерпретаційного процесу. В основу схеми закладено принцип інформаційної єдності всього процесу незалежно від його стадій (обробка, інтерпретація в інтервалі, свердловині, площі, просторове моделювання тощо). Це дозволяє за рахунок постійного використання всієї інформації щодо даного об'єкта та його аналогів значно підвищити достовірність одержаних результатів [66, 73, 75].

На етапі оперативної інтерпретації проводиться визначення емісних властивостей (ЄВ) виділених пластів (глинистості, пористості, проникності). Оцінка ЄВ здійснюється за математичними моделями, обчислення коефіцієнтів у яких виконується за

допомогою статистичного аналізу даних ГДС і петрофізичних досліджень. Обчислювальний процес для зручності відбувається через універсальний інтерпретатор формул і структурований каталог інтерпретаційних моделей.

Таким чином, дослідження властивостей порід-колекторів – проблема, що розв'язується за допомогою прямих лабораторних досліджень, обробки даних ГДС, петрофізики, комплексування цих методів. Інтенсивно розвиваються дослідження, направлені на комплексування польових геофізичних досліджень з даними ГДС і петрофізики. Для проведення інтерпретації застосовуються комп'ютеризовані системи обробки та інтерпретації даних.

2. СУЧАСНІ МЕТОДИ МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ ЕФЕКТИВНИХ ПРУЖНИХ ПАРАМЕТРІВ ГЕОЛОГІЧНОГО СЕРЕДОВИЩА

Сучасні комп'ютерні технології надають практично необмежені можливості для розвитку нових методів математичного моделювання геофізичних параметрів, які ґрунтуються на теорії механіки неоднорідного середовища.

Визначення ефективних геофізичних параметрів реального геологічного середовища зводиться до відомої проблеми багатьох тіл. Ця проблема зустрічається в розділах механіки, фізики і геофізики. У зв'язку з тим, що задача багатьох тіл не має точного розв'язку, для її вирішення застосовують наближені методи.

Нині відома велика кількість наукових праць, присвячених теоретичному визначенню ефективних фізичних властивостей неоднорідного середовища в різних наближеннях. Огляд існуючих методів моделювання ефективних фізичних властивостей неоднорідних середовищ, у тому числі й гірських порід, можна знайти в роботах [76, 77]. Умовно їх можна розділити на дві групи:

1) методи усереднення, які дозволяють знайти верхню і нижню межі пружних властивостей неоднорідного середовища без будь-яких припущень щодо геометрії їхніх компонент (методи Фойгта, Реусса, Фойгта–Реусса–Хілла, Хашіна–Штрикмана);

2) методи, які враховують форму включень і ґрунтуються на розв'язку крайових задач для неоднорідного середовища, що вміщує включення певної геометричної форми (метод самоузгодження, методи теорії стохастичних полів).

2.1. МЕТОДИ УСЕРЕДНЕННЯ

Класичними методами наближеного визначення ефективних фізичних властивостей неоднорідного середовища є методи Фойгта [78] і Реусса [77], які дозволяють знайти верхню і нижню межу ефективних фізичних властивостей. При визначенні наближення Фойгта і Реусса взаємодію між структурними елементами неоднорідного середовища не враховують.

Узагальнення методів Фойгта і Реусса для багатофазних агрегатів було виконано Р. Хіллом [79]. Використовуючи енергетичний принцип, він показав, що середнє арифметичне і геометричне, які одержують за схемами Фойгта і Реусса, утворюють верхню і нижню межу можливих величин ефективних пружних постійних (ФРХ). Схеми Фойгта і Реусса впливають із принципів мінімуму пружної й додаткової енергії за заданих однорідних деформацій або напруг, які й свідчать про існування верхньої та нижньої межі ефективних пружних постійних. Слід зазначити, що зі збільшенням контрастності пружних властивостей компонент неоднорідного середовища та їхньої пружної анізотропії відповідно зростає верхня і нижня межа можливих значень ефективних пружних постійних. Середнє арифметичне значення відоме як середнє Фойгта–Реусса–Хілла (ФРХ) і широко застосовується для усереднення пружних постійних мінералів [79].

В основі варіаційного методу Хашина і Штрикмана (ХШ) лежить принцип стаціонарності деякого спеціального функціонала відносно тензора поляризації P_{ij} , що визначається рівнянням $P_{ij} = \sigma_{ij} - C_{ij\alpha\beta}^c \varepsilon_{\alpha\beta}$, де σ_{ij} σ_{ij} – тензор напруг; $\varepsilon_{\alpha\beta}$ – тензор деформацій; $C_{ij\alpha\beta}^c$ – тензор пружних постійних деякого однорід-

ного тіла, які називають тілом порівняння. При цьому стаціонарне значення функціонала дорівнює пружній енергії макрооб'єму неоднорідного матеріалу.

Метод Хашина–Штрикмана дозволяє одержувати більш вузькі межі можливих значень ефективних пружних постійних неоднорідних матеріалів, які одержали назву границь Хашина–Штрикмана [79]. Слід підкреслити, що при обчисленні стаціонарного значення функціонала вважають, що поле тензора поляризації є кусково-неоднорідним, тобто постійним у межах кожної компоненти. Але це припущення еквівалентне кусковій однорідності напруг і деформацій, яке призводить до того, що рівняння рівноваги і співвідношення Коші можуть не задовольнятися. Крім того, знайдене стаціонарне значення функціонала не буде дорівнювати повній пружній енергії неоднорідного матеріалу, оскільки не враховуються складові напруг і деформацій, які змінюються в межах компонент. Незважаючи на те, що границі ХШ значно вужчі границь ФРХ, усе ж внаслідок наближеного розв'язку задачі вони не є абсолютно строгими. Метод ХШ не можна застосовувати при розрахунках пружних постійних неоднорідного середовища, компонентами якого є пори і тріщини. Це пояснюється тим, що в такому випадку нижня границя ХШ буде дорівнювати нулю, а межі ХШ тоді стають досить широкими.

2.2. МЕТОДИ ВІРІАЛЬНОГО РОЗВИНЕННЯ І САМОУЗГОДЖЕННЯ

Згадані вище методи не враховують вплив реальної структури неоднорідного середовища на ефективні пружні постійні. Одним із методів, який наближено враховує вплив форми структурних елементів на ефективні пружні властивості неоднорідного середовища, є метод віріального розвинення. Цей метод ґрунтується на розвиненні ефективних тензорів пружних постійних у ряд за концентраціями одного з компонентів. Метод застосовується для дослідження матричних структур, коли неоднорідне середовище можна розглядати як "твердий скелет" – матрицю

і включення. У цьому випадку визначальним є розв'язок задачі розподілу напруг у нескінченному пружному середовищі з одним еліпсоїдним включенням. Цю задачу розв'язав Ешелбі [80], який знайшов спосіб визначення енергії деформування середовища, що вміщує еліпсоїдальне включення. Формула, виведена Ешелбі для обчислення енергії деформування, дозволяє здійснювати перетворення інтегрування за об'ємом в інтегрування за поверхнею певного типу. Спочатку розглядається нульовий стан, що відповідає однорідному тілу з пружними властивостями матриці, які перебувають в умовах однорідного навантаження. Наступний стан описує збурення напруг і деформацій в околиці одного включення, потім урахуються додаткові збурення, які викликаються взаємодією двох включень і т. д. Практична реалізація методу віріального розвинення обмежується лише двома наближеннями для матеріалів з еліпсоїдальними включеннями. Наближено ефективні властивості неоднорідних матеріалів при довільних концентраціях компонентів з урахуванням форми структурних елементів можна визначити методом самоузгодженого поля. Цей метод також ґрунтується на розв'язку крайової задачі теорії пружності для включення сферичної або еліпсоїдальної форми. Задача зводиться до визначення напружено-деформованого стану включення з наступним усередненням за всіма компонентами, унаслідок чого приходимо до розв'язку нелінійних алгебраїчних рівнянь відносно ефективних пружних постійних. Наближено взаємодія між включеннями враховується шляхом заміни пружних властивостей твердої фази (матриці) деяким ефективним середовищем, пружні властивості якого визначаються в процесі розв'язку задачі.

Існують багато модифікацій методу самоузгодження поля (СУП), але їх можна формально розділити на дві групи:

- методи диференціального ефективного середовища (МДЕС);
- методи ефективного середовища (МЕС).

У методах МДЕС для визначення ефективних пружних постійних спочатку розглядається суцільне середовище із властивостями матриці, у якій незначна частка включень. Використову-

ючи наближення малої концентрації, розраховуються ефективні пружні постійні. Потім процедура повторюється, але вже як матриця розглядаються ефективні пружні модулі, одержані на першому кроці наближення і т. д. Унаслідок застосування цієї процедури отримують систему звичайних диференціальних рівнянь, яка описує залежність пружних модулів неоднорідного середовища від концентрації включень.

Модифікації МЕС найбільше досліджувалися Д. Берріманом в контексті теорії розсіювання. Пружні модулі визначалися шляхом розв'язування рівнянь, одержаних за умов, що усереднена амплітуда хвиль розсіювання для ансамблю включень, розміщених у середовищі з ефективними властивостями, дорівнює нулю. Передбачається, що розмір включень набагато менший за довжину хвилі й вони мають сфероїдальну форму. Обидві модифікації задовольняють нерівності Хашина–Штрикмана. Головна відмінність цих двох модифікацій в тому, що в модифікації МЕС прийнята симетричність відносно складових компонент неоднорідного середовища, а в МДЕС-моделі одна із компонент є матрицею і друга – включенням (зазвичай пори). Ці особливості найяскравіше виявляються за високих концентрацій включень. Зокрема, при розрахунках пружних модулів неоднорідного середовища з пустотною матрицею методом МЕС пружні модулі обертаються в нуль при скінченному значенні коефіцієнта пористості. Для МДЕС пружні модулі залишаються ненульовими за будь-яких значень коефіцієнта пористості. У зв'язку з цим обидві модифікації мають певні обмеження при застосуванні. Е. Д. Казаченко, М. Г. Марков [81] показали, що метод МЕС найкраще описує ефективні пружні постійні в багатокомпонентних осадових породах, у широкому діапазоні пористості. Метод МДЕС виявився більш результативним при дослідженні ефективних пружних модулів глинистих і пористих теригенних порід. Разом із тим, можливість обох методів суттєво обмежена при дослідженні гірських порід зі складною структурою тріщинно-порового простору і не враховує анізотропію гірських порід.

Хадсон Д. А. [82] запропонував метод теорії розсіювання для числових розрахунків ефективних пружних постійних тріщинуватих гірських порід із хаотичною й однонаправленою орієнтаці-

єю дископодібних тріщин. Метод обмежується малою концентрацією тріщин і не враховує повною мірою структуру тріщинно-порового простору, оскільки метод ґрунтується на аналізі одноактного розсіювання.

2.3. МЕТОДИ ТЕОРІЇ СТОХАСТИЧНИХ ФУНКЦІЙ

Найбільші можливості при дослідженні ефективних фізичних властивостей багатокомпонентного геологічного середовища безумовно мають методи стохастичної механіки, які не лише дозволяють вивчати реальні структури, а й узагальнюють усі відомі методи. Це досягається завдяки тому, що пружні характеристики реального неоднорідного середовища розглядаються як випадкові функції координат і завдання зводиться до розв'язку стохастичних диференціальних рівнянь теорії пружності. Тензор пружних постійних матеріалу стохастичної структури утворює тензорне випадкове поле. Щоб його визначити, необхідно задати n -точкову щільність розподілу вірогідностей пружних постійних [83–85]:

$$f^{(n)}(C_{ijkl}) = f(C_{ijkl}^{(1)}, C_{ijkl}^{(2)}, \dots, C_{ijkl}^{(n)}), \quad (2.1)$$

де індекс у дужках означає, що величини пружних постійних зіставляються з точками спостережень $x_i^{(n)}$ тривимірного простору.

Якщо тензорне випадкове поле є статистично однорідним, то одноточкова щільність розподілу не залежить від координат, а двоточкова щільність залежить від різниці координат двох точок. При зовнішніх навантаженнях у статистично однорідному середовищі виникають відповідно випадкові поля напруг і деформацій, які можна описати n -точковими щільностями розподілу вірогідностей напруг і деформацій:

$$\begin{aligned} f^{(n)}(\sigma_{ij}) &= f(\sigma_{ij}^{(1)}, \sigma_{ij}^{(2)}, \dots, \sigma_{ij}^{(n)}), \\ f^{(n)}(\varepsilon_{ij}) &= f(\varepsilon_{ij}^{(1)}, \varepsilon_{ij}^{(2)}, \dots, \varepsilon_{ij}^{(n)}). \end{aligned} \quad (2.2)$$

Загальнішим буде випадок, коли задано сумісну щільність розподілу тензорних випадкових полів $C_{ijkl}, \sigma_{ij}, \varepsilon_{ij}$:

$$\begin{aligned} f^{(n)}(C_{ijkl}, \sigma_{ij}, \varepsilon_{ij}) = \\ = f(C_{ijkl}^{(1)}, \sigma_{ij}^{(1)}, \varepsilon_{ij}^{(1)}, \dots, C_{ijkl}^{(n)}, \sigma_{ij}^{(n)}, \varepsilon_{ij}^{(n)}) \end{aligned} \quad (2.3)$$

Якщо відомі щільності розподілу (2.1, 2.2), то можна знайти моменти випадкових полів довільного порядку і типу. Одноточкові моменти першого порядку, або математичне сподівання, визначають із співвідношення:

$$\begin{aligned} \langle C_{ijkl}^{(1)} \rangle &= \int C_{ijkl}^{(1)} f^{(1)}(C_{ijkl}) dC_{ijkl}, \\ \langle \sigma_{ijkl}^{(1)} \rangle &= \int \sigma_{ijkl}^{(1)} f^{(1)}(\sigma_{ijkl}) d\sigma_{ijkl}, \\ \langle \varepsilon_{ijkl}^{(1)} \rangle &= \int \varepsilon_{ijkl}^{(1)} f^{(1)}(\varepsilon_{ijkl}) d\varepsilon_{ijkl}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

Аналогічним чином за допомогою сумісної щільності розподілу (2.3) можна знайти двоточкові моменти другого порядку, або кореляційні функції:

$$\begin{aligned} \langle C_{ijkl}^{(1)} C_{mnpq}^{(2)} \rangle, \langle \sigma_{ij}^{(1)} \sigma_{mn}^{(2)} \rangle, \langle \varepsilon_{ij}^{(1)} \varepsilon_{kl}^{(2)} \rangle, \\ \langle C_{ijkl}^{(1)} \sigma_{mn}^{(2)} \rangle, \langle C_{ijkl}^{(1)} \varepsilon_{mn}^{(2)} \rangle, \langle \sigma_{ij}^{(1)} \varepsilon_{mn}^{(2)} \rangle. \end{aligned} \quad (2.5)$$

Для матеріалів стохастичної структури характерна відсутність кореляційного зв'язку між значеннями випадкових полів у точках $x_i^{(1)}, x_i^{(2)}$, якщо відстань між ними значно перевищує масштаб кореляції, що визначається характерним розміром структурних елементів, тобто має місце співвідношення:

$$\langle C_{ijkl}^{(1)} C_{pqrs}^{(2)} \rangle \rightarrow \langle C_{ijkl}^{(1)} C_{pqrs}^{(2)} \rangle, |x_i^{(1)} - x_i^{(2)}| \rightarrow \infty. \quad (2.6)$$

Якщо розглядати центровані випадкові поля, або флуктуації

$$C_{ijkl}^0 = C_{ijkl} - \langle C_{ijkl} \rangle, \sigma_{ij}^0 = \sigma_{ij} - \langle \sigma_{ij} \rangle, \varepsilon_{ij}^0 = \varepsilon_{ij} - \langle \varepsilon_{ij} \rangle, \quad (2.7)$$

то, беручи до уваги (2.6), маємо:

$$\langle C_{ijkl}^{(1)0} C_{pqrs}^{(2)0} \rangle \rightarrow 0, \left| x_i^{(1)} - x_i^{(2)} \right| \rightarrow \infty. \quad (2.8)$$

Розподіл напруг і деформацій в компонентах з відповідними властивостями характеризуються умовною щільністю розподілу [83–85]:

$$\begin{aligned} f^{(n)}(\sigma_{ij}, \varepsilon_{ij} | C_{ijkl}) = \\ = f(\sigma_{ij}^{(1)}, \varepsilon_{ij}^{(1)}, \dots, \sigma_{ij}^{(n)}, \varepsilon_{ij}^{(n)} | C_{ijkl}^{(1)}, \dots, C_{ijkl}^{(n)}) \cdot \partial \end{aligned} \quad (2.9)$$

Залежність між функціями (2.1, 2.3, 2.9) можна встановити, якщо скористатися теоремою множення:

$$f^{(n)}(C_{ijkl}, \sigma_{ij}, \varepsilon_{ij}) = f^{(n)}(C_{ijkl}) f^{(n)}(\sigma_{ij}, \varepsilon_{ij} | C_{ijkl}). \quad (2.10)$$

Якщо макрооб'єм геологічного середовища стохастичної структури перебуває в умовах однорідних макронапруг $\langle \sigma_{ij} \rangle$ або макродеформації $\langle \varepsilon_{ij} \rangle$, причому тензорне поле пружних постійних C_{ijkl} статистично однорідне, то виникаючі випадкові поля напруг σ_{ij} і деформацій ε_{ij} також будуть статистично однорідними. При цьому випадкові поля C_{ijkl} , σ_{ij} , ε_{ij} задовольняють властивість ергодичності, згідно з якою усереднення за об'ємом збігається із статистичним усередненням за ансамблем реалізацій. Важливо зазначити, що ансамбль реалізацій являє собою сукупність полів для великої кількості макрооб'ємів, які перебувають в однакових умовах навантаження і мають один і той самий вид структури. У реальному геологічному середо-

вищі остання умова може порушуватися. Це призводить до так званих перколяційних ефектів, пов'язаних з можливістю утворення або зникнення зв'язаних кластерів. Імовірно, що в таких випадках можливо порушення властивостей ергодичності, тому ці явища вимагають спеціальних досліджень.

Якщо макроскопічний об'єм геологічного середовища значно більший за розміри його структурних неоднорідностей, то тоді можна розглядати відповідно до властивості ергодичності деякі середні напруги, деформації й переміщення в елементарних макрооб'ємах і макроділянках, розміри яких суттєво більші за розміри структурних елементів геологічного середовища.

Беручи до уваги, що при цьому залежність між макронапругами $\langle \sigma_{ij} \rangle$ і макродеформаціями $\langle \varepsilon_{ij} \rangle$ задовольняє закон Гука, маємо [32, 33, 35]:

$$\langle \sigma_{ij} \rangle = C_{ijkl}^* \langle \varepsilon_{ij} \rangle, \quad (2.11)$$

де кутові дужки означають усереднення за макрооб'ємом, а C_{ijkl}^* – ефективні пружні постійні геологічного середовища.

Задача визначення ефективних пружних постійних геологічного середовища формально зводиться до знаходження розподілу за координатами мікродеформацій, які мають лінійну залежність від макродеформацій [83–85], тобто

$$\varepsilon_{kl}(\vec{x}) = A_{klpq} \langle \varepsilon_{pq} \rangle. \quad (2.12)$$

Беручи до уваги, що в кожній точці макрооб'єму справедливий закон Гука

$$\sigma_{kl}(\vec{x}) = C_{ijkl}(\vec{x}) \varepsilon(\vec{x}), \quad (2.13)$$

після підстановки (2.12) у (2.13), маємо

$$\sigma_{kl}(\vec{x}) = C_{ijkl}(\vec{x}) A_{klpq} \langle \varepsilon_{pq} \rangle. \quad (2.14)$$

Після усереднення виразу (2.14) за макрооб'ємом одержимо

$$\langle \sigma_{ij} \rangle = \langle C_{ijkl} A_{klpq} \rangle \langle \varepsilon_{pq} \rangle. \quad (2.15)$$

Порівняємо (2.15) і (2.11) і переконаємося, що

$$C_{ijkl}^* = \langle C_{ijkl} A_{klpq} \rangle. \quad (2.16)$$

Для знаходження розподілу мікронапруг (2.12) можна скористатися рівнянням статичної рівноваги за відсутності об'ємних сил:

$$\sigma_{ij,i} = 0. \quad (2.17)$$

Після підстановки в рівняння (2.17) виразу (2.13) з урахуванням співвідношення Коші

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2}(U_{i,j} + U_{j,i}) \quad (2.18)$$

одержимо рівняння статичної рівноваги в компонентах переміщень:

$$\left(C_{ijkl} U_{k,l} \right), j = 0. \quad (2.19)$$

Беручи до уваги, що при однорідному навантаженні має місце співвідношення

$$U_i = \langle \varepsilon_{ij} \rangle x_j + U_j^0, \quad (2.20)$$

після підстановки (2.20) у (2.19) одержимо

$$C_{ijkl}^c U_{k,l}^0 + [C_{ijkl} - C_{ijkl}^c] \varepsilon_{kl}, j = 0, \quad (2.21)$$

де U_k^0 – флуктуації вектора переміщень; C_{ijkl}^c – деякий тензор пружних постійних з постійними компонентами.

На межі макрооб'єму флуктуації вектора переміщень U_k^0 нескінченно малі, тобто граничні умови можна записати в такому вигляді:

$$U_k^0 \Big|_{\infty} = 0. \quad (2.22)$$

Таким чином, задача визначення ефективних пружних постійних зводиться до стохастичного рівняння (2.21) при граничних умовах (2.22). Рівняння (2.21) є статистично неоднорідним, оскільки до нього входять добутки випадкових функцій, що ускладнює розв'язок поставленої задачі.

Скористаємося тензорною функцією Гріна G_{ij} , яка задовольняє рівняння

$$C_{ijkl}^c G_{kp,jl} (x_i^{(1)} - x_i^{(2)}) = -\delta(x_i^{(1)} - x_i^{(2)}) \delta_{ip}, \quad (2.23)$$

де $\delta(x_i^{(1)} - x_i^{(2)})$ – дельта-функція Дірака; δ_{ip} – тензор Кронекера.

Диференціальне рівняння (2.21) можна подати в інтегральній формі:

$$\begin{aligned} U_i^{(1)0} &= \\ &= \int_{\Delta V^{(2)}} G_{ip} (x_i^{(1)} - x_i^{(2)}) \left[(C_{pqmn}^{(2)} - C_{pqmn}^c) \varepsilon_{mn}^{(2)} \right]_{,q} dV^{(2)}. \end{aligned} \quad (2.24)$$

Підстановка (2.24) у співвідношення Коші (2.18) та інтегрування по частинах дозволяє одержати інтегральне рівняння відносно флуктуацій деформацій $\varepsilon_{ij}^{(0)}$ у такому вигляді:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{ij}^{(1)0} &= \\ &= K_{ijpq} (x_i^{(1)} - x_i^{(2)}) \cdot \left[(C_{pqmn}^{(2)} - C_{pqmn}^c) \langle \varepsilon_{mn} \rangle + \varepsilon_{mn}^{(2)0} \right], \end{aligned} \quad (2.25)$$

де зірочкою позначена операція згортки, а дія інтегрального оператора K_{ijpq} , ядром якого є похідні від тензорних функцій Гріна, визначається формулою:

$$K_{ijpq}(x_i^{(1)} - x_i^{(2)}) \cdot \phi^{(2)} = \int_{\Delta V^{(2)}} G_{(ip,j)q}(x_i^{(1)} - x_i^{(2)}) \phi^2 dV^{(2)} + \int_{\Delta S^{(2)}} G_{(ip,j)q}(x_i^{(1)} - x_i^{(2)}) n_q^2 dS^{(2)}, \quad (2.26)$$

де $\Delta S^{(2)}$ – нескінченно віддалена границя області $\Delta V^{(2)}$; $n_q^{(2)}$ – компоненти одиничного вектора нормалі до поверхні $\Delta S^{(2)}$.

Для розв'язку інтегрального рівняння (2.25) застосовують різні підходи: метод лінеаризації й метод моментів. Ці методи дозволяють одержати розв'язок задачі визначення ефективних пружних постійних геологічного середовища, але їхнє практичне застосування зустрічає багато труднощів. У першу чергу це пов'язано з необхідністю багаторазового застосування операції інтегрування, а також з відсутністю повного набору вихідних даних – моментів пружних характеристик довільного порядку і типу. Тому, як правило, обмежуються кореляційним наближенням, яке справедливе лише у випадку слабконеоднорідних матеріалів. Для визначення ефективних пружних постійних суттєво неоднорідних матеріалів, якими і є гірські породи, необхідно шукати розв'язки шляхом урахування моментів більш високих порядків. Одним із таких підходів є одноточкове наближення, яке враховує одноточкові моменти всіх порядків [83–85].

2.4. ОДНОТОЧКОВЕ НАБЛИЖЕННЯ

Для спрощення викладок будемо використовувати символну безіндексну форму запису рівняння (2.25), яке запишемо в такому вигляді:

$$\varepsilon^{(1)0} = K(x^{(1)} - x^{(2)}) \cdot [(C^{(2)} - C^c)(\langle \varepsilon \rangle + \varepsilon^{(2)0})]. \quad (2.27)$$

У формулі (2.27) тензор пружних напруг у другій компоненті можна подати так:

$$C^{(2)} = \langle C \rangle + C^{(2)0}, \quad (2.28)$$

де $C^{(2)0}$ – флуктуаційна складова тензора пружних постійних другої компоненти.

Після підстановки (2.28) у (2.27) маємо

$$\varepsilon^{(1)0} = K(x^{(1)} - x^{(2)}) \cdot [(C^{(2)0} + \langle C \rangle)(\langle \varepsilon \rangle + \varepsilon^{(2)0})]. \quad (2.29)$$

Помножимо праву і ліву частини рівняння (2.29) на одноточковий момент n -го порядку і проведемо статистичне усереднення, тоді одержимо

$$\begin{aligned} \langle C^{(1)0n} \varepsilon^{(1)0} \rangle \varepsilon^{(1)0} &= K(x^{(1)} - x^{(2)}) \cdot \\ \cdot \langle C^{(1)0(n)} (C^{(2)0} + \langle C \rangle - C^c) * (\langle \varepsilon \rangle + \varepsilon^{(2)0}) \rangle. \end{aligned} \quad (2.30)$$

У правій частині рівняння (2.30) можна виділити одноточкові моменти

$$\begin{aligned} K(x^{(1)} - x^{(2)}) \cdot \langle C^{(1)0(n)} (C^{(2)0} + \langle C \rangle - C^c) (\langle \varepsilon \rangle + \varepsilon^{(2)0}) \rangle = \\ K(0) \cdot \langle C^{(1)0(n)} (C^{(1)0} + \langle C \rangle - C^c) (\langle \varepsilon \rangle + \varepsilon^{(1)0}) \rangle + \\ K(\infty) \cdot \langle C^{(1)0(n)} (C^{(2)0} + \langle C \rangle - C^c) (\langle \varepsilon \rangle + \varepsilon^{(2)0}) \rangle + \\ \hat{K}(x^{(1)} - x^{(2)}) \cdot \langle C^{(1)0(n)} (C^{(2)0} + \langle C \rangle - C^c) (\langle \varepsilon \rangle + \varepsilon^{(2)0}) \rangle. \end{aligned} \quad (2.31)$$

Тут дія інтегрального оператора \hat{K} розповсюджується на всю область за винятком точок $x^{(2)} = x^{(1)}$ і $x^{(2)} \in \Delta S^{(2)}$, причому $K(\infty) = -K(0)$.

Підставимо вираз (2.31) у рівняння (2.30) і, зберігаючи в ньому члени, які мають лише одноточкові моменти, приходимо до нескінченної системи алгебраїчних рівнянь відносно одноточкових моментів:

$$\begin{aligned} \langle C^{0(n)} \varepsilon^0 \rangle = & K(0) \cdot [\langle C^{0(n+1)} \varepsilon \rangle + \langle C^{0(n+1)} \varepsilon^0 \rangle - \langle \langle C \rangle - C^c \rangle \cdot \\ & \cdot \langle C^{0(n)} \varepsilon^0 \rangle - \langle C^{0(n)} \rangle \langle C^0 \varepsilon^0 \rangle], \end{aligned} \quad (2.32)$$

де

$$n = 1, 2, \dots$$

Із рівняння (2.32) можна знайти одноточковий момент $\langle C^0 \varepsilon^0 \rangle$ як функцію макроскопічних деформацій $\langle \varepsilon \rangle$. Статистичне усереднення (2.13) з урахуванням умови ергодичності й рівнянь [85]

$$\begin{aligned} \langle C_{ijkl}^{(1)} \rangle &= \langle C_{ijkl} \rangle, \quad \langle \sigma_{ij}^{(1)} \rangle = \langle \sigma_{ij} \rangle, \\ \langle \varepsilon_{ij}^{(1)} \rangle &= \langle \varepsilon_{ij} \rangle, \quad \langle C_{ijkl}^{(1)} \varepsilon_{pq}^{(1)} \rangle = \langle C_{ijkl} \varepsilon_{pq} \rangle \end{aligned} \quad (2.33)$$

дозволяє одержати таке співвідношення:

$$\langle \sigma_{ij} \rangle = \langle C_{ijkl}^{(1)} \varepsilon_{kl}^{(1)} \rangle \langle C_{ijkl} \rangle \langle \varepsilon_{kl} \rangle + \langle C_{ijkl}^{0(1)} \varepsilon_{kl}^{0(1)} \rangle. \quad (2.34)$$

Після підстановки (2.32) у (2.34) знаходимо вираз для ефективних пружних постійних геологічного середовища в одноточковому наближенні [85].

Одноточкове наближення дозволяє здійснювати числові розрахунки ефективних пружних постійних гірських порід зернистої структури, але не дозволяє враховувати її анізотропію.

2.5. МЕТОД УМОВНИХ МОМЕНТІВ (ДВОТОЧКОВЕ НАБЛИЖЕННЯ)

Розглянемо геологічне середовище, яке складається з n компонент з об'ємною концентрацією c_k і тензорами пружних постійних $C^{(k)}$ ($k = 1, 2, \dots, n$). Одноточкова щільність розподілу пружних характеристик такого геологічного середовища має вигляд:

$$f(C) = \sum_{k=1}^n c_k \delta(C - C^{(k)}). \quad (2.35)$$

Сумісна щільність розподілу пружних характеристик і деформацій згідно з теоремою добутку вірогідностей визначається рівністю:

$$f(C, \varepsilon) = f(C) f(\varepsilon | C), \quad (2.36)$$

де $f(\varepsilon | C)$ – щільність розподілу деформацій в деякій точці геологічного середовища за умови, що в цій точці тензор пружних постійних набуває конкретного значення.

Усреднюючи закон Гука

$$\sigma = C\varepsilon, \quad (2.37)$$

з урахуванням (2.35) і (2.36) маємо:

$$\langle \sigma \rangle = \sum_{k=1}^n c_k C^{(k)} \langle \varepsilon^{(k)} \rangle, \quad (2.38)$$

де $\langle \varepsilon^{(k)} \rangle$ – математичне сподівання тензора деформацій в точці x_k за умови, що вона перебуває в компоненті k .

Із виразу (2.38) випливає, що для визначення ефективного тензора пружних постійних багатокомпонентного геологічного середовища необхідно знайти $\langle \varepsilon^{(k)} \rangle$ як функцію макроскопічних деформацій $\langle \varepsilon \rangle$.

Тоді скористаємося рівнянням (2.27), але подамо його в такому вигляді:

$$\varepsilon^{(1)} = \langle \varepsilon \rangle + K \left(x^{(1)} - x^{(2)} \right) \cdot \left(C^{(2)} - C^c \right) \varepsilon^{(2)}. \quad (2.39)$$

Здійснимо усереднення рівняння (2.39) і, скориставшись умовними щільностями розподілу деформації й пружних постійних

$$f \left(\varepsilon^{(1)}, \varepsilon^{(2)}, C^{(2)} \Big|_r^{(1)} \right), \quad (2.40)$$

одержимо таку систему рівнянь:

$$\begin{aligned} \langle \varepsilon^{(r)} \rangle &= \langle \varepsilon \rangle + K \left(x^{(1)} - x^{(2)} \right) \cdot \\ &\cdot \sum_{k=1}^n f \left(\varepsilon^{(2)} \Big|_k^{(1)} \right) \left(C^{(k)} - C^c \right) \langle \varepsilon^{(2)} \Big|_k^{(2)}, {}^{(1)} \rangle, \end{aligned} \quad (2.41)$$

$$(r = 1, 2, \dots, n),$$

де $f \left(\varepsilon^{(2)} \Big|_k^{(1)} \right)$ – вірогідність знаходження точки $x^{(2)}$ у k -компоненті за умови, що точка $x^{(1)}$ перебуває в r -компоненті; $\langle \varepsilon^{(2)} \Big|_k^{(2)}, {}^{(1)} \rangle$ – математичне сподівання тензора деформацій в точці $x^{(2)}$ за умови, що точка $x^{(2)}$ знаходиться в k -компоненті, а точка $x^{(1)}$ – у r -компоненті.

Для визначення умовних двоточкових моментів $\langle \varepsilon^{(2)} |_{k, r}^{(2), (1)} \rangle$ необхідно усереднити рівняння (2.39) згідно з умовною щільністю $f(\varepsilon^{(1)}, \varepsilon^{(2)}, C^{(2)} |_{k, r}^{(2), (1)})$. Тоді одержимо:

$$\begin{aligned} \langle \varepsilon^{(1)} |_{r, k}^{(1), (3)} \rangle &= \langle \varepsilon \rangle + K(x^{(1)} - x^{(3)}). \\ \sum_{q=1}^n f\left(\varepsilon^{(2)} |_{r, k}^{(2), (3)}\right) (C^{(2)} - C^c) \langle \varepsilon^{(2)} |_{q, v}^{(2), (1), (3)} \rangle, \end{aligned} \quad (2.42)$$

де $(k, r = 1, 2, \dots, n)$, $f\left(\varepsilon^{(2)} |_{r, k}^{(2), (3)}\right)$ – вірогідність знаходження точки $x^{(2)}$ в q -компоненті за умови, що в точці $x^{(1)}$ перебуває r -компонента, а в точці $x^{(3)}$ – k -компонента.

Цей процес можна продовжити до нескінченності й у результаті одержимо нескінченну систему рівнянь відносно умовних моментів

$$\begin{aligned} \langle \varepsilon_{r_1} \rangle, \langle \varepsilon^{(1)} |_{k_1, k_2}^{(1), (2)} \rangle, \dots, \langle \varepsilon^{(1)} |_{r_1, r_2, \dots, r_i}^{(1), (2), \dots, (i)} \rangle, \dots; \\ (r_1, r_2, \dots = 1, 2, \dots, n). \end{aligned} \quad (2.43)$$

Замикання цієї системи рівнянь можна здійснити шляхом обмеження її на деякому кроці усереднення. Зокрема, якщо обмежитися двоточковим наближенням, тобто вважати, що нам відомі лише умовні щільності $f\left(\varepsilon^{(1)} |_{r_1, r_2}^{(1), (2)}\right)$, то тоді достатньо обмежитися рівнянням (2.41). Для його замикання доцільно прийняти умову:

$$\langle \varepsilon^{(1)} |_{r_1, r_2, \dots, r_i}^{(1), (2), \dots, (i)} \rangle = \langle \varepsilon^{(r_i)} \rangle, \quad (2.44)$$

яка відповідає нехтуванню флуктуаціями деформацій в межах кожного із компонент.

У цьому випадку приходимо до системи алгебраїчних рівнянь відносно середніх за компонентами деформацій:

$$\langle \varepsilon^{(r)} \rangle = \langle \varepsilon \rangle + \sum_{k=1}^n K_{rk} (C^{(k)} - C^c) \langle \varepsilon^{(k)} \rangle; \quad (2.45)$$

де $(r=1,2,\dots,n)$, а компоненти матриці K_{rk} визначаються з рівняння

$$\begin{aligned} K_{rk} &= K(x^{(1)} - x^{(2)}) \cdot P_{rk}(x^{(1)} - x^{(2)}), \\ P_{rk}(x^{(1)} - x^{(2)}) &= f\left(\begin{matrix} (2) \\ k \end{matrix} \middle| \begin{matrix} (1) \\ r \end{matrix}\right). \end{aligned} \quad (2.46)$$

Система алгебраїчних рівнянь (2.45) забезпечує більш високу точність визначення ефективних пружних постійних геологічного середовища та їхні розрахунки для структур максимально наближених до реальних і враховує анізотропію пружних постійних компонент.

Для розв'язку системи рівнянь (2.45) необхідно задати умовну двоточкову щільність розподілу $P_{rk}(x^{(1)} - x^{(2)}) = f\left(\begin{matrix} (2) \\ k \end{matrix} \middle| \begin{matrix} (1) \\ r \end{matrix}\right)$, яка в середньому характеризує форму і розташування структурних елементів геологічного середовища, а також тензора пружних постійних тіла порівняння C^c . Умовну щільність розподілу $P_{rk}(x^{(1)} - x^{(2)})$ можна знайти експериментально шляхом цифрової статистичної обробки фотознімків різних розтинів структури геологічного середовища (напр., фотознімки шліфів гірської породи) або теоретичним шляхом, якщо здійснити апроксимацію форми структурних елементів геологічного середовища еліпсоїдами з різними співвідношеннями його півосей.

Правильний вибір компонент тензора пружних постійних тіла порівняння C^c забезпечує близькість одержаних числових значень ефективного тензора пружних постійних C^* до його істинного значення. У роботі [33] доведено, що при $C^c = 0$ можна одержати на-

ближення Реусса, а при $C^c = \infty$ – наближення Фойгта. Якщо взяти C^c рівним тензору модулів пружності компонент з максимальною і мінімальною величинами пружних постійних, то одержимо, відповідно, верхню і нижню границі Хашина–Штрикмана.

Виходячи з фізичних міркувань і порівнюючи результати метода умовних моментів з даними для матричних структур, одержаних іншими методами, у роботі [84] було доведено таке:

а) якщо пружні постійні включення $C^{(1)}$ менші за пружні постійні матриці $C^{(2)}$, тобто $C^{(1)} < C^{(2)}$, то компоненти тензора тіла порівняння доцільно взяти такими: $C^{(c)} = \langle C \rangle$;

б) якщо пружні постійні включення $C^{(1)}$ більше пружних постійних матриці $C^{(2)}$, тобто $C^{(1)} > C^{(2)}$, то компоненти тензора тіла порівняння визначають таким чином: $C^{(c)} = \langle C^{-1} \rangle^{-1}$.

Для багатокомпонентного геологічного середовища можливі складніші варіанти [84].

2.6. МЕТОД УМОВНИХ МОМЕНТНИХ ФУНКЦІЙ ДЛЯ ДВОКОМПОНЕНТНОГО АНІЗОТРОПНОГО ГЕОЛОГІЧНОГО СЕРЕДОВИЩА З ОДНОНАПРАВЛЕНИМИ ЕЛІПСОЇДАЛЬНИМИ ВКЛЮЧЕННЯМИ

Метод числових розрахунків ефективних пружних постійних анізотропного середовища матричної структури з однонаправленими включеннями розроблено авторами робіт [86–88]. Ця задача зводиться до розв'язку системи алгебраїчних рівнянь відносно середніх за компонентами деформацій:

$$\begin{aligned} \langle \varepsilon^{(r)} \rangle &= \langle \varepsilon \rangle + \sum_{k=1}^2 K \left(x^{(1)} - x^{(2)} \right) \cdot \\ &\cdot \left[P_{rk} \left(x^{(1)} - x^{(2)} \right) \left(C^{(k)} - C^c \right) \langle \varepsilon^{(k)} \rangle \right], \end{aligned} \quad (2.47)$$

де

$$P_{rk} \left(x^{(1)} - x^{(2)} \right) = c_k + (\delta_{rk} - c_k) \Phi(x); \quad (r, k = 1, 2);$$

$\Phi(x)$ – кореляційна функція, яка для включень еліпсоїдальної форми має такий вигляд [84]:

$$\begin{aligned} \Phi(x) &= \exp \left[- \left(n_1^2 x_1^2 + n_2^2 x_2^2 + n_3^2 x_3^2 \right) \right], \\ n_1 &= \frac{\beta}{t_1}, \quad n_2 = \frac{\beta}{t_2}, \quad n_3 = \frac{\beta}{t_3}, \quad \beta = \frac{8}{\pi^2} c_2, \end{aligned} \quad (2.48)$$

де t_1, t_2, t_3 – розміри півосей еліпсоїдів уздовж координатних осей x_1, x_2, x_3 відповідно. Якщо $t_1 = t_2$, маємо еліпсоїд обертання і у випадку $t_1 = t_2 = t_3$ маємо кулю.

Зауважимо, при прийнятті певних припущень можна одержати ряд інших кореляційних функцій, які описують геологічне середовище з більш простою внутрішньою структурою (шаруватих, волокнистих, зернистих) [84, 85].

Легко довести, що системи алгебраїчних рівнянь при $r = 1$ і $r = 2$ є лінійно залежними. Тому достатньо розглянути лише один із цих випадків, наприклад при $r = 1$. Для цього покладемо у формулі (2.47) $r = 1$, тоді одержимо:

$$\langle \varepsilon_{ij}^{(1)} \rangle = \langle \varepsilon_{ij} \rangle + c_2 K_{ijkl} \left[C_{klpq}^1 \langle \varepsilon_{pq}^{(1)} \rangle - \left(C_{ijkl}^2 \langle \varepsilon_{kl}^{(2)} \rangle \right) \right]. \quad (2.49)$$

Беручи до уваги статистичне усереднення тензора деформацій

$$\langle \varepsilon_{kl} \rangle = \sum_{r=1}^2 c_r \langle \varepsilon_{kl}^{(r)} \rangle, \quad (2.50)$$

де $\langle \varepsilon_{kl}^{(r)} \rangle$ – одноточковий умовний момент випадкового поля тензора деформацій $\varepsilon_{kl}(\bar{x})$ у включенні, знаходимо одноточковий умовний момент тензора деформацій у матриці:

$$c_2 \langle \varepsilon_{kl}^{(2)} \rangle = \langle \varepsilon_{kl} \rangle - c_1 \langle \varepsilon_{kl}^{(1)} \rangle. \quad (2.51)$$

Після підстановки (2.51) в рівняння (2.49) одержимо систему лінійних алгебраїчних рівнянь відносно одноточкових умовних моментів $\langle \varepsilon_{kl}^{(1)} \rangle$:

$$\left(I_{ijkl} - K_{ijpq} C'_{pqkl} \right) \langle \varepsilon_{kl}^{(1)} \rangle = \left(I_{ijmn} - K_{ijmt} C_{stmn}^2 \right) \langle \varepsilon_{mn} \rangle, \quad (2.52)$$

де $C'_{klpq} = c_1 C_{klpq}^{(2)} + c_2 C_{klpq}^{(1)} - C_{klpq}^c$, I_{ijkl} – одиничний тензор четвертого рангу.

Із виразу (2.52) знаходимо $\langle \varepsilon_{kl}^{(1)} \rangle$:

$$\langle \varepsilon_{kl}^{(1)} \rangle = \left(I_{ijkl} - K_{ijpq} C'_{pqkl} \right)^{-1} \left(I_{klmn} - K_{klst} C_{stmn}^{(2)} \right) \langle \varepsilon_{mn} \rangle. \quad (2.53)$$

Здійснимо статистичне усереднення закону Гука для двокомпонентного середовища, тоді одержимо

$$\langle \sigma_{ij} \rangle = \sum_{r=1}^2 c_r C_{ijkl}^{(r)} \langle \varepsilon_{kl}^{(r)} \rangle. \quad (2.54)$$

Підстановка (2.53) у (2.54) і порівняння одержаного виразу із (2.47) дозволяє одержати формулу для числових розрахунків ефективних пружних постійних двокомпонентного геологічного середовища з однонаправленими еліпсоїдальними включеннями:

$$C_{ijkl}^* = \langle C_{ijkl} \rangle + c_1 c_2 C_{ijmn} Z_{mnpq} C_{pqkl}, \quad (2.55)$$

де

$$\begin{aligned} Z_{mnpq} &= \left(I_{mnpq} - K_{mnst} C'_{stfo} \right)^{-1} K_{fopq}, \\ C_{ijmn} &= C_{ijmn}^{(1)} - C_{ijmn}^{(2)}, \\ C'_{stfo} &= c_1 C_{stfo}^{(2)} + c_2 C_{stfo}^c, \end{aligned}$$

K_{mnst} – алгебраїчні коефіцієнти системи рівнянь, які знаходять шляхом інтегрування виразу

$$K_{mnst} = -\frac{1}{16\pi^3} \int_v \left[\bar{G}_{ms}(\xi) \xi_n \xi_t + \bar{G}_{ns}(\xi) \xi_m \xi_t \right] I(\xi) d^3 \xi, \quad (2.56)$$

де

$$I(\xi) = e^{i\xi_i x_i} \Phi(\vec{x}) d^3 \vec{x}. \quad (2.57)$$

Фур'є-образи тензорної функції Гріна $\bar{G}_{ms}(\xi)$ задовольняють рівняння:

$$C_{ijkl}^c \xi_j \xi_l \bar{G}_{kp} = \delta_{ip}. \quad (2.58)$$

2.7. УЗАГАЛЬНЕНИЙ МЕТОД УМОВНИХ МОМЕНТНИХ ФУНКЦІЙ ДЛЯ БАГАТОКОМПОНЕНТНОГО АНИЗОТРОПНОГО ГЕОЛОГІЧНОГО СЕРЕДОВИЩА З ДОВІЛЬНОЮ ФУНКЦІЄЮ ОРІЄНТАЦІЇ КОМПОНЕНТІВ

Розглянуті вище випадки стосуються структур геологічного середовища, у яких еліпсоїдальні включення орієнтовані півосями вздовж координатних осей. У дійсності реальні геологічні структури набагато різноманітніші й тому доцільно розглянути методи, які забезпечують числові розрахунки ефективних пружних постійних з довільною функцією орієнтації компонентів.

Для цього можна скористатись узагальненим методом умовних моментних функцій, описаним у роботах [84, 86, 89].

Якщо в геологічному середовищі існують включення, що орієнтовані в різних напрямках, то тоді залежність між деформаціями у включенні, орієнтованому в n -му напрямку, і макроскопічними деформаціями можна визначити із співвідношення:

$$\varepsilon_{ij}^{1n} = \langle \varepsilon_{ij} \rangle + c_2 Z'_{ijmn} C_{mnpq} \varepsilon_{pq}^{(2)}, \quad (2.59)$$

де

$$Z'_{ijmn} = a_{ip} a_{iq} a_{mn} a_{nt} Z_{pqht}, \quad (2.60)$$

a_{ip} – матриця направляючих косинусів між робочою системою координат і новою системою координат, зв'язаною з орієнтацією включення.

Ймовірність орієнтації включення в заданому напрямку можна визначити за допомогою функції розподілу орієнтації $f(\varphi, \theta)$, яка залежить від кутів сферичної системи координат φ, θ і характеризує вірогідність орієнтації включень у межах кутів від φ до $\varphi + d\varphi$ і від θ до $\theta + d\theta$. Якщо задано функцію розподілу орієнтації включень, то тоді рівняння (2.59) можна усереднити за всіма ймовірними напрямками орієнтації:

$$\varepsilon_{ij}^{(1)} = \langle \varepsilon_{ij} \rangle + c_2 \bar{Z}_{ijkl} C_{klmn} \varepsilon_{mn}^{(2)}, \quad (2.61)$$

де

$$\bar{Z}_{ijkl} = \langle Z'_{ijkl} \rangle_{\omega}, \quad (2.62)$$

$\langle \rangle_{\omega}$ – операція усереднення за всіма можливими орієнтаціями включень

$$\langle Z'_{ijkl} \rangle = \int_0^{2\pi} \int_0^{\pi} Z'_{ijkl} f(\varphi, \theta) \sin \theta d\theta d\varphi. \quad (2.63)$$

Функцію розподілу орієнтацій включень можна розвинути в ряд за узагальненими сферичними функціями [89]:

$$f(\varphi_1, \theta, \varphi_2) = \sum_{l=0}^4 \sum_{m=-l}^l \sum_{n=-l}^l W_{lmn} T_{lmn}(\varphi_1, \theta, \varphi_2), \quad (2.64)$$

де $T_{lmn}(\varphi_1, \theta, \varphi_2)$ – узагальнена сферична функція; $\varphi_1, \theta, \varphi_2$ – кути Ейлера; W_{lmn} – коефіцієнти розвинення функції розподілу орієнтації включень, які несуть вичерпну інформацію про їхню орієнтацію:

$$W_{lmn} = \frac{2l+1}{16\pi^2} \int_0^{2\pi} \int_0^\pi \int_0^{2\pi} f(\varphi_1, \theta, \varphi_2) T_{lmn}(\varphi_1, \theta, \varphi_2) d\varphi_1 \sin\theta d\theta d\varphi_2. \quad (2.65)$$

Беручи до уваги, що

$$\varepsilon_{ij}^{(1)} = \left(I_{ijkl} + c_1 \bar{Z}_{ijmn} C_{mnkl} \right)^{-1} \varepsilon_{kl}^{(2)}, \quad (2.66)$$

і враховуючи операцію статистичного усереднення закону Гука для макроскопічного об'єму за n -напрямами орієнтації включень

$$\begin{aligned} \langle \sigma_{ij} \rangle &= c_{1n} \sum_{n=1}^Q C_{ijkl}^{(1)} \varepsilon_{kl}^{(1n)} + c_2 C_{ijkl}^{(2)} \varepsilon_{kl}^{(2)} = \\ &= c_1 C_{ijkl}^{(1)} \langle \varepsilon_{kl}^{1n} \rangle + c_2 C_{ijkl}^{(2)} \varepsilon_{kl}^{(2)}, \end{aligned} \quad (2.67)$$

де c_{1n} – об'ємна концентрація включень, орієнтованих у n -му

напрямку; Q – кількість компонент; $c_1 = \sum_{n=1}^Q c_{1n}$ – об'ємна кон-

центрація включень ($c_1 + c_2 = 1$), вираз для ефективних пружних постійних з довільною орієнтацією еліпсоїдальних включень можемо подати так:

$$C_{ijkl}^* = \langle C_{ijkl} \rangle + c_1 c_2 C_{ijmn} \left(I_{mnpq} + c_1 \bar{Z}_{mnpq} C'_{pqft} \right)^{-1} \bar{Z}_{ftho} C_{hokl}. \quad (2.68)$$

Одержані результати можна узагальнити на випадок багатокомпонентного середовища, скориставшись розрахунковою схемою Морі–Танака [79]. Згідно з цією схемою, якщо відомий точний розв'язок, залежність між деформаціями у включенні $\langle \varepsilon_i \rangle$ і матриці $\langle \varepsilon_m \rangle$ можна в символній формі записати так:

$$\langle \varepsilon_i \rangle = G_i \langle \varepsilon_m \rangle, \quad (2.69)$$

де i – номер включення з потенціалом ψ_i ($i = 1, 2, \dots, N$); m – індекс матеріалу матриці скелета з термодинамічним потенціалом ψ_m ($m = N + 1$).

Тоді для тензорів A_i і A_m можна записати співвідношення

$$A_i = G_i A_m; \quad A_m = \left(c_m I + \sum_{i=1}^N c_i G_i \right)^{-1}. \quad (2.70)$$

Наближений розв'язок можна побудувати шляхом заміни невідомого тензора G_i відомим тензором T_i , який зв'язує середні деформації у включеннях з індексом i , і середні деформації деякого представницького об'єму, тобто

$$\varepsilon_i = T_i \langle \varepsilon \rangle. \quad (2.71)$$

Тоді для операторів A_i, A_m одержимо вирази:

$$A_i = T_i A_m; \quad A_m = \left(c_m I + \sum_{i=1}^N c_i T_i \right)^{-1}. \quad (2.72)$$

Як правило, тензор G_i визначають із розв'язку, одержаного узагальненим методом умовних моментних функцій:

$$\begin{aligned} G_i &= T_i = I + \bar{Z}^{(i)} d_i; \\ Z_i &= (I - g_i f_i)^{-1} g^{(i)}; \\ d_i &= c^{(i)} - c^c; \\ f_i &= c^{(i)} - c^c; \\ \bar{Z}^{(i)} &= \left\langle Z^{(i)} \right\rangle_{\omega}; \end{aligned} \quad (2.73)$$

де $g^{(i)}$ – алгебраїчна матриця оператора, одержаного за допомогою інтегрального оператора, ядром якого є похідні від функції Гріна.

Таким чином, для операторів A_i, A_m можна записати

$$\begin{aligned} A_i &= A_m \left(I + \bar{Z}^{(i)} d_i \right), \\ A_m &= \left(I + c_i \bar{Z}^{(i)} d_i \right)^{-1}. \end{aligned} \quad (2.74)$$

Загальний вираз для ефективних пружних постійних багатокомпонентного геологічного середовища з довільною функцією орієнтації еліпсоїдальних пружноанізотропних компонент має такий вигляд:

$$C^* = \sum_{r=1}^{N+1} c_r C^{(r)} A_r \quad (2.75)$$

Безпосередньою перевіркою можна легко переконатися, що одержаний вираз (2.74) у випадку двокомпонентного середовища збігається з формулою (2.68). Точність числових розрахунків ефективних пружних постійних відповідає рівню добре відомих розв'язків, одержаних методом умовних статистичних функцій в одноточковому наближенні.

Таким чином, аналіз сучасних методів моделювання ефективних пружних постійних дозволяє стверджувати:

- узагальнений метод умовних моментних функцій забезпечує числові розрахунки ефективних пружних постійних анізотропного геологічного середовища для його моделей, максимально наближених до реальних структур;
- якщо форма включень моделюється сфероїдом з форматом $\alpha = \frac{c}{a}$ (c – мала, a – велика вісь), то тоді, змінюючи формат включень, можна одержати різні структури:

а) якщо $\alpha \rightarrow 0$, то одержуємо модель сланцюватої структури (гранично стиснуті сфероїди),

б) якщо $\alpha \rightarrow \infty$, то одержуємо "лінійну" структуру (гранично витягнуті сфероїди),

в) якщо $\alpha = 1$, маємо сферичні включення,

г) якщо $0 < \alpha < 1$, маємо сфероїдальні включення,

д) якщо $1 < \alpha < \infty$, маємо "голкоподібні" включення.

Комбінуючи різні варіанти моделей (шаруваті й матричні) геологічного середовища, можна дослідити практично всі реальні структури літосфери;

- узагальнений метод умовних моментних функцій забезпечує визначення напружено-деформованого стану у включеннях і матриці, що дозволяє досліджувати вплив на ефективні пружні постійні геологічного середовища тиску і температури;

- метод не накладає жодних обмежень на пружні постійні компонент і дозволяє здійснювати розрахунки ефективних пружних постійних тріщинуватого геологічного середовища, включаючи флюїдонасичені тріщини;
- формули для числових розрахунків ефективних пружних постійних дуже зручні для побудови алгоритмів комп'ютерних програм;
- узагальнений метод умовних моментних функцій можна застосовувати для числових розрахунків будь-яких ефективних геофізичних параметрів геологічного середовища (електричних, магнітних, теплових параметрів).

3. МЕТОД МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ ЕФЕКТИВНИХ ТЕРМОПРУЖНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ БАГАТОКОМПОНЕНТНОГО ТРІЩИНУВАТОГО ГЕОЛОГІЧНОГО СЕРЕДОВИЩА, НАСИЧЕНОГО ФЛЮЇДОМ, ІЗ ВНУТРІШНІМ ПОРОВИМ ТИСКОМ

Для математичного моделювання ефективних термопружних постійних флюїдонасичених пористих матеріалів застосовують різні методи [83, 88, 90–92]. Фундаментальна теорія насичення рідиною пружних матеріалів була створена М. А. Біо [93]. Л. П. Хорошун [83, 85] уперше застосував метод умовних моментів для числових розрахунків ефективних пружних властивостей двокомпонентних насичених матеріалів з поровим тиском. Більшість гірських порід мають складну структуру тріщинно-порового простору і неоднорідний склад, що може суттєво впливати на їхні ефективні термопружні властивості. Якщо багатокомпонентна гірська порода має складно побудований тріщинно-поровий простір, заповнений рідиною, і перебуває в умовах тиску і температури, то її ефективні термопружні властивості й напружено-деформований стан будуть залежати від багатьох чинників: вмісту компонентів твердого скелета та їхніх пружних і термопружних властивостей, геометрії пор і тріщин, властивостей рідини та її тиску.

Якщо рідина, що заповнює пори і тріщини, має деякий початковий тиск P_0 , то її взаємодія із твердим скелетом приведе до зміни напруг у твердій фазі. При цьому внаслідок пружності скелета відбувається деформування як твердого скелета, так і рідини, що спричиняє зміну тиску рідини від початкового до деякого кінцевого значення.

Експериментальні дослідження швидкостей розповсюдження повздовжніх і поперечних хвиль в умовах високих тисків свідчать [10, 24], що збільшення порового тиску за однакових інших умов спричиняє зниження величини швидкості.

Особливо складний характер зміни швидкості пружних хвиль спостерігається при дослідженні зразків гірських порід за високих температур під тиском води [94–96].

Згідно з експериментальними даними на кривих залежності швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль від температури для різних типів гірських порід під тиском води спостерігаються мінімуми швидкості. Вони пояснюються процесами розкриття мікротріщин, обумовлених проникненням води в міжзерновий простір, в існуючі мікротріщини і пори, та її гідравлічною дією. Не виключається ефект термічної дилатансії, викликаний різницею в коефіцієнтах термічного розширення мінералів і дегідратацією породотвірних мінералів.

Унаслідок залежності цих явищ від умов експерименту: швидкості деформації, швидкості нагрівання, напруженого стану в камері тощо надзвичайно велика роль належить методам математичного моделювання ефективних термопружних властивостей і швидкостей пружних хвиль.

У роботі розглядається розроблений новий метод математичного моделювання ефективних термопружних постійних і напружено-деформованого стану багатокomпонентного флюїдо-насиченого тріщинуватого геологічного середовища, який ґрунтується на методі умовних моментних функцій [84, 90–92] і розрахунковій схемі Морі–Танака [79]. Для реалізації методу розроблено алгоритм і програму математичного моделювання ефективних пружних і акустичних властивостей гірських порід

в умовах високих тисків і температур з урахуванням пластового тиску. Розроблений алгоритм і програма адаптовані для використання в комп'ютерній автоматизованій системі математичного моделювання ефективних геофізичних параметрів геологічного середовища.

3.1. ТЕОРІЯ МЕТОДУ

Розглянемо деяке багатокомпонентне флюїдонасичене тріщинувате геологічне середовище з початковим тиском у тріщинах. Початковий тиск рідини в тріщинах (до взаємодії з пружним скелетом) позначимо P_0 , а початкові напруги у твердому скелеті вважатимемо відсутніми.

Для розробки комп'ютерної технології математичного моделювання ефективних термопружних властивостей геологічного середовища застосовується матрична модель (рис. 3.1), максимально наближена до реального геологічного середовища.

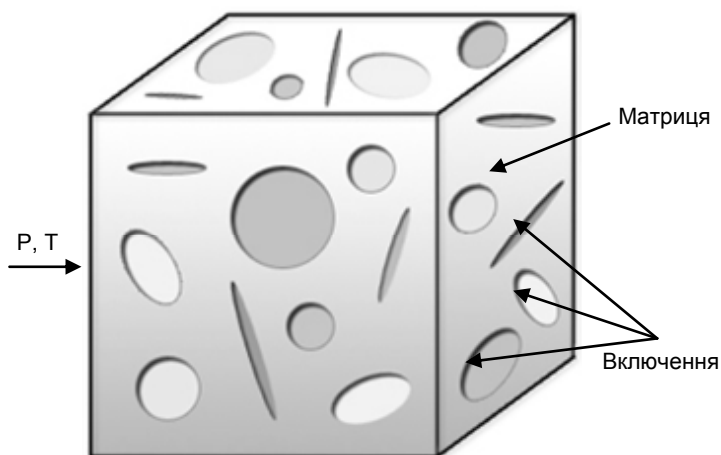


Рис. 3.1. Матрична модель багатокомпонентного тріщинуватого геологічного середовища

Матрична модель геологічного середовища, кожна з яких має чіткий фізичний і геологічний зміст, складається зі скінченної кількості компонент – сукупності породотвірних мінералів і пустотно-тріщинного простору (сухого або флюїдонасиченого).

Модель середовища розглядається в межах певного макрооб'єму, що значно перевищує характерні розміри компонентів, а макрополя напруг і деформацій носять статистично однорідний характер і задовольняють умову ергодичності.

Форма структурних елементів геологічного середовища може бути апроксимована еліпсоїдами обертання і характеризується відношенням його півосей.

Компоненти матричної моделі описуються набором параметрів, які можна поділити на фізичні й структурні. До фізичних належать пружні модулі й густина, коефіцієнт лінійного розширення та похідні цих параметрів за тиском і температурою. Також до цих параметрів належать значення тиску і температури, які залежать від глибини та умов залягання гірських порід, що моделюються. До структурних параметрів належить форма компонентів моделі.

Для будь-якої точки геологічного середовища вважатимемо справедливим лінійне рівняння стану [83, 85]:

$$\begin{aligned}\sigma_{ij} &= C_{ijkl}\varepsilon_{kl} - \beta_{ij}\theta - \xi_{ij}, \\ \beta_{ij} &= C_{ijkl}\alpha_{kl}, \\ \xi_{ij} &= P_0\delta_{ij},\end{aligned}\tag{3.1}$$

де C_{ijkl} – тензор пружних постійних, β_{ij} – тензор термопружних напруг, $\sigma_{ij}, \varepsilon_{ij}$ – тензори напруг і деформацій, α_{kl} – тензор лінійного термічного розширення, θ – приріст температури, викликаний зовнішнім нагріванням, ξ_{ij} – тензор початкових напруг у рідині, що заповнює тріщини і набуває значення P_0 в рідині та дорівнює нулю у твердій фазі.

3.2. ДВОКОМПОНЕНТНЕ СЕРЕДОВИЩЕ

Спочатку розглянемо двокомпонентне геологічне середовище, що складається із твердого скелета (матриці) і включень сфероїдальної форми (тріщини), заповнених рідиною з початковим тиском. Якщо макрооб'єм геологічного середовища перебуває в умовах однорідного зовнішнього напруженого стану й однорідного теплового нагрівання, а розподіл сфероїдальних тріщин носить статистичний однорідний характер, то можна вважати, що й поля напруг і деформацій також можуть бути випадковими функціями координат і задовольняють властивості ергодичності. Це дозволяє замінити усереднення за макроскопічним об'ємом усередненням за ансамблем реалізацій. Унаслідок усереднення рівняння стану (3.1) в деякому представницькому макроскопічному об'ємі V одержимо [83, 85]:

$$\langle \sigma_{ij} \rangle = C_{ijkl}^* \langle \varepsilon_{kl} \rangle - \beta_{ij}^* \theta - \xi_{ij}^*, \quad (3.2)$$

де C_{ijkl}^* – ефективний тензор пружних постійних геологічного середовища; β_{ij}^* – ефективний тензор термпружних напруг; ξ_{ij}^* – ефективний тензор напруг, який враховує зміни напруженого стану в рідині, що заповнює тріщини, унаслідок їхньої взаємодії із твердим скелетом матриці; $\langle \sigma_{ij} \rangle, \langle \varepsilon_{kl} \rangle$ – макроскопічні напруги і деформації.

З іншого боку, завдяки усередненню за ансамблем реалізацій у випадку двокомпонентного насиченого тріщинуватого геологічного середовища маємо:

$$\langle \sigma_{ij} \rangle = \sum_{r=1}^2 c_r \left(C_{ijkl}^{(r)} \varepsilon_{kl}^{(r)} - \beta_{ij}^{(r)} \theta - \xi_{ij}^{(r)} \right), \quad (3.3)$$

де c_1, c_2 – об'ємні концентрації тріщин сфероїдальної форми, заповнені рідиною з початковим тиском ($c_1 + c_2 = 1$); $C_{ijkl}^{(1)}, C_{ijkl}^{(2)}$ – пружні постійні включень і матриці; $\beta_{ij}^{(1)}, \beta_{ij}^{(2)}$ – термопружні напруги у включеннях і матриці; $\xi_{ij}^{(1)}$ – початковий тиск у рідині, що заповнює включення; $\xi_{ij}^{(2)} = 0$ – початкові напруги в матриці відсутні; $\varepsilon_{kl}^{(r)}$ – умовні моменти випадкових полів деформацій, які визначають величину деформації в r -компоненті, що займає об'єм V_R .

Запишемо стохастичне рівняння рівноваги і граничні умови у формі [92, 95]:

$$\nabla C^c \nabla \tilde{U} = -\nabla \bar{\sigma}; \quad \tilde{U} = 0; \quad \bar{x} \in S; \quad (3.4)$$

де

$$\bar{\sigma} = \tilde{C}\varepsilon - \beta\theta 1 - \xi 1; \quad \tilde{C} = C(\bar{x}) - C^c; \quad \tilde{U} = U(\bar{x}) - \langle U \rangle;$$

1 – одиничний тензор другого рангу; ∇ – диференціальний оператор; C^c – постійний в об'ємі V_R тензор пружних постійних тіла порівняння; \tilde{C} – флуктуаційна складова тензора пружних постійних; $\langle U \rangle, \tilde{U}$ – математичне сподівання і флуктуаційна складова вектора пружних постійних; S – поверхня, що охоплює макроскопічний об'єм геологічного середовища V_R . Тензорну функцію Гріна системи рівнянь (3.4) знаходимо із стохастичного рівняння [92, 95]:

$$C_{ijmn}^c G_{mk,ni}(\bar{x}) = -\delta(\bar{x})\delta_{kj}, \quad (3.5)$$

де $\delta(\bar{x})$ – дельта-функція Дірака; δ_{kj} – тензор Кронекера.

Використовуючи методику, викладену в роботах [85, 88, 95], розв'язок системи рівнянь запишемо в операторній формі:

$$\langle \varepsilon^{(1)} \rangle = \Gamma(\bar{x}_1, \bar{x}_2) \cdot \bar{\sigma}(\bar{x}_1, \bar{x}_2) + \langle \varepsilon \rangle, \quad (3.6)$$

де Γ – інтегральний оператор з ядром, яке виражається через похідні від функції Гріна.

Усереднимо рівняння (3.6) за умови, що координата аргументу його лівої частини перебуває у V_{in} – об'ємі, зайнятому сфероїдальним включенням, орієнтованому в in -му напрямку ($n=1, 2, \dots, N$). У результаті одержимо:

$$\langle \varepsilon^{in} \rangle = \Gamma \cdot \left[\sum_{r=1}^N \bar{\sigma}_{ir,in} W(ir|in) + \bar{\sigma}_{m,in} W(m|in) \right] + \langle \varepsilon \rangle. \quad (3.7)$$

Тут прийнято такі позначення умовних статистичних моментних функцій [84, 85, 92, 97]:

$$\begin{aligned} \bar{\sigma}_{in,in} &= \langle \bar{\sigma}(\bar{x}) | \bar{x}_1 \in V_{ir} | \bar{x}_2 \in V_{in} \rangle, \\ \bar{\sigma}_{m,in} &= \langle \bar{\sigma}(\bar{x}) | \bar{x}_1 \in V_{in} | \bar{x}_2 \in V_{in} \rangle, \\ W(ir|in) &= \langle W | \bar{x}_1 \in V_{ir} | \bar{x}_2 \in V_{in} \rangle, \\ W(m|in) &= \langle W | \bar{x}_1 \in V_m | \bar{x}_2 \in V_{in} \rangle, \end{aligned} \quad (3.8)$$

де кутовими дужками, у яких визначається належність точки тому чи іншому об'ємові, позначається операція умовного статистичного усереднення.

Умовна щільність переходу із сфероїдального включення n -го напрямку у включення r -го напрямку і в об'ємі V_m , який займає твердий скелет-матриця, визначається виразами [85]:

$$\begin{aligned} W(ir|in) &= f_n \delta_{nr} + (1 - f_n)(1 - \delta_{nr}) c_{ir}, \\ f_n &= c_{in} + (1 - c_{in}) \Phi(\bar{x}), \\ W(m|in) &= c_n [1 - \Phi(\bar{x})], \end{aligned} \quad (3.9)$$

де $\Phi(\bar{x})$ – кореляційна функція статистичного поля термопружних властивостей; c_{in} – об'ємна концентрація включень, орієнтованих у n -му напрямку; c_n – об'ємна концентрація твердого скелета – матриці;

Інтегральне рівняння (3.7) розв'язується відповідно до методики, описаній в роботах [85, 88, 95]. Для випадку ізотропного включення з модулями пружності $K^{(1)}$ і $G^{(1)}$ та ізотропної матриці з модулями пружності $K^{(2)}$ і $G^{(2)}$ знаходимо компоненти алгебраїчної матриці g оператора, який можна одержати з інтегрального оператора Γ . Він має такі складові:

$$\begin{aligned}
 t_g &= g_1(j_1 + r_3); & l_g &= -g_1 r_3; \\
 n_g &= 2g_1(j_1 + r_3); & v_g &= g_0 j_2 + \frac{1}{2} t_g; \\
 W_g &= g_0(1 + j_1) + 2l_g; & g_0 &= -\frac{1}{2m_0}; \\
 g_1 &= -\frac{1}{2n_0}; & r_3 &= \frac{t_0}{m_0 j_3}; \\
 n_0 &= K_0 + 2m_0; & K_0 &= c_1 K_1 + c_2 K_2; \\
 m_0 &= c_1 m_1 + c_2 m_2; & K_2 &= 3K^{(2)}; \\
 K_1 &= 3K^{(1)}; & m_1 &= 2G^{(1)}; & m_2 &= 2G^{(2)}.
 \end{aligned} \tag{3.10}$$

Тут введено такі загальноприйняті позначення для комбінацій алгебраїчної матриці g [85]:

$$\begin{aligned}
 t_g &= g_{11} + g_{12}; & l_g &= g_{13}; \\
 n_g &= g_{33}; & v_g &= 2g_{66}; & W_g &= 2g_{44}.
 \end{aligned} \tag{3.11}$$

Параметри j_1, j_2, j_3 визначаються із формул:

$$\begin{aligned} j_1 &= (j\alpha / \sqrt{r}) / r; & j_2 &= 1 - j_1; \\ j_3 &= \left[(1 + 2\alpha^2) j_1 - 1 \right] / 2r; \\ j &= \ln(\sqrt{r} + \alpha); & r &= \alpha^2 - 1, \end{aligned} \quad (3.12)$$

де $\alpha = c/a$ – формат включення, який являє собою відношення півосей сфероїда c і a .

Середні деформації в тріщинах, орієнтованих в n -му напрямку $\langle \varepsilon^{(in)} \rangle$, можна виразити через середні деформації матриці-скелета $\langle \varepsilon^{(m)} \rangle$ і макроскопічні деформації $\langle \varepsilon \rangle$ представницького макроскопічного об'єму геологічного середовища V_R :

$$\langle \varepsilon^{(in)} \rangle = \langle \varepsilon \rangle + c^{(m)} Z_n d_i \langle \varepsilon^{(m)} \rangle - c^{(m)} Z_n d_{\beta_i} \theta - c^{(m)} Z_n d_{p_i}. \quad (3.13)$$

Тут поперечно-ізотропний тензор Z_n визначається із співвідношення:

$$\begin{aligned} Z_n &= \left(\mathbf{I} - g f^{(i)} \right)^{-1} g; \\ f^{(i)} &= C^{(i)} - C^c. \end{aligned} \quad (3.14)$$

Усреднюючи рівняння (3.13) за множиною Ω можливих орієнтацій тріщин, знаходимо середні деформації включень $\langle \varepsilon^{(i)} \rangle$ і матеріалу матриці $\langle \varepsilon^{(m)} \rangle$:

$$\begin{aligned} \langle \varepsilon^{(i)} \rangle &= A_i \langle \varepsilon \rangle + \alpha_{A_i} \theta + P_{A_i}; \\ \langle \varepsilon^{(m)} \rangle &= A_m \langle \varepsilon \rangle + \alpha_{A_m} \theta + P_{A_m} \xi^{(m)}, \end{aligned} \quad (3.15)$$

де

$$\begin{aligned}
 A_i &= A_m \left(I + \bar{Z}_i d_i \right); \quad A_m = \left(I + c_i \bar{Z}_i d_i \right)^{-1}; \\
 \alpha_{A_i} &= A_i \left(c_i \bar{Z}_i d_{\beta_i} \right) - \bar{Z}_i d_{\beta_i}; \\
 \alpha_{A_m} &= A_m \left(c_i \bar{Z}_i d_{\beta_i} \right); \quad \bar{Z}_i = \langle Z_n \rangle \Omega; \\
 P_{A_i} &= A_i \left(c_i \bar{Z}_i d_{p_i} \right) - \bar{Z}_i d_{p_i}; \quad P_{A_m} = A_m \left(c_i \bar{Z}_i d_{p_i} \right).
 \end{aligned}$$

Тут кутовими дужками $\langle \rangle$ з індексом Ω позначена операція статистичного усереднення за ансамблем можливих орієнтацій тріщин.

Беручи до уваги (3.15), знаходимо вираз для ефективного модуля пружних постійних C^* , ефективних коефіцієнтів термпружних напруг β^* і ефективного тиску в рідині P^* , що заповнює тріщини:

$$\begin{aligned}
 C^* &= \sum_{r=1}^2 c_r C^{(r)} A_r; \\
 \beta^* &= \sum_{r=1}^2 c_r \left(\beta_r - C^{(r)} \alpha_{A_r} \right); \\
 P^* &= \sum_{r=1}^2 c_r \left(\xi_r - C^{(r)} P_{A_r} \right).
 \end{aligned} \tag{3.16}$$

3.3. БАГАТОКОМПОНЕНТНЕ ГЕОЛОГІЧНЕ СЕРЕДОВИЩЕ

У випадку багатокомпонентного геологічного середовища разом із методом умовних статистичних моментних функцій використовується розрахункова схема Морі–Танака [79, 83]. Відповідно до цієї схеми, якщо відомий точний розв'язок задачі визначення залежності між середніми деформаціями у включенні $\langle \varepsilon^{(i)} \rangle$ і матриці $\langle \varepsilon^{(m)} \rangle$:

$$\langle \varepsilon^{(i)} \rangle = G_i \langle \varepsilon^{(m)} \rangle, \tag{3.17}$$

то тензори A_i , A_m , де i – номер включення з потенціалом ψ_i ($i=1,2,\dots,N$), m – індекс матриці скелета геологічного середовища ψ_i ($m=N+1$), визначаються із співвідношень:

$$A_i = G_i A_m, \quad (3.18)$$

$$A_m = \left(C_m \mathbf{I} + \sum_{i=1}^N c_i G_i \right)^{-1}. \quad (3.19)$$

Наближений розв'язок будується шляхом заміни в загальному випадку невідомого тензора G_i відомим тензором T_i , який зв'язує середні деформації в i -му включенні й середні деформації в представницькому макроскопічному об'ємі геологічного середовища, тобто

$$\langle \varepsilon^{(i)} \rangle = T_i \langle \varepsilon \rangle. \quad (3.20)$$

Тоді для тензорів A_i , A_m одержимо такі формули:

$$A_i = T_i A_m, \quad (3.21)$$

$$A_m = \left(C_m \mathbf{I} + \sum_{i=1}^N c_i T_i \right)^{-1}. \quad (3.22)$$

Тензор G_i знаходимо із розв'язку, одержаному методом умовних статистичних моментних функцій, тобто

$$\begin{aligned} G_i &= T_i = \mathbf{I} + \bar{Z}_i d_i; \\ Z_i &= (\mathbf{I} - g_i f_i)^{-1} g_i; \\ d_i &= C^{(i)} - C^{(m)}; \\ \bar{Z}_i &= \langle Z_i \rangle_{\Omega}. \end{aligned} \quad (3.23)$$

Таким чином, для тензорів A_i , sA_m , α_{Ai} , α_{Am} знаходимо такі співвідношення:

$$\begin{aligned}
 A_i &= A_m \left(\mathbf{I} + \bar{Z}_i d_i \right), & A_m &= \left(\mathbf{I} + \sum_{i=1}^N c_i \bar{Z}_i d_i \right)^{-1}, \\
 \alpha_{Ai} &= r_{\beta} A_i - \bar{Z}_i d_{\beta_i}; & \alpha_{Am} &= r_{\beta} A_m; \\
 r_A &= \sum_{i=1}^N c_i Z_i d_i, & r_{\beta} &= \sum_{i=1}^N c_i \bar{Z}_i d_{\beta_i},
 \end{aligned} \tag{3.24}$$

$$\begin{aligned}
 P_{Ai} &= A_i r_p - \bar{Z}_i d_{p_i}; & P_{Am} &= A_{m_p}; \\
 r_p &= \sum_{i=1}^N c_i \bar{Z}_i d_{p_i}.
 \end{aligned}$$

Ефективні пружні й термopружні постійні та ефективний тиск у рідині, що заповнює тріщини багатокомпонентного флюїдонасиченого тріщинуватого середовища, визначаються із співвідношень:

$$\begin{aligned}
 C^* &= \sum_{r=1}^{N+1} c_r C^{(r)} A_r; \\
 \beta^* &= \sum_{r=1}^{N+1} c_r \left(\beta_r - C^{(r)} \alpha_{A_r} \right); \\
 P^* &= \sum_{r=1}^{N+1} c_r \left(\xi_r - C^{(r)} P_{A_r} \right).
 \end{aligned} \tag{3.25}$$

Безпосередньою перевіркою можна переконатись, що у випадку двокомпонентного геологічного середовища формули (3.25) ідентичні формулам (3.16). Отже, точність одержаних співвідношень відповідає рівню рішень, одержаних методом умовних статистичних функцій в одноточковому наближенні.

Для кількісної оцінки значень деформації в пустотах різного формату одержано такі співвідношення:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{11}(P, T, P^*) = & -\frac{P}{3K^*} \left[1 - 3(K^* - K^{(1)})(t_z + l_z) \right] - \\ & -(t_z + l_z)(\beta^{(1)} - \beta^*)\theta - (t_z + l_z)(\xi_1^{(1)} - P^*); \end{aligned} \quad (3.26)$$

$$\begin{aligned} \varepsilon_{33}(P, T, P^*) = & -\frac{P}{3K^*} \left[1 - 3(K^* - K^{(1)})(2l_z + n_z) \right] - \\ & -(2l_z + n_z)(\beta^{(1)} - \beta^*)\theta - (2l_z + n_z)(\xi_1^{(1)} - P^*). \end{aligned} \quad (3.27)$$

Тоді з урахуванням (3.26) і (3.27) зміну формату пор і тріщин під дією тиску, температури і внутрішнього порового тиску знаходимо з виразу:

$$\alpha(P, T, P^*) = \alpha_0 \frac{\left[1 + \varepsilon_{33}(P, T, P^*) \right]}{\left[1 + \varepsilon_{11}(P, T, P^*) \right]}, \quad (3.28)$$

де α_0 – значення формату пор і тріщин при нульовому тиску і температурі та відсутності внутрішнього порового тиску.

Для випадку макроізотропного геологічного середовища з ізотропними компонентами середні за компонентами деформації можна знайти із співвідношень:

$$\begin{aligned} c_1 \langle \varepsilon_{ij}^{(1)} \rangle = & \left(\frac{K^* - K_m}{K^{(1)} - K_m} V_{ijpq} + \frac{\mu^* - \mu_m}{\mu^{(1)} - \mu_m} D_{ijpq} \right) \langle \varepsilon_{pq} \rangle - \\ & - \frac{\beta^* - \langle \beta \rangle}{3(K^{(1)} - K_m)} \theta \delta_{ij} - \frac{P^* - \langle \xi \rangle}{3(K^{(1)} - K_m)} \delta_{ij}, \end{aligned} \quad (3.29)$$

де

$$V_{ijpq} = \frac{1}{3} \delta_{ij} \delta_{pq}, \quad D_{ijpq} = \frac{1}{2} \left(\delta_{ip} \delta_{jq} + \delta_{iq} \delta_{jp} - \frac{2}{3} \delta_{ij} \delta_{pq} \right).$$

Зміна концентрації пор, тріщин і включень різного формату при зміні тиску, температури і порового тиску визначаємо з виразів:

$$c_1(P, T, P^*) = c_1^0 \frac{(1 + \Delta)}{(1 + \Delta^*)}, \quad (3.30)$$

де

$$\Delta^* = -\frac{P}{K^s};$$

$$1 + \Delta =$$

$$= \left(1 - \frac{1}{c_1^0 K_3} \right) \left[P \left(1 - \frac{K_2}{K^*} \right) - (\beta^* - \beta_m - c_1^0 \beta_3) \right] \theta - (P^* - \xi_m - c_1^0 \xi_3).$$

Таким чином, розроблено новий метод математичного моделювання ефективних термопружних властивостей багатокомпонентного тріщинуватого флюїдонасиченого геологічного середовища в умовах високих тисків і температур із внутрішнім поровим тиском і з урахуванням його реальної структури та анізотропії компонент.

Метод не накладає жодних обмежень на термопружні властивості компонент та їхню пружну симетрію і концентрацію. Метод забезпечує кількісну оцінку термонапруг, ефективного порового тиску і напружено-деформованого стану компонент при зміні тиску, температури і порового тиску.

4. МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕФЕКТИВНОЇ ПРОНИКНОСТІ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Загальновідомо, що проблема вивчення складноповбудованих порід-колекторів з метою оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей порід за даними каротажу набагато складніше, ніж у традиційних колекторах. Основною причиною є неоднорідність структури пустотного простору колекторів: різноманіття структур порового простору матриці та наявність тріщин. Проникність колекторів вирішальним чином залежить від наявності тріщин і каверн, їхніх розмірів і характеру просторової орієнтації.

Зіставлення попласових визначень інтегральної проникності, обумовлених за даними керна прямим методом, з визначеннями цього параметра за результатами гідродинамічних досліджень, як правило, мають низькі коефіцієнти кореляції й систематичні розбіжності. Існують різні підходи до кількісної оцінки проникності складноповбудованих порід-колекторів, але відсутня теорія, що дозволяє описувати ефективну проникність складноповбудованих багатокомпонентних флюїдонасичених середовищ.

Для вирішення поставленої задачі застосовувався метод умовних моментних функцій [98–101] і розрахункова схема Морі–Танака [98–101].

4.1. ТЕОРІЯ МЕТОДУ

Складнобудований колектор розглядається як випадкове неоднорідне середовище, у кожній точці якого виконується закон Дарсі:

$$q_i = -\frac{K_{ij}}{\eta} P_{,j}, \quad (4.1)$$

де $q_j(\mathbf{x})$, $P(\mathbf{x})_{,j} = \frac{\partial P(\mathbf{x})}{\partial x_j} \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} \end{pmatrix}$ – локальна швидкість

потoku флюїду із в'язкістю η ; $K_{ij}(\mathbf{x})$ – тензор проникності в точці \mathbf{x} .

Якщо припустити, що K_{ij} – статистично однорідна випадкова функція координат з кінцевим масштабом кореляції, то тоді для тензорного поля швидкостей потоків флюїдів і градієнтів тисків, що виникають у неоднорідному середовищі, можна вважати статистично однорідними, які задовольняють умову ергодичності. Це дозволяє надалі операцію усереднення за об'ємом замінити операцією статистичного усереднення за ансамблем реалізації.

Вважатимемо, що для макроскопічних полів $\langle q_j \rangle$ і $\langle P_j \rangle$ справедливий закон Дарсі:

$$\langle q_i \rangle = -\frac{K_{ij}^*}{\eta} \langle P_{,j} \rangle, \quad (4.2)$$

де K_{ij}^* – макроскопічний ефективний тензор проникності.

У випадку двокомпонентного геологічного середовища для визначення ефективного тензора проникності досить знайти невідомий тензор B_{jk} , що зв'яже середній градієнт тисків у включенні (компоненті 1) $\langle P_{,j} \big|_1 \rangle$ з макроскопічним градієнтом $\langle P_{,k} \rangle$:

$$\langle P_{,j} \big|_1 \rangle = B_{jk} \langle P_{,k} \rangle. \quad (4.3)$$

Для визначення компонентів тензора B_{jk} , беручи до уваги умову стаціонарності швидкості потоку, скористаємося стохастичним диференціальним рівнянням щодо флуктуацій випадкового поля градієнтів тисків

$$K_{jk}^c P_{,jk}^0 = - \left[K_{jk}^0 \left(\langle P_{,k} \rangle + P_{,k}^0 \right) \right]_{,j}, \quad (4.4)$$

де $P_{,j}^0$, K_{jk}^0 – флуктуаційні складові випадкових полів градієнтів тисків і тензора проникності.

Тут K_{jk}^c – тензор тіла порівняння та його величина обираються, виходячи з умов:

$$K_{jk}^c = \begin{cases} \langle K_{jk} \rangle, K_{jk}^{(1)} \leq K_{jk}^{(2)}; \\ \langle K_{jk}^{-1} \rangle^{-1}, K_{jk}^{(1)} > K_{jk}^{(2)}; \end{cases} \quad (4.5)$$

де $K_{jk}^{(1)}$ – проникність включень з об'ємною концентрацією c_1 ; $K_{jk}^{(2)}$ – проникність матриці з об'ємною концентрацією $c_2 = 1 - c_1$.

Скориставшись скалярною функцією Гріна $G(x)$, що задовольняє рівняння

$$K_{jm}^c G_{,mj}(x) = -\delta(x) \quad (4.6)$$

і граничну умову

$$G(x)|_{\infty} = 0, \quad (4.7)$$

рівняння (4.3) можна привести до стохастичного інтегрального рівняння:

$$\left\langle P_{,k}^{(1)} \Big|_1 \right\rangle = \langle P_{,k} \rangle + c_2 D_{kj} \left[\left(K_{jm}^{(1)} - K_{jm}^{(2)} \right) \langle P_{,m} \Big|_1 \rangle - \left(K_{jm}^{(1)} - \sigma_{jm}^c \right) \langle P_{,m} \Big|_2 \rangle \right]; \quad (4.8)$$

$$D_{kj} = \int G(x_1 - x_2)_{,kj} \Phi(x) d^3x. \quad (4.9)$$

Тут $\Phi(x)$ – кореляційна функція, що враховує внутрішню геометрію структури геологічного середовища. Для випадку односторонньо орієнтованих уздовж осі x_3 сфероїдальних включень її можна подати в явній формі [18, 98–99]:

$$\Phi(x) = \exp \left[- \left(n_1^2 (x_1^2 + x_2^2) + n_3^2 x_3^2 \right)^{1/2} \right], \quad (4.10)$$

де $n_1 = \beta/k_1$, $n_3 = \beta/k_2$, $\beta = \frac{8}{\pi^2 c_2}$; k_1, k_2 – розміри півосей сфероїдів у поперечному (у площині x_1x_2) і в повздовжньому (уздовж осі x_3) напрямках.

Виконавши інтегрування в рівнянні (4.9), знаходимо незалежні компоненти тензорної функції D_{kj} :

$$D_{11} = \frac{1}{2K_{11}^c} \frac{(\alpha^2 - \psi)}{(1 - \alpha^2)}, \quad (4.11)$$

$$D_{33} = - \frac{(1 - \psi)}{K_{11}^c (1 - \alpha^2)}, \quad (4.12)$$

$$\psi = \begin{cases} \alpha(1 - \alpha^2)^{-1/2} \operatorname{arctg} \left[\frac{(1 - \alpha^2)^{1/2}}{\alpha} \right]; & \alpha < 1; \\ \alpha(\alpha^2 - 1)^{-1/2} \ln \left[\alpha + (\alpha^2 - 1)^{1/2} \right]; & \alpha > 1. \end{cases} \quad (4.13)$$

Середні градієнти тиску і-го включення, орієнтованого в п-му напрямку $\langle P_{,j}^{in} \rangle$, можна виразити через середні градієнти тиску і макроскопічні градієнти тиску $\langle P_{,j} \rangle$:

$$\langle P_{,j}^{in} \rangle = \langle P_{,j} \rangle + c_m Z_{je}^{(i)} d_{en}^{(i)} \langle E_{,n}^m \rangle, \quad (4.14)$$

де $c_m = c_2$ – об'ємна концентрація матриці-скелета; $d_{en}^{(i)} = K_{en}^{(i)} - K_{en}^{(m)}$; $K_{en}^{(m)}$ – тензор проникності матриці.

Компоненти тензора $Z_{je}^{(i)}$ визначаються із співвідношення:

$$Z_{je}^{(i)} = \left(I_{je} - D_{jq}^{(i)} f_{qt}^{(i)} \right)^{-1} D_{ie}^{(i)}, \quad (4.15)$$

де

$$f_{qt}^{(i)} = K_{qt}^{(i)} - K_{qt}^c.$$

Вираз для ефективного тензора проникності двокомпонентного геологічного середовища має такий вигляд:

$$K_{ij}^* = \sum_{r=1}^2 c^{(r)} K_{ip}^{(r)} A_{pj}^{(r)}, \quad (4.16)$$

де

$$A_{pj}^{(r)} = A_{pq}^m (I_{qs} + \bar{Z}_{qe}^{(r)} d_{ej}^{(r)}); \quad (4.17)$$

$$A_{pq}^m = (I_{pq} + c^{(1)} \bar{Z}_{pe}^{(1)} d_{eq}^{(1)})^{-1}; \quad (4.18)$$

$$\bar{Z}_{qe}^{(r)} = \langle Z_{qe}^{(r)} \rangle.$$

Тут кутові дужки означають операцію статистичного усереднення вздовж напрямків можливих орієнтацій включень.

Використовуючи розрахункову схему Морі–Танака [102, 103], знаходимо загальний вираз для ефективної проникності багатокомпонентного флюїдонасиченого середовища:

$$K_{ij}^* = \sum_{r=1}^{N+1} c^{(r)} K_{ip}^{(r)} A_{pj}^{(r)}, \quad (4.19)$$

де

$$A_{pj}^{(r)} = A_{pq}^m (I_{qs} + \bar{Z}_{qe}^{(r)} d_{ej}^{(r)}); \quad (4.20)$$

$$A_{pq}^m = (I_{pq} + \sum_{r=1}^N \bar{Z}_{pe}^{(r)} d_{eq}^{(r)})^{-1}. \quad (4.21)$$

Формула (4.19) забезпечує розрахунок ефективної проникності багатокомпонентного флюїдонасиченого геологічного середовища з будь-якою орієнтацією включень.

Це досягається завдяки вибору функції орієнтації компонентів $f(\phi, \theta)$. Якщо задана функція орієнтації $f(\phi, \theta)$, то компоненти тензора $\bar{Z}_{kl}^{(r)}$ знаходять із співвідношення:

$$\bar{Z}_{kl}^{(\gamma)} = \int_0^{2\pi} \int_0^{\pi/2} a_{km} a_{ln} Z_{mn}^{(\gamma)} f(\theta, \varphi) d\theta d\varphi, \quad (4.21)$$

де a_{km} – матриця направляючих косинусів перетворення тензора $Z_{mn}^{(\gamma)}$ до нової системи координат, яка збігається з напрямком довільної орієнтації включень.

Функцію розподілу орієнтації включень можна розкласти в ряд за узагальненими сферичними функціями в орієнтаційному просторі Ейлера [102]:

$$f(\varphi_1, \theta, \varphi_2) = \sum_{l=0}^2 \sum_{m=-l}^l \sum_{n=-l}^l W_{lmn} P_{lmn}(\varphi_1, \theta, \varphi_2), \quad (4.22)$$

де

$$W_{lmn} = \frac{1}{8\pi^2} \int_0^{2\pi} \int_0^{2\pi} \int_0^{2\pi} f(\varphi_1, \theta, \varphi_2) P_{lmn}(\varphi_1, \theta, \varphi_2) d\varphi_1 \sin \theta d\theta d\varphi_2. \quad (4.23)$$

Тут коефіцієнти розвинення W_{lmn} несуть вичерпну інформацію про орієнтацію компонентів; $\varphi_1, \theta, \varphi_2$ – кути Ейлера.

4.2. РЕЗУЛЬТАТИ ЧИСЛОВОГО МОДЕЛЮВАННЯ

Для числових розрахунків проникності серії тріщин щільності ρ і формату α Р. Гібсон і М. Токсьоз [102] використовували спрощену формулу:

$$K = \frac{\rho \alpha^3}{12}, \quad (4.24)$$

де добуток у чисельнику дає nL^3 , n – число тріщин в одиницях об'єму; L – апертура тріщини.

Цей вираз для розрахунку проникності, отриманий за правилом куба, є результатом аналізу потоку через одну тріщину з плоскими рівнобіжними стінками [104].

Д. Уолш і У. Брас [103], З. Юшкієвич [104] при розгляді течії рідини через зразок гірської породи використовували формулу

$$K = \frac{1}{b} K_p^3 \left(\frac{V_0}{A_s} \right)^2 \frac{1}{\tau^2}, \quad (4.25)$$

де b – константа, що залежить від форми зразка породи; K_p – пористість; A_s – площа поверхні пор і тріщин; τ – параметр, названий звивистістю, що описує нахил пор і напрямок течії рідини.

Тут площа поверхні сфероїдальних і голкоподібних тріщин дорівнює:

$$A_{0s} = 2\pi a^2 \left[1 + \frac{\alpha^2}{\sqrt{1-\alpha^2}} \operatorname{Arsh} \left(\sqrt{\frac{1}{\alpha^2} - 1} \right) \right], \quad \alpha < 1$$

$$A_{0s} = 2\pi a^2 \left[1 + \frac{\alpha^2}{\sqrt{\alpha^2-1}} \operatorname{Arsh} \left(\sqrt{1 - \frac{1}{\alpha^2}} \right) \right], \quad \alpha > 1. \quad (4.26)$$

Для тріщин формату α та концентрацій їх у зразку породи $c(\alpha)$ величину проникності K з урахуванням формул (4.24–4.26) можна знайти із співвідношення:

$$K = \frac{16}{9} c(\alpha) \pi^2 \frac{\alpha^2 a^6}{A_{0s}^2}. \quad (4.27)$$

Співвідношення (4.27) використовувалося нами для числових розрахунків проникності однонаправленої орієнтації тріщин формату α і радіуса a .

Для дослідження впливу на ефективну проникність різних систем орієнтації тріщин для усереднення трансверсально-ізотропного тензора \bar{Z}_{kl} використовувалися різні функції розподілу орієнтації тріщин. У випадку рівномірно разорієнтованих у просторі тріщин функція розподілу орієнтації мала вигляд [99]:

$$f(\varphi, \theta) = \frac{1}{2\pi} \sin \theta. \quad (4.28)$$

Для моделей з рівномірно разорієнтованими в площині $x_1 x_2$ тріщинами й однонаправлено орієнтованими паралельно осі x_3 тріщинами використовувалася функція розподілу орієнтації:

$$f(\varphi, \theta) = \frac{1}{2\pi c_1} \left[\xi_{12} \delta \left(\theta - \frac{\pi}{2} \right) + \xi_3 \delta(\theta) \right], \quad (4.29)$$

де ξ_{12} – концентрація тріщин, що лежать у площині $x_1 x_2$; $\xi_3 = c_1 - \xi_{12}$ – концентрація тріщин, орієнтованих у напрямку осі x_3 ; $\delta(\theta)$ – дельта-функція Дірака.

У випадку моделей з ортогональною системою тріщин, орієнтованих уздовж координатних осей, функція розподілу орієнтації має такий вигляд:

$$f(\phi, \theta) = S_1 \delta\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \delta(\phi) + S_2 \delta\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \delta\left(\phi - \frac{\pi}{2}\right) + \frac{1}{2\pi} S_3 \delta(\theta); \quad S_i = \frac{\xi_i}{c_1}, \quad (4.30)$$

де ξ_i – концентрація тріщин, орієнтованих уздовж координатних осей x_i .

Результати математичного моделювання впливу на ефективну проникність порід-колекторів пустот різного формату і радіуса подано на рис. 4.1–4.2 і в табл. 4.1.

При розрахунках проникність матриці була прийнята рівною $K_m = 10^{-9} \mu d$ ($1 \mu d = 10^{-11} \text{ см}^2$). Величина ефективної проникності, як і очікувалося, різко зростає при збільшенні радіуса тріщини.

Результати математичного моделювання впливу на ефективну проникність карбонатних порід-колекторів різної орієнтації систем тріщин (радіус тріщин $\alpha = 1$ мкм, загальна концентрація тріщин $c_1 = 1$ %) подано в табл. 4.1. Як видно з наведених даних, симетрія тензора ефективної проникності визначається упорядкованістю тріщинуватості. Для моделей OR-1, OR-2, OR-3 з орієнтацією тріщин уздовж осі x_3 і хаотично орієнтованими тріщинами в площині $x_1 x_2$ симетрія тензора ефективної проникності трансверсально-ізотропна.

Величина коефіцієнта інтегральної анізотропії ефективної проникності (A_k) визначалася за формулою

$$A_k = \sqrt{\frac{\frac{1}{3} \left[\left(K_1^* - K_2^* \right)^2 + \left(K_1^* - K_3^* \right)^2 + \left(K_2^* - K_3^* \right)^2 \right]}{K_1^{*2} + K_2^{*2} + K_3^{*2}}} \cdot 100\%. \quad (4.31)$$

Величина коефіцієнта A_k в моделях OR-1, OR-2, OR-3 найбільша у "голкоподібних" тріщин із форматом $\alpha = 10$.

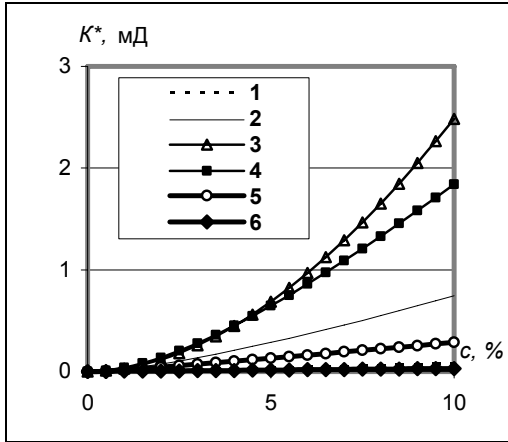
Для моделей OR-4, OR-5, OR-6 з ортогональною системою тріщин симетрія тензора ефективної проникності ромбічна. Величина інтегрального коефіцієнта анізотропії залежить від різниці в концентраціях орієнтованих тріщин в ортогональних напрямках і від формату орієнтованих тріщин.

У випадку моделей OR-7, OR-8, OR-9 із просторовою орієнтацією тріщин, що задається функцією розподілу орієнтації за допомогою моментів W_{200} і W_{202} , симетрія тензора виявилася трансверсально-ізотропною.

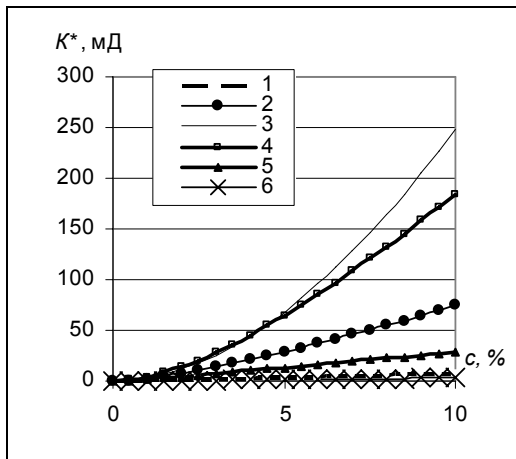
Однак величина коефіцієнта анізотропії різко зменшується. Це пояснюється характером просторового розподілу тріщин, орієнтованих не вздовж окремих ізольованих напрямків і площин, а рівномірно розподілених у заданому орієнтаційному просторі. У моделі OR-10, що включає довільно орієнтовані пустоти формату $\alpha = 1$ й однонаправлені тріщини вздовж осі x_3 та розорієнтовані тріщини в площині x_1x_2 формату $\alpha = 0,001$, а також ортогонально-орієнтовану вздовж координатних осей систему пустот формату $\alpha = 10$, симетрія тензора ефективної проникності ромбічна, а величина інтегрального коефіцієнта дорівнює 14 %.

На рис. 4.2 показано вплив радіуса пустот на значення коефіцієнта ефективної проникності для пустот різного формату: голкоподібні тріщини ($\alpha = 10^{-4}$), тріщини ($\alpha = 10^{-3}$), пустоти у вигляді сфер ($\alpha = 10^0$) і каверн ($\alpha = 10 - 10^3$).

За наявності в породі тріщин формату $\alpha = 10^{-4} - 10^{-3}$ проникність різко зростає. Це узгоджується з промислово-геофізичними даними, де при значеннях коефіцієнта тріщинної пористості ($K_{п. тр}$), близького до одиниці, різко зростають колекторські властивості порід.



a



б

Рис. 4.1. Залежність ефективної проникності (K^*) карбонатних колекторів від концентрації довільно орієнтованих сферіодальних тріщин різного формату (проникність матриці – 10^{-9} мД): *a* – радіус тріщин $a = 10$ мкм; *б* – радіус тріщин $a = 1$ мкм, 1 – $\alpha = 100$, 2 – $\alpha = 10$, 3 – $\alpha = 1$, 4 – $\alpha = 0,1$, 5 – $\alpha = 0,01$, 6 – $\alpha = 0,001$

Таблиця 4.1. Числові результати математичного моделювання анізотропії ефективної проникності карбонатних порід-колекторів з різними системами тріщин (радіус тріщин – 1мкм, загальна концентрація – 1 %)

Тип моделі	Формат тріщин	Концентрація тріщин, орієнтованих уздовж координатних осей, %			Компоненти ефективного тензора проникності, мД			Коефіцієнт анізотропії, %
		x_1	x_2	x_3	K^*_1	K^*_2	K^*_3	
OR-1	1	Хаотично		0,005	0,0328	0,0328	0,0245	12,9
OR-2	0,001	орієнтовані		0,005	0,031	0,031	0,0207	17,3
OR-3	10	в площині x_1x_2		0,005	0,0184	0,0184	0,0348	30,6
OR-4	1	0,02	0,03	0,005	0,0345	0,0312	0,0245	13,6
OR-5	0,001	0,02	0,03	0,005	0,033	0,0029	0,0021	18,3
OR-6	10	0,02	0,03	0,005	0,0152	0,0218	0,0348	32,2
OR-7	1	Орієнтація задана функцією з моментами			0,0304	0,0304	0,0292	2
OR-8	0,001				0,0028	0,0028	0,0027	2,7
OR-9	10	$W200 = 0,005, W202 = -0,0002$			0,0232	0,0232	0,0257	4,9
OR-10	1	Орієнтація довільна	0,05		4,5587	6,4335	5,319	14
	0,001	Хаотично орієнтовані в площині x_1x_2	0,05					
	10	0,1	0,6	0,3				

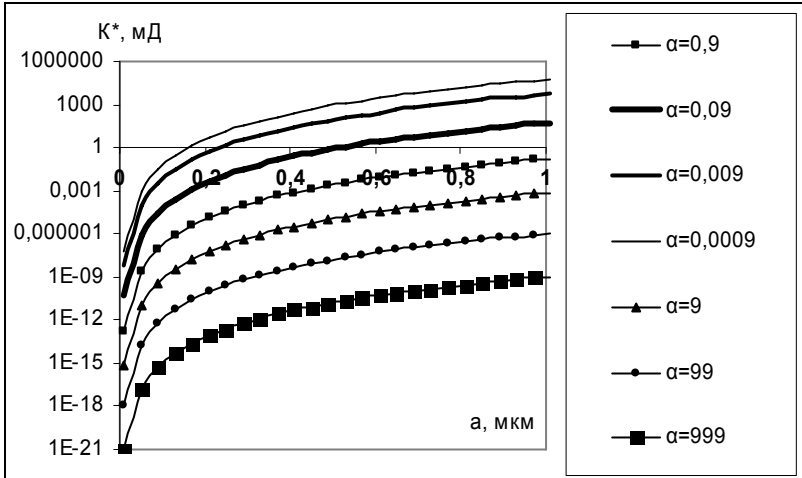


Рис. 4.2. Діаграма залежності коефіцієнта ефективної проникності від радіуса пористості для порід з пустотами різного формату (концентрація пористості $C(\alpha) = 1\%$)

Таким чином, на основі аналізу сучасних методів математичного моделювання пружних, акустичних параметрів і гідродинамічної проникності складнобудованих порід-колекторів для вирішення поставленої задачі був вибраний метод умовних моментних функцій із застосуванням розрахункової схеми Морі–Танакі. Його перевага – у можливості числових розрахунків цих параметрів для моделей максимально наближених до реального складнобудованого колектора.

За даними дослідження шліфів і знімків гірських порід під електронним і поляризаційним мікроскопами (Абе Мамору, Д. Р. Бернс, С. Х. Ченг, У. Б. Хемпкінз, Світо Токумі, А. Тімур, Р. М. Вайнбранд, Р. Х. Уїлкенз, С. А. Вижва, І. М. Куровець, О. Ю. Лукін, Г. Т. Продайвода та ін.) установлено, що міжзерновим порам відповідають пустоти з форматом 10^0-10^{-1} , перехідним пустотам і мікротріщинам (тріщини між окремими кристалами і тріщини в цементі) – $10^{-1}-10^{-2}$, мікротріщинам (міжкристалічні й внутрішньокристалічні тріщини) – $10^{-2}-10^{-5}$, кавернам – 10^0-10^3 .

На основі прийнятих форматів пустот розроблено кількісну класифікацію складнобудованих порід-колекторів за типом пустотного простору: від простих гранулярного, тріщинного та кавернозного до складних тріщинно-кавернозно-порового тощо.

Проведено математичне моделювання ефективних пружних і акустичних параметрів і гідродинамічної проникності складнобудованих карбонатних колекторів.

За даними математичного моделювання для моделі "доломітизований вапняк" ефективні пружні модулі стиску K^* , зсуву G^* та коефіцієнт Пуассона ν^* монотонно зростають при збільшенні концентрації доломіту, а швидкості повздовжніх хвиль зростають лінійно: V_p – від 6,915 для вапняку до 7,472 км/с для доломіту та V_s – від 3,948 для вапняку до 4,141 км/с для доломіту.

Вплив структури порово-тріщинно-кавернозного простору на пружні й акустичні властивості сухих і водонасичених вапняків досліджено на прикладі моделей "поровий вапняк", "тріщинуватий вапняк" і "кавернозний вапняк". Модуль об'ємного стиску K^* для моделі "кавернозний вапняк" з ростом концентрації відповідних пустот зростає інтенсивно, а вплив тріщинуватості на модуль зсуву G^* набагато сильніший. Для водонасиченого "тріщинуватого вапняку" залежність $\Delta T_p = f(C)$ має нелінійний характер, а для "порового вапняку" і "кавернозного вапняку" ця залежність має майже лінійний характер, але значення кривої для "кавернозного вапняку" зростають з ростом концентрації водонасичених каверн значно інтенсивніше.

Досліджено акустичні властивості ізотропних складнобудованих карбонатних колекторів з різними співвідношеннями різних типів пустот, але з однаковим сумарним коефіцієнтом пористості (10 %). Установлено, що за наявності в породі-колекторі навіть невеликої кількості тріщин значно збільшується величина відношення швидкості повздовжньої до швидкості поперечної хвилі. Найбільший вплив мають тріщини формату 10^{-4} – 10^{-5} , що відіграють важливу роль у процесах флюїдодинаміки.

Досліджено ефективні пружні постійні й акустичні властивості карбонатних колекторів (тріщинуватого, кавернозно-тріщинуватого та гранулярно-кавернозно-тріщинуватого вапняків) з однією, двома та трьома системами орієнтації тріщин і каверн. Визначено, що орієнтація сухих тріщин спричиняє значну акустичну анізотропію (до 23,04 %), а їхнє насичення водою зменшує її майже на 20 %. Порівняння моделей "вапняків" з різними системами тріщин показало, що наявність систем тріщин змінює пружну симетрію текстури колектора і величину коефіцієнта акустичної анізотропії (симетрію – від поперечно-ізотропної до планальної ромбічної й величину коефіцієнта акустичної анізотропії – від 1 % до 18,8 %). Пружні постійні найбільші в напрямках, уздовж яких концентрація орієнтованих тріщин є найменшою. Установлено, що в напрямку, який збігається з орієнтацією однонаправлених тріщин, явище розщеплення поперечних хвиль відсутнє, величина диференціального коефіцієнта пружної анізотропії дорівнює нулю, а найбільше розщеплення квазіпоперечних хвиль спостерігається у площині, яка перпендикулярна до напрямку орієнтації тріщин на відміну від "кавернозного вапняку", де найбільш інтенсивні ефекти проявлені в локалізованих напрямках, орієнтованих під кутом 45° до орієнтації каверн. У площині локалізації двох систем орієнтованих тріщин ($x_1 x_3$) спостерігаються найменші значення фазової швидкості квазіповздовжньої хвилі. Значно ускладнюється характер інтенсивності розщеплення квазіпоперечних хвиль з трьома ортогональними системами сухих і водонасичених тріщин. При водонасиченні максимальні ефекти розщеплення поперечних хвиль зміщуються і локалізуються у напрямках під кутом 30° – 40° до напрямків орієнтації тріщин і перебувають у цих же координатних площинах. У складнобудованих вапняках індикатриси фазових швидкостей квазіповздовжніх хвиль відображають характер просторової орієнтації мікротріщин. При водонасиченні ці напрямки зміщуються від напрямку орієнтації водонасичених тріщин на кут 30° – 35° . Уздовж таких напрямків спостерігаються і найбільші величини диференціальних коефіцієнтів пружної анізотропії.

При проведенні числових розрахунків ефективної гідродинамічної проникності моделей багатокомпонентних карбонатних порід-колекторів з різними структурами пустотного простору встановлено, що величина ефективної проникності залежить від структури пустотного простору порід-колекторів. Найбільша ефективна проникність характерна для моделі зі сферичними пустотами ($\alpha = 1$), за нею послідовно – криві моделі з форматами пустот: $\alpha = 0,1$, $\alpha = 10$, $\alpha = 0,01$, $\alpha = 100$, $\alpha = 0,001$. Симетрія тензора ефективної проникності визначається упорядкованістю тріщинуватості. Для моделей з орієнтацією тріщин уздовж осі x_3 і хаотично орієнтованими тріщинами в площині x_1x_2 симетрія тензора ефективної проникності трансверсально-ізотропна.

Таким чином, метод розрахунку ефективної проникності складнобудованих порід-колекторів за наявності кількісно визначеної структури пустотного простору може застосовуватися для визначення фільтраційно-ємнісних властивостей складнобудованих колекторів з будь-якою системою орієнтованих тріщин.

5. ПРОГРАМНО-АЛГОРИТМІЧНІ ЗАСОБИ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ МОДЕЛЮВАННЯ ЕФЕКТИВНИХ ТЕРМОПРУЖНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ

5.1. МЕТОДОЛОГІЧНІ ПРИНЦИПИ І ЗАСОБИ РОЗРОБКИ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ

Для реалізації поставленого завдання було обрано мову програмування Delphi 7, відому раніше як Object Pascal із застосуванням таких принципів:

а) принципу інтегрованості, згідно з яким сучасна комп'ютерна система має органічно поєднувати можливості сучасної комп'ютерної техніки, методів і алгоритмів математичного моделювання та реляційних баз даних;

б) модульності системи, коли послідовність процедур і функцій, направлених на вирішення певної задачі, об'єднуються в програмні модулі, які проектуються за єдиною схемою, дозволяючи легко організувати взаємодію з іншими модулями програми;

в) об'єктно-орієнтованого принципу побудови програми, який дозволяє легко розширити програмний код на основі існуючого і забезпечує взаємодію модулів програми при вирішенні подібних задач;

г) інтерактивної системи "користувач–програма" – для забезпечення швидкого і зрозумілого користування програмою та її керуванням.

На стадії розробки використовувалось програмне забезпечення Rational Rose Modeler Edition компанії IBM, яке має необхідний інструментарій для архітектурного проектування та моделювання, розробки на основі моделей, створення компонентів, тестування компонентів і модулів, підтримка задач аналізу в процесі розробки програмного забезпечення.

Слід відмітити, що розроблений програмний комплекс цілком відповідає вимогам до сучасних програмних комплексів, систем керування базами даних і використовує всю потужність сучасних персональних комп'ютерів, включаючи багатоядерні й багатопроцесорні системи та 64-бітні системи.

5.2. БЛОК-СХЕМА АЛГОРИТМУ МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ ЕФЕКТИВНИХ ТЕРМОПРУЖНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ

Блок-схема розробленої автоматизованої системи числових розрахунків ефективних термопружних властивостей геологічного середовища подана у вигляді блок-схеми (рис. 5.1).

У центрі блок-схеми розташовано "ядро" – це сукупність процедур і функцій, які забезпечують дію програми як єдине ціле. "Ядро" фактично реалізує принцип модульності системи, на першому етапі роботи програми відповідні процедури і функції проводять ініціалізацію програми в цілому. При аналізі конфігурації програма переходить до етапу формування працездатного програмного комплексу, виходячи із наявних модулів і встановлених користувачем параметрів. Будова "ядра" зображена на рис. 5.2.

Модуль ініціалізації формує оболонку програми і керує роботою програми в процесі завантаження. Спочатку викликається модуль конфігурації, який, аналізуючи параметри конфігурації та зареєстровані компоненти, викликає модуль конструктора, що приєднує необхідні модулі, формуючи повноцінну автоматизовану систему. У процесі приєднання викликається модуль ін-

терфейсу, який відповідно до параметрів конфігурації формує візуальну оболонку програми. Після завершення всіх кроків програма переходить у режим очікування команд користувача.

Група модулів під назвою "управління даними" дозволяє створювати і редагувати пакети, поповнювати базу експериментальних досліджень і початкових наближень, формувати карти за вибіркою даних, використовуючи можливості програми Surfer, і формувати звіти про проведені дослідження.

Модуль візуалізації дає можливість візуального контролю над ходом розрахунків, має гнучку будову, що дозволяє користувачу обирати пріоритети, і має свою систему звукових повідомлень.

Модуль користувачів розроблено для полегшення роботи дослідника в умовах лабораторії чи аудиторії. Ґрунтується на створенні груп користувачів, наприклад "дослідник", "співробітник", "студент". Члену відповідної групи надаються певні права. Модуль також дозволяє блокувати доступ до робочої станції з можливістю продовження візуально спостерігати за ходом розрахунків.

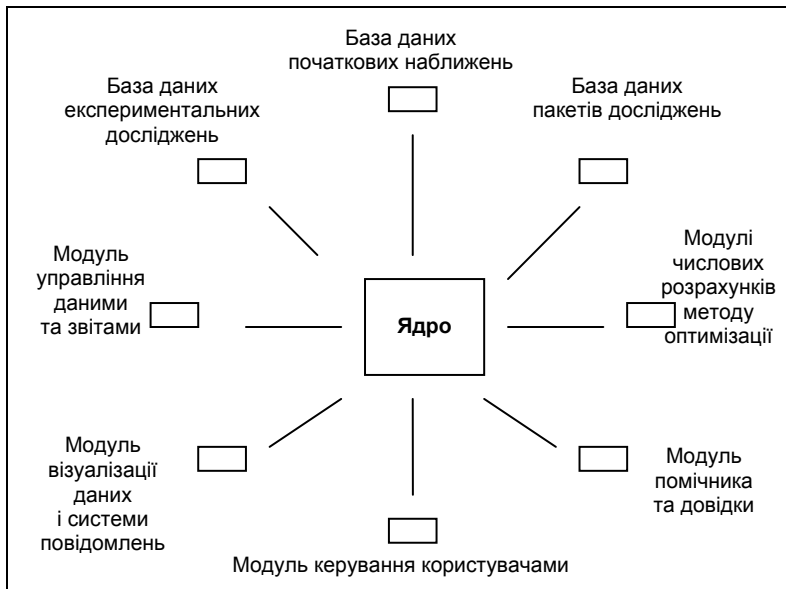


Рис. 5.1. Загальна блок-схема автоматизованої системи розрахунку ефективних термопружних постійних геологічного середовища

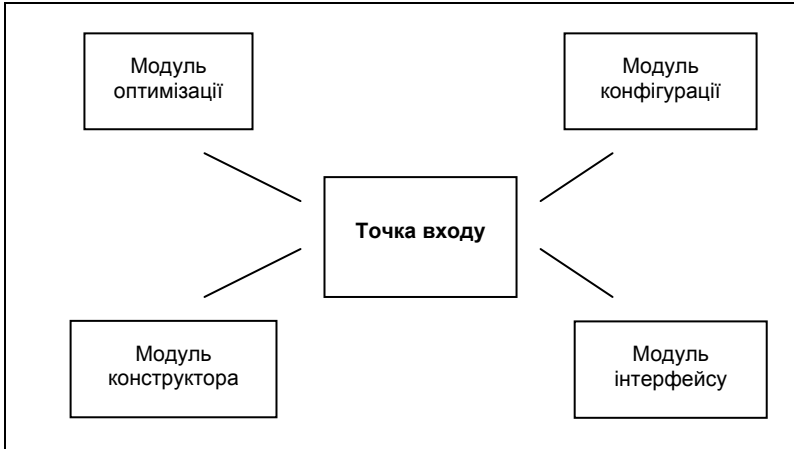


Рис. 5.2. Блок-схема будови "ядра" автоматизованої системи

Модуль помічника реалізовано з підходом "завжди там, де потрібно". Але незважаючи на дослідника вона візуально має вигляд підказок, які за необхідності можна прибрати, або взагалі вимкнути в конфігурації програми.

Найголовнішою є група модулів числових розрахунків, які організують процес розрахунку і забезпечують числові розрахунки та розв'язок задачі інверсії ефективних термопружних постійних багатокомпонентного тріщинуватого флюїдонасиченого геологічного середовища і числові розрахунки ефективних термопружних властивостей породотвірних мінералів.

Процес розрахунків реалізовано таким чином, щоб користувач міг на будь-якому етапі роботи програми вносити необхідні зміни в параметри розрахунку, або зупинити процес розрахунку і вивести попередні результати. Користувач шляхом діалогу з модулем керування процесами задає необхідні параметри розрахунку й обирає пакет інформації поточного дослідження, який завантажується до оперативної пам'яті комп'ютера для збільшення продуктивності програми. Після команди розпочати обчислення викликається модуль оптимізації, який, взаємодію-

чи з модулем числових розрахунків і візуалізації, розпочинає роботу, у процесі якої він очікує додаткових команд користувача. Після завершення, припинення або зупинення обчислень результати надходять до модуля керування даними, який відповідно до команди користувача передає їх модулю керування пакетами для подальшої роботи з ними.

5.3. СТРУКТУРА БАЗ ДАНИХ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ

Автоматизована система оперує трьома реляційними базами даних (БД). Вони спроектовані за єдиною архітектурою та чітко встановленими зв'язками, що дає можливість легко керувати ними. Система керування базою даних (СКБД) виконує транзакції з об'єктами та характеристиками. Усі необхідні операції здійснюються менеджером даних (напр., імпорт/експорт даних у БД) будь-якого роду вибірки за певним параметром, або групою параметрів.

5.3.1. База експериментальних даних

База експериментальних даних містить дані, прив'язані або до досліджуваної території, координат на поверхні земної кулі та глибини залягання, або до лабораторії, номера зразка і будь-якого параметра проведення експерименту.

Особливістю структури цієї бази даних є універсальність зберігання експериментальних даних, вона організована таким чином, що параметри задаються в індексній формі (рис. 5.3, 5.4).

Для прискорення пошуку даних у таблиці числових значень параметрів здійснюється індексація таблиці по полю "індекс групи".

Кожний вид числових розрахунків має свій мінімальний набір для роботи програми. Для задачі визначення ефективних термопружних властивостей необхідний набір даних становить: швидкості пружних хвиль поперечної й повздовжньої поляризації в зразку, кількісний мінералогічний склад зразка, пружні постійні й коефіцієнт лінійного розширення та їхні похідні за тиском і температурою, щільність, структура тріщинно-порового простору.

5.3.2. База даних початкових наближень

База даних початкових наближень надає користувачу можливість створення необмеженої кількості початкових наближень, ґрунтуючись на наявній апріорній інформації про об'єкт досліджень. Структура цієї таблиці схожа за структурою з таблицею експериментальних даних, але відрізняється параметром "Індекс пакета", що зв'язує набори початкових наближень зі створеними пакетами, а відповідно вже проведеними дослідженнями.

Ця база даних вміщує в собі всю наявну апріорну інформацію про об'єкт досліджень і дає змогу інтерпретатору ввести свою додаткову інформацію, виходячи із свого досвіду та інтуїції.

Дані цієї таблиці не є необхідними для проведення розрахунків для будь-яких задач, але обчислення на основі апріорної геолого-геофізичної інформації дають змогу уникнути багатозначності розв'язку в такого типу задач.

Для визначення термопружних властивостей породотвірних мінералів різних генетичних типів гірських порід у початковому наближенні задається щільність, пружні постійні та їхні похідні за тиском і температурою, початкове наближення коефіцієнта лінійного розширення та його похідні з тиску і температури.

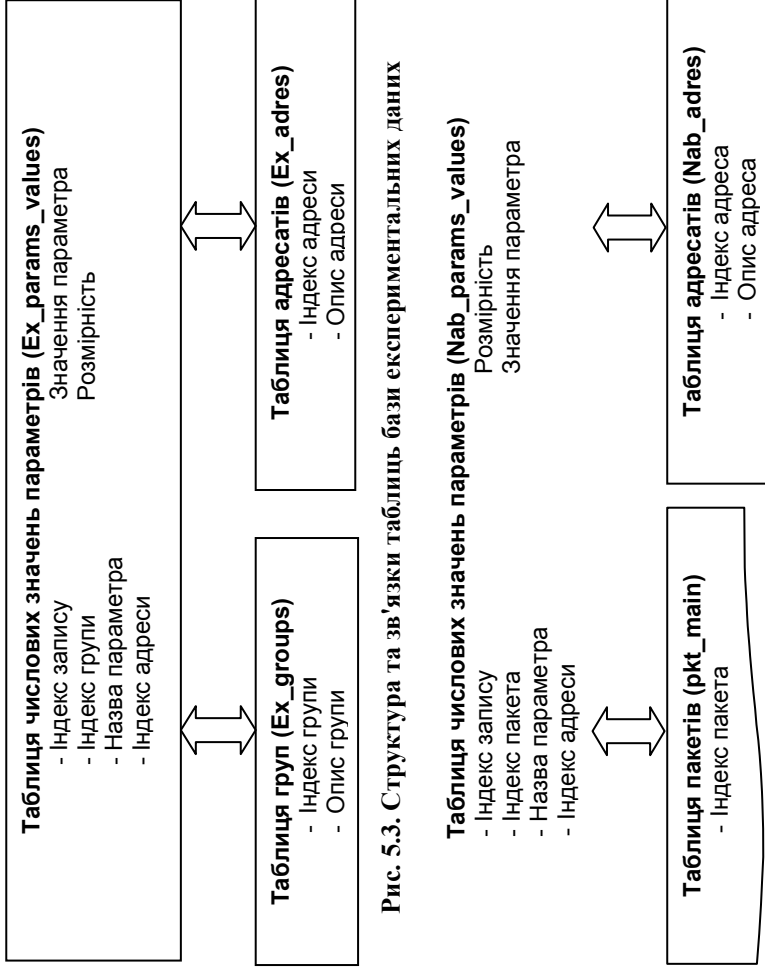


Рис. 5.3. Структура та зв'язки таблиць бази експериментальних даних

Рис. 5.4. Структура та зв'язки таблиць бази початкових наближень

5.3.3. База даних пакетів

Пакет – незалежна умовна одиниця, яка формується користувачем і об'єднує велику кількість параметрів. Створення пакетів було обумовлено багатьма незручностями використання текстових баз даних, які виникають у процесі проведення досліджень.

Окремо взятий пакет містить таку інформацію: об'єкт досліджень (зразок, свердловина, профіль, площа тощо), задачу, що ставиться (визначення ефективних пружних постійних, виявлення зон аномального пластового тиску тощо), запит на необхідний набір експериментальних даних, запит на початкове наближення, результати проведених розрахунків і досліджень, умови проведення досліджень, висновки, нотатки та інша допоміжна текстова інформація.

На рис. 5.5 зображена структура таблиць бази пакетів, запити що зберігаються в таблиці пакетів, передаються до модуля керування даними, який за необхідності повертає набір даних відповідно запиту.

Запити формуються автоматично в процесі створення, або редагування пакета на основі даних, що містяться в таблиці експериментальних даних і таблиці початкових наближень.

Просто, на перший погляд, будова таблиці результатів насправді дає змогу будувати будь-якого роду графіки, карти, формувати звітні таблиці тощо.

5.4. МОДУЛІ ЧИСЛОВИХ РОЗРАХУНКІВ І ГЛОБАЛЬНОЇ ОПТИМІЗАЦІЇ

Модулі числових розрахунків розділено на декілька стадій для реалізації незалежних обчислень, при цьому використовується додатковий модуль паралельних обчислень на одному чи двох комп'ютерах, об'єднаних у локальну мережу. Тобто програма може працювати у двох режимах: у режимі клієнта, коли програмі надається керуюча роль, і в режимі сервера, де програма виконує обчислення та дії, що надійшли від клієнта.

Таке розділення дає змогу проводити числові розрахунки в декілька потоків розрахунків одночасно, якщо наявним є процесор із двома або більше ядрами. Слід зауважити, що деякі процесори мають віртуальну багатоядерність, у такому випадку потоки обчислень будуть виконуватися з тією ж швидкістю, як і на одноядерному процесорі. Також рекомендується вимикати програмне розділення на потоки в такого типу процесорах.

5.4.1. Модулі числового моделювання ефективних термопружних постійних і швидкостей пружних хвиль

Числові розрахунки ефективних термопружних постійних здійснюються за допомогою узагальненого методу умовних моментних функцій із застосуванням розрахункової схеми Морі–Танака.

Головний клас числових розрахунків містить такі параметри:

- компоненти моделі;
- масив включень (пори, каверни і тріщини), який також характеризується фізичними, просторовими та геометричними властивостями;
- масив, що характеризує пружні й термопружні постійні скелета моделі геологічного середовища;
- густину моделі геологічного середовища.

Алгоритм розрахунку ефективних термопружних властивостей геологічного середовища з урахуванням впливу тиску і температури та внутрішнього порового тиску подано на рис. 5.6. Для моделі геологічного середовища, що перебуває під дією тиску і температури, на першому етапі розраховуються ефективні пружні модулі компонентів матриці моделі, потім макроскопічні ефективні термопружні властивості й швидкості пружних хвиль тріщинуватого флюїдонасиченого геологічного середовища із внутрішнім поровим тиском.

У результаті числових розрахунків, проведених за схемою (рис. 5.6), отримуємо числові значення ефективних пружних постійних, коефіцієнта лінійного розширення, порового тиску реального багатокомпонентного флюїдонасиченого тріщинуватого геологічного середовища з урахуванням тиску і температури.

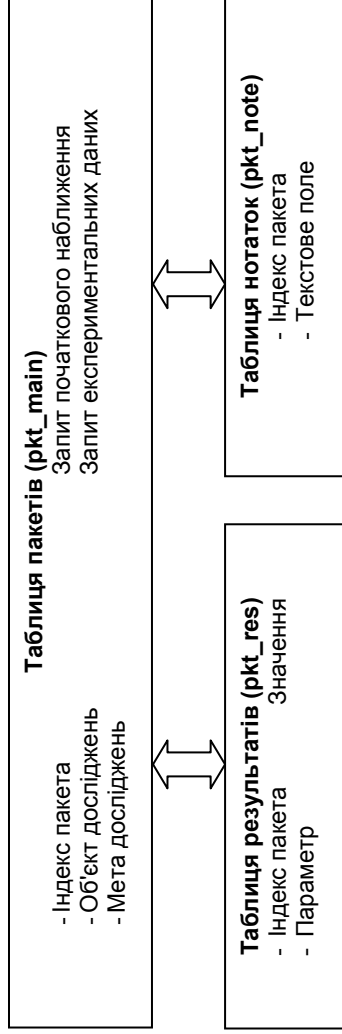


Рис. 5.5. Структура та зв'язки таблиць бази пакетів

5.4.2. Модуль оптимізації для розв'язку задач інверсії експериментальних даних

Модулі глобальної та локальної оптимізації реалізовано у вигляді окремого модуля, який підключається до ітераційного процесу при розв'язку задач інверсії експериментальних даних.

Загальний вигляд алгоритму оптимізації наведено на рис. 5.7. (послідовність розрахунків описана в попередньому розділі даної роботи). Для розв'язку задачі інверсії використовується квазіньютонівський метод Бroyдена–Флетчера–Гольдфарба–Шанно [95], у якому апроксимація кривини нелінійного цільового функціонала може здійснюватися без явного обчислення матриці Гесса.

Для лінійного пошуку мінімуму в напрямку антиградієнта цільового функціонала застосовують метод кубічної інтерполяції. Для обчислення похідної цільового функціонала використовується кінцево-різницевий метод.

5.5. МОДУЛЬ ВІЗУАЛІЗАЦІЇ ДАНИХ І РЕЗУЛЬТАТІВ МОДЕЛЮВАННЯ

Автоматизована система числових розрахунків ефективних термопружних властивостей геологічного середовища має потужну систему візуалізації подання та оформлення будь-яких даних. Цю функцію виконує модуль візуалізації, який керує виводом на екран монітора інформації, що передає модуль керування даними.

До системи закладено три типи подання інформації у вигляді:

- 1) графіків залежності двох обраних користувачем параметрів, наприклад залежність ефективних термопружних постійних від тиску і температури.
- 2) таблиць з даними в числовому форматі з можливістю зробити вибірки набору з необхідною кількістю параметрів.
- 3) просторових карт, побудованих за трьома параметрами, обраними користувачем, з використанням допоміжного програмного забезпечення Surfer.

Існують два режими подання даних залежно від режиму роботи системи:

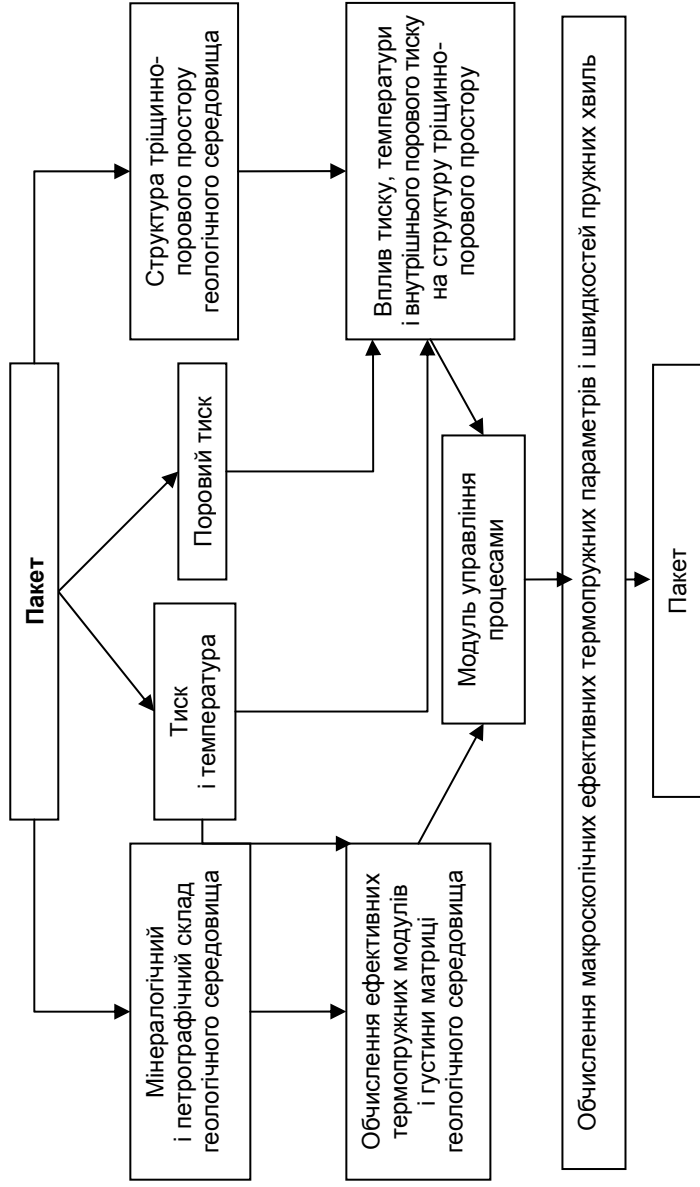


Рис. 5.6. Блок-схема алгоритму числових розрахунків ефективних термопружних властивостей і швидкостей пружних хвиль для матричної моделі тріщинуватого флюїдонасиченого геологічного середовища із внутрішнім поровим тиском

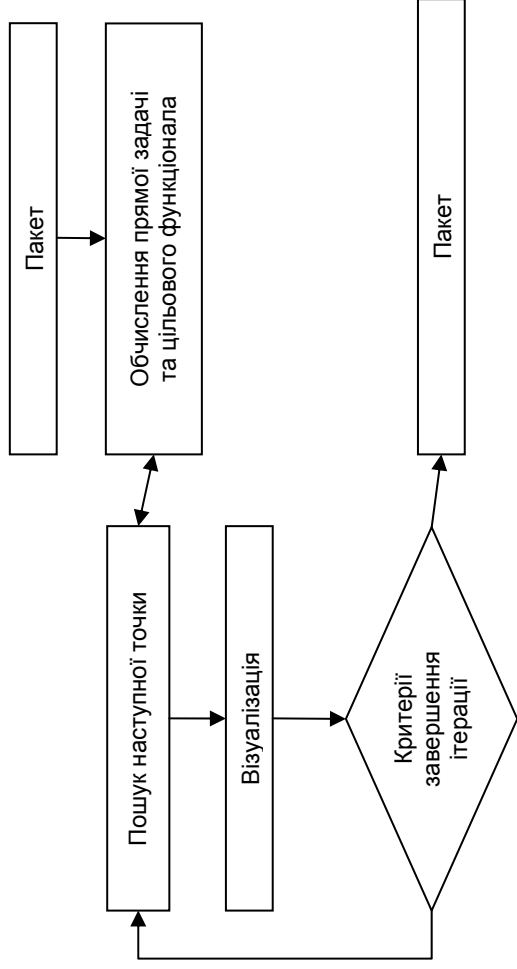


Рис. 5.7. Блок-схема алгоритму ітераційних методів оптимізації

1) поточний – подання обраної користувачем інформації на екран про хід поточних розрахунків як у звичайному режимі, так і в режимі клієнт–сервер, характер розміщення інформації визначається користувачем і має підтримку систем з двома моніторами;

2) стаціонарний – подання обраної користувачем інформації на екран із бази даних або пакета. Також передбачено можливість формування різного роду звітів і карт.

У будь-який момент перегляду різного типу чи виду подання даних користувач має змогу зробити експорт цих даних у текстовий формат для використання у зовнішніх програмах, наприклад Microsoft Excel.

5.6. ІНТЕРФЕЙС АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ

Автоматизована система математичного моделювання ефективних термопружних властивостей геологічного середовища побудована за віконним принципом, характерним для всіх програм операційної системи Windows[®]. Загальна оболонка автоматизованої системи в режимі очікування команд користувача зображена на рис. 5.8.

Головне вікно розділено на чотири функціональні області, розташуванням і розмірами яких можна керувати:

1) у верхній частині головного вікна розташована область головного меню, що є головним інструментарієм програми і дає виконувати всі можливі функції. Меню складається із пунктів: File, View, Modules, Packets, Calculation, Results, Window, Help. Пункт меню File містить команди, що дозволяють оперувати файлами і здійснювати операції експорту/імпорту інформації у файл, або із файлу в область програми. У пункті Modules закладено функції керування і налагодження всіх модулів програми і засоби керування базами даних. Пункт меню Packets відображає команди роботи з пакетами як для створення нового

пакета, так і для редагування, видалення, перегляд пакета. Пункт меню Calculation – це інструментарій для управління, контролю та налагодження процесів математичного моделювання. Пункт Results – засоби перегляду та маніпуляції результатами числових розрахунків. Пункти Window і Help містять функції керування вікнами програми та засобами довідкової інформації;

2) у нижній частині головного вікна розташована ділянка *Журнал*, в якій інформація подається у вигляді вкладок. У вкладці Log розміщена інформація щодо роботи системи. Вкладка Events відображає інформацію про процеси, викликані системою, та службову інформацію в разі проведення розрахунків у режимі клієнт–сервер. Вкладка Status відображає допоміжну інформацію про хід поточних розрахунків і процесів роботи з базою даних.

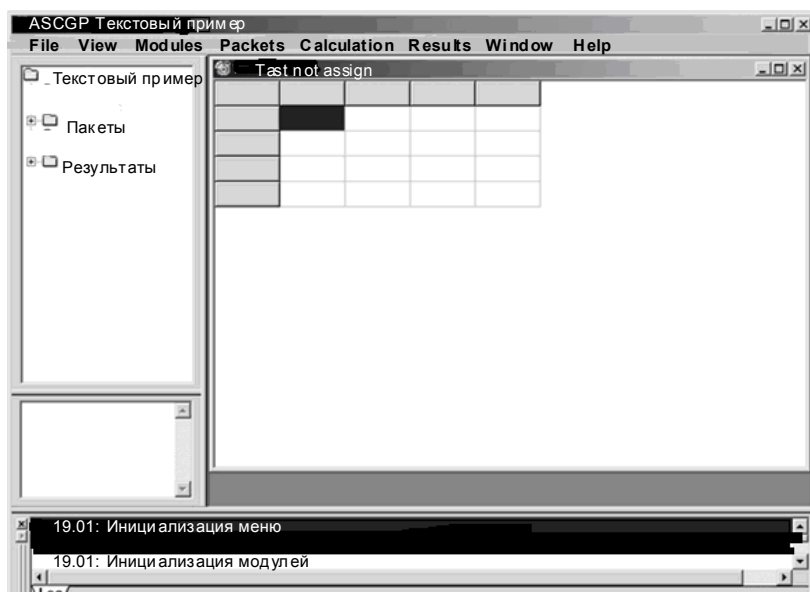


Рис. 5.8. Головне вікно автоматизованої системи в режимі очікування команд користувача

3) у лівій частині головного вікна розміщено вікно браузера інформації та вікно документації. У першому в деревоподібному вигляді подано інформацію про поточний вибраний пакет, а гілки дерева являють собою розкриті характеристики пакета. У другому – відповідна йому документація;

4) центральну частину вікна займає робоча область, наповнення якої змінюється залежно від обраної користувачем функції.

Щоб розпочати роботу з програмою, необхідно створити пакет обчислень. Для цього слід викликати з меню Packets візард створення нового пакета (рис. 5.9).

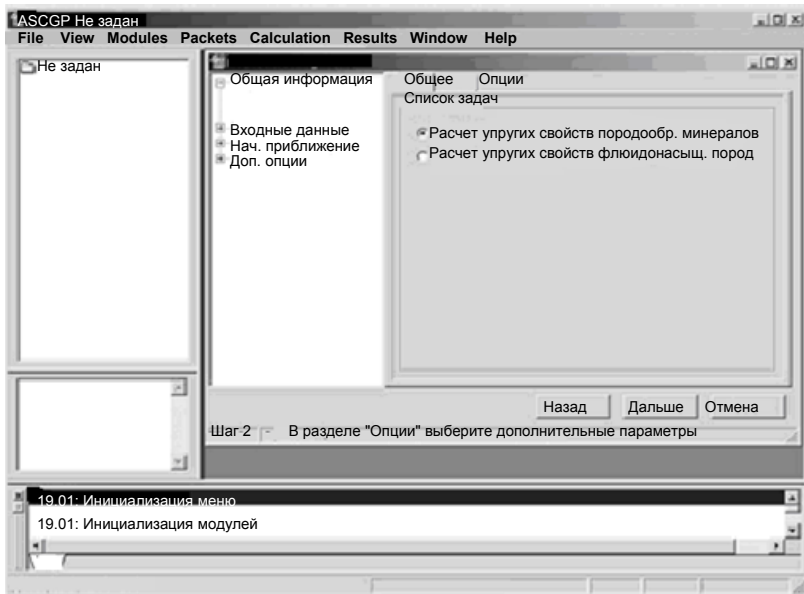


Рис. 5.9. Работа с пакетами, иллюстрация процесса створення нового пакета обчислень

Цей інструмент у покроковому режимі дозволяє заповнити всі необхідні поля і створити набори даних для математичного моделювання пружних властивостей геологічного середовища залежно від обраної задачі. Процес заповнення пакета наборами даних зводиться до формування запиту до бази даних.

Якщо створено пакет обчислень і користувачем введено всю необхідну для числових розрахунків інформацію, то щоб розпочати процес числових розрахунків, необхідно із меню **Packets** обрати потрібний пакет даних, а потім за допомогою пункту меню **Calculation** запустити процес обчислень (рис. 5.10) і обрати опції процесу, такі як: пріоритет процесу, розрахунки на багатоядерній системі, розрахунки на багатопроекторній системі та розподілення потоків у випадку запуску програми в режимі клієнт–сервер.

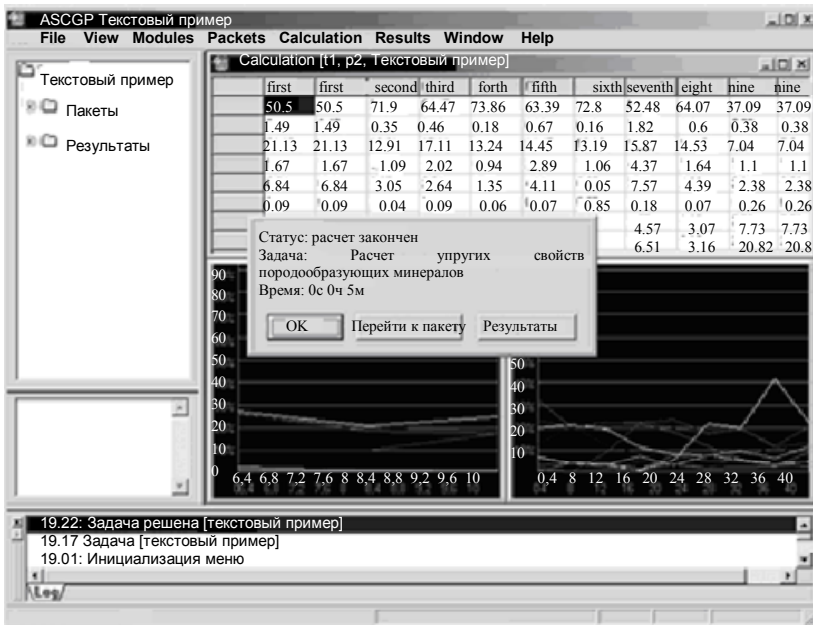


Рис. 5.10. Ілюстрація завершального циклу проведення числових розрахунків ефективних термопружних постійних

У процесі виконання поточної задачі програма дає змогу користувачу керувати роботою програми і проглядати поточні результати. Після успішно проведених розрахунків програма повідомляє користувачу про завершення процесу розрахунків і пропонує перейти до перегляду результатів або до браузера пакета.

На будь-якому етапі роботи програми користувач має змогу звернутися до пункту меню Results та вивести на екран монітора необхідну інформацію (рис. 5.11).

В інформаційній області головного вікна відкриється менеджер перегляду даних і результатів числових розрахунків. Він у свою чергу поділяється на три області: зліва – деревоподібна навігація за характеристиками об'єкта; внизу – кнопки керування даними:

- *Експорт* дає змогу швидко експортувати дані в текстовому форматі для роботи в зовнішніх програмах;
- *Карта* викликає скрипт побудови карт у програмі Surfer;
- *Печать* швидко виводить поточні дані на друк;
- *На весь екран* розгортає інформаційне вікно на всю робочу область для перегляду великої кількості даних.

Більшу частину посідає область подання даних, що поділена вкладками на *График* і *Таблица*, які дозволяють переглядати дані у відповідному графічному і табличному вигляді.

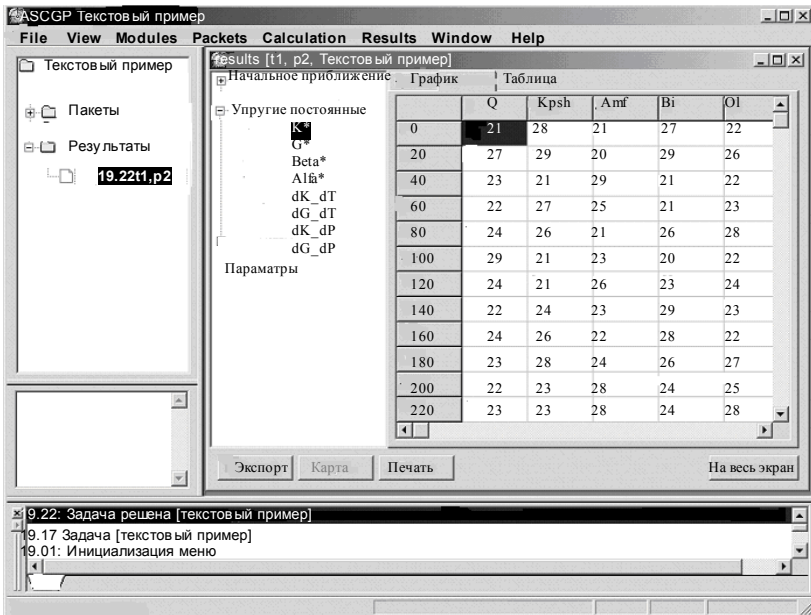


Рис. 5.11. Режим візуалізації отриманих результатів

6. МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕФЕКТИВНИХ ПРУЖНИХ І АКУСТИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Математичне моделювання ефективних пружних і акустичних властивостей складнобудованих порід-колекторів можливо лише при застосовуванні більш досконалих моделей, які б адекватно відображали їхні властивості й структуру, а також деформаційні процеси, що в них відбуваються.

Для кількісної оцінки впливу пустотного простору і напруженого стану на ефективні пружні постійні й акустичні властивості нетрадиційних порід-колекторів застосовуються методи теорії механіки стохастичного середовища [5, 10, 18–25, 58–59, 98–112].

Існує низка наближених методів розв'язання цієї задачі, що дозволяють розраховувати ефективні пружні параметри реального геологічного середовища з певним наближенням [57–58, 101, 106, 111]. Найпростішими з них є методи усереднення властивостей за макрооб'ємом, відомі як методи Фойгта і Реусса. Вони дають відповідну верхню і нижню межу можливих значень ефективних пружних параметрів. Ця межа може бути надзвичайно широкою. Побудову вужчої межі можна здійснити, якщо скористатися варіаційним методом (методом Хашина–Штрикмана) [106].

До найбільш відомих методів, які дозволяють поліпшити наближення ефективних пружних параметрів, можна віднести методи регуляризації структури, стохастичних диференціальних рівнянь, варіального розвинення і самоузгодження, метод умовних моментів [106]. Метод варіального розвинення ґрунтується на припущенні, згідно з яким напружено-деформований стан пружного тіла з множиною взаємодіючих неоднорідностей можна розглядати у вигляді суми простих взаємозв'язків з подальшим ускладненням їхнього характеру. Метод самоузгодження базується на заміні реальної взаємодії численних структурних елементів між собою взаємодією кожного структурного елемента з матрицею, що його оточує, яка має невідомі ефективні постійні.

Найбільші можливості при практичній реалізації мають методи, що засновуються на теорії випадкових полів [18, 58, 101, 106, 109, 111, 113, 114]. Тензорні поля пружних параметрів реального геологічного середовища і характеристики його напружено-деформованого стану являють собою випадкові поля. Тому задачу визначення ефективних пружних постійних можна звести до розв'язку стохастичних рівнянь рівноваги. Такий підхід дозволяє розраховувати ефективні пружні властивості моделей, максимально наближених до реальних структур реального геологічного середовища з довільними властивостями структурних елементів і без будь-яких обмежень на їхню концентрацію. Тому для вирішення поставленої задачі використовувався метод умовних моментних функцій із застосуванням розрахункової схеми Морі–Танакі [99–101, 115].

6.1. ВИБІР ПАРАМЕТРІВ МОДЕЛІ

Структура реального геологічного середовища визначається сукупністю різноманітних структурних елементів. Такими структурними елементами на структурному рівні текстур гірських порід є зерна мінералів, мікротріщин і пороти (сухі й флюїдо-насичені), а на рівні геоформації – мікро- і макротріщинуватість, лінзи, шари, пачки шарів тощо. Загальною рисою майже всіх

нетрадиційних резервуарів нафти і газу є те, що їхні породи-колектори мають відносно невелику пористість, а фільтраційні властивості визначаються мікро- та макротріщинами.

До складнопобудованих прийнято відносити породи-колектори:

- з полімінеральною матрицею і/або неоднорідною структурою пустот за розмірами та формою;
- за наявності мікротріщин, каверн;
- з неоднорідною мінералізацією пластових флюїдів;
- за наявності мікрошаруватості;
- з аномальним напружено-деформованим станом;
- із внутрішньо-поровими пластовими тисками;
- із глинистою матрицею;
- з підвищеним вмістом радіоактивних елементів.

Розглянемо всі основні типи складнопобудованих порід-колекторів, крім мікрошаруватих і радіоактивних.

Результати прямих експериментальних досліджень структури пустотного простору різних генетичних типів гірських порід наведено в роботах [47–54, 110, 111, 115–117]. Зокрема, у роботі [110] методами електронної мікроскопії вивчалася структура порового простору пісковиків: дрібнозернистого кварцового пісковика Навахо, дрібно- і середньозернистого аркозного глинистого пісковика Кайента та дрібнозернистого аркозного глинисто-кварцового пісковика Вебера. Діапазон збільшення становив від 20- до 7700-кратного, що забезпечувало оцінку розкритості тріщин з точністю до 0,2 мк. Усі пори були розділені на чотири групи: міжзернові (пори великого формату зображення, розташовані між трьома і більше зерен), міжзернові пластинчасті (пори пластинчастої форми, розташовані між двома зернами), з'єднувальні (місця зіткнення зерен і внутрішньозернові тріщини малого формату зображення) та мікропори. Результати електронно-мікроскопічних досліджень пісковиків: наведено в табл. 6.1.

Спектр пустот пісковиків включає 10 форматів пустот α : 1, 0,1, 0,006, 0,005, 0,004, 0,003, 0,002, 0,001, 0,0007, 0,0003.

У роботі [115] описано результати експериментальних досліджень швидкостей повздовжніх хвиль сухих і водонасичених кристалічних вапняків, і шляхом інверсії швидкості був устано-

влений розподіл пор і тріщин. Авторами спостерігалася закономірність зміни форматів пор і тріщин залежно від діаметра зерен кальциту. Для крупнозернистих вапняків характерні пори формату $\alpha = 10^{-4}$ – 10^{-5} , а для дрібнозернистих – формату $\alpha = 10^{-2}$ – 10^{-3} . У цілому, для кристалічних вапняків характерний широкий спектр форматів пустот від 10^0 до 10^{-5} .

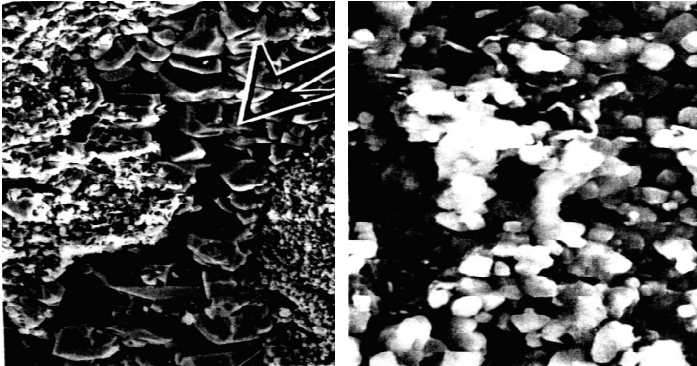
Таблиця 6.1. Результати дослідження структури пустотного простору моделей пісковиків за даними електронної мікроскопії [110]

Зразок пісковіку	Кількість вимірних пустот	Концентрація пустот	Концентрація глини	Діапазон форматів
Навахо	486	0,105	0,00	10^0 – $1,1 \cdot 10^{-3}$
Вебера	404	0,098	0,021	10^0 – $1,8 \cdot 10^{-3}$
Кайєнта	254	0,181	0,03	10^0 – $1,62 \cdot 10^{-3}$

Для кристалічних вапняків авторами роботи [99] була прийнята модель з таким розподілом форматів пустот: 10^0 , $0,3162$, 10^{-1} , $3,162 \cdot 10^{-2}$, 10^{-2} , $3,162 \cdot 10^{-3}$, 10^{-3} , $3,162 \cdot 10^{-4}$, 10^{-4} , $3,162 \cdot 10^{-5}$, 10^{-5} .

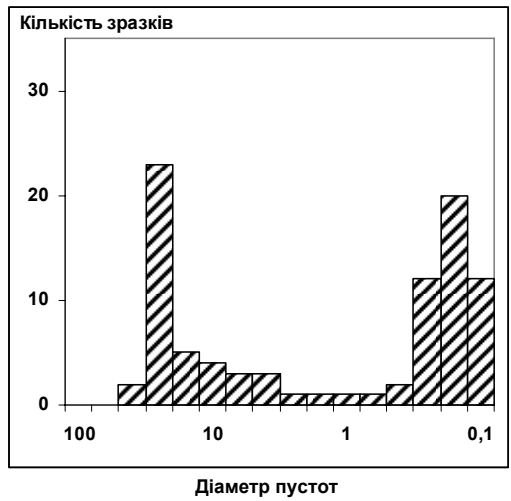
У роботі [52] розглядаються результати мікроскопічних досліджень гранульованих вапняків з різними типами пористості: міжгранулярними та інгранулярними. Дослідження їх проводилося у дві стадії: аналізувалися зображення шліфів під оптичним мікроскопом (ОМ) і зображення аншліфів за допомогою сканувального електронного мікроскопу (СЕМ). Було встановлено, що формати пустот за даними електронної мікроскопії міжгранулярних пор становлять від 10^{-2} до 10^{-3} , а інгранулярних – відповідно від 10^{-3} до 10^{-4} (рис. 6.1).

У роботі [59] проведено макроструктурний аналіз тріщинуватості порід, зроблено морфогенетичну типізацію тріщин, визначено просторову орієнтацію тріщин; виділено систему тріщинуватості. Звертається увага на важливу роль флюїдодинамічної тріщинуватості вторинного походження (рис. 6.2).



a

б



в

Рис. 6.1. Структура пустотного простору колекторів різних типів пористостей за даними [68]: *a* – міжкристалічна пористість; *б* – міжгранулярна пористість (за даними ОМ при 40-кратному збільшенні); *в* – розподіл діаметрів порот у вапняках за даними СЕМ

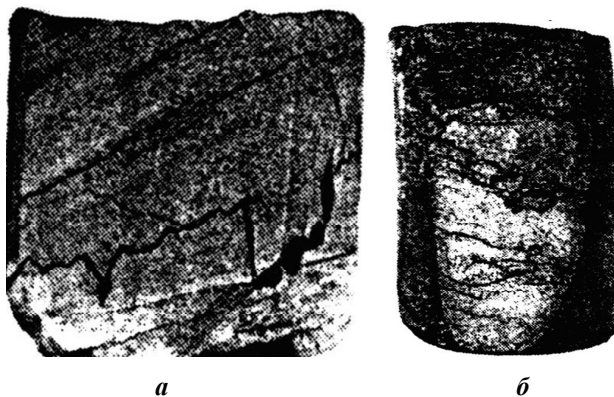


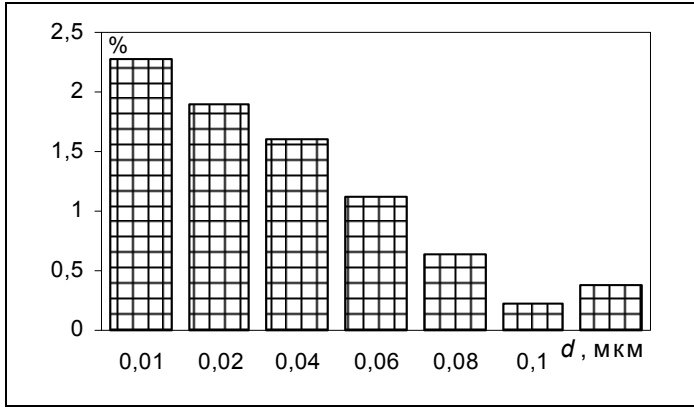
Рис. 6.2. Макроскопічні тріщини різних генетичних типів у зразках ядра пісковиків нижньокам'яновугільних колекторів Семиреньківського і Мехедівського родовищ за даними [59]: *а* – тріщинно-вториннопоровий газонасичений колектор-пісковик, Семиреньківське родовище, св. № 2, інт. 5016–5032 м; *б* – тріщинно-каверно-поровий колектор-пісковик, Мехедівське родовище, св. № 1, інт. 5692–5701 м

За даними [117] (рис. 6.3) у типових турнейських кварцових пісковиках Андріяшівського родовища виділяються два типи колекторів: тріщинуваті з переважною кількістю пустот малого діаметра (до 8 мкм) та тріщинно-гранулярні з пустотами різного формату (діаметри від 8 мкм до 500 мкм).

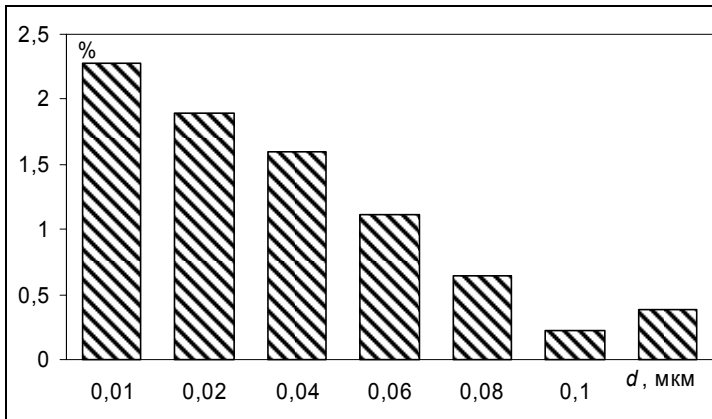
На рис. 6.4 наведено результати електронно-мікроскопічних досліджень (ЕМД), що були проведені в МІНГ і використовувалися у сейсмоакустичній лабораторії кафедри геофізики для обґрунтування моделей карбонатних колекторів Новомиколаївської площі ДДЗ.

Загальноприйнята в промисловій геофізиці класифікація типів колекторів за структурою пустотного простору включає породи-колектори порового, тріщинного, кавернозного та змішаних типів.

Узагальнені результати досліджень структури пустотного простору складнобудованих порід-колекторів за даними прямих і непрямих методів наведено в табл. 6.2. Як видно з наведених даних, усі можливі структури пустотного простору в породах-колекторах можна описати сфероїдами, величини формату α яких змінюються від 10^{-5} до 10^3 . При цьому міжзерновим ізометрич-



a



б

Рис. 6.4. Діаграми розподілу форматів і діаметрів пустот вапняків Новомиколаївської площі ДДЗ за даними ЕМД (св. № 33, гл. 2314 м): *a* – за форматами; *б* – за розмірами

Генетично ізометричні пустоти в основному характеризуються міжзерновими порами, а перехідні – тріщинами між окремими кристалами і тріщинами в цементі; мікротріщинам відповідають міжкристалічні тріщини і внутрікристалічні тріщини; голкоподібні пустоти ($\alpha > 1$) відповідають стилолітам і кавернам вилуговування.

Таблиця 6.2. Узагальнені результати розподілу форматів пустот прийнятої моделі складнобудованих порід-колекторів

Тип пустот	Формат пустот α									
	Каверни				Пори	Перехідні пустоти		Тріщини		
Формат пустот	2100	891	69	13,76	1,000	0,3433	0,026	0,0058	0,0001	0,00001

Прийнята багатокомпонентна математична модель порово-тріщинно-кавернозного колектора являє собою (рис. 6.5) жорстку матрицю, прорізану пустотами сфероїдальної форми з різними форматами $\alpha = a/c$ (де a та c – півосі сфероїда вздовж і перпендикулярно до осі обертання), заповненими флюїдом чи газом.

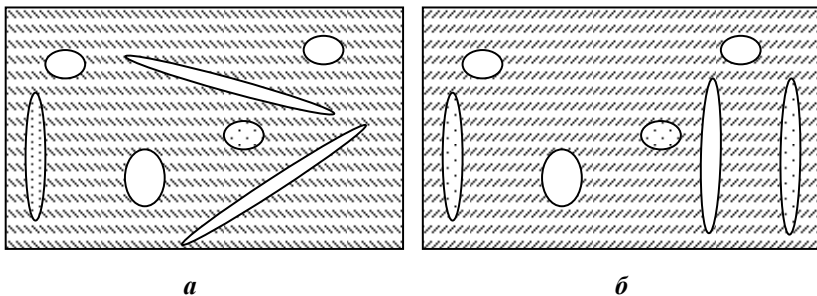


Рис. 6.5. Багатокомпонентна флюїдонасичена кавернозно-порово-тріщинувата модель породи-колектора: *a* – хаотично орієнтовані пустоти; *б* – однонаправлено орієнтовані пустоти

6.2. ВПЛИВ ДОЛОМІТИЗАЦІЇ Й СТРУКТУРИ ПУСТОТНОГО ПРОСТОРУ НА ПРУЖНІ ТА АКУСТИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ВАПНЯКІВ

Проведено математичне моделювання ефективних пружних і акустичних параметрів складнобудованих карбонатних колекторів. Вплив доломітизації на пружні й акустичні властивості вапняків розглянуто на прикладі моделі "доломітований вапняк". Вона являє собою двокомпонентну модель, що складається із зерен доломіту – включення і матриці, яка представлена розорієнтованими зернами кристалів кальциту.

Для розрахунків було прийнято такі пружні й щільнісні параметри [94]:

- для кальциту – $K^{(2)} = 73,31$ ГПа, $G^{(2)} = 42,28$ ГПа, $\rho^{(2)} = 2712$ кг/м³;
- для доломіту – $K^{(1)} = 94,53$ ГПа, $G^{(1)} = 49,04$ ГПа, $\rho^{(1)} = 2860$ кг/м³.

Результати математичного впливу вмісту доломіту на ефективні пружні модулі стиску K^* , зсуву G^* та коефіцієнт Пуассона ν^* вапняків зображено на рис. 6.6 і 6.7. Як видно з наведених даних, пружні модулі зростають із ростом концентрації доломіту. Величина коефіцієнта Пуассона змінюється від 0,258 для вапняку до 0,279 для доломіту. Швидкості позовдовжньої хвилі зростають від 6,915 км/с для вапняку до 7,472 км/с для доломіту (рис. 6.8). Відповідно зростає і швидкість поперечної хвилі: від 3,948 км/с для вапняку до 4,141 км/с для доломіту.

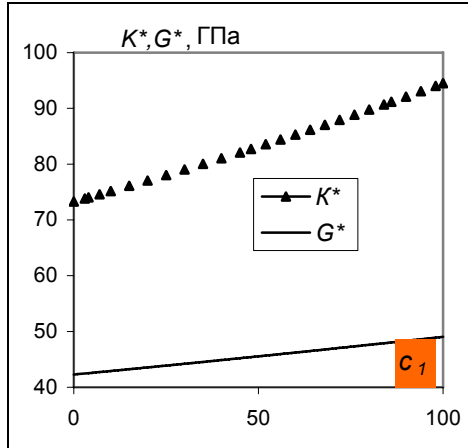


Рис. 6.6. Залежність між ефективними модулями об'ємного стиску (K^* , ГПа) і зсуву (G^* , ГПа) моделі "доломітизований вапняк" і вмістом доломіту (%)

Вплив структури порово-тріщинно-кавернозного простору на ефективні пружні модулі розглянуто на прикладі моделей "поровий вапняк", "тріщинуватий вапняк" та "кавернозний вапняк". Вони являють собою матричні моделі, твердий скелет яких складається із зерен мінералу кальциту і прорізається сфероїдальними пустотами: "поровий" – формату $\alpha = 1$, "тріщинуватий" – формату $\alpha = 0,0001$ і "кавернозний" – формату $\alpha = 1000$, що заповнені мінералізованою водою ($K(1) = 2,1$ ГПа, $G^{(1)} = 2,1$ ГПа, $\rho^{(1)} = 1$).

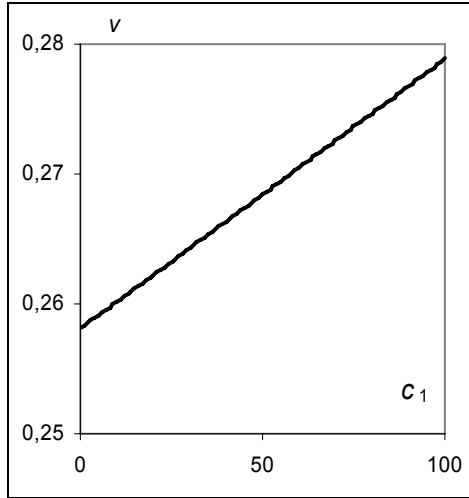
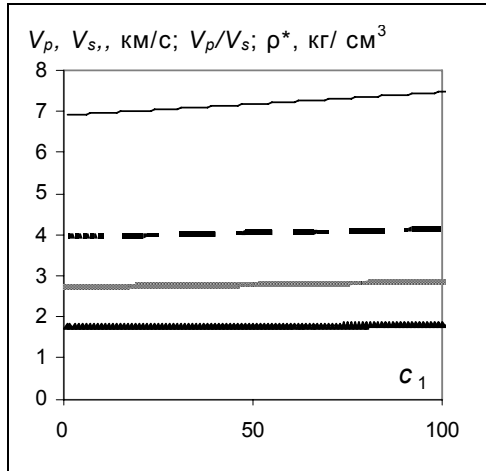


Рис. 6.7. Залежність між ефективним коефіцієнтом Пуассона моделі "доломітований вапняк" і вмістом доломіту (%)



— — V_p , - - - V_p/V_s , ····· V_s , — — — ρ

Рис. 6.8. Залежність між ефективними фазовими швидкостями повздовжньої (V_p^*) і поперечної (V_s^*) поляризації, їхнім відношенням і щільністю (ρ^*) моделі "доломітований вапняк" і вмістом доломіту (%)

Як видно з рис. 6.9 (криві 1, 3), модуль об'ємного стиску K^* майже лінійно монотонно зменшується для моделей "поровий вапняк" і "кавернозний вапняк". Причому модуль K^* для моделі "кавернозний вапняк" із ростом концентрації відповідних пустот зростає інтенсивно.

Аналогічна закономірність спостерігається і для ефективного модуля зсуву (G^*) (рис. 6.10), але вплив тріщинуватості на цей модуль набагато сильніший.

Поведінка ефективного коефіцієнта Пуассона (ν^*) водонасиченого "тріщинуватого вапняку" має аномальний характер (рис. 6.11, крива 2). Його величина при збільшенні концентрації водонасичених тріщин від 0 до 1 % збільшується дуже інтенсивно, але при подальшому рості концентрації тріщин майже не змінюється. Коефіцієнт Пуассона моделей "поровий вапняк" і "кавернозний вапняк" монотонно зменшується, але різниця в його величинах дуже мала (рис. 6.11, криві 1, 3).

Одержано граничні теоретичні залежності для карбонатних колекторів величини інтервального часу ΔT (мкс/м) від концентрації водонасичених пустот різного формату (рис. 6.12).

Для водонасиченого "тріщинуватого вапняку" ця залежність має нелінійний характер (рис. 6.12, крива 2), а для "порового" і "кавернозного вапняку" залежність $\Delta T_p = f(c)$ має майже лінійний характер, але для "кавернозного вапняку" (рис. 6.12, крива 3) збільшується з ростом концентрації водонасичених каверн значно інтенсивніше.

Досліджено акустичні властивості ізотропних складнобудованих карбонатних колекторів з різними співвідношеннями різних типів пустот, але з однаковим сумарним коефіцієнтом пористості – 10 % (приклад на рис. 6.13).

Характер зміни швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль у таких колекторах наведено на діаграмі рис. 6.14. Найбільші коливання спостерігаються для величини V_s , що сягає значення більше 3,58 км/с (табл. 6.3).

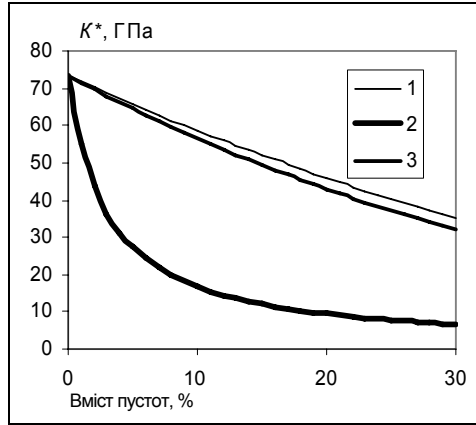


Рис. 6.9. Залежність ефективного модуля об'ємного стиску (K^* , ГПа) від вмісту водонасичених пористостей (%) різного формату: 1 – "водонасичений пористий вапняк"; 2 – "водонасичений тріщинуватий вапняк"; 3 – "водонасичений кавернозний вапняк"

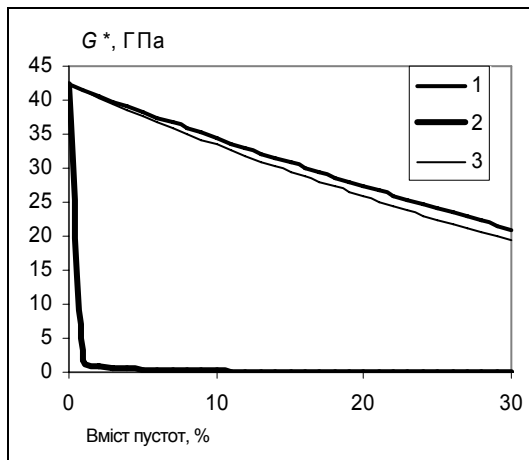


Рис. 6.10. Залежність ефективного модуля об'ємного зсуву (G^* , ГПа) від вмісту водонасичених пористостей (%) різного формату. (Умовні позначення див. на рис. 6.9)

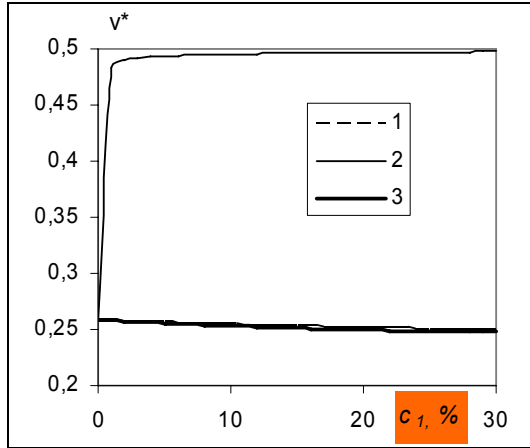


Рис. 6.11. Залежність ефективного коефіцієнта Пуассона (v^*) для моделей вапняку з різною структурою пустотного простору від вмісту водонасичених пустот (%) різного формату: 1 – "водонасичений поровий вапняк"; 2 – "водонасичений тріщинуватий вапняк"; 3 – "водонасичений кавернозний вапняк"

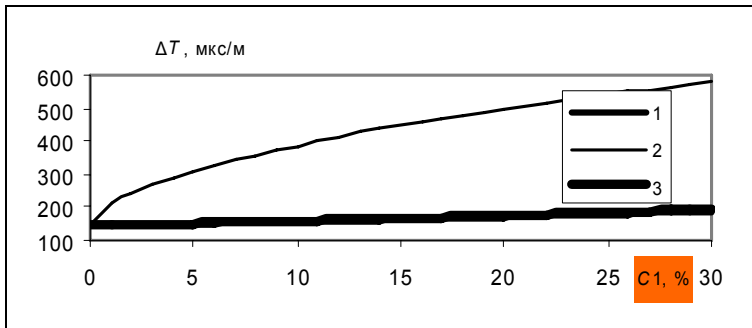


Рис. 6.12. Залежність інтервального часу від вмісту водонасичених пустот (%) різного формату. (Умовні позначення див. на рис. 6.11)

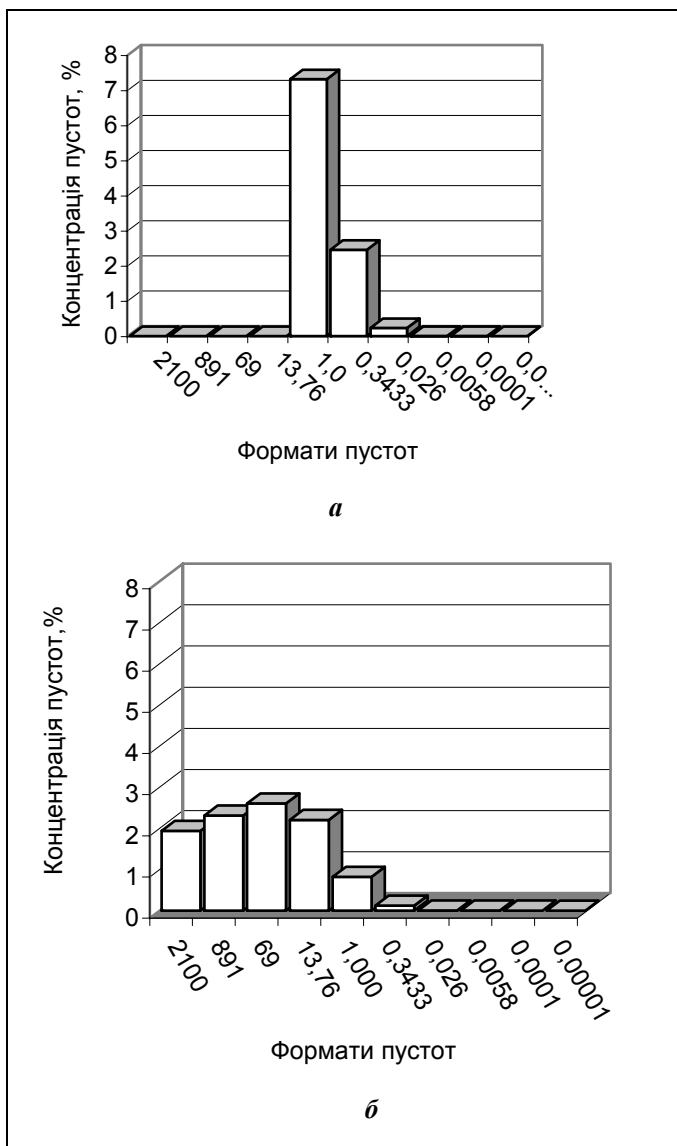


Рис. 6.13. Розподіл порот у моделях вапняків різних типів поротного простору: *а* – гранулярний; *б* – кавернозний

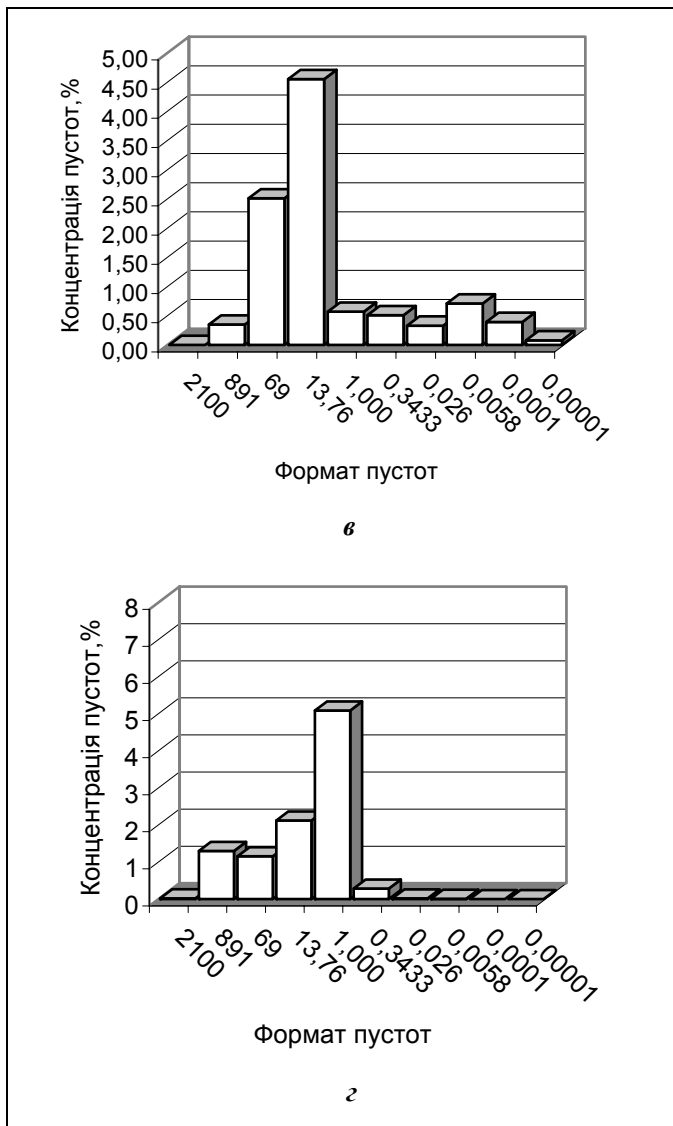


Рис. 6.13. Розподіл порот у моделях ванпаків різних типів поротного простору: а – тріщинно-кавернозний; z – кавернозно-гранулярний (продовження)

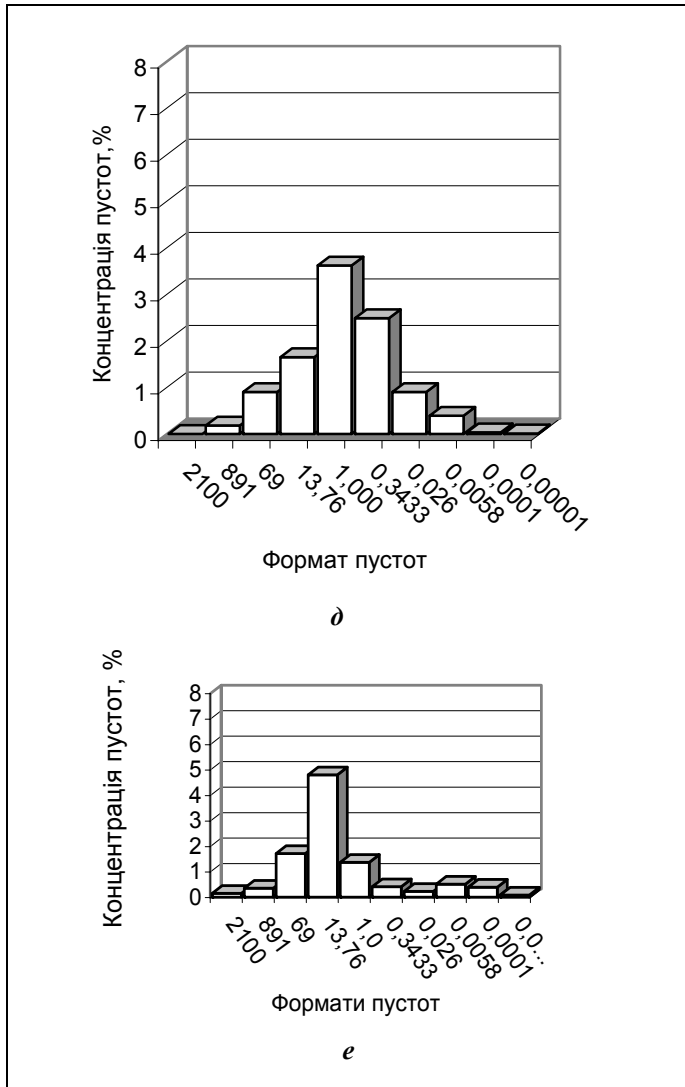
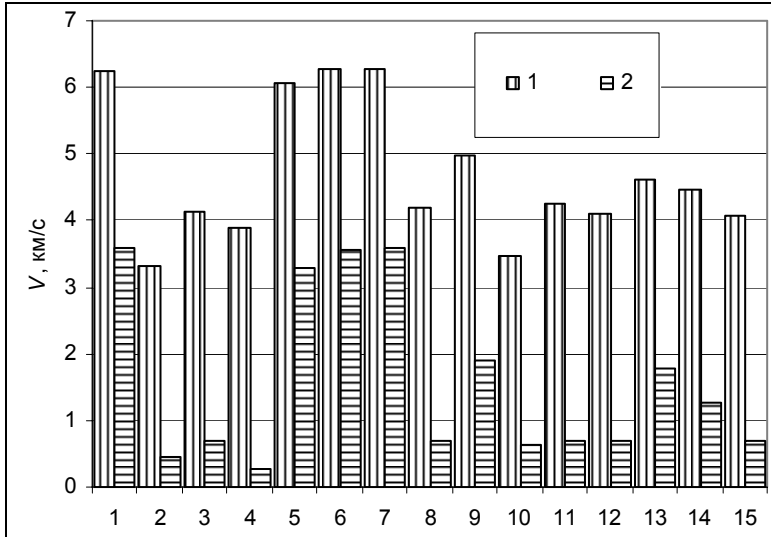
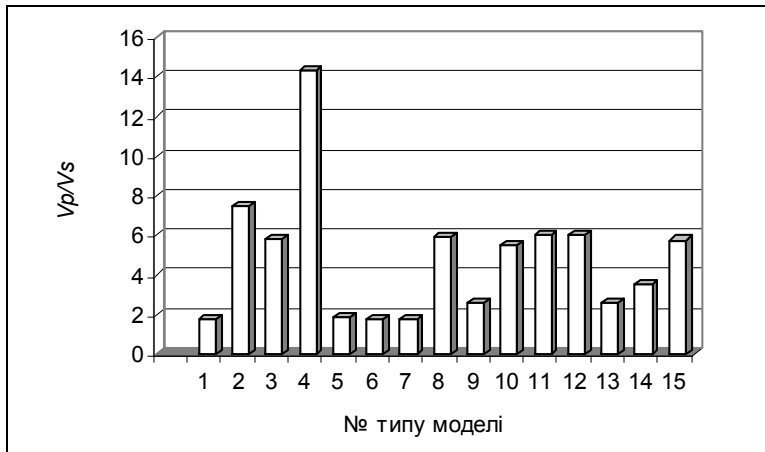


Рис. 6.13. Розподіл порот у моделях вапняків різних типів поротного простору **д** – тріщинно-кавернозно-гранулярний; **е** – гранулярно-тріщинно-кавернозний (закінчення)



a



б

6.14. Діаграма розподілу швидкостей повздовжніх (1) і поперечних (2) хвиль (*a*) та їхнього відношення V_p/V_s (*б*) у карбонатних колекторах з різною структурою порожнього простору: 1,..., 15 – порядкові номери відповідають номерам у табл. 6.3

Таблиця 6.3. Результати математичного моделювання акустичних властивостей та інтервального часу в моделях ізотропних карбонатних колекторів з різними типами структури пористого простору (гранулярним, тріщинним і кавернозним)

№	Тип колектора	Співвідношення між типами пористого простору $K_{п. гр} : K_{п. тр} : K_{п. кав}$	Швидкості повздовжніх хвиль V_p , км/с	Швидкості поперечних хвиль V_s , км/с	V_p/V_s	Інтервальний час повздовжньої хвилі ΔT_p , мкс/м	Інтервальний час поперечної хвилі ΔT_s , мкс/м
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Гранулярний	0:1:0	6,257	3,584	1,746	159,81	278,99
2	Тріщинно-гранулярний	0:0,76:0,15	3,328	0,447	7,449	300,51	2238,49
3	Тріщинно-гранулярний	0:0,87:0,13	4,130	0,707	5,845	242,13	1415,25
4	Тріщинно-гранулярний	0:0,9:0,1	3,9	0,272	14,31	256,44	3669,94
5	Гранулярно-кавернозний	0,90:0,09:0	6,06	3,296	1,838	165,03	303,39
6	Гранулярно-кавернозний	0,57:0,43:0	6,280	3,574	1,757	159,24	279,83
7	Гранулярно-кавернозний	0,46:0,54:0	6,289	3,578	1,758	159,01	279,47
8	Гранулярно-тріщинно-кавернозний	0,74:0,14:0,12	4,202	0,706	5,949	238,00	1415,82
9	Гранулярно-тріщинно-кавернозний	0,54:0,43:0,03	4,964	1,9	2,612	201,47	326,28
10	Тріщинно-кавернозно-гранулярний	0,38:0,48:0,14	3,483	0,637	5,468	287,07	1569,74
11	Тріщинно-кавернозно-гранулярний	0,38:0,40:0,1	4,259	0,705	6,04	234,47	1417,85
12	Тріщинно-кавернозно-гранулярний	0,29:0,58:0,13	4,11	0,679	6,05	243,29	1471,98
13	Тріщинно-кавернозно-гранулярний	0,18:0,79:0,03	4,620	1,794	2,575	216,46	557,38
14	Тріщинно-кавернозно-гранулярний	0,13:0,77:0,08	4,455	1,258	3,542	224,45	795,06
15	Тріщинно-кавернозно-гранулярний	0,05:0,84:0,09	4,075	0,706	5,768	245,38	1415,49

Наявність тріщинуватості в карбонатному колекторі одно-значно визначається за зміною величини швидкості поперечної хвилі. Як видно з даних, наведених на рис. 6.14, за наявності в породі-колекторі навіть невеликої кількості тріщин порядку 0,01 % значно збільшується величина відношення швидкості по-вздожньої до швидкості поперечної хвилі, яка може сягати 14,31. Найбільший вплив на величину швидкостей повздожніх і поперечних хвиль мають тріщини формату 10^{-4} – 10^{-5} , що віді-грають важливу роль у процесах флюїдодинаміки

6.3. ВПЛИВ СИСТЕМ ОРІЄНТАЦІЇ ТРІЩИН І КАВЕРН НА АНІЗОТРОПІЮ ПРУЖНИХ І АКУСТИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ КАРБОНАТНИХ КОЛЕКТОРІВ

Розглядаються результати математичного моделювання ефе-ктивних пружних постійних і акустичних властивостей карбона-тних колекторів з різними системами орієнтації тріщин і каверн (табл. 6.4). Матриця моделей являє собою твердий скелет із хаотично орієнтованими зернами кристалів кальциту.

**Таблиця 6.4. Типи моделей карбонатних колекторів
з різними системами орієнтації тріщин
і каверн та їхні параметри**

Тип моделі	Параметри моделі
TR1	"тріщинний вапняк" (сухі тріщини $\alpha = 10^{-4}$, $c x_3$, $K_{п.тр} = 0,01$ %)
TR2	"тріщинний вапняк" (водонасичені тріщини $\alpha = 10^{-4}$, $c x_3$, $K_{п.тр} = 0,01$ %)
KV1	"кавернозний вапняк" (сухі каверни $\alpha = 2100$, $c x_3$, $K_{п.кав} = 2$ %)
KV2	"кавернозний вапняк" (водонасичені каверни $\alpha = 2100$, $c x_3$, $K_{п.кав} = 2$ %)
TRKV1	"кавернозно-тріщинний вапняк" (сухі тріщини $\alpha = 10^{-4}$, $c x_3$, $K_{п.тр} = 0,01$ %, сухі каверни $\alpha = 2100$, $c x_3$, $K_{п.кав} = 2$ %)

Закінчення табл. 6.4

Тип моделі	Параметри моделі
TRKV2	"кавернозно-тріщинний вапняк" (водонасичені тріщини $\alpha = 10^{-4}$, $c x_3$, $K_{п. тр} = 0,01$ %, водонасичені каверни $\alpha = 2100$, $c x_3$, $K_{п. кав} = 2$ %)
TR2-1	"тріщинний вапняк" (сухі тріщини $\alpha = 10^{-4}$, дві системи тріщин $c x_1 - 0,001$, $c x_3 - 0,001$, $K_{п. тр} = 0,02$ %)
TR2-2	"тріщинний вапняк" (водонасичені тріщини $\alpha = 10^{-4}$, дві системи тріщин $c x_1 - 0,001$, $c x_3 - 0,001$, $K_{п. тр} = 0,02$ %)
KV2-1	"кавернозний вапняк" (сухі каверни $\alpha = 2100$, дві системи каверн $c x_1 - 0,001$, $c x_3 - 0,001$, $K_{п. кав} = 2$ %)
KV2-2	"кавернозний вапняк" (водонасичені каверни $\alpha = 2100$, дві системи каверн $c x_1 - 0,001$, $c x_3 - 0,001$, $K_{п. кав} = 2$ %)
TR3-1	"тріщинний вапняк" (сухі тріщини $\alpha = 10^{-4}$, три системи тріщин $c x_1 - 0,0002$, $c x_2 - 0,0003$, $c x_3 - 0,0005$, $K_{п. тр} = 0,1$ %)
TR3-2	"тріщинний вапняк" (водонасичені тріщини $\alpha = 10^{-4}$, три системи тріщин $c x_1 - 0,0002$, $c x_2 - 0,0003$, $c x_3 - 0,0005$, $K_{п. тр} = 0,1$ %)
НКТ1	"гранулярно-кавернозно-тріщинний вапняк" із сухими порожнинами $K_{п. кав} = 4,4$ %, $\alpha = 2100$, $c x_3 - 0,007$, $\alpha = 891$, $c x_3 - 0,0018$, $\alpha = 69$, $c x_3 - 0,0088$, $\alpha = 13,76$, $c x_3 - 0,0268$; $K_{п. тр} = 4,84$ %, довільна орієнтація, $\alpha = 0,999 \div 0,00657$, $\alpha = 0,3433 \div 0,01485$, $\alpha = 0,026 \div 0,02701$; $K_{п. тр} = 1,32$ %, $\alpha = 0,0058$, $c x_1 - 0,0086$, $\alpha = 0,0001$, $c x_2 - 0,0036$, $\alpha = 0,00001$, $c x_3 - 0,000972$
НКТ2	"гранулярно-кавернозно-тріщинний вапняк" з водонасиченими порожнинами $K_{п. кав} = 4,4$ %, $\alpha = 2100$, $c x_3 - 0,007$, $\alpha = 891$, $c x_3 - 0,0018$, $\alpha = 69$, $c x_3 - 0,0088$, $\alpha = 13,76$, $c x_3 - 0,0268$; $K_{п. тр} = 4,84$ %, довільна орієнтація, $\alpha = 0,999 \div 0,00657$, $\alpha = 0,3433 \div 0,01485$, $\alpha = 0,026 \div 0,02701$; $K_{п. тр} = 1,32$ %, $\alpha = 0,0058$, $c x_1 - 0,0086$, $\alpha = 0,0001$, $c x_2 - 0,0036$, $\alpha = 0,00001$, $c x_3 - 0,000972$

Модель "тріщинуватого вапняку" являє собою одну систему однонаправлено орієнтованих короткою віссю c вздовж осі x_3 сухих (TR1) і водонасичених (TR2) сфероїдальних тріщин фор-

мату $\alpha = 0,0001$ з концентрацією $c_1 = 0,0001$. Як видно з одержаних числових розрахунків (див. табл. 6.5), орієнтація 0,01 % сухих тріщин спричиняє значну акустичну анізотропію 23,04 %, а їхнє насичення водою зменшує її майже на 20 %. Разом із тим, орієнтація 2 % однонаправлених сухих і водонасичених каверн формату $\alpha = 2100$ (моделі KV1, KV2) індукує акустичну анізотропію, величина якої трохи більше 1 %. Моделі з однонаправленою орієнтацією тріщин і каверн мають поперечно-ізотропну пружну симетрію ($C_{11}^* = C_{22}^*$, $C_{44}^* = C_{55}^*$, $C_{13}^* = C_{23}^*$), але однонаправлена орієнтація тріщин має планальну поперечно-ізотропну симетрію – $C_{11}^* > C_{33}^*$, $C_{66}^* > C_{44}^*$, $C_{12}^* > C_{13}^*$, а однонаправлена орієнтація каверн – аксіальну поперечно-ізотропну симетрію – $C_{11}^* < C_{33}^*$, $C_{66}^* < C_{44}^*$, $C_{12}^* > C_{13}^*$. Для сухих і водонасичених "кавернозно-тріщинних вапняків" з однонаправленою орієнтацією каверн і тріщин характерна планальна поперечно-ізотропна симетрія.

Порівняння моделей "тріщинуватого вапняку" з двома і трьома системами тріщин показало (табл. 6.4, 6.5), що наявність систем тріщин змінює пружну симетрію текстури колектора і величину коефіцієнта акустичної анізотропії. Зокрема, модель "тріщинуватого вапняку" (TR2-1) з двома системами тріщин має аксіальну поперечно-ізотропну симетрію і величину коефіцієнта акустичної анізотропії 25,2 %. Разом із тим, модель "тріщинуватого вапняку" (TR3-1), у якій три системи тріщин, має планальну ромбічну симетрію і величину коефіцієнта акустичної анізотропії 18,8 %, незважаючи на те, що її коефіцієнт тріщинної пористості – 0,1 %, а моделі TR2-1 набагато менший – 0,02 %.

Водонасичення тріщин суттєво зменшує величину коефіцієнта акустичної анізотропії. За наявності двох систем тріщин змінюється і співвідношення між ефективними пружними постійними. Причому пружні постійні вздовж координатних осей, паралельних орієнтації системам тріщинуватості, набагато менші, ніж пружні постійні вздовж осей, перпендикулярні до цих напрямків (для моделі TR2-1: $C_{22}^* > C_{11}^* = C_{33}^*$, $C_{55}^* < C_{44}^* = C_{66}^*$, $C_{13}^* < C_{12}^* = C_{23}^*$). У моделі "тріщинуватий" вапняк (TR3-1) із

трьома системами тріщин: $C_{11}^* > C_{22}^* > C_{33}^*$, $C_{44}^* < C_{55}^* < C_{66}^*$, $C_{12}^* > C_{13}^* > C_{23}^*$. Тобто пружні постійні найбільші в напрямках, уздовж яких найменша концентрація орієнтованих тріщин.

У моделях вапняків з різними типами пористості взаємний зв'язок між пружними постійними визначається типом пористості й співвідношеннями між їхніми концентраціями однонаправлено орієнтованих тріщин. Зокрема, у моделі "гранулярно-кавернозно-тріщинний вапняк" (НКТ-1) із співвідношеннями $K_{п. гр} : K_{п. кав} : K_{п. тр} = 4,84 \% : 2,2 \% : 1,32 \%$ і широким спектром форматів пустот від $\alpha = 2100$ до $\alpha = 10^{-5}$, що однонаправлено орієнтовані, величина коефіцієнта акустичної анізотропії більше 72,76 %. Пружна симетрія текстури – аксіальна ромбічна. При водонасиченні акустична анізотропія різко зменшується до 8,37 %.

Особливо великі зміни параметрів анізотропії об'ємних пружних хвиль спостерігаються у складнобудованих карбонатних колекторах. Для числових розрахунків ефективних фазових швидкостей пружних хвиль в анізотропних колекторах використовується рівняння Гріна–Крістоффеля [95]:

$$(\Gamma_{il}^* - \rho^* v^* \delta_{il}) \langle U_l \rangle = 0 \quad (6.40)$$

де $\Gamma_{il}^* = C_{ijkl}^* n_j n_k$ – тензор Крістоффеля; C_{ijkl}^* – ефективні пружні постійні анізотропного карбонатного колектора; v^* – ефективна фазова швидкість; n_j – компоненти вектора хвильової нормалі; ρ^* – густина; $\langle U_l \rangle$ – вектор пружних зміщень; δ_{il} – тензор Кронекера.

Із розв'язку рівняння (6.40) випливає, що в будь-якому напрямку хвильової нормалі розповсюджуються три фазові швидкості з ортогональними векторами поляризації: v_1^* – квазіповздовжня хвиля, вектор поляризації якої утворює найменший кут із напрямком вектора хвильової нормалі; v_2^* – "швидка" квазі-поперечна хвиля; v_3^* – "повільна" квазіпоперечна хвиля.

Акустична анізотропія карбонатного колектора виявляється в азимутальній залежності фазової швидкості від напрямку хвильової нормалі та розщепленні хвиль поперечної поляризації й відхиленні вектора пружних зміщень від напрямку хвильової нормалі. Причому фазові швидкості не збігаються з променевими і груповими швидкостями.

Для кількісної оцінки впливу анізотропії карбонатного колектора на розповсюдження пружних хвиль застосовується цілий набір параметрів анізотропії пружних хвиль [15, 20, 99, 105, 109, 118, 119]:

- указівна поверхня фазових швидкостей квазіповздовжньої хвилі;
- указівна поверхня різниці між фазовими швидкостями "швидкої" й "повільної" квазіпоперечних пружних хвиль, що характеризує інтенсивність явища розщеплення поперечних хвиль уздовж заданого напрямку хвильової нормалі;
- диференціальний коефіцієнт пружної анізотропії, що характеризує на скільки анізотропія середовища відрізняється від найближчого до нього ізотропного середовища.

Для розв'язку задачі знаходження анізотропних параметрів середовища довільної симетрії використовується модифікований метод Якобі [109]. У цьому методі задача обчислення значень фазових швидкостей і векторів пружних зміщень (якщо відомий наведений ефективний тензор пружних постійних) зводиться до знаходження власних векторів і власних значень тензора Крістоффеля $\Lambda^*_{il} = C^*_{ijkl} n_j n_k / \rho^*$.

Таблиця 6.5. Результати математичного моделювання ефективних пружних постійних (C_{mn}^*) карбонатних колекторів з різними системами орієнтації тріщин і каверн

Тип моделі	$C_{mn}^*, \text{ГПа}$										$\rho^*, \text{кг/м}^3$	$A_{pr}, \%$	Тип пружної симетрії, текстури
	C_{11}^*	C_{22}^*	C_{33}^*	C_{44}^*	C_{55}^*	C_{66}^*	C_{12}^*	C_{13}^*	C_{23}^*	C_{13}			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	І3	
TR1	120,45	120,45	53,490	27,42	27,42	42,28	35,90	18,61	18,61	2,7117	23,04	Планальна поперечно-ізотропна	
TR2	129,57	129,57	128,88	27,42	27,42	42,29	45,02	44,84	44,84	2,7117	3,77	Планальна поперечно-ізотропна	
KV1	121,79	121,79	126,20	40,61	40,61	39,84	42,84	42,50	42,50	2,658	1,20	Аксiальна поперечно-ізотропна,	
KV2	121,87	121,87	126,20	40,61	40,61	39,84	43,14	42,56	42,56	2,678	1,18	Аксiальна поперечно-ізотропна	
TRKV1	79,71	79,71	35,73	15,59	15,59	23,47	32,81	18,00	18,00	2,694	23,2	Планальна поперечно-ізотропна	
TRKV2	94,69	94,69	94,67	15,59	15,59	23,47	47,80	47,70	47,70	2,696	2,84	Планальна поперечно-ізотропна	

Закінчення табл. б.5.

Тип моделі	$C_{\text{мат}}^*$, ГПа											ρ^* , кг/м ³	$A_{\text{п}}^*$, %	Тип пружної симетрії, текстури
	C_{11}^*	C_{22}^*	C_{33}^*	C_{44}^*	C_{55}^*	C_{66}^*	C_{12}^*	C_{13}^*	C_{23}^*					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	І3		
TR2-1	51,85	114,34	51,85	27,41	20,28	27,41	15,45	8,01	15,45	2,711	25,8	Аксiальна поперечно-ізоτροпна		
TR2-2	128,77	129,47	128,77	27,41	20,28	27,41	44,76	44,56	44,75	2,712	2,06	Аксiальна поперечно-ізоτροпна		
KV2-1	120,67	117,94	120,67	38,23	38,97	38,23	42,25	41,53	42,25	2,604	0,83	Плaнальна поперечно-ізоτροпна		
KV2-2	120,76	118,07	120,78	30,23	38,97	38,23	42,64	41,60	42,39	2,643	0,82	Плaнальна поперечно-ізоτροпна		
TR3-1	32,09	23,74	15,61	7,61	8,80	11,38	1,91	1,28	0,97	2,709	18,81	Плaнальна ромбiчна		
TR3-2	127,28	129,59	125,24	7,91	8,80	11,38	43,34	42,95	42,77	2,710	1,59	Плaнальна ромбiчна		
HKГ1	30,23	2,10	0,98	0,53	0,72	1,72	0,19	0,08	0,01	2,424	72,76	Аксiальна ромбiчна		
HKГ2	62,25	68,62	78,12	0,53	0,73	1,72	17,5	16,72	18,08	2,530	8,37	Аксiальна ромбiчна		

Необхідно знайти таку систему координат, у якій тензорна матриця Крістоффеля діагональна. Для цього вводять допоміжну повернуту систему координат x_i , вісь x_3 якої збігається з напрямком вектора хвильової нормалі \vec{n} . Орієнтація двох інших осей не має принципового значення. Формула перетворення, що забезпечує перехід від робочої системи координат x_j до власної системи координат x_i , має вигляд:

$$x_i = N_{ij} x'_j, \quad (6.41)$$

де матриця перетворення N_{ij} виражається через тригонометричні функції кутів сферичної системи координат:

$$N_{ij} = \begin{pmatrix} \cos \varphi \cos \theta & \cos \varphi \sin \theta & -\sin \varphi \\ -\sin \theta & \cos \theta & 0 \\ \sin \varphi \cos \theta & \sin \varphi \sin \theta & \cos \varphi \end{pmatrix}, \quad (6.42)$$

де θ – азимутальний кут, φ – полярний кут сферичної системи координат.

Тоді можна записати формулу перетворення приведенного тензора Крістоффеля до допоміжної системи координат:

$$\Gamma_{ij} = N_{ip} N_{jq} \Lambda_{pq}^* \quad (6.43)$$

Шукають матрицю A_{ij} , яка приведе тензорну матрицю Γ_{ij} до діагонального вигляду:

$$\Gamma'_{ij} = A_{ip} A_{jq} \Gamma_{pq} = \delta_{ij} \lambda. \quad (6.44)$$

Вона визначається з умови, згідно з якою береться до уваги те, яка з недіагональних компонент матриці Γ'_{ij} є максимальною. Якщо, наприклад, максимальною є недіагональна компонента матриці Γ_{12} , то обертання навколо осі x_3 здійснюють за допомогою матриці:

$$A_{ij} = \begin{pmatrix} \cos \psi & -\sin \psi & 0 \\ \sin \psi & \cos \psi & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}, \quad (6.45)$$

де

$$\psi = \frac{1}{2} \operatorname{arctg} \frac{2\partial_{12}}{\partial_{22} - \partial_{11}}.$$

Величина кута ψ визначається на кожному кроці ітерації залежно від того, навколо якої осі координат здійснюється обертання системи координат.

Явний вигляд формул першого наближення для обчислення фазових швидкостей таких:

$$\langle v_{qp} \rangle^2 = q^2 \Gamma_{11} + h^2 \Gamma_{22} + \Gamma_{33} + 2gh\Gamma_{12} + 2g\Gamma_{13} + 2h\Gamma_{23}, \quad (6.46)$$

$$\begin{aligned} \langle v_{qs}^{(1)} \rangle^2 &= (\Gamma_{11} - 2g\Gamma_{13} + g^2\Gamma_{33}) \cdot \cos^2 \varphi + \\ &+ (\Gamma_{22} - 2h\Gamma_{23} + h^2\Gamma_{33}) \sin^2 \varphi + \\ &+ (h\Gamma_{13} + g\Gamma_{23} - gh\Gamma_{33} - \Gamma_{12}) \sin^2 \varphi, \end{aligned} \quad (6.47)$$

$$\begin{aligned} \langle v_{qs}^{(2)} \rangle^2 &= (\Gamma_{22} - 2h\Gamma_{23} + h^2\Gamma_{33}) \cos^2 \varphi + \\ &+ (\Gamma_{11} - 2g\Gamma_{13} + g^2\Gamma_{33}) \sin^2 \varphi + \\ &+ (h\Gamma_{13} + g\Gamma_{23} - gh\Gamma_{33} - \Gamma_{12}) \sin^2 \varphi, \end{aligned} \quad (6.48)$$

де

$$\begin{aligned} g &= (\Gamma_{23}\Gamma_{12} - \Gamma_{13}(\Gamma_{22} - \Gamma_{33})) / \Gamma_0, \\ h &= (\Gamma_{13}\Gamma_{12} - \Gamma_{23}(\Gamma_{11} - \Gamma_{33})) / \Gamma_0, \\ \Gamma_0 &= (\Gamma_{11} - \Gamma_{33})(\Gamma_{22} - \Gamma_{33}) - \Gamma_{12}^2. \end{aligned} \quad (6.49)$$

Формули для компонент векторів пружних зміщень у допоміжній системі координат мають такий вигляд:

$$\langle U_j^{(v)} \rangle = A_{vi}, \quad (6.50)$$

а в робочій системі координат

$$\langle U_j^{(v)} \rangle = A_{vp} N_{pi}, \quad (6.51)$$

тут $v=3$ відповідає квазіповздовжній хвилі, а $v=1, 2$ – квазі-поперечним.

Якщо точність першого наближення недостатня, ітераційний процес продовжується. Обертання здійснюється, виходячи з компонент одержаної матриці Γ_{ij} .

Для кількісної оцінки пружної анізотропії використовується диференціальний A_d коефіцієнт пружної анізотропії, величина якого характеризує відхилення пружних властивостей заданого пружного анізотропного середовища від найближчого до нього ізотропного середовища для довільного напрямку хвильової нормалі. Диференціальний коефіцієнт пружної анізотропії обчислюється за формулою:

$$A_d = \sqrt{\frac{(\Lambda^2_c) - (\Lambda^2_m)}{(\Lambda^2_m)}} * 100\%, \quad (6.52)$$

де

$$(\Lambda^2)_c = \langle \Lambda_{11} \rangle^2 + \langle \Lambda_{22} \rangle^2 + \langle \Lambda_{33} \rangle^2 + 2(\langle \Lambda_{12} \rangle^2 + \langle \Lambda_{13} \rangle^2 + \langle \Lambda_{23} \rangle^2),$$

$$(\Lambda^2)_m = \langle \Lambda_{m11} \rangle^2 + \langle \Lambda_{m22} \rangle^2 + \langle \Lambda_{m33} \rangle^2 + 2(\langle \Lambda_{m12} \rangle^2 + \langle \Lambda_{m13} \rangle^2 + \langle \Lambda_{m23} \rangle^2),$$

$$\langle \Lambda \rangle_c = \langle \Lambda_{11} \rangle + \langle \Lambda_{22} \rangle + \langle \Lambda_{33} \rangle.$$

Для класифікації текстур на аксіальні й планальні типи використовувалася характеристична поверхня акустичного тензора $\mu_{il}^* = C^*_{ijkl} / \rho^*$ [99, 109, 119]. Оскільки тензор μ_{il}^* – додатно визначений симетричний тензор другого рангу, то його характеристична поверхня є еліпсоїд. Якщо відомі його власні значення, то можна обчислити параметри акустичної лінійності

$L_{\mu} = \mu_g / \mu_m$ та акустичної сланцюватості $S_{\mu} = \mu_m / \mu_p$. Тут μ_g , μ_m , μ_p – відповідно найбільше, проміжне і найменше власні значення ефективного акустичного тензора μ_{il}^* . Пряма лінія, проведена під кутом 45° до осі абсцис, розрізняє аксіальні й планальні текстури. Коефіцієнт акустичної анізотропії A_{μ} обчислювався за формулою:

$$A_{\mu} = \left[\frac{\frac{1}{3}[(\mu_g - \mu_m)^2 + (\mu_m - \mu_p)^2 + (\mu_g - \mu_p)^2]}{\mu_g^2 + \mu_m^2 + \mu_p^2} \right]^{1/2} \cdot 100\%. \quad (6.53)$$

Результати математичного моделювання параметрів анізотропії пружних хвиль карбонатних колекторів з різними системами орієнтованих тріщин і каверн зображено на стереопроєкціях рис. 6.17–6.28.

Індикатриси фазової швидкості квазіпоперечної хвилі з однопровисними сухими і водонасиченими тріщинами характеризуються найменшими значеннями вздовж напрямку орієнтації тріщин (рис. 6.17, *а*, 6.18, *а*). Величини фазової швидкості квазіповздовжньої хвилі не залежать від азимутального кута. У напрямку, якій збігається з орієнтацією тріщин, різниця між "швидкою" і "повільною" квазіпоперечними хвилями близька до нуля. Тобто явище розщеплення поперечних хвиль відсутнє (рис. 6.17, *б*, 6.18, *б*). У цьому ж напрямку величина диференціального коефіцієнта пружної анізотропії дорівнює нулю (рис. 6.17, *в*, 6.18, *в*). Найбільші фазові швидкості квазіповздовжніх хвиль та інтенсивність розщеплення квазіпоперечних хвиль спостерігаються в площині, перпендикулярній напрямку орієнтації тріщин.

Наявність двох систем тріщин суттєво змінює характер просторових коливань параметрів анізотропії пружних хвиль (моделі TR2-1, TR2-2 – рис. 6.19, 6.20), які розрізняються для сухих і водонасичених тріщин. Найбільша фазова квазіповздовжня швидкість спостерігається в напрямку, перпендикулярному до площини, у якій розташовано тріщини ($c_{\parallel x_1}$ і $c_{\parallel x_3}$) однакової концентрації. У площині локалізації орієнтованих тріщин ($x_1 x_3$) спостерігаються найменші значення фазової

швидкості квазіповздовжньої хвилі (рис. 6.19, *а*). При водонасиченні кількість напрямків з екстремальними значеннями фазових швидкостей квазіпоперечних хвиль зростає до 9 (рис. 6.20, *а*). Значно ускладнюється характер інтенсивності розщеплення квазіпоперечних хвиль.

У моделі "тріщинуватий вапняк" із трьома ортогональними системами сухих і водонасичених тріщин (TR3-1, TR3-2) індикатриса квазіповздовжніх хвиль змінюється. Мінімальні швидкості квазіпоперечних хвиль можна бачити вздовж напрямків орієнтації тріщин (рис. 6.21, *а*, 6.22, *а*). У цих же напрямках спостерігаються і найбільш інтенсивні ефекти розщеплення квазіпоперечних хвиль. Тобто різниця між "швидкою" і "повільною" квазіпоперечними хвилями найбільша вздовж локалізованих напрямків орієнтації сухих тріщин (рис. 6.21, *б*). При водонасиченні максимальні ефекти розщеплення поперечних хвиль зміщуються і локалізуються під кутом $30\text{--}40^{\circ}$ до напрямків орієнтації тріщин і містяться в цих же координатних площинах (рис. 6.22, *б*).

У моделі "кавернозний вапняк" з однонаправленими орієнтованими сухими і водонасиченими кавернами (TRKV-1, TRKV-2) максимальна величина фазової швидкості квазіповздовжньої хвилі спостерігається вздовж напрямків орієнтації каверн (рис. 6.23, *а*, 6.24, *а*). Найбільш інтенсивні ефекти розщеплення квазіпоперечних хвиль виявлені в локалізованих напрямках, розташованих під кутом 45° до орієнтації каверн (рис. 6.23, *б*, 6.24, *б*).

У складнобудованих "гранулярно-кавернозно-тріщинних вапняках" із сухими і водонасиченими порами, тріщинами і кавернами (моделі НКТ1, НКТ2) індикатриса фазових швидкостей квазіповздовжніх хвиль відображають, у першу чергу, характер просторової орієнтації мікротріщин (рис. 6.27, *а*, 6.28, *а*). Уздовж розташування пустот фазові швидкості квазіповздовжніх хвиль – мінімальні. Уздовж напрямків орієнтації сухих тріщин відзначаються і найбільш інтенсивні ефекти розщеплення квазіпоперечних хвиль (рис. 6.27, *б*). При водонасиченні ці напрямки зміщуються від лінії орієнтації відносно водонасичених тріщин на кут $30\text{--}35^{\circ}$ (рис. 6.28, *б*). Уздовж цих розташувань спостерігаються і найбільші величини диференціальних коефіцієнтів пружної анізотропії.

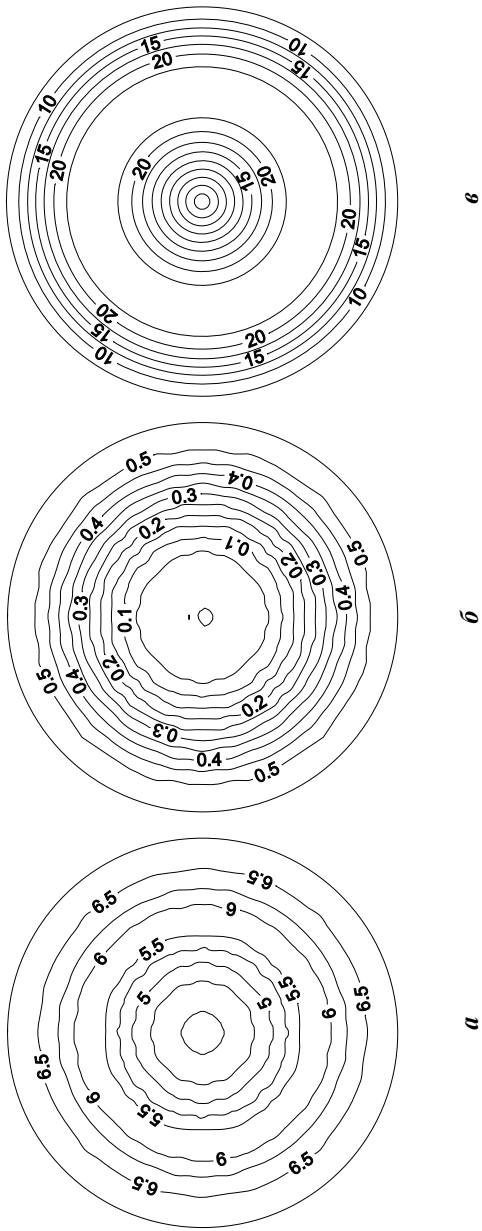
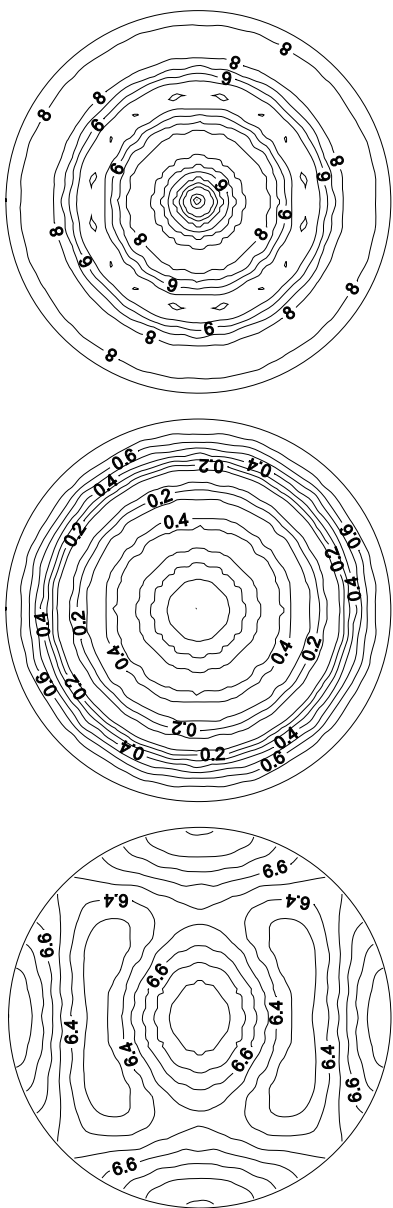
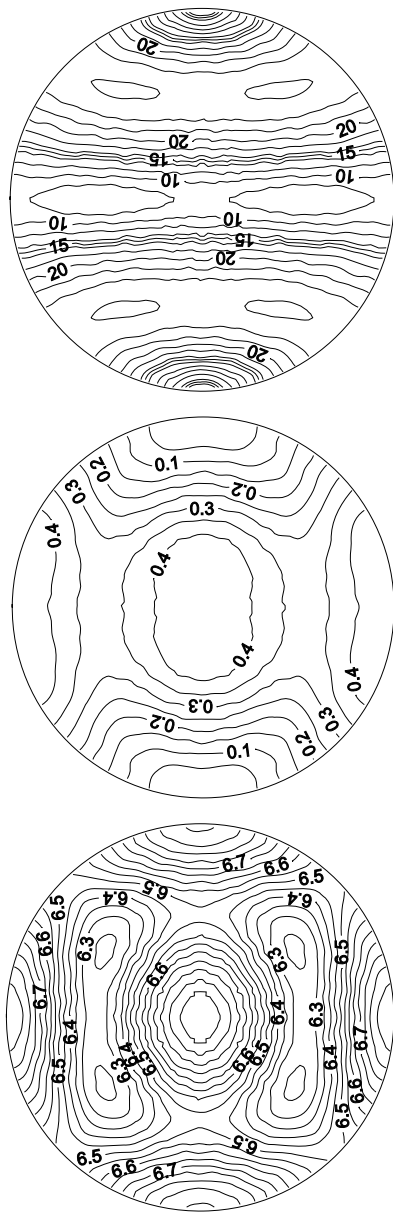


Рис. 6.17. Стереопроєкції ізоліній параметрів анізотропії пружних хвиль для моделі TR1: *а* – швидкість квазіповдовжньої хвилі, км/с; *б* – різниця між швидкостями "швидкої" й "повільної" квазіпоперечних хвиль, км/с; *в* – диференціальний коефіцієнт пружної анізотропії (%)



а б в

Рис. 6.18. Стереопроєкції ізолній параметрів анізотропії пружних хвиль для моделі TR2. (Умовні позначення див. на рис. 6.17)



a

б

в

Рис. 6.19. Стереопроєкції ізоліній параметрів анізотропії пружних хвиль для моделі TR2-1. (Умовні позначення див. на рис. 6.17)

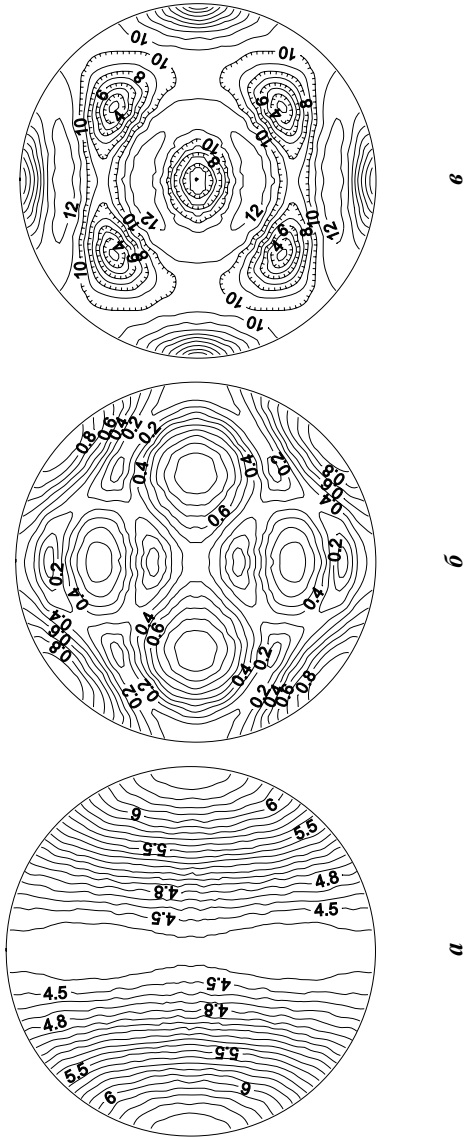
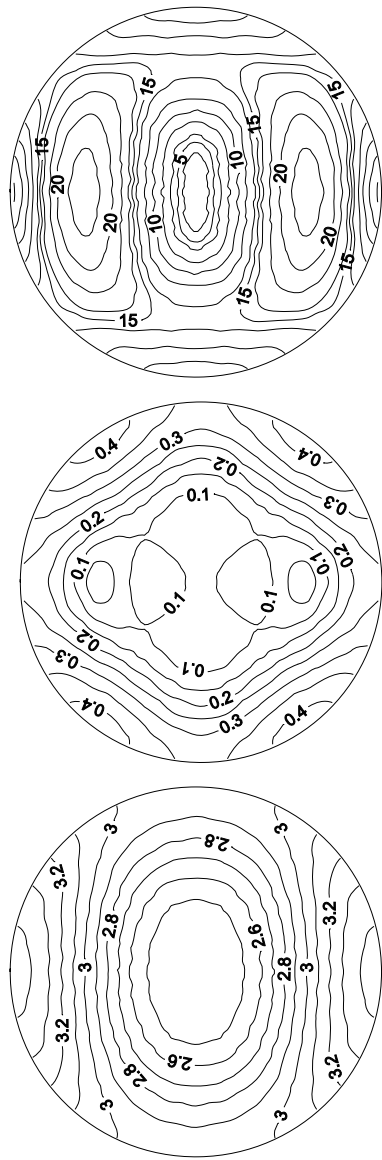


Рис. 6.20. Стереопроєкції ізоліній параметрів анізотропії пружних хвиль для моделі TR2-2. (Умовні позначення див. на рис. 6.17)

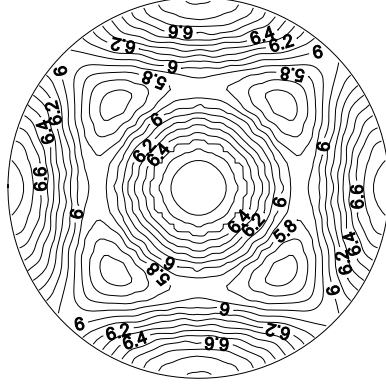
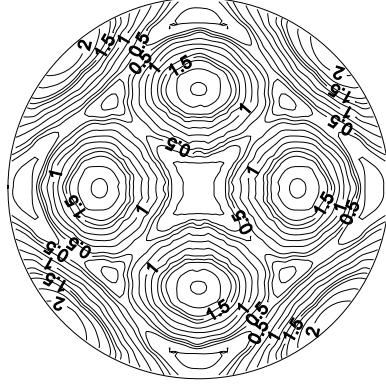
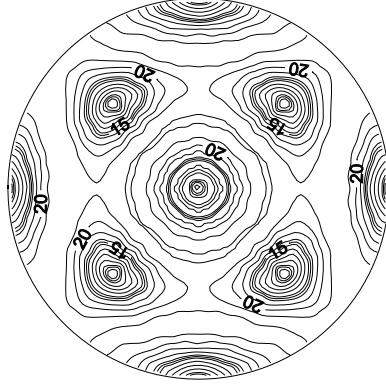


a

б

в

Рис. 6.21. Стереопроєкції ізоліній параметрів анізотропії пружних хвиль для моделі TR3-1. (Умовні позначення див. на рис. 6.17)

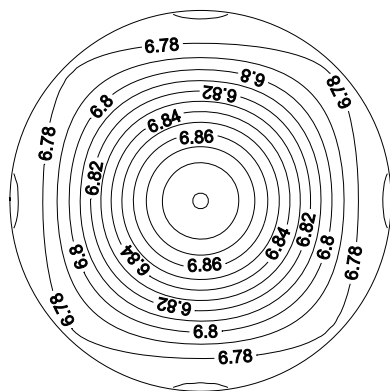
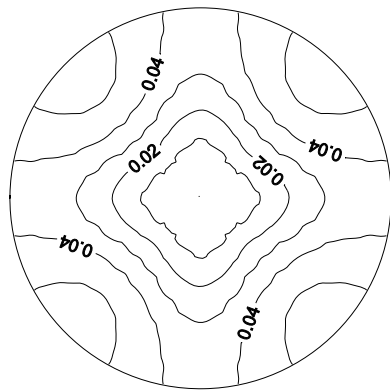
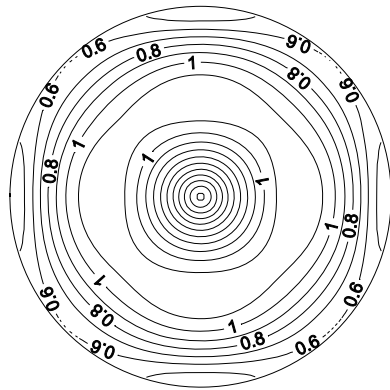


а

б

а

Рис. 6.22. Стереопроєкції ізоліній параметрів анізотропії пружних хвиль для моделі TR3-2. (Умовні позначення див. на рис. 6.17)

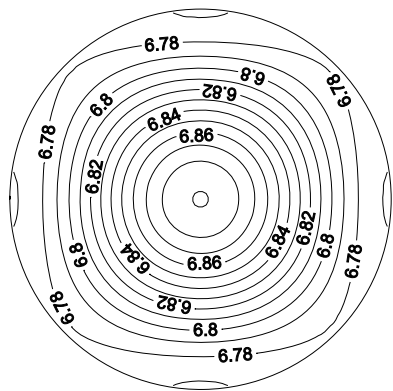
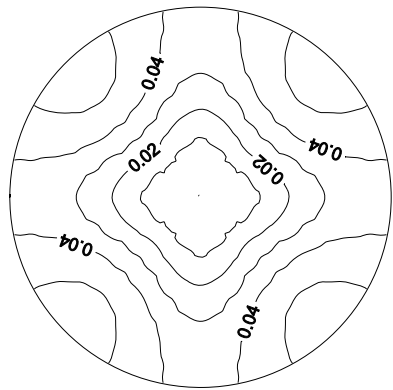
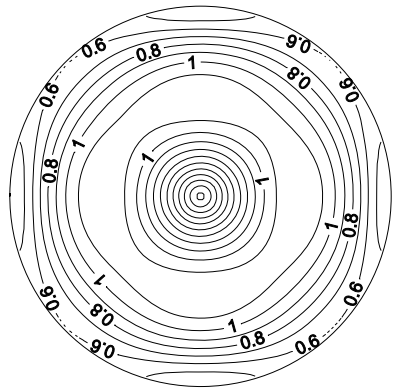


а

б

в

Рис. 6.23. Стереопроєкції ізоліній параметрів анізотропії пружних хвиль для моделі KV-1. (Умовні позначення див. на рис. 6.17)

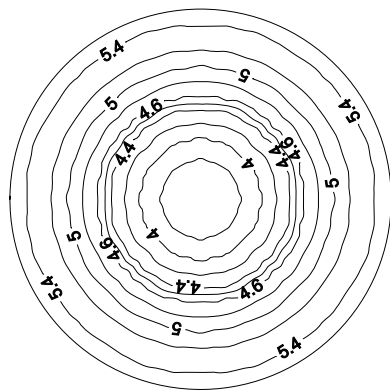
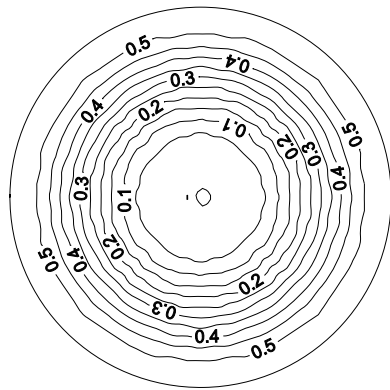
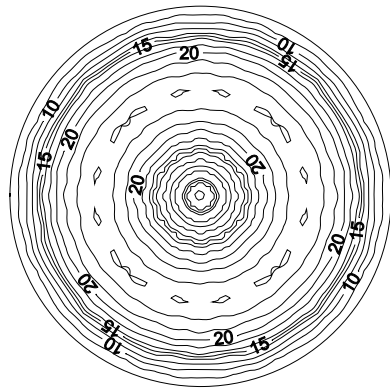


а

б

в

Рис. 6.24. Стереопроєкції ізоліній параметрів анізотропії пружних хвиль для моделі KV-2. (Умовні позначення див. на рис. 6.17)



а

б

а

Рис. 6.25. Стереопроєкції ізоліній параметрів анізотропії пружних хвиль для моделі TRK-1. (Умовні позначення див. на рис. 6.17)

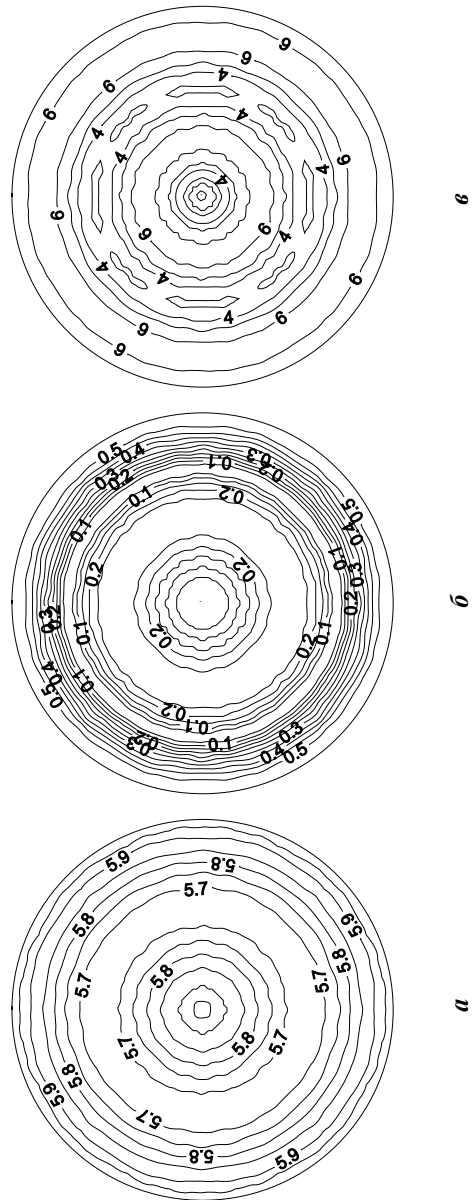
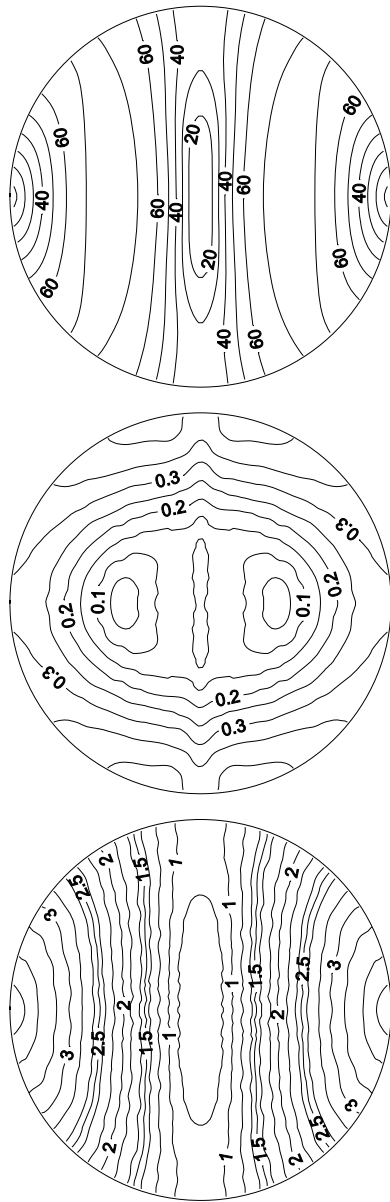


Рис. 6.26. Стереопроєкції ізоліній параметрів анізотропії пружних хвиль для моделі TRK-2. (Умовні позначення див. на рис. 6.17)



a

б

в

Рис. 6.27. Стереопроєкції ізоліній параметрів анізотропії пружних хвиль для моделі НКТ-1. (Умовні позначення див. на рис. 6.17)

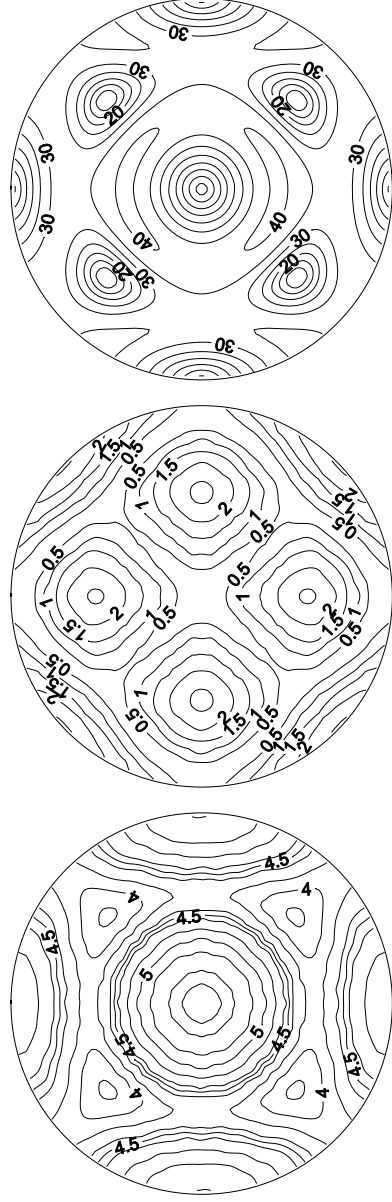


Рис. 6.28. Стереопроєкції ізоліній параметрів анізотропії пружних хвиль для моделі НКГ-2. (Умовні позначення див. на рис. 6.17)

a

б

в

7. МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ ТЕРМОПРУЖНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРОДОТВІРНИХ МІНЕРАЛІВ ГІРСЬКИХ ПОРІД

За даними сейсмічних швидкостей для кількісної оцінки мінералогічного і хімічного складу земної кори і мантії потрібні дані про термопружні властивості головних породотвірних мінералів. Сьогодні визначено пружні властивості значної кількості мінералів на монокристалах різної якості та складу в нормальних умовах [76, 120–121]. Разом із тим, даних про залежність термопружних властивостей породотвірних мінералів від тиску і температури дуже мало. Основні труднощі такого роду досліджень пов'язані з рідкістю знахідок природних кристалів необхідної якості та їхнім складом і мінливістю властивостей породотвірних мінералів різних генетичних типів гірських порід.

Більшість породотвірних мінералів (олівіни, піроксени, гранати, плагіоклази) являють собою ізоморфні суміші, а їхні пружні властивості й похідні за тиском і температурою залежать від кількісних співвідношень між компонентами твердих розчинів.

Для вирішення багатьох прикладних задач використовуються усереднені пружні властивості породотвірних мінералів [120]. Використання різних методів усереднення дає можливість одержати лише деякі середні значення, які лежать між верхньою та нижньою границями можливих значень пружних властивостей мінералів [120–121]. Отже, безумовно дуже важливим є пошук шляхів уточнення числових значень усереднених ізотропних модулів пружності породотвірних мінералів.

У роботах [86, 87] визначено пружні властивості породотвірних мінералів за даними лабораторних досліджень залежності швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль і густини від гідростатичного тиску в кристалічних породах різних генетичних типів. Запропонований метод базується на використанні співвідношення, що зв'язує ізотропні пружні параметри полімінерального твердофазового агрегату нульової пористості та його мінералів [120]. Передбачається, що для врахування впливу пористості гірських порід достатньо використовувати експериментальні значення швидкостей пружних хвиль у зразках гірських порід при тисках вище 0,2 ГПа, коли їхні залежності стають лінійними. Однак невелика пористість може зберігатися до тисків порядку 1 ГПа [87]. Як показали результати експериментів і моделювання [122, 123], в умовах досліджень при одночасному впливі тиску і температури виключити вплив мікротріщин на швидкості пружних хвиль гірських порід практично не вдається. Нагрівання гірських порід при попередньому гідростатичному тиску до 0,6 ГПа лише загальмовує процес формування термопружних мікротріщин.

Гірські породи в земній корі постійно перебувають у напруженому стані й в умовах впливу температур. Жодна гірська порода не може витримати протягом геологічного масштабу часу напруги, навіть якщо їхня величина досить далека від критичних значень. Це означає, що наявність механічних пошкоджень гірських порід являє собою одну з найважливіших фундаментальних характеристик гірських порід.

Новий метод визначення термопружних модулів породотвірних мінералів та їхніх похідних за тиском і температурою шляхом нелінійної інверсії лінеаризованих залежностей швидкостей повздожніх і поперечних хвиль різних генетичних типів гірських порід від тиску і температури, отриманих ультразвуковими методами в умовах одночасного впливу гідростатичного тиску і температури, розглядається в роботах [83, 93, 124–128].

Задачу нелінійної інверсії було вирішено за допомогою квазіньютонівського методу Бройдена–Флетчера–Гольдфарба–Шанно (БФГШ) [97]. Для подолання проблем неоднозначності розв'язку на шукані параметри накладали дуже жорсткі обмеження, а вибір початкового наближення здійснювався з використанням наявної апріорної інформації. Для числових розрахунків термопружних властивостей багатокомпонентних гірських порід з механічними пошкодженнями використовується метод умовних моментних функцій [90, 95, 129–133] і розрахункова схема Морі–Танака [100].

Ефективні термопружні властивості багатокомпонентних ізотропних геологічних середовищ обчислюються зі співвідношень:

$$K^* = \frac{1}{3} \sum_{r=1}^{n+1} c_r K_r K_{A_r} ; \quad (7.1)$$

$$\mu^* = \frac{1}{2} \sum_{r=1}^{N+1} c_r \mu_r m_{A_r} ; \quad (7.2)$$

$$\beta^* = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^{N+1} c_r (\beta_r - 3K_r \alpha_{A_r}) . \quad (7.3)$$

Якщо обмежитися випадком дископодібних включень для визначення впливу механічних дефектів (моделлю яких є незкриті дископодібні тріщини), то одержимо спрощені співвідношення для ефективних термопружних модулів твердого

скелета гірської породи із тріщинами $(K^{**}, G^{**}, \alpha^{**})$, які залежать лише від комплексного параметра щільності (ξ) механічних дефектів [95, 122, 132]:

$$K^{**} = \alpha_0 K^*, \quad G^{**} = \beta_0 G^*, \quad \alpha^{**} = \alpha^* \left[1 - \omega \frac{1 - v^{*2}}{1 - 2v^*} \right], \quad (7.4)$$

де

$$\alpha_0 = \left[1 + \omega(1 - v^{*2}) / (1 - 2v^*) \right]^{-1}, \quad \omega = \frac{8}{3} \pi \xi,$$

$$\beta_0 = \left[1 + \omega(1 - v^*)(1 - \frac{1}{5}v^*) / (1 - \frac{1}{2}v^*) \right]^{-1}.$$

K^*, G^*, v^*, α^* – модулі об'ємного стиску, зсуву, коефіцієнт Пуассона і коефіцієнт лінійного розширення твердого скелета гірської породи, обчислені зі співвідношень (7.1–7.3). Параметр щільності механічних ушкоджень твердого скелета гірської породи $\xi = \bar{N}a^3$, де \bar{N} – кількість дископодібних механічних ушкоджень в одиниці об'єму; a – радіус дископодібного механічного ушкодження.

Задача інверсії була сформульована таким чином: знайти пружні модулі та їхні похідні за температурою і тиском породотвірних мінералів і щільність механічних дефектів за даними залежності швидкостей поздовжніх і поперечних хвиль гірської породи від тиску і температури. Для її вирішення використовувався нелінійний метод найменших квадратів. Цільова функція мала такий вигляд:

$$\Phi(\bar{x}) = \sum_{m=1}^M \left[V_{p,s}^{(e)}(P, T) - V_{p,s}^{(r)}(P, T) \right]^2, \quad (7.5)$$

де $V_{p,s}^{(e)}(P,T)$, $V_{p,s}^{(r)}(P,T)$ – експериментальні та обчислені методом умовних моментних функцій на n -му кроці ітерацій значення швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль при різних тисках і температурі; \bar{x} – вектор шуканих параметрів розмірності N , який включає модуль об'ємного стискання і зсуву, коефіцієнт лінійного розширення мінералів та їхні похідні за тиском і температурою, об'ємні концентрації породотвірних мінералів, щільність механічних дефектів $\xi(P,T)$.

Мінімізація цільової функції (7.5) здійснювалася з урахуванням обмежень, що накладалися на шукані параметри, виходячи з вимог петрології й фізичної змістовності одержуваних рішень. Зокрема, об'ємні концентрації породотвірних мінералів гірської породи мають задовольняти умову:

$$\sum_{q=1}^Q c_1^{(q)} = 1. \quad (7.6)$$

Швидкості повздовжніх і поперечних хвиль мінералів, густин при відповідному тиску і температурі обчислювалися зі співвідношень:

$$V_p^{(r)}(P,T) = \sqrt{\frac{K^* + 4/3G^{**}}{\rho^*}},$$

$$V_s^{(r)}(P,T) = \sqrt{\frac{G^{**}}{\rho^*}}, \quad (7.7)$$

$$\rho^*(P,T) = \sum_{q=1}^Q c_1^{(q)} \rho^{(q)}(P,T),$$

де K, G, ρ – ефективні модулі об'ємного стискання і зсуву, обчислені зі знайденої концентрації мінералів та їхніх пружних модулів з урахуванням щільності механічних дефектів при заданому тиску і температурі, $\rho^{(q)}$ – густина q -го мінералу при заданому тиску і температурі.

Зміна термопружних властивостей і густини мінералів має задовольняти нижню і верхню границі, які відповідають крайнім значенням компонентів твердих розчинів [120, 121].

З урахуванням прийнятих обмежень необхідно мінімізувати функціонал:

$$R(\bar{x}, \theta) = \sum_{i=1}^M [V(\bar{x}, \theta) - V_i]^2 + \theta \sum_{q=1}^Q (c_1^{(q)} - 1), \quad (7.8)$$

де $R(\bar{x}, \theta)$ – штрафна функція.

Алгоритм ітераційного методу пошуку рішення включає зовнішній і внутрішній цикли.

Зовнішній цикл: цільова функція (7.8) мінімізується на елементах послідовності $\{\theta_m\}$ такій, що $\theta_m \rightarrow +\infty$, якщо $m \rightarrow \infty$. Послідовність $\{\theta_m\}$ змінюється відповідно до геометричної прогресії:

$$\theta_{m+1} = \mu \theta_m, \quad m = 0, 1, 2, \dots; \quad \mu > 1. \quad (7.9)$$

Для кожного m за початкове наближення береться точка x_m^θ , що задовольняє мінімум цільової функції (7.8) при $\theta = \theta_m$.

Внутрішній цикл: на внутрішньому циклі здійснюється мінімізація цільової функції при фіксованому значенні θ . Для мінімізації завдання використовується метод проєкції градієнта, відповідно до якого знаходимо:

$$x_{k+1} = \Pi [x_k - \lambda \nabla R(x_k)], \quad (7.10)$$

де Π – оператор проектування на гіперпаралелепіпед розмірності n , що визначається обмеженнями завдання; λ_k – позитивний множник ітераційних кроків. При цьому збіжність ітераційного процесу всього лише лінійна. Для прискорення збіжності використовується квазіньютонівський метод. Тому ітераційний процес пошуку рішення має такий вигляд:

$$x_{k+1} = \Pi[x_k + \lambda_k H_k P_k], \quad (7.11)$$

де H_k – додатно визначена матриця, що обновляється в процесі обчислень; P_k – напрямок спуску, що збігається з напрямком антиградієнта. Для перерахування матриці використовується метод Флетчера–Голдфарба–Шенно [100]. Відповідно до цього методу формула для перерахування матриці H_k на $(k + 1)$ кроці ітерації має вигляд:

$$H_{k+1} = H_k + \frac{V_k V_k^T}{V_k^T V_k} - \frac{H_k U_k U_k^T H_k}{U_k^T H_k U_k}, \quad (7.12)$$

де $V_k = H_k P_k$, $U_k = \nabla R(x_{k+1}) - \nabla R(x_k)$; T – операція транспонування.

Спочатку як нульове наближення H_0 вибирають одиничну матрицю. Отже, перший крок здійснюють у напрямку швидкого спуску. Після обчислення матриці H_k здійснюється крок довгої $\lambda_k = 1$ в напрямку $a_k = H_k P_k$. Якщо при цьому $R(x_k + \lambda_k a_k) < R(x_k)$, то переходимо до наступної ітерації. В іншому разі здійснюємо дроблення довжини кроку відповідно до алгоритму кубічної інтерполяції [100], що завершується тільки у випадку, якщо знайдено таку довжину кроку λ_k , що забезпечує виконання умови:

$$R(x_k + \lambda_k a_k) < R(x_k). \quad (7.13)$$

Процедура мінімізації завершується, якщо виконується умова $\|\nabla R(x_k)\| < \varepsilon$, або $\|\lambda_k d_k\| < \delta$. Умова $\|\nabla R(x_k)\| < \varepsilon$ свідчить про досягнення локального мінімуму функції строго всередині області, що визначається умовами задачі, а умова $\|\lambda_k d_k\| < \delta$ – про те, що точка x_k перебуває в близькості від границі області й указує на неможливість здійснення кроку необхідної довжини в напрямку зменшення функції, що не привів би до порушення обмежень. Якщо знайдено точку локального мінімуму x^* функції $R(x)$, то збільшується штрафний множник θ . Після цього знову здійснюється мінімізація функції $R(x)$, а за початкову точку береться точка x^* . Збіжність ітераційного процесу до глобального мінімуму залежить від опуклості функціонала, але в нашому випадку – унаслідок нелінійності задачі. Тому нульове наближення вибиралося якнайближче до моделі, що задовольняє апіорні дані.

Для вирішення задачі інверсії були використані результати експериментальних досліджень швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль у зразках різних генетичних типів гірських порід при різних тисках і температурах за даними робіт. Кількісний мінералогічний склад гірських порід за даними оптичної мікроскопії наведено в табл. 7.1.

При вирішенні задачі інверсії були використані експериментальні залежності швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль гірських порід від тиску і температури (табл. 7.2).

Таблиця 7.1. Мінералогічний склад гірських порід, який використовувався при визначенні термоморфних властивостей породотвірних мінералів методом інверсії

Номер зразка	Тип гірської породи	Мінералогічний склад, %										Лігературне джерело
		Qu	Pl	KPsh	Bt (Му)	Amf	Orpx	CPx	OI	Gr	Інші мінерали	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1675	Дуніт	-	-	-	-	-	$\frac{6}{39}$	-	$\frac{92}{93,3}$	-	2 Chl	[126]
475	Перидотит	-	-	-	-	-	$\frac{15}{16,5}$	-	$\frac{80}{77,2}$	-	3 Serp 2 Ore	[126]
E11	Еклогіт	$\frac{7}{14,7}$	-	-	-	$\frac{6}{12,5}$	-	$\frac{35}{21,9}$	-	$\frac{44}{45,4}$	6	[126]
84	Норит	$\frac{1}{1}$	$\frac{57}{56,9}$	-	$\frac{1}{1}$	$\frac{8}{5}$	$\frac{28}{28}$	-	-	-	5	[126]
1396	Амфіболіт	$\frac{3}{3}$	$\frac{24}{24}$	-	-	$\frac{72}{72}$	-	-	-	$\frac{1}{1}$	-	[126]
1398	Гнейс	$\frac{33}{33,3}$	$\frac{40}{40,4}$	$\frac{2}{2}$	-	$\frac{3}{3}$	-	$\frac{5}{5,1}$	-	$\frac{16}{16,2}$	-	[126]
298	Гнейс	$\frac{27}{26,5}$	$\frac{18}{19,1}$	$\frac{2}{2,8}$	-	$\frac{48}{47,3}$	-	-	-	-	4 Ep 4,3	[126]

Продовження табл. 7.1

Номер зразка	Тип гірської породи	Мінералогічний склад, %											Лігературне джерело
		Qu	Pt	KPsh	Вт (Му)	Amf	Орх	СРх	Ol	Gr	Інші мінерали		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
876	Граніт	$\frac{21,6}{21,3}$	$\frac{30,8}{31,2}$	$\frac{33,1}{34}$	$\frac{13,5}{12,5}$	-	-	-	-	-	1 Chl 1	[124, 126]	
1472	Кварцит	$\frac{80}{78,5}$	-	-	$\frac{(15)}{(16,4)}$	-	-	-	-	$\frac{1}{1,2}$	$\frac{3}{3,9}$	[126]	
1400	Гнейс	$\frac{15}{15}$	$\frac{66}{66}$	$\frac{3}{3}$	$\frac{(3)}{(3)}$	-	-	-	-	-	1	[126]	
268	Гнейс	$\frac{33}{33}$	$\frac{40}{40}$	$\frac{1}{2}$	-	-	-	-	-	$\frac{1}{1}$	1	[126]	
54a	Граніт	$\frac{35}{34,5}$	$\frac{43}{43,8}$	$\frac{13}{13,5}$	$\frac{6(2)}{3,1(5,1)}$	-	-	-	-	-	2	[127]	
44b	Граніт	$\frac{29}{26,4}$	$\frac{33}{33,1}$	$\frac{28}{33}$	$\frac{6(2)}{5,4(2)}$	-	-	-	-	-	2	[127]	
11b	Гранітогнейс	$\frac{4}{39,4}$	$\frac{9}{8,8}$	$\frac{32}{34}$	$\frac{10}{10,6}$	-	-	-	-	-	6(7,3) Sil2	[127]	
48e	Гранітогнейс	$\frac{44}{40,4}$	$\frac{22}{27,7}$	$\frac{19}{18}$	$\frac{12(2)}{10,4(4)}$	-	-	-	-	-	1	[127]	
33	Гранітогнейс	$\frac{33}{34,1}$	$\frac{35}{36,5}$	$\frac{5}{5,7}$	$\frac{21}{23,8}$	-	-	-	-	-	4Sph2	[127]	

Продовження табл. 7.1

Номер зразка	Тип гірської породи	Мінералогічний склад, %											Лігатурне джерело
		Qu	Pt	KPsh	Вт (Му)	Amf	Орх	СРх	OI	Gr	Інші мінерали	12	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
49f	Гнейс	$\frac{37}{35,8}$	$\frac{25}{25,2}$	—	$\frac{23(3)}{24,8(3)}$	—	—	—	—	$\frac{1}{0,9}$	8(10)Chl 3	[127]	
48b	Слюдісланець	$\frac{34}{30,6}$	$\frac{3}{2,7}$	—	$\frac{8(39)}{8,1(42)}$	—	—	—	—	$\frac{1}{4,8}$	12(10,5)Chl 1(1)Stavt 2	[127]	
145	Метабазит	$\frac{9}{9}$	$\frac{50}{50}$	—	$\frac{14}{16}$	—	—	—	—	—	2	[127]	
147	Кислий грануліт	$\frac{32}{35,3}$	$\frac{25}{24,9}$	$\frac{18}{17}$	$\frac{9}{9,1}$	—	—	—	—	$\frac{14}{13,2}$	2	[127]	
202	Гнейс	$\frac{14}{12,9}$	$\frac{18}{17,5}$	—	$\frac{32}{42,9}$	—	—	—	—	$\frac{17}{17}$	17(9,8) Sil2	[127]	
31115	Амфіболіт	$\frac{10}{9,9}$	$\frac{30}{29,5}$	—	—	$\frac{60}{60,6}$	—	—	—	—	—	[128]	
35400	Амфіболіт	—	—	$\frac{4}{4}$	$\frac{32}{32,3}$	$\frac{64}{63,7}$	—	—	—	—	—	[128]	
36058	Гнейс	—	—	$\frac{4}{4,2}$	$\frac{31}{35,5}$	$\frac{65}{60,3}$	—	—	—	—	—	[128]	
43560	Амфіболіт	$\frac{6}{6}$	$\frac{30}{29,4}$	—	$\frac{3}{2,9}$	$\frac{60}{60,7}$	—	—	—	—	1(1)Ep	[128]	
43726	Амфіболіт	$\frac{5}{9,3}$	$\frac{30}{16,8}$	—	$\frac{5}{4,0}$	$\frac{60}{69,9}$	—	—	—	—	—	[128]	

Продовження табл. 7.1

Номер зразка	Тип гірської породи	Мінералогічний склад, %											Лігатурне джерело
		Qu	Pl	KPsh	Bt (Му)	Amf	Orx	CPx	OI	Gr	Інші мінерали	13	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
PP365	Амфіболіт	14 14,2	24 19,6	-	2 2,2	60 64	-	-	-	-	-	[128]	
PP363	Плагіогнейс	26 26,1	49 48,9	-	23 23	-	-	-	-	-	2(2)Ep	[128]	
PP357	Амфіболіт	13 12,4	20 20,9	-	-	65 64,7	-	-	-	-	2(2)Ep	[128]	
E1	Еклогіт	0,2 0,2	-	-	1,2 1,0	0,2 0,4	10 7,31	37 40,0	4 4	47 47,5	0,6	[96]	
E5	Еклогіт	-	-	-	-	-	-	78 -79,2	-	18 -17,9	3(2,9)Chl 1	[96]	
E7	Еклогіт	-	8,2 8,3	-	-	-	-	28,8 29,1	-	62 62,6	1	[96]	
E9	Еклогіт	0,8 0,8	-	-	2 0,2	-	-	74,8 75,8	-	23 22,6	0,4(0,6)Chl 0,8	[96]	
E10	Еклогіт (Хелдсбург)	-	-	-	-	-	-	72Amf 72	-	24 24	4 4	[93, 134]	

Закінчення табл. 7.1

Номер зразка	Тип гірської породи	Мінералогічний склад, %										Лігературне джерело
		Qu	Pl	KPsh	Vt (Му)	Amf	Orx	CPx	Oi	Gr	Інші мінерали	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Альбітит (Силмар)	–	$\frac{98An_{12}}{97.8}$	–	–	$\frac{2}{2.2}$	–	–	–	–	–	[93, 134]
	Анортозит (Стдуоте)	–	$\frac{93An_{80}}{92.9}$	–	–	–	$\frac{7}{7.1}$	–	–	–	–	[93, 134]
G1	Плагіоклазит	–	$\frac{100}{100}$	–	–	–	–	–	–	–	–	[96]
G2	Грануліт	$\frac{24.3}{23.7}$	$\frac{47.2}{48.6}$	–	$\frac{1.9}{2.0}$	$\frac{6.9}{7.3}$	$\frac{5.2}{5.2}$	$\frac{2.3}{2.4}$	–	–	–	[96]
G6	Грануліт	$\frac{1.1}{1.0}$	$\frac{71.9}{73.1}$	–	$\frac{3.0}{2.8}$	$\frac{6.2}{5.9}$	–	$\frac{8.2}{7.8}$	–	$\frac{9.6}{9.3}$	–	[96]

Примітка: Q – кварц; Pl – плагіоклаз; KPsh – калієвий польовий шпат; Vi – біотит; Му – мусковіт; Amf – амфібол; Orx – ортопіроксен; CPx – клінопіроксен; Oi – олівін; Gr – гранат; Chl – хлорит; Spr – серпентин; Ep – епідот; Sph – сфен; Stv – ставроліт; Sil – силіманіт, Ote – рудний мінерал.

У чисельнику – кількісний мінералогічний склад в об'ємних відсотках за даними оптичної мікроскопії, а в знаменнику – уточнений мінералогічний склад за даними інверсії.

Таблиця 7.2. Залежності швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль від тиску та температури, використаних для визначення термопружних властивостей породотвірних мінералів методом інверсії

№ зразка	Тип гірської породи	Швидкості пружних хвиль та їхні похідні за тиском і температурою						Літературне джерело
		V_{p0} , км/с	$\frac{\partial V_p}{\partial P}$, $\frac{\text{км} \cdot \text{с}^{-1}}{\text{ГПа}}$	$\frac{\partial V_p}{\partial T} \cdot 10^{-4}$, $\frac{\text{км} \cdot \text{с}^{-1}}{^{\circ}\text{C}}$	V_{s0} , км/с	$\frac{\partial V_s}{\partial P}$, $\frac{\text{км} \cdot \text{с}^{-1}}{\text{ГПа}}$	$\frac{\partial V_s}{\partial T} \cdot 10^{-4}$, $\frac{\text{км} \cdot \text{с}^{-1}}{^{\circ}\text{C}}$	
1675	Дуніт	7,772	0,373	4,12	4,566	0,159	3,54	[126]
475	Перидотит	7,949	0,236	4,94	4,721	0,0946	3,93	[126]
E11	Еклогіт	7,641	0,417	1,60	4,535	0,173	2,11	[126]
84	Норит	6,770	0,258	1,73	3,803	0,094	1,49	[126]
1396	Амфіболіт	6,610	0,659	0,72	3,746	0,279	1,39	[126]
1398	Гнейс	6,420	0,367	2,46	3,964	0,160	1,70	[126]
298	Гнейс	6,857	0,228	2,02	4,109	0,092	1,81	[126]
876	Граніт	5,818	0,437	2,69	3,496	0,179	2,08	[126]
1452	Кварцит	5,905	0,294	4,01	3,901	0,146	2,85	[126]
1400	Гнейс	6,360	0,242	4,78	3,727	0,084	2,85	[126]
268	Гнейс	6,339	0,356	2,51	3,884	0,149	2,01	[126]
54a	Граніт	5,891	0,529	2,67	3,613	0,251	1,34	[126]
44b	Граніт	6,060	0,196	3,61	3,674	0,237	1,41	[127]
11b	Гранітогнейс	6,133	0,225	4,06	3,507	0,071	0,84	[127]
48e	Гранітогнейс	6,362	0,275	3,10	3,612	0,0687	0,69	[127]
33	Гранітогнейс	5,902	0,416	1,97	3,448	0,171	0,73	[127]
49f	Гнейс	6,068	0,337	4,95	3,745	0,104	2,27	[127]
48b	Слюдяний сланець	6,215	0,333	4,69	3,810	0,082	2,15	[127]

Закінчення табл. 7.2

№ зразка	Тип гірської породи	Швидкості пружних хвиль та їхні похідні за тиском і температурою					Літературне джерело	
		V_{p0} , км/с	$\frac{\partial V_p}{\partial P}$, $\frac{\text{ГПа}}{\text{км} \cdot \text{с}^{-1}}$	$\frac{\partial V_p}{\partial T}$, 10^{-4} , $\frac{\text{км} \cdot \text{с}^{-1}}{^{\circ}\text{C}}$	V_{S0} , км/с	$\frac{\partial V_s}{\partial P}$, $\frac{\text{ГПа}}{\text{км} \cdot \text{с}^{-1}}$		$\frac{\partial V_s}{\partial T}$, 10^{-4} , $\frac{\text{км} \cdot \text{с}^{-1}}{^{\circ}\text{C}}$
10145	Метабазит	6,414	0,225	3,78	3,679	0,0523	3,78	[127]
147	Кислий грануліт	5,926	0,632	1,51	3,513	0,303	0,18	[127]
202	Гнейс	6,818	0,546	4,62	3,863	0,218	1,77	[127]
31115	Амфіболіт	6,64	0,395	3,36	3,87	0,205	2,06	[128]
35400	Амфіболіт	6,38	0,705	1,96	3,39	0,373	3,17	[128]
36058	Гнейс	6,56	0,463	2,44	3,46	0,228	3,03	[128]
43560	Амфіболіт	6,66	0,453	1,95	3,95	0,188	0,94	[128]
43726	Амфіболіт	6,44	0,889	3,03	3,82	0,488	1,68	[128]
PP363	Плагіогнейс	6,12	0,232	3,07	3,44	0,093	0,76	[128]
PP365	Амфіболіт	6,77	0,389	3,09	3,89	0,17	2,28	[128]
PP357	Амфіболіт	6,81	0,190	2,41	3,96	0,054	1,14	[128]
E1	Еклогіт	7,822	0,346	–	4,289	0,172	–	[128]
E5	Еклогіт	7,913	0,262	–	4,436	0,128	–	[128]
E7	Еклогіт	7,678	0,237	–	4,213	0,093	–	[128]
E9	Еклогіт	7,905	0,334	–	4,450	0,199	–	[93, 134]
G1	Плагіоклазит	6,713	0,255	–	3,614	0,110	–	[93, 134]
G2	Грануліт	6,381	0,280	–	3,604	0,109	–	[96]
G6	Грануліт	6,820	0,281	–	3,591	0,103	–	[96]
E10	Еклогіт (Хелдсбург)	7,780	0,241	–	4,471	0,117	–	[96]

Примітка: V_{p0} , V_{S0} – значення швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль у гірській породі за відсутності тиску і температури.

$$\begin{aligned}
 V_p(P, T) &= V_{p0} + \left(\frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_T P + \left(\frac{\partial V_p}{\partial T} \right)_P T, \\
 V_s(P, T) &= V_{s0} + \left(\frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_T P + \left(\frac{\partial V_p}{\partial T} \right)_P T,
 \end{aligned}
 \tag{7.14}$$

де V_{p0} , V_{s0} – швидкості повздовжніх і поперечних хвиль за нульового тиску і температури 0°C .

При виборі початкових наближень термопружних властивостей та їхніх похідних за тиском і температурою мінералів використовувалися дані робіт [80, 83, 97, 122, 135–137], наведені в табл. 7.2.

При виборі початкового наближення похідних за тиском коефіцієнтів лінійного розширення мінералів використовувалося термодинамічне співвідношення [124]:

$$\left(\frac{\partial \alpha}{\partial P} \right)_T = \frac{1}{K_T} \left(\frac{\partial K_T}{\partial T} \right)_P,
 \tag{7.15}$$

де K_T – ізотермічний модуль об'ємного стискання мінералу.

При числових розрахунках густин мінералів і гірських порід при різних тисках і температурах використовувалася формула:

$$\rho(P, T) = \rho_0 \left(1 + \frac{P}{K} - \alpha_v T \right),
 \tag{7.16}$$

де ρ_0 – густина при нульовому тиску і температурі; α_v – коефіцієнт об'ємного теплового розширення, K – модуль об'ємного стискання.

Спочатку задача інверсії вирішувалася при фіксованому мінералогічному складі, що визначався за даними оптичної мікроскопії (табл. 7.1). Величина нев'язки в цьому випадку була порядку 10^{-2} .

При оптимізації з урахуванням концентрації мінералів величину нев'язки між експериментальними та розрахованими значеннями швидкостей вдалося зменшити на порядок (0,001–0,003).

Отримані методом інверсії числові значення термopружних модулів та їхніх похідних за тиском і температурою подано в табл. 7.3.

Отримані методом інверсії значення термopружних модулів узгоджуються з результатами експериментальних досліджень монокристалів, а також із результатами розрахунку модулів пружності, одержаних з використанням експериментальних залежностей швидкостей пружних хвиль гірських порід від гідростатичного тиску. Відхилення значень можна пояснити як відмінністю складу породотвірних мінералів у різних генетичних типах гірських порід, так і впливом структурно-текстурних особливостей гірських порід, зокрема зміною форми зерен і впливом їхнього найближчого оточення зерен мінералів, які спричиняють перерозподіл напруг на анізотропних зернах мінералів.

Виявлено деякі аномальні особливості поведінки похідної за тиском модуля зсуву кварцу (табл. 7.3). За результатами лінійного регресійного аналізу отримано таку залежність між усередненими модулями об'ємного стиснення і зсуву та тиском і температурою:

$$K = 38,108 + 6,475 P - 0,0152 T, \quad (7.17)$$

$$G = 47,371 - 0,137 P - 0,0140 T.$$

Таблиця 7.3. Пружні модулі та коефіцієнт лінійного розширення породотвірних мінералів та їхні похідні за тиском і температурою, отримані методом інверсії залежності швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль від тиску і температури зразків гірських порід

Назва мінералу	Модулі об'ємного стискування і зсуву та їхні похідні за тиском та температурою						Густина, г/см ³	Коефіцієнти лінійного розширення та їхні похідні за тиском і температурою			Кристал ґабо	Джерело даних
	К, ГПа	$\frac{\partial K}{\partial P}$	$\frac{\partial K}{\partial T}$ 10 ⁻² , ГПа/°C	G, ГПа	$\frac{\partial G}{\partial P}$	$\frac{\partial G}{\partial T}$ 10 ⁻² , ГПа/°C		α 10 ⁻⁶ °C ⁻¹	$\frac{\partial \alpha}{\partial P}$ 10 ⁻⁸ , ГПа/°C ⁻¹	$\frac{\partial \alpha}{\partial T}$ 10 ⁻⁹		
Олівін	131,23	5,38	-1,38	76,49	1,76	-2,35	3,17	9,65	-1,416	3,46	Дуніт 1675	1
Олівін	128,57	4,61	-0,70	82,75	3,16	-2,44	3,41	9,89	-1,204	2,42	Перидотит 475	1
Олівін	129,37	5,13	-1,56	78,14	1,79	-1,13	3,35	9,61	-1,352	3,627	Монокристал	[121, 135]
Форстерит	129,38	-	-1,75	82,33	-	-1,48	3,22	9,62	-	-	Монокристал	[135]
Олівін	128,79	-	-	69,83	-	-	3,300	-	-	-	Ультраосновні породи	[87]
Фаяліт	136,94	-	-2,20	50,73	-	-1,07	4,37	8,6	-	-	Монокристал	[135]
Форстерит	129,2	5,1	-1,6	81,2	1,8	-1,3	3,23	13,7	-	-	Монокристал	[122]
Фаяліт	137,9	5,5	-2,1	50,9	1,1	-1,1	4,4	10,7	-	-	Монокристал	[122]

Продовження табл. 7.3

Назва мінералу	Модулі об'ємного стискання і зсуву та їхні похідні за тиском та температурою						Густина, г/см ³	Коефіцієнти лінійного розширення та їхні похідні за тиском і температурою			Кристал або гірська порода	Джерело даних
	К, ГПа	$\frac{\partial K}{\partial P}$	$\frac{\partial K}{\partial T}$, ГПа/°С	G, ГПа	$\frac{\partial G}{\partial P}$	$\frac{\partial G}{\partial T}$, ГПа/°С		α , °С ⁻¹	$\frac{\partial \alpha}{\partial P}$, ГПа/°С ⁻¹	$\frac{\partial \alpha}{\partial T}$, 10 ⁻⁹		
Гранат	$\frac{176,2}{\pm 0,3}$	$\frac{5,53}{\pm 0,04}$	$\frac{-1,96}{\pm 0,04}$	$\frac{98,4}{\pm 0,5}$	$\frac{1,98}{\pm 1,9}$	$\frac{-1,52}{\pm 0,26}$	$\frac{4,116}{\pm 0,89}$	$\frac{0,70}{\pm 0,01}$	$\frac{0,25}{\pm 0,01}$	Гнейси Грануліти Еклогити	1	
Гранат	$\frac{175,51}{\pm 2,63}$	$\frac{5,43}{\pm 0,13}$	-	$\frac{95,7}{\pm 6,77}$	$\frac{2,1}{\pm 0,1}$	-	$\frac{4,20}{\pm 0,1}$	-	-	Еклогити	1	
Гранат	$\frac{175,42}{\pm 0,26}$	$\frac{5,46}{\pm 0,04}$	-	$\frac{98,42}{\pm 0,34}$	$\frac{1,92}{\pm 1,9}$	-	$\frac{4,116}{\pm 0,89}$	-	-	Грануліти	1	
Піроп	171,61	-	-1,99	92,90	-	-1,05	3,705	-	-	Монокристал	[135]	
Піроп	173,0	-	-	92,1	-	-	3,559	-	-	Монокристал	[138]	
Піроп	175,0	4,0	-2,1	90,0	1,4	-1,0	3,560	8,7	-	Монокристал	[122]	
Гросуляр	167,8	-	-1,48	106,9	-	-1,35	3,597	-	-	Монокристал	[135]	
Гросуляр	169,1	-	-	105,2	-	-	3,607	-	-	Монокристал	[83]	
Гросуляр	169,0	4,3	-2,1	104,0	0,6	-1,0	3,600	7,7	-	Монокристал	[122]	

Продовження табл. 7.3

Назва мінералу	Модулі об'ємного стискання і зсуву та їхні похідні за тиском та температурою					Густина, г/см ³	Коефіцієнти лінійного розширення та їхні похідні за тиском і температурою			Кристал або гірська порода	Джерело даних
	К, ГПа	$\frac{\partial K}{\partial P}$	$\frac{\partial K}{\partial T}$, ГПа/°С	G, ГПа	$\frac{\partial G}{\partial P}$		$\frac{\partial G}{\partial T}$, ГПа/°С	α °С ⁻¹	$\frac{\partial \alpha}{\partial P}$, ГПа/°С ⁻¹		
Альмандин	177,9	-	-	96,7	-	-	4,325	-	-	Монокристал	[83]
Альмандин	177,0	5,43	-2,01	94,3	1,40	-1,06	4,160	-	-	Монокристал	[122]
Альмандин	176,0	5,8	-2,1	98,0	1,4	-1,0	4,330	8,7	-	Монокристал	[135]
Андрадит	137,9	-	-	88,5	-	-	3,810	-	-	Монокристал	[83]
Спесартин	174,2	-	-	94,8	-	-	4,189	-	-	Монокристал	[83]
Ортопіроксен	107,4	9,61	-3,70	72,61	2,18	-1,66	3,584	15,70	-3,023	Дуніт 1675	1
Ортопіроксен	106,6	8,58	-2,66	74,02	2,77	-0,60	3,199	15,54	-2,484	Перидотит 475	1
Ортопіроксен	109,6	9,62	-2,56	74,3	2,39	-0,15	3,45	8,87	-0,71	Норит	1
Ортопіроксен	$\frac{112,1}{\pm 5,2}$	$\frac{9,3}{\pm 0,6}$	-	$\frac{73,9}{\pm 2,2}$	$\frac{2,32}{\pm 0,41}$	-	$\frac{3,20}{\pm 0,003}$	-	-	Грануліти	1

Продовження табл. 7.3

Назва мінералу	Модулі об'ємного стиснення і зсуву та їхні похідні за тиском та температурою						Густина, г/см ³	Коефіцієнти лінійного розширення та їхні похідні за тиском і температурою			Кристал порода	Джерело даних
	К, ГПа	$\frac{\partial K}{\partial P}$	$\frac{\partial K}{\partial T}$ 10 ⁻² , ГПа/°С	G, ГПа	$\frac{\partial G}{\partial P}$	$\frac{\partial G}{\partial T}$ 10 ⁻² , ГПа/°С		α 10 ⁻⁶ °С ⁻¹	$\frac{\partial \alpha}{\partial P}$ 10 ⁻⁸ , ГПа/°С ⁻¹	$\frac{\partial \alpha}{\partial T}$ 10 ⁻⁹		
Ортопіроксен	108,1	9,6	-2,70	75,6	2,4	-1,2	3,436	10,0	-0,7	0,8	Гнейс	1
Ортопіроксен (бронзит)	103,5	9,59	-2,68	74,9	2,38	-1,19	3,354	15,70	-3,034	2,418	Монокристал	[80, 139]
Клінопіроксен	$\frac{113,1}{\pm 0,48}$	$\frac{3,99}{\pm 0,3}$	-	$\frac{66,6}{\pm 0,6}$	$\frac{2,01}{\pm 0,03}$	-	$\frac{3,280}{\pm 0,03}$	-	-	-	Грануліти	1
Діопсид	113,0	-	-	67,0	-	-	-	-	-	-	Монокристал	[76, 121]
Діопсид	112,9	4,0	-0,3	67,1	2,0	-1,9	3,280	-	-	-	Монокристал	[122]
Омфацит	$\frac{127,2}{\pm 4,98}$	$\frac{4,22}{\pm 0,12}$	-	$\frac{67,08}{\pm 2,89}$	$\frac{2,48}{\pm 0,12}$	-	$\frac{3,282}{\pm 0,014}$	-	-	-	Еклогіти	1
Амфібол	$\frac{92,4}{\pm 5,8}$	$\frac{2,41}{\pm 0,05}$	$\frac{-0,63}{\pm 0,18}$	$\frac{50,4}{\pm 2,6}$	$\frac{3,7}{\pm 0,1}$	$\frac{1,11}{\pm 0,28}$	$\frac{3,041}{\pm 0,029}$	11,2 ± 1,7	$\frac{0,56}{\pm 0,13}$	$\frac{0,33}{\pm 0,20}$	Амфіболіт	1
Амфібол	92,3	2,41	-0,59	50,7	3,8	-0,9	3,066	10,2	-0,69	0,46	Норит	1
Рогова обманка	$\frac{95,2}{\pm 0,2}$	$\frac{4,0}{\pm 0,1}$	$\frac{-0,3}{\pm 0,1}$	$\frac{45,7}{\pm 2,0}$	$\frac{2,0}{\pm 0,1}$	$\frac{-1,9}{\pm 0,1}$	$\frac{3,15}{\pm 0,03}$	11,3	-	-	Монокристал	[122]

Продовження табл. 7.3

Назва мінералу	Модулі об'ємного стиснення і зсуву та їхні похідні за тиском та температурою					Густина, г/см ³	Коефіцієнти лінійного розширення та їхні похідні за тиском і температурою			Кристал або гірська порода	Джерело даних
	K, ГПа	$\frac{\partial K}{\partial P}$	$\frac{\partial K}{\partial T} \cdot 10^{-2},$ ГПа/°C	G, ГПа	$\frac{\partial G}{\partial P}$		$\frac{\partial G}{\partial T},$ ГПа/°C	$\alpha \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$	$\frac{\partial \alpha}{\partial P},$ ГПа/°C ⁻¹		
Рогова обманка	96,8	-	-	50,4	-	-	3,15	-	-	Моно-кристал	[120]
Біотит	$\frac{58,5}{\pm 3,7}$	$\frac{5,43}{\pm 0,03}$	$\frac{-0,30}{\pm 0,08}$	$\frac{24,1}{\pm 4,7}$	$\frac{3,82}{\pm 0,05}$	$\frac{-0,16}{\pm 0,13}$	$\frac{2,905}{\pm 0,060}$	$\frac{9,59}{\pm 0,55}$	$\frac{0,48}{\pm 0,09}$	Метаморф породи	1
Біотит	50,9	4,0	-0,1	25,1	2,0	-0,5	3,050	9,0	-	Моно-кристал	[122]
Мусковіт	$\frac{62,1}{\pm 1,0}$	$\frac{4,1}{\pm 0,01}$	$\frac{-0,23}{\pm 0,01}$	$\frac{40,1}{\pm 0,1}$	$\frac{2,97}{\pm 0,01}$	$\frac{-0,91}{\pm 0,01}$	$\frac{2,921}{\pm 0,015}$	$\frac{11,1}{\pm 1,0}$	$\frac{0,52}{\pm 0,10}$	Грануліти	1
Мусковіт	58,2	-	-	35,9	-	-	-	-	-	Моно-кристал	[76, 121]
Плагіоклаз	$\frac{88,6}{\pm 1,96}$	$\frac{4,54}{\pm 0,53}$	$\frac{-1,51}{\pm 0,10}$	$\frac{41,0}{\pm 2,4}$	$\frac{3,9}{\pm 0,3}$	$\frac{-0,56}{\pm 0,34}$	$\frac{2,770}{\pm 0,055}$	$\frac{5,0}{\pm 0,7}$	$\frac{0,8}{\pm 0,05}$	Мета-морфічні породи	1
Плагіоклаз	$\frac{57,9}{\pm 2,1}$	$\frac{3,91}{\pm 0,01}$	$\frac{-0,80}{\pm 0,04}$	$\frac{32,3}{\pm 1,5}$	$\frac{1,3}{\pm 0,9}$	$\frac{-0,51}{\pm 0,07}$	$\frac{2,552}{\pm 0,033}$	$\frac{11,4}{\pm 0,4}$	$\frac{-0,74}{\pm 0,02}$	Гранітоїди	1
Плагіоклаз	89,1	4,8	-	38,4	3,85	-	2,768	-	-	Анортозит	1

Закінчення табл. 7.3

Назва мінералу	Модулі об'ємного стиснення і зсуву та їхні похідні за тиском та температурою					Густина, г/см ³	Коефіцієнти лінійного розширення та їхні похідні за тиском і температурою			Кристал або гірська порода	Джерело даних	
	К, ГПа	$\frac{\partial K}{\partial P}$	$\frac{\partial K}{\partial T}$ 10 ⁻² , ГПа/°С	G, ГПа	$\frac{\partial G}{\partial P}$		$\frac{\partial G}{\partial T}$ 10 ⁻² , ГПа/°С	α 10 ⁻⁶ °С ⁻¹	$\frac{\partial \alpha}{\partial P}$ 10 ⁻⁸ , ГПа/°С ⁻¹			$\frac{\partial \alpha}{\partial T}$ 10 ⁻⁹
Плагіоклаз	72,9	4,0	—	35,9	2,2	—	2,599	—	—	Альбіт	1	
Анортит	89,1	6,6	-1,1	40,4	2,5	-0,2	2,750	3,0	—	Кристал	[122]	
Альбіт	55,1	3,9	-0,8	29,7	2,0	-0,4	2,610	11,3	—	кристал	[122]	
Кварц	39,5	4,3	-0,3	48,8	-0,45	-0,8	2,646	8,6	-0,8	0,7	Кварцит	1
Кварц	42,3 ±3,1	4,26 ±0,18	0,24 ±0,08	48,9 ±2,4	-0,42 ±0,11	-0,69 ±0,17	2,649 ±0,028	8,75 ±0,44	0,75 ±0,14	0,74 ±0,08	Граніти	1
Кварц	37,7	6,4	-0,9	44,5	0,4	-0,1	2,650	20,0	—	Кристал	[122]	
Кварц	37,7	6,4	-1,0	44,4	0,73	-0,6	2,649	12,2	—	Кристал	[38]	
Калієвий польовий шпат	59,8 ±2,0	4,22 ±0,02	0,75 ±0,1	30,1 ±2,9	2,3 ±0,01	-0,45 ±0,04	2,546 ±0,04	8,22 ±3,7	-0,49 ±0,02	0,54 ±0,02	Граніти, гнейси	1
Мікроперлит	62,5 ±2,6	3,49 ±0,02	—	34,9 ±0,02	2,73 ±0,02	—	2,566	—	—	Гнейси	1	
Ортоклаз	56,2	4,2	-0,8	29,3	2,2	-0,4	2,57	9,0	—	Кристал	[122]	

Примітка: у чисельнику – середнє значення параметра, у знаменнику – його стандартне відхилення;
1 – дані інверсії.

Як видно із співвідношень (7.17), похідна за тиском модуля зсуву від'ємна. Це пояснюється незвичайною поведінкою модуля пружності кварцу C_{66} , величина якого зростає при збільшенні температури і зменшується з ростом тиску [60]. Ці результати погоджуються з даними інверсії залежності швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль кварциту від тиску і температури із вмістом кварцу 80 % (табл. 7.3).

На рис. 7.6 подано експериментальні й розраховані значення швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль в еклогіті (E11) за різних температур.

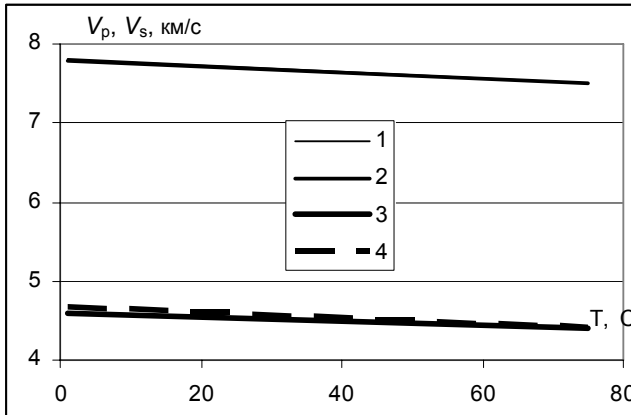


Рис. 7.6. Залежність експериментальних і розрахованих швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль в еклогіті від температури при тиску 0,2 ГПа. Умовні позначки: 1 – $V_S^{(e)}$; 2 – $V_S^{(r)}$; 3 – $V_P^{(e)}$; 4 – $V_P^{(r)}$

Як видно з наведених даних, експериментальні та розраховані значення швидкостей практично збігаються. Попередньо прикладений гідростатичний тиск гальмує ріст тріщин (рис. 7.7–7.9), але при температурах більше 300 °С щільність тріщин зростає. Це підтверджується і ростом величини термопружних напруг при збільшенні температури (рис. 7.10).

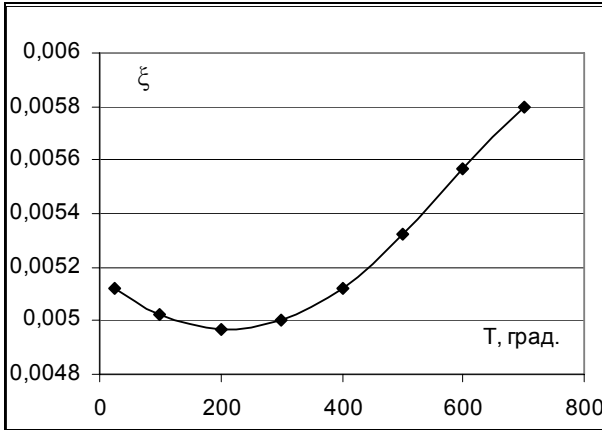


Рис. 7.7. Залежність щільності тріщин в еклогіті (Е11) від температури при тиску 0,2 ГПа

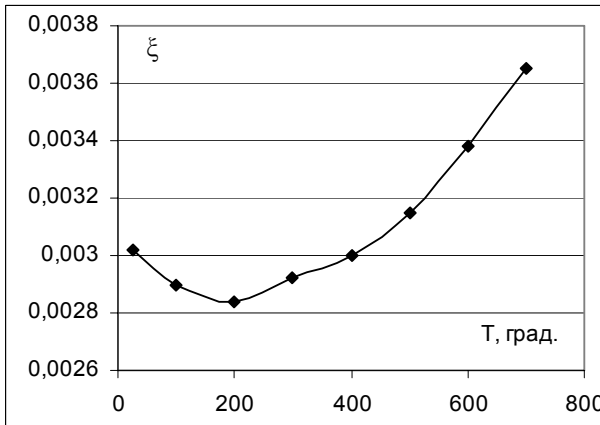


Рис. 7.8. Залежність щільності тріщин в еклогіті (Е11) від температури при тиску 0,4 ГПа

При макроскопічно однорідному тиску та нагріванні зразка гірської породи в камері високих тисків і температур на анізотропних зернах мінералів і мікротріщин відбувається перерозподіл і концентрація напруг, що сприяє як росту і генерації нових мікротріщин, так і закриттю вже існуючих. Варто підкреслити, що без урахування щільності тріщин домогтися узгодження експериментальних і розрахункових значень швидкостей практично неможливо.

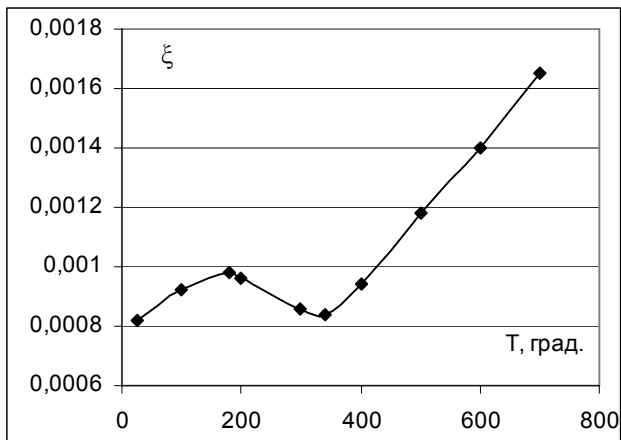


Рис. 7.9. Залежність щільності тріщин в еклогіті (E11) від температури при тиску 0,6 ГПа

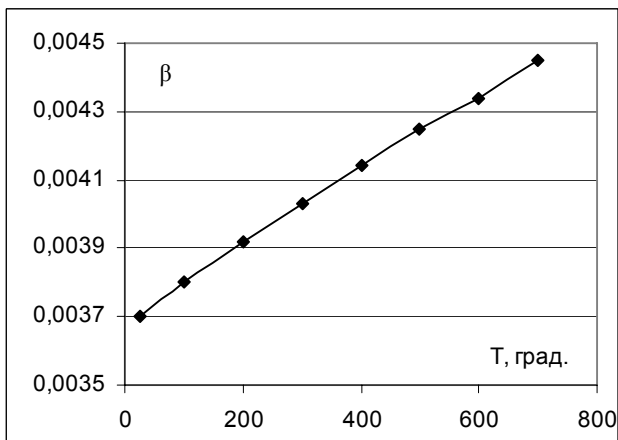


Рис. 7.10. Залежність ефективних термопружних напруг у твердому скелеті еклогіту (E11) від температури при тиску 0,6 ГПа

Таким чином, встановлено істотну відмінність між модулями пружності плагіоклазів гранітоїдів і метаморфічних порід, що підтверджує відмінність вмісту в них анортитової складової.

8. ЧИСЛОВІ РЕЗУЛЬТАТИ МОДЕЛЮВАННЯ ВПЛИВУ ПОРОВОГО ТИСКУ НА ЕФЕКТИВНІ ТЕРМОПРУЖНІ ВЛАСТИВОСТІ ПІСКОВИКУ

Реальне геологічне середовище неоднорідне за мінералогічним складом і має складну структуру пустотного простору. Для математичного моделювання була обрана модель кварцового пісковику, структуру тріщинно-порового простору якого досліджено методами електронної мікроскопії [93]. Діапазон збільшення – від 20- до 7700-кратного, що дозволило вимірювати розкритість мікротріщин з точністю до 0,2 мкм. Вимірювання пор здійснювалося на знімках при 112-кратному збільшенні.

Прийнятий розподіл форматів пор і тріщин та їхніх концентрацій в моделі кварцового пісковику наведено на рис. 8.1.

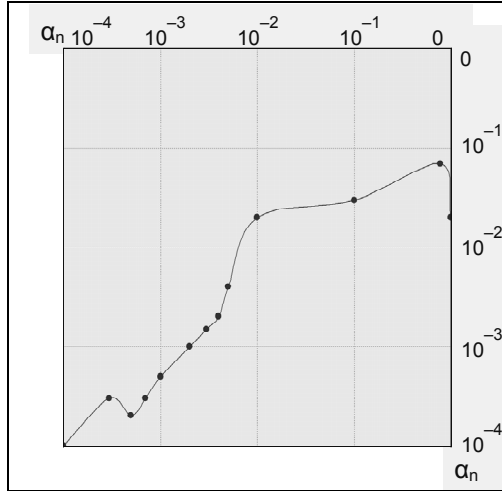


Рис. 8.1. Розподіл об'ємних концентрацій (c_i) пор і тріщин різного формату α для моделі кварцового пісковикку

Коефіцієнт пористості кварцового пісковикку (K_{Π}) був розрахований за формулою:

$$K_{\Pi} = \sum_{i=1}^{13} c_i, \quad (8.1)$$

де c_i – об'ємна концентрація пор і тріщин формату α_i .

Для прийнятого в моделі розподілу пор і тріщин $K_{\Pi}=15\%$.

Матриця кварцового пісковикку складається із кварцу і для розрахунків її термопружних модулів та їхніх похідних за тиском і температурою було прийнято такі значення в наближенні Фойгта–Реуса–Хілла [121, 97]:

$$\begin{aligned} \bar{K} &= 37,4 \text{ ГПа}, & \frac{\partial \bar{K}}{\partial P} &= 6,48, & \frac{\partial \bar{K}}{\partial T} &= -0,0012 \frac{\text{ГПа}}{^{\circ}\text{C}}; \\ \bar{G} &= 47,1 \text{ ГПа}, & \frac{\partial \bar{G}}{\partial P} &= -0,14, & \frac{\partial \bar{G}}{\partial T} &= -0,014 \frac{\text{ГПа}}{^{\circ}\text{C}}; \\ \bar{\alpha} &= 11,2 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^{\circ}\text{C}}, & \frac{\partial \bar{\alpha}}{\partial P} &= -0,8 \cdot 10^{-8} \left(\text{ГПа} \cdot ^{\circ}\text{C}\right)^{-1}, \\ & & \frac{\partial \bar{\alpha}}{\partial T} &= 0,7 \cdot 10^{-9}; & \rho &= 2650 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}. \end{aligned}$$

Зміни термодружних модулів, щільності й коефіцієнта лінійного термічного розширення при зміні тиску і температури матриці обчислювалися за формулами:

$$\begin{aligned}\bar{K}(P, T) &= \bar{K}_0 + \left(\frac{\partial \bar{K}}{\partial P}\right)_T P + \left(\frac{\partial \bar{K}}{\partial T}\right)_P T, \\ \bar{G}(P, T) &= \bar{G}_0 + \left(\frac{\partial \bar{G}}{\partial P}\right)_T P + \left(\frac{\partial \bar{G}}{\partial T}\right)_P T, \\ \rho(P, T) &= \rho_0 \left(1 + \frac{P}{\bar{K}} - \alpha_V T\right), \\ \bar{\alpha}(P, T) &= \bar{\alpha}_0 + \left(\frac{\partial \bar{\alpha}}{\partial P}\right)_T P + \left(\frac{\partial \bar{\alpha}}{\partial T}\right)_P T,\end{aligned}\tag{8.2}$$

де $\bar{K}_0, \bar{G}_0, \bar{\rho}_0, \bar{\alpha}_0$ – значення модуля об'ємного стискання, модуля зсуву, щільності й коефіцієнта лінійного термічного розширення при нульовому тиску і температурі; α_V – об'ємний коефіцієнт термічного розширення.

У прийнятій моделі кварцового пісковика пори і тріщини були насичені водою. Для урахування впливу тиску і температури на модуль об'ємного стискання (K_f), густина (ρ_f) і лінійний коефіцієнт термічного розширення ($\bar{\alpha}_f$) води були використані дані роботи [152]. У результаті проведеного багатовимірного лінійного статистичного регресійного аналізу експериментальних результатів дослідження води в умовах тиску і температури одержано такі формули для розрахунків:

$$\begin{aligned}K_f(P, T) &= 2,1707 + 5,8219 \cdot P - 0,000448 \cdot T, \\ \rho_f(P, T) &= 1,0134 + 2,2822 \cdot P - 0,000437 \cdot T, \\ \bar{\alpha}_f(P, T) &= 93,6682 + 65,4704 \cdot P + 0,6933 \cdot T.\end{aligned}\tag{8.3}$$

При числових розрахунках зміни форматів пор і тріщин при зміні тиску, температури і порового тиску моделі насиченого кварцового пісковика використовувалися формули (8.1–8.2).

Числові результати математичного моделювання ефективних фазових швидкостей повздовжніх (V_p^*) і поперечних (V_s^*) хвиль, ефективного коефіцієнта термічного розширення (α^*) та ефективного порового тиску моделі насиченого кварцового піс-

ковику наведено на рис. 8.1–8.5. Було розглянуто зміни швидкостей повздожніх і поперечних хвиль при дії гідростатичного стискання насиченого кварцового пісковика за нормальної температури, але за умов, коли поровий тиск відсутній, або коли поровий тиск рівний зовнішньому гідростатичному.

Як видно з наведених даних (рис. 8.2, 8.3), при збільшенні гідростатичного стискання насиченого кварцового пісковика швидкості повздожніх і поперечних хвиль збільшуються зі збільшенням тиску. Причому при стисканні до 0,1 ГПа швидкості пружних хвиль у моделі з поровим тиском (рис. 8.2, крива 2; рис. 8.3, крива 2) і за відсутності порового тиску (рис. 8.2, крива 1; рис. 8.3, крива 1) змінюються майже однаково, але при подальшому зростанні гідростатичного стискання і відповідно порового тиску різниця стає суттєвою. У моделі зі зростаючим поровим тиском швидкості пружних хвиль зменшуються, що узгоджується з даними експериментальних досліджень [91, 140]. При нагріванні до температури 100 °С швидкості повздожніх і поперечних хвиль зменшуються, але загальна тенденція їхньої зміни при збільшенні гідростатичного стискання і порового тиску зберігається (рис. 8.2, криві 2, 3; рис. 8.3, криві 2, 3). Разом із тим, різниця між швидкостями пружних хвиль насиченого кварцового пісковика у моделей з поровим тиском і моделей, де поровий тиск відсутній, стає помітною лише при тиску 0,05 ГПа, і зменшення швидкостей пружних хвиль теж стає більшим.

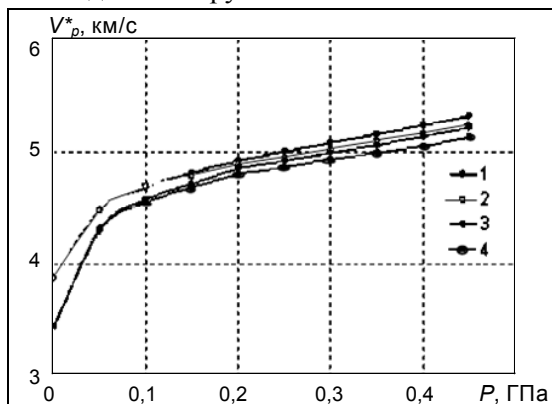


Рис. 8.2. Залежність ефективного швидкості повздожньої хвилі моделі кварцового пісковика від тиску і температури та порового тиску: 1 – поровий тиск $P_0 = 0$ і $T = 20$ °С; 2 – поровий тиск $P_0 = P$ і $T = 20$ °С; 3 – поровий тиск $P_0 = 0$ і $T = 100$ °С; 4 – поровий тиск $P_0 = P$ і $T = 100$ °С

Залежність ефективного коефіцієнта термічного розширення насиченого кварцового пісковика від тиску, температури і порового тиску набагато складніша (рис. 8.4). Його величина має тенденцію до зменшення при збільшенні гідростатичного стискування, але характер залежності суттєво змінюється при нагріванні до температури 100 °С. Величина α^* при зростанні тиску вище 0,2 ГПа починає збільшуватися (рис. 8.4, криві 3, 4) і при тиску 0,27 ГПа досягає найбільшої величини, і лише при подальшому зростанні стискування зменшується.

Такий характер зміни пояснюється зміною термобаричного коефіцієнта води при зміні тиску і температури. Термобаричний коефіцієнт води (α/β), який являє собою відношення коефіцієнта об'ємного розширення α до стисливості води β , змінюється при зміні тиску і температури. За даними роботи [58] збільшення температури на 1 °С викликає підвищення тиску порової рідини до 10^5 Па, якщо об'єм пори залишається незмінним.

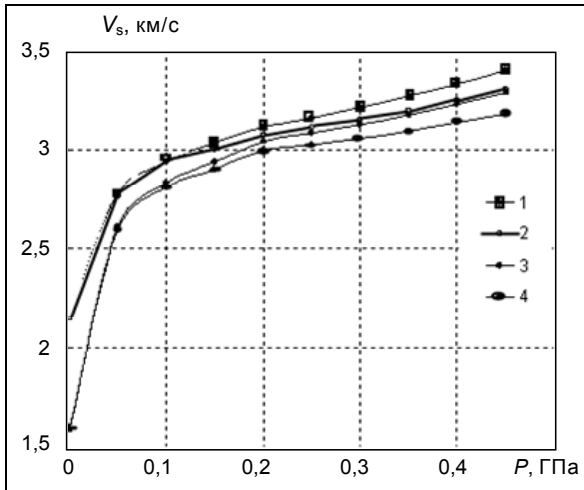


Рис. 8.3. Залежність ефективного швидкості поперечної хвилі моделі кварцового пісковика від тиску і температури та порового тиску: 1 – поровий тиск $P_0 = 0$ і $T = 20$ °C; 2 – поровий тиск $P_0 = P$ і $T = 20$ °C; 3 – поровий тиск $P_0 = 0$ і $T = 100$ °C; 4 – поровий тиск $P_0 = P$ і $T = 100$ °C

Різниця між коефіцієнтами теплового розширення кварцу і порової рідини є додатковим фактором, який викликає збільшення порового тиску. Поровий тиск є причиною збільшення величини ефективного коефіцієнта термічного розширення насиченого кварцового пісковика (рис. 8.4, криві 1,2), але вплив викликаною температурою порового тиску набагато більший і аномально проявляється при тисках більше 0,2 ГПа.

Це підтверджується і змінами ефективного порового тиску (P^*) рідини, яка насичує пори і тріщини моделі кварцового пісковика, при зміні гідростатичного тиску і температури (рис. 8.5).

Ефективний поровий тиск змінюється поступово при збільшенні гідростатичного стискання до 0,15 ГПа, а в моделі при нагріванні до 100 °С – при стисканні до 0,2 ГПа (рис. 8.5, криві 1, 2). При подальшому збільшенні гідростатичного стискання поровий тиск швидко зростає, а потім зменшується.

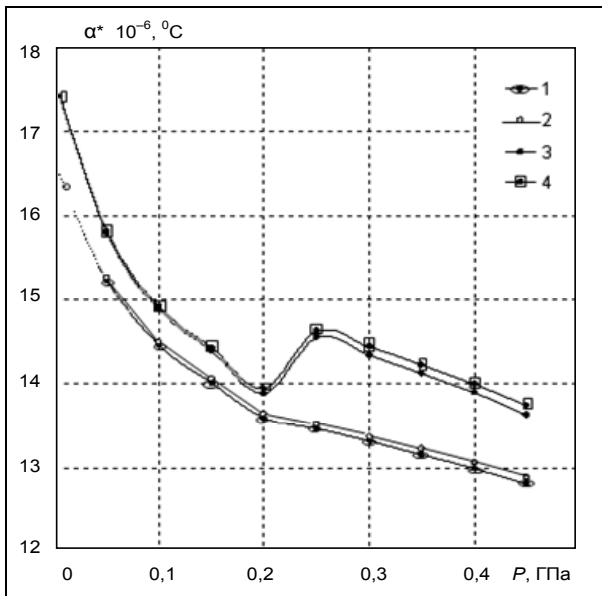


Рис. 8.4. Залежність ефективного коефіцієнта лінійного термічного розширення моделі кварцового пісковика від тиску і температури та порового тиску: 1 – поровий тиск $P_0 = 0$ і $T = 20$ °С; 2 – поровий тиск $P_0 = P$ і $T = 20$ °С; 3 – поровий тиск $P_0 = 0$ і $T = 100$ °С; 4 – поровий тиск $P_0 = P$ і $T = 100$ °С

За даними експериментальних досліджень [10, 24] збільшення різниці між гідростатичним стисканням (P) і ефективним поровим тиском (P^*)

$$\Delta P = P - P^* \quad (8.4)$$

спричиняє збільшення швидкостей розповсюдження пружних хвиль. Якщо тиск не змінюється, то швидкості теж залишаються постійними, за винятком областей малих значень тиску.

У роботах [10, 24] розглядається залежність між гідростатичним тиском, яка має такий вигляд:

$$\Delta P = P - mP_i, \quad m = \beta^* - \frac{\beta_m}{\beta^*}, \quad (8.5)$$

де m – коефіцієнт внутрішньої деформації; β^* – стисливість гірської породи, β_m – стисливість матриці породи. Значення m коливається від 0,7 до 1,0, змінюється для різних гірських порід і залежить від гідростатичного тиску. Одержані результати свідчать, що характер зміни величини ефективного порового тиску ($P^* \sim mP_i$) набагато складніший і значною мірою залежить від структури тріщинно-порового простору гірської породи.

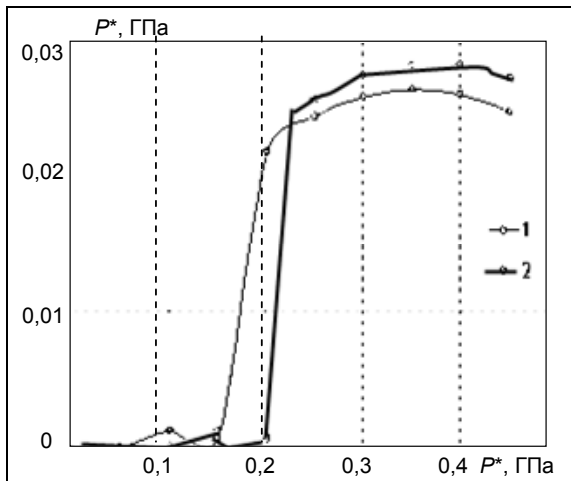


Рис. 8.5. Залежність ефективного порового тиску моделі кварцового пісковика від тиску і температури та порового тиску: 1 – порівний тиск $P_0 = 0$ і $T = 20$ °C; 2 – порівний тиск $P_0 = 0$ і $T = 100$ °C

Поровий тиск суттєво впливає на ефективні швидкості пружних хвиль геологічного середовища, насиченого рідиною. При нагріванні насичених флюїдом гірських порід зростання порового тиску обумовлено різницею між коефіцієнтами термічного розширення твердої матриці й скелета. Різниця між гідростатичним тиском і ефективним поровим тиском змінюється не монотонно.

Одержані результати добре узгоджуються з даними експериментальних досліджень швидкостей повздовжньої й поперечної поляризації в умовах високих тисків і температур [82, 89, 95, 138, 141, 142].

9. МЕТОДИКА КІЛЬКІСНОЇ ОЦІНКИ СТРУКТУРИ ПУСТОТНОГО ПРОСТОРУ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ І ПРОГНОЗУ ЇХНЬОЇ ПРОДУКТИВНОСТІ

Методика детальної інтерпретації даних ГДС складно-побудованих порід-колекторів ґрунтується на моделі багатокомпонентного порово-тріщинно-кавернозного колектора, ефективні акустичні, фільтраційно-ємнісні характеристики якого визначаються методом умовних моментних функцій із застосуванням розрахункової схеми Морі–Танака [99–101, 115] та використанні методів глобальної оптимізації даних акустичного каротажу. Петрофізичні дослідження і стандартні методи інтерпретації даних ГДС використовуються при виборі початкового наближення та в алгоритмах глобальної оптимізації.

Для прогнозу продуктивності пластів-колекторів застосовується параметр питомої площі поверхні пустот.

Розроблена методика адаптована до сучасних систем автоматизованої обробки даних ГДС як при поплатовій, так і в поточної інтерпретації (рис. 9.1). Вона може використовуватися при вивченні розрізів промислових свердловин на різних стадіях від оперативної обробки даних ГДС до підрахунку запасів нафти і газу, а також при видачі рекомендацій на випробування свердловин родовищ ДДЗ.

9.1. АЛГОРИТМ КІЛЬКІСНОЇ ОЦІНКИ ВИЗНАЧЕННЯ СТРУКТУРИ ПУСТОТНОГО ПРОСТОРУ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Блок-схему алгоритму визначення структури пустотного простору складнопобудованих порід-колекторів за результатами математичного моделювання і даними геофізичних досліджень свердловин наведено на рис. 9.2. У результаті обробки визначають спектри пустот різних форматів та їхні концентрації, які використовують для оцінки структури пустотного простору порід-колекторів.

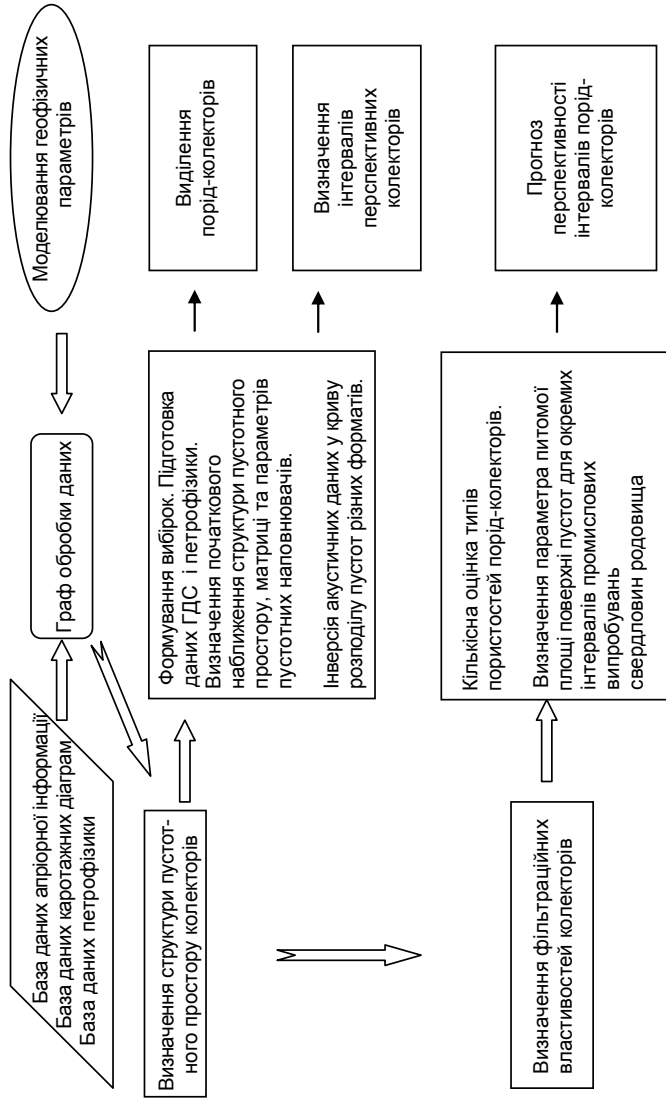


Рис. 9.1. Блок-схема алгоритму кількісної оцінки структури пористого простору та прогнозу продуктивності складнобудованих порід-колекторів за даними промислової геофізики на основі використання системи *Geoшук*

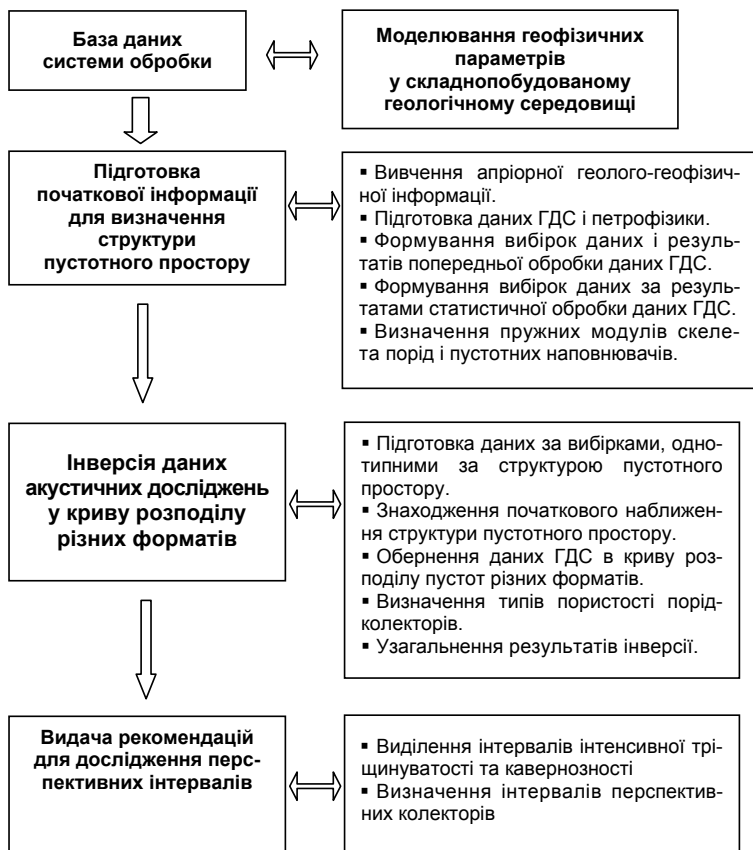


Рис. 9.2. Блок-схема алгоритму кількісної оцінки структури пустотного простору складнобудованих порід-колекторів

Результати досліджень свідчать [9, 10, 27, 7–23, 106, 143–148], що найбільш чутливими та інформативними методами, що дозволяють вивчати структуру пустотного простору, є ультразвукові, акустичні, сейсмоакустичні методи.

Відповідно до цього акустичні методи каротажу покладено в основу методу дослідження структури пустотного простору, зокрема дані акустичного широкосмугового каротажу.

Радіоактивні методи досліджень застосовуються для виділення пластів-колекторів і вибірок порід, для визначення коефіцієнта пористості (у нашому випадку за даними НГК) та густини (за даними ГГК_r).

Електричні методи досліджень застосовуються для виділення пластів колекторів і вибірок порід, а також для визначення типу флюїду за відсутності таких даних.

Алгоритм *визначення структури пустотного простору* включає такі модулі:

- модуль аналізу бази даних ГДС і вибору початкового наближення параметрів математичної моделі породи-колектора;
- модуль інверсії даних акустичних досліджень у криву розподілу пустот різних форматів;
- модуль оцінки типів колекторів та їхньої перспективності.

Етап підготовки початкової інформації

На основі використання бази даних ГДС та системи обробки після їхньої стандартної попередньої обробки формуються вибірки пластів-колекторів кожного з літотипів окремо. Для визначення структури пустотного простору використовуються такі дані:

- результати стандартної інтерпретації даних методів ГДС (АК, АК_ш, ГГК_r), пов'язані за глибиною та розбиті на шари;
- коефіцієнт пористості, отриманий при інтерпретації даних методу НГК (ННКТ), або при комплексній обробці даних ГДС при вирішенні системи лінійних рівнянь, якщо за даними НГК він визначений неякісно;
- коефіцієнт нафтогазонасиченості (за БК) для визначення параметрів насичення пустотного простору;
- петрофізичні дані;
- у випадку, якщо інтерпретація здійснюється без попередньої обробки, то використовується весь стандартний комплекс каротажу;
- інша геолого-геофізична апіорна інформація.

У разі відсутності даних петрофізики про структуру пустотного простору використовуються результати математичного моделювання порід даних літотипів (банк даних початкового наближення).

За допомогою програми функціональних перетворень проводиться статистична обробка початкових даних.

Модуль початкового наближення параметрів математичної моделі породи-колектора

На основі апріорних геологічних і петрофізичних даних з бази ГДС виділяються вибірки порід з близькою структурою пустотного простору, вибирається початкове наближення математичної моделі: параметри матриці породи-колектора, параметри пустотних наповнювачів і структура пустотного простору.

Після стандартної обробки даних щодо свердловини будується таблиця необхідної інформації стосовно попередньо виділених пластів-колекторів. На цьому етапі (як умови обробки) вводяться літологічні коди, які відповідають колекторам, наприклад:

Таблиця даних: АК, F , ГГК

Умови обробки: $Lit = 32$,

де АК – інтервальний час за даними акустичного каротажу; F – пористість; ГГК – густина, отримана за методом ГГК_г.

Так формують вибірки перспективних пластів однакового літологічного типу.

На наступному етапі формуються вибірки однотипних пластів з точки зору структури пустотного простору – будуються крос-плоти типу:

$$\Delta T_p = f(K_n), \quad \Delta T_s = f(K_n), \quad \rho = f(K_n),$$

де $\Delta T_p, \Delta T_s$ – інтервальний час розповсюдження повздовжніх і поперечних хвиль, визначений за акустичними методами; K_n – коефіцієнт пористості; ρ – густина, визначена за ГГК_г.

Початкове наближення параметрів матриці визначається за петрофізичними даними чи шляхом інтерполяції в область нульової пористості з допомогою таких крос-плотів для окремих вибірок порід: $\Delta T_{p\text{ск}}, \Delta T_{s\text{ск}}$ та $\rho_{\text{ск}}$, що використовуються для знаходження початкового наближення модуля об'ємного стиску (K), модуля зсуву (G) та густини скелета (ρ) породи-колектора.

При відсутності програм функціональних перетворень або проблем з її використанням можливий інший шлях визначення початкового наближення параметрів матриці порід. Для визначення швидкості пружних хвиль і густини в скелеті можуть використовуватися результати петрофізичних досліджень, літературні дані або будь-які програми математичного аналізу (рис. 9.3).

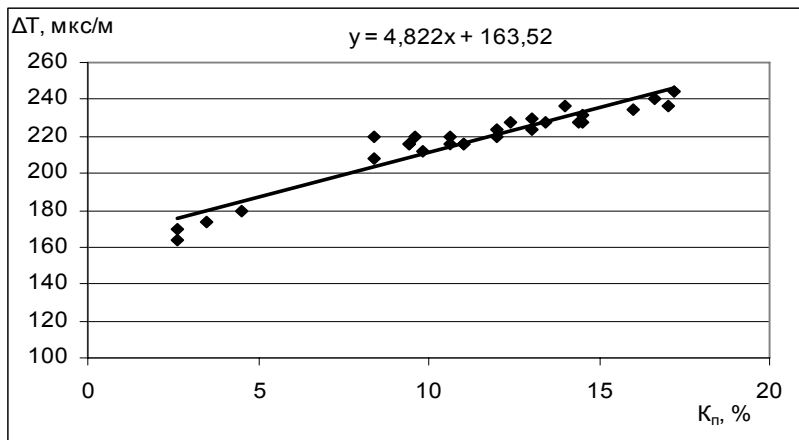


Рис. 9.3. Визначення параметрів скелета породи: ($\Delta T_{p\text{ск}}$) за даними вибірки пластів св. № 1 Ярошівського родовища

Пошук початкового наближення для параметрів пустотних наповнювачів (швидкість пружних хвиль і густина флюїду чи газу) визначається за узагальненими промисловими або літературними даними (табл. 9.1).

Таблиця 9.1. Петрофізичні характеристики досліджу

Тип пустотного наповнювача	Швидкість пружних хвиль, м/с	Густина флюїду чи газу, г/см ³
Вода	1470–1880	1
Нафта	1035–1370	0,9
Газ	500	0,02–0,0001

Для уточнення параметрів *початкового наближення моделі структури пустотного простору* (формати пустот та їхня концентрація) залучають:

- результати вивчення шліхів керна методами електронної та оптичної поляризаційної мікроскопії;
- результати петрофізичних досліджень зразків керна та дані інверсії V_p і V_s ;
- банк даних початкового наближення, що містить моделі структур пустотного простору, отриманих за результатами математичного моделювання порід-колекторів різного типу.

Вхідними параметрами для пошуку *початкового наближення структури пустотного простору* є:

- ефективні модулі об'ємного стиску та зсуву;
- густини скелета та заповнювача пустот породи;
- стандартне для даного типу порід початкове наближення форматів пустот, або визначене за петрофізичними даними;
- швидкості пружних хвиль;
- пористість пластів порід.

Параметри моделі структури пустотного простору задаються на основі даних електронної й оптичної мікроскопії або за літературними даними.

Вибір початкового наближення структури пустотного простору є пошуком глобальних екстремумів функції складного типу при закріплених параметрах α_n і проводиться методом перебору значень $C_n(\alpha_n)$ із кроком Δ_n , обчислених для кожного формату з умови:

$$x_{v+1}(C_n + \Delta_n, \alpha_n) - x_v(C_n, \alpha_n) = k\varepsilon,$$

де ε – експериментальна точність визначення вхідних параметрів, k залежить від необхідної точності отримання наближення.

Вибір початкового наближення структури пустотного простору здійснюється програмою *Rekurs*, що забезпечує експресне знаходження точки з мінімальним значенням рівня МНК при перетині області пошукових параметрів по вектору при фіксованих значеннях параметрів пустот α .

Знайдене початкове наближення використовується при інверсії акустичних даних за програмою Karat.exe чи її аналогами.

Модуль інверсії акустичних даних

Програми обробки дають можливість інвертувати акустичні дані різного інформаційного рівня:

- за наявності тільки даних акустичного каротажу (АК) швидкості повздожжніх хвиль;
- за наявності даних акустичного ширококутового каротажу (АК_ш):
- швидкості повздожжніх хвиль;
- швидкості поперечних хвиль;
- відношення швидкостей повздожжніх і поперечних хвиль.

Зазначені варіанти програми розширюють можливості інтерпретації й дозволяють проводити обробку на різному рівні володіння первинним матеріалом і наявності петрофізичного й петрографічного забезпечення.

Початкові дані вводяться із файлу. Крім даних, визначених при аналізі параметрів матриці та пустотних наповнювачів, вводиться визначене на попередньому етапі початкове наближення структури пустотного простору – набір форматів пустот та їхніх концентрацій в даній точці чи пласті. Розмірність задачі не обмежена.

Обернена задача вирішується шляхом побудови такої теоретичної моделі розповсюдження пружних хвиль у геологічному середовищі, що не суперечить спостереженим даним каротажних акустичних методів [16].

При вирішенні оберненої задачі використовуються обмеження на значення концентрацій пустот різних форматів $C(\alpha_n)$:

$$\sum_{n=1}^N C(\alpha_n) \leq K_n,$$

де K_n – коефіцієнт пористості, визначений незалежним способом (за даними НГК). Крім того, накладається умова, що концентрація пустот з певним форматом не може бути більше значення, яке забезпечує збіг експериментальних величин швидкостей

пружних хвиль з теоретично розрахованими за наявності пустот тільки одного формату. Зрозуміло, що параметр концентрації пустот має бути додатною величиною.

Інверсія даних здійснюється відомим методом найменших квадратів (МНК) з використанням методів нелінійної оптимізації. Оцінюється квадратична функція відхилень значень спостережених швидкостей пластів порід від значень теоретичної моделі.

Ефективні пружні постійні обчислюються за допомогою методу умовних моментів. Особливістю методу умовних моментів, на відміну від інших, є відсутність обмежень на форму та концентрацію включень. Це дозволяє практично легко описувати форму пустот за допомогою геометричних параметрів сфероїда.

При виборі методів оптимізації доводиться враховувати два основних аспекти: отримання математично стійкого і геологічно достовірного розв'язку та швидкість сходження ітераційного процесу.

Пошук глобального екстремуму квадратичної функції [16] ділиться на два етапи: дослідження поведінки цільової функції на обмеженому просторі зміни невідомих параметрів і визначення глобального локального мінімуму та пошук значень в його околиці.

За даними інверсії знаходять значення форматів пустот та їхніх концентрацій для кожного окремого пласта і визначають структуру пустотного простору пластів (рис. 9.2). На основі кількісного набору форматів пустот та їхніх концентрацій здійснюється класифікація пластів за типами пористості (табл. 9.2).

Модуль оцінки типів колекторів та їхньої перспективності

Одержані в результаті інверсії набори форматів пустот різних типів відповідають окремим типам порід-колекторів. На основі цього розраховуються коефіцієнти міжзернової ($K_{п\text{ мз}}$), перехідної ($K_{п\text{ пр}}$), тріщинної ($K_{п\text{ тр}}$), кавернозної ($K_{п\text{ кав}}$) та вторинної ($K_{п\text{ вт}} = K_{п\text{ пр}} + K_{п\text{ тр}} + K_{п\text{ кав}}$) пористості.

На наступному етапі проводиться узагальнення результатів інверсії й на основі аналізу кожного окремого інтервалу виділяються зони інтенсивної тріщинуватості, кавернозності, ускладнення колекторів тощо, а на основі аналізу всієї наявної інформації дається аналіз усього інтервалу, що підлягав інтерпретації, і вирізняються інтервали перспективних колекторів (табл. 9.3).

Таблиця 9.2. Приклад початкового наближення і результатів інверсії форматів пустот (α_i) та їхньої концентрації ($C(\alpha_i)$) і параметрів матриці в абсолютних значеннях (частка у відсотках у загальному об'ємі пустот)

Початкове наближення	Результати інверсії	Тип пористості
$\alpha_1 = 0,9$; $C(\alpha_1) = 0,15$ (64,3)	$\alpha_1 = 0,904$; $C(\alpha_1) = 0,2004$ (85,3)	Міжзернова
$\alpha_2 = 0,1$; $C(\alpha_2) = 0,05$ (21,5)	$\alpha_2 = 0,101$; $C(\alpha_2) = 0,0199$ (8,5)	Перехідна
$\alpha_3 = 0,01$; $C(\alpha_3) = 0,03$ (12,9)	$\alpha_3 = 0,0202$; $C(\alpha_3) = 0,097$ (4,1)	Перехідна
$\alpha_4 = 0,001$; $C(\alpha_4) = 0,003$ (1,3)	$\alpha_4 = 0,002$; $C(\alpha_4) = 0,0049$ (2,1)	Тріщинна
$K_2(\text{ГПа}), G_2(\text{ГПа}), \rho_2(\text{г/см}^3)$	$K^*_2(\text{ГПа}), G^*_2(\text{ГПа}), \rho^*_2(\text{г/см}^3)$	
59,54 38,42 2,66	59,88 38,10 2,66	

Таблиця 9.3. Результати визначення структури пустотного простору окремих пластів карбонатних порід-колекторів свердловини Прирічна № 3 (інт. 4700–4717 м)

Покрівля, м	Підосва, м	$K_{п\text{ мз}} \%$	$K_{п\text{ пр}} \%$	$K_{п\text{ вт}} \%$	$K_{п\text{ гр}} \%$	$K_{п\text{ кав}} \%$	Тип колектора
4701,2	4701,6	5,46	0,84	3,74	0,01	2,89	Порово-кавернозний
4701,6	4712,4	1,35	1,53	2,04	0,01	0,50	Кавернозно-поровий
4712,4	4716,8	2,43	0,01	1,87	0,60	1,27	Порово-кавернозно-тріщинний

Кінцеві результати визначення структури пустотного простору, використовуючи можливості системи інтерпретації каротажних даних, можуть бути подані в таблицях довільної форми чи у вигляді графіків, гістограм за окремими пластами чи вибірками пластів-колекторів, або за допомогою інших програм математичного аналізу (рис. 9.4.).

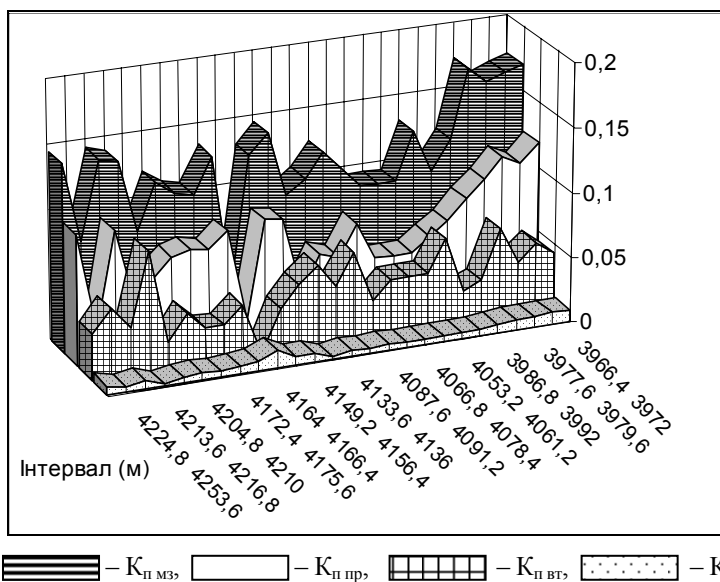


Рис. 9.4. Результати визначення структури пустотного простору окремих пластів інтервалу (3966–4254 м) св. № 1 Ярошівського родовища

На цьому етапі проводиться узагальнення результатів інверсії: на основі аналізу кожного окремого інтервалу виділяються зони інтенсивної тріщинуватості, кавернозності, ускладнення колекторів тощо, вирізняються інтервали перспективних колекторів. Кінцеві результати визначення структури пустотного простору подаються в таблицях довільної форми чи у вигляді графіків, гістограм з окремих пластів чи вибірок пластів-колекторів.

Таким чином, розроблена методика кількісної оцінки структури пустотного простору складнопобудованих порід-колекторів за даними промислової геофізики адаптована як складова у граф обробки будь-якої системи обробки та інтерпретації даних ГДС. Методика дозволяє отримувати цінну інформацію про структуру пустотного простору складнопобудованих порід-колекторів і використовувати її для більш повної характеристики їхніх фільтраційно-ємнісних властивостей.

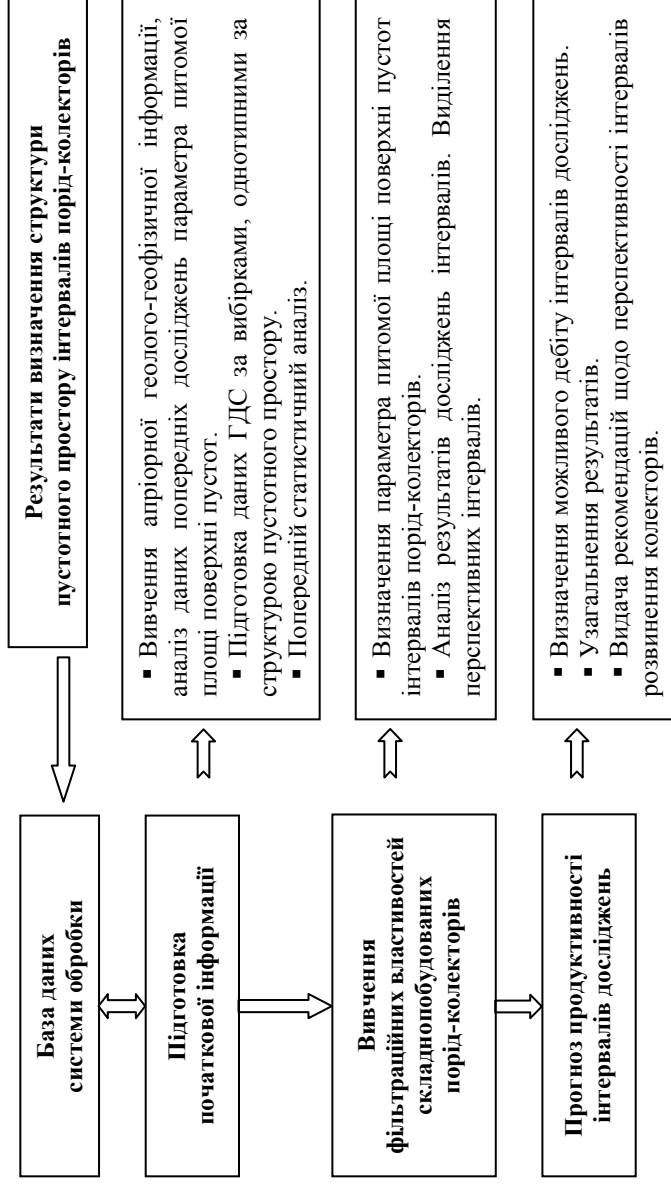


Рис. 9.5. Блок-схема алгоритму методики прогнозу продуктивності складнообудованих порід-колекторів

Прогноз продуктивності складнобудованих порід-колекторів є нагальною проблемою промислової геофізики і пов'язаний безпосередньо з фільтраційними властивостями пластів, що досліджуються.

Фільтраційні властивості складнобудованих порід-колекторів значною мірою залежать від наявності тріщин і каверн, їхніх розмірів і характеру просторової орієнтації. Петрофізичні дослідження на керні повної інформації про тріщинну проникність не дають. Зіставлення попластових оцінок інтегральної проникності, яка визначається на кернах прямими методами, з визначеннями цього параметра за результатами гідродинамічних досліджень, як правило, мають низькі коефіцієнти кореляції й систематичні розбіжності.

9.2. АЛГОРИТМ ПРОГНОЗУ ПРОДУКТИВНОСТІ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ

Аналіз літературних джерел показав, що оцінки інтегральної проникності за даними прямих методів досліджень на керні не дають надійних результатів. Технології ГДС, методики кількісної інтерпретації яких ґрунтуються на кореляційних залежностях типу керн–ГДС, не можуть забезпечити надійну кількісну оцінку смісних і фільтраційних властивостей складнобудованих порід-колекторів.

Узагальнення результатів робіт [9, 10, 21, 35, 36, 144–147,] дозволили розробити *алгоритм модуля прогнозу продуктивності пластів-колекторів*, що є складовою частиною загального алгоритму методики. В його основі лежать числові розрахунки параметра питомої площі поверхні пустот ω_s , введеного авторами в роботах [9, 145–147] за даними форматів і концентрації пустот.

Даний параметр є безрозмірною величиною, що визначається як відношення площі поверхні одиничного сфероїда до площі поверхні пустот різних форматів (розрахованих шляхом інверсії даних ГДС у структуру пустотного простору).

Виходячи з математичних формул знаходження площі поверхні сфероїда та враховуючи особливості математичних моделей при використанні методики визначення структури пустотного простору, параметр ω_s розраховується так:

- для сплюснених сфероїдів (вісь обертання орієнтована вздовж короткої осі):

$$\omega_{si} = 4\pi / \left[\left(\frac{2C(\alpha_i)}{\alpha_i} \right)^{2/3} + \alpha_i^2 \left(\frac{C(\alpha_i)}{\alpha_i} \right)^{2/3} \frac{4}{\sqrt{1-\alpha_i^2}} \cdot \ln \frac{1+\sqrt{1-\alpha_i^2}}{1-\sqrt{1-\alpha_i^2}} \right];$$

- для витягнутих сфероїдів (вісь обертання орієнтована вздовж довгої осі):

$$\omega_{si} = 2\pi \left[\left(\frac{C(\alpha_i)}{\alpha_i} \right)^{4/3} + 2 \frac{\alpha_i^2 \left(\frac{C(\alpha_i)}{\alpha_i} \right)^{2/3}}{\sqrt{\alpha_i^2 - 1}} \cdot \arcsin \left(\frac{1}{\alpha_i} \sqrt{\alpha_i^2 - 1} \right) \right].$$

У даному випадку параметр питомої площі поверхні пустот у досліджуваному інтервалі становитиме $\omega_s = \sum_{i=1}^N \omega_{si}$, тобто суму всіх ω_{si} для пустот різних форматів: пор, тріщин різної конфігурації, каверн.

У роботах [10, 21, 145–147, 29] параметр питомої площі поверхні пустот ω_i авторами пов'язується з фільтраційними характеристиками. Зокрема, отримано значущі кореляційні залежності цього параметра від результатів випробування для водо-, нафто- і газонасичених інтервалів, складених теригенними, карбонатними колекторами і породами кори вивітрювання кристалічного фундаменту. Установлено функціональні залежності його від припливу нафти, газу та води в пластах. Цей параметр є універсальним і не залежить від літології.

На рис. 9.5 наводиться алгоритм методики прогнозу продуктивності порід-колекторів на основі даних ГДС та відомої структури пустотного простору пластів-колекторів. Алгоритм використання даної методики можна розглядати як продовження попередньої методики, або як самостійні дослідження в межах загальної схеми інтерпретації даних ГДС, що включає в себе декілька модулів, послідовність вирішення задач у яких така:

- аналіз результатів кількісної оцінки структури пустотного простору порід-колекторів;
- узагальнення попередніх результатів вивчення параметра питомої площі поверхні пустот дослідженого родовища за літотипами (за наявності);
- визначення параметра питомої площі поверхні пустот для кожного з виділених пластів колекторів;
- прогнозування продуктивності інтервалів розвитку перспективних колекторів.

Параметр питомої площі поверхні пустот (ω_i) визначається в інтервалах розвитку порід-колекторів за даними структури пустотного простору, отриманими в попередньому блоці методики.

При застосуванні системи обробки каротажних даних параметр ω_i може бути розрахований за програмою функціональних перетворень, або за допомогою інших програм математичного аналізу (табл. 9.3).

Таблиця 9.3. Результати визначення параметра питомої площі поверхні пустот і прогнозу дебіту пластів у свердловині Прирічна № 3 (інт. 4701–4725 м)

№ пласта	Покрівля, м	Підшовва, м	K_d (НГК)	Параметр питомої площі поверхні пустот	Дебіт, тис. м ³ /д
1	4701,2	4701,6	9,20	6,43	12
2	4712,4	4716,8	4,30	7,63	9
3	4716,8	4720,0	4,10	21,52	2
4	4723,2	4724,4	5,40	1,24	207

На основі статистичного аналізу результатів досліджень проводиться якісна інтерпретація і виділяються зони перспективних колекторів на всьому інтервалі свердловини (рис. 9.6).

Якісний аналіз також може бути проведений за допомогою програми функціональних перетворень, або за іншими програмами візуального аналізу.

Кількісний прогноз продуктивності пластів проводиться на основі функцій залежностей параметра питомої площі поверхні пустот від притоку флюїдів у пластах відповідних літотипів свердловин дослідженого родовища чи за функціональними залежностями у відповідних літотипах ДДЗ, визначених авторами в попередніх дослідженнях.

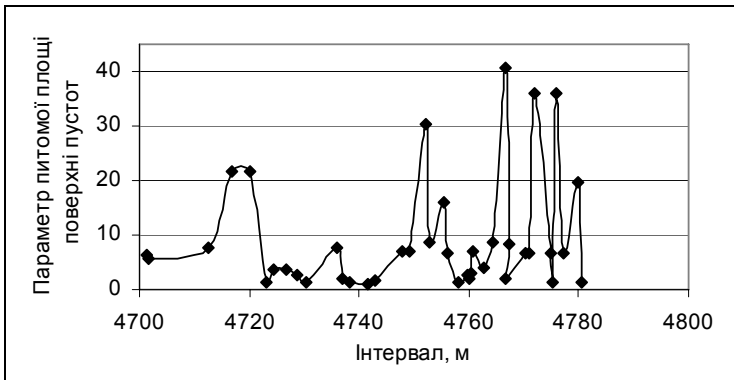


Рис. 9.6. Якісний прогноз продуктивності у свердловині Прирічна № 3 (інт. 4700–4790 м)

Наприклад, прогноз припливу нафти в пластах-колекторах у свердловині Прирічна № 3 (інт. 4701–4725 м) був розрахований за залежністю:

$$Q_n = 311\omega^{-0,8}.$$

Результати прогнозу продуктивності подаються в таблицях та на рисунках, що формуються за будь-якими програмами статистичного аналізу (рис. 9.7).

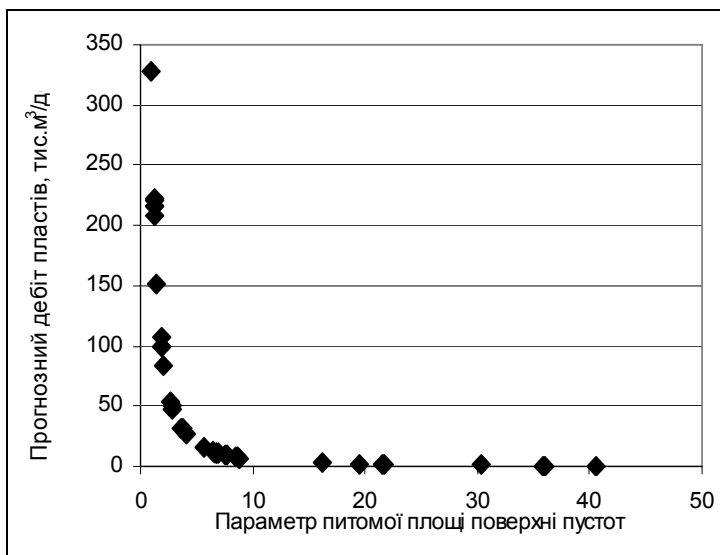


Рис. 9.7. Прогноз припливу газу у свердловині Прирічна № 3 (інт. 4700–4790 м)

Особливості застосування методики в сучасних системах автоматизованої обробки даних ГДС

Методика може бути адаптована в будь-яких сучасних системах автоматизованої обробки даних ГДС, наприклад у системі оперативної та зведеної інтерпретації матеріалів ГДС *Геопишук*. На рис. 9.1 наведено алгоритм методики та її місце в технологічній схемі обробки й інтерпретації даних ГДС.

Деякі відмінності при інтерпретації за допомогою системи *Геопишук* [66, 67] полягають в особливостях самої системи порівняно з іншими системами. Інтегрована база даних системи містить як *las*-файли в поточковому форматі, *dbm* – файли в попласовому форматі, так і необхідну петрофізичну й іншу апріорну інформацію.

Вхідні дані у вигляді каротажних масивів інформації подаються в графічній формі в програмі *Планшет* для попередньої візуальної якісної обробки. Дані обробляються за стандартним

графом обробки, розбиваються на пласти за вибраною методикою, результати відбиття границь і зняття відліків корегуються в програмі *Планишет*. За програмою Electra проводиться оцінка якості каротажних електричних даних, визначається опір промивної рідини, позірний опір пластів. Визначення глинистості, пористості та літології здійснюється за програмою *Універсальний інтерпретатор формул* за допомогою каталогу інтерпретаційних моделей. Ця програма дає можливість проводити всі статистичні розрахунки за допомогою системи.

Початкове наближення структури тріщинно-кавернозно-порового простору, інверсія акустичних даних розраховуються аналогічно загальній схемі.

Кінцеві результати визначення структури пустотного простору можуть бути подані в табличному чи графічному вигляді. Використовуючи можливості системи *Геопошук*, дані можуть бути подані в таблицях довільної форми через програму *Генератор документів* чи у вигляді графіків, гістограм на окремих пластах чи вибірках пластів-колекторів (програма *Планишет*).

При площадних дослідженнях система *Геопошук* дає додаткові можливості графічного візуального аналізу та побудови розрізів і карт поверхонь розповсюдження шуканих параметрів на площі досліджень.

9.3. ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБЛЕНОЇ МЕТОДИКИ

У сучасних технологіях обробки та інтерпретації даних ГДС закладено принцип єдності інтерпретаційного процесу незалежно від його стадій. Програмне забезпечення передбачає повний граф обробки від розчленування розрізу до оцінки фільтраційно-емнісних властивостей пластів-колекторів.

На етапі оперативної інтерпретації проводиться визначення емнісних властивостей (ЄВ) пластів (глинистості, пористості, проникності). Оцінка ЄВ зазвичай здійснюється за математичними моделями, обчислення коефіцієнтів у яких виконується за

допомогою статистичного аналізу даних ГДС і петрофізичних досліджень. Обчислювальний процес для зручності здійснюється за допомогою універсальної програми функціональних перетворень і структурованого каталогу інтерпретаційних моделей.

Однак наявність тріщинуватості та кавернозності призводить до порушення кореляційних петрофізичних залежностей, які застосовуються для колекторів з міжзерновою пористістю, крім того, при недостатньому петрофізичному забезпеченні отримати представницькі дані практично неможливо. Це значно ускладнює інтерпретацію даних ГДС і свідчить про актуальність розробок нових методик дослідження фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів.

9.3.1. Аналіз результатів визначення структури пустотного простору за різними методиками

Для оцінки структури пустотного простору порід-колекторів застосовують різні методи, кожний з яких має свої позитивні й негативні боки. Найбільш обґрунтованою є методика В. М. Добриніна [34, 35].

Результати ГДС по свердловині Прирічна № 3 були оброблені в НЕГДС (м. Ніжин) за методикою, що включає теоретичні нароби В. М. Добриніна [45–47], І. Г. Шнурмана, Г. А. Шнурмана [43, 149] та ін. Методика діагностики карбонатних колекторів із вторинною пористістю ґрунтується на комплексному підході з використанням результатів повного комплексу лабораторних досліджень на зразках керна з урахуванням пластових умов, даних ГДС і результатів гідродинамічних і промислових досліджень.

Методика ґрунтується на використанні найбільш інформативних геофізичних параметрів (ΔT_p , ΔT_s , $\rho_{\text{п}}^{\text{БК(НГК)}}$, $\rho_{\text{п}}^{\text{БК}}$, $I_{\gamma}^{\text{НГК}}$, $I_{\gamma}^{\text{ГК}}$, $I_{\gamma}^{\text{ІННК}}$) і фізичних параметрів порід (стисливість пор $\beta_{\text{пор}}$, модуль Юнга E , коефіцієнт Пуассона μ , коефіцієнт бокового тиску $K_{\text{бок}}$, боковий тиск $\rho_{\text{бок}}$) за результатами лабораторних досліджень.

При розрахунку коефіцієнтів тріщинної та кавернозної пористості ($K_{п\ тр}$, $K_{п\ кав}$) за даними АКШ використано такі теоретичні та емпіричні залежності:

$$K_{п\ тр} = \frac{(\beta_{п} - \beta_{мз})K_{п\ заг}}{\beta_{тр}},$$

$$K_{п\ кав} = \frac{(\beta_{п\ мз} - \beta_{п})K_{п\ заг}}{\beta_{кав}}, \quad (9.1)$$

де $K_{п\ заг}$ – коефіцієнт загальної пористості, що визначалася за даними емпіричного рівняння $K_{п\ заг} = f(\Delta I_n)$; $\beta_{мз}, \beta_{тр}, \beta_{кав}$ – стисливість міжзернових пор, тріщин і каверн відповідно; $\beta_{пор}$ – стисливість пор, що узагальнено можна визначити як

$$\beta_{пор} = \frac{a\beta_0 - b}{c - \beta_0 + d \cdot K_{п\ заг}},$$

де a, b, c, d – константи за даними експериментальних досліджень.

У роботах І. Г. Шнурмана і Г. А. Шнурмана [43, 149] наводиться статистична залежність між динамічною стисливістю і коефіцієнтом Пуассона від загальної пористості та стверджується, що значення блокової, тріщинної й кавернозної пористості можна знаходити за статистичними рівняннями і палетками. Але ж статистичні залежності побудовані для конкретних родовищ і не мають узагальненого характеру. За результатами інтерпретації за методикою НЕГДС отримано коефіцієнти тріщинної та кавернозної пористості. На рис. 9.8–9.9 наведено порівняльний аналіз кількісної оцінки типів пористості для дослідженого інтервалу за даними НЕГДС та розробленої методики.

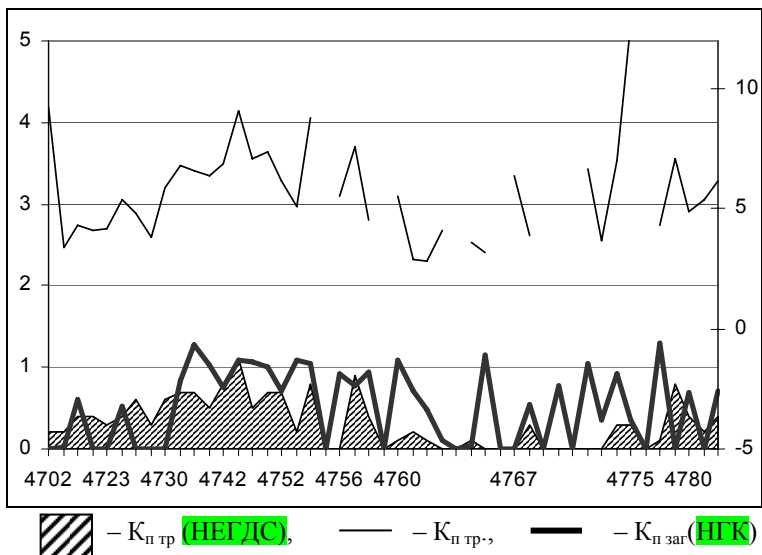


Рис. 9.8. Порівняльний аналіз кількісної оцінки тріщинної пористості по свердловині Прирічна № 3 (інт. 4700–4790 м) за даними НЕГДС і авторів

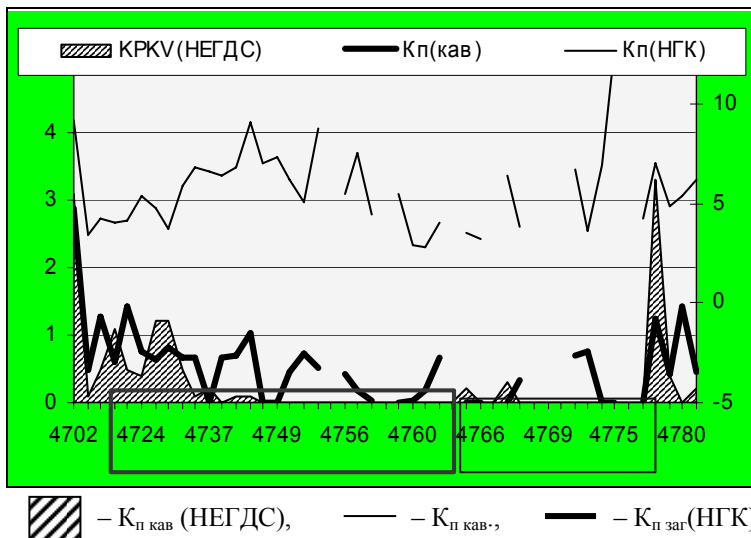


Рис. 9.9. Кількісний аналіз кількісної оцінки кавернозної пористості по свердловині Прирічна № 3 (інт. 4700–4790 м) за даними НЕГДС і авторів

Значення коефіцієнтів тріщинної пористості відрізняються на деяких інтервалах порід суттєво, на деяких збігаються. Коефіцієнти кавернозної пористості на інтервалах 4701–4740 м та 4772–4780 м майже збігаються. В інтервалі 4740–4772 м наявні відміни в значеннях обох коефіцієнтів, це свідчить про дійові похибки в розрахунках, які, мабуть, залежать від літологічного складу чи від структури пустотного простору. Причому на цьому інтервалі за даними НЕГДС $K_{п\text{ кав}}$ майже скрізь дорівнює нулю при високих значеннях $K_{п\text{ тр}}$, а за даними розрахунків авторів обидва типи пористості мають вплив на структуру пустотного простору.

Аналіз коефіцієнтів різних типів пористості при розрахунку за всіма альтернативними методиками не дає можливості визначити функціональні залежності між ними, у кожному окремому випадку розрахунок коефіцієнта в пласті є оригінальним. Однак недоліком методики Добриніна–Шнурмана є безпосередня прив'язка до результатів дослідження керна, а саме до визначення коефіцієнтів стискання пор, скелета породи і флюїду. Кількісні оцінки стають неможливими, коли вплив тріщинної та кавернозної пористості на стисливість пор частково чи повністю компенсують одна одну. Саме методика авторів дає можливість проводити дослідження структури пустотного простору за результатами обробки даних ГДС і при необов'язковому використанні результатів петрофізичних досліджень і не має обмежень на тип дослідженого пустотного простору. Це є аргументом на користь запропонованої методики порівняно з іншими.

9.3.2. Зв'язок отриманих результатів із фільтраційними характеристиками

Авторами раніше введено параметр питомої площі поверхні пористості. Цей параметр пов'язується з фільтраційними властивостями складнобудованих порід-колекторів.

Із фільтраційних характеристик можна вибрати як найбільш інформативні коефіцієнти нафто-, газо-, водонасиченості ($K_{нг}$, $K_{в}$) та коефіцієнт проникності ($K_{пр}$).

У теорії та практиці промислової геофізики такі коефіцієнти визначаються за статистичними залежностями, що розробляються із застосуванням результатів петрофізики чи за кореляційними залежностями для окремих літологічних різновидів колекторів родовищ.

Петрофізичною основою визначення $K_{нг}$ і $K_{в}$ є емпіричне рівняння їхнього зв'язку з параметром насичення $P_n = f(K_{в})$. Така залежність є залежністю типу керн–керн і визначається як на керновому матеріалі, так і за літературними даними.

Для розрахунків $K_{пр}$ за даними ГДС застосовується його кількісна оцінка за даними питомого опору (ρ_n), параметра насичення (P_n) та коефіцієнта пористості (K_n). Петрофізичною основою є рівняння Козені–Кармана [35]:

$$K_{пр} = \left\{ \frac{(1-c)\Delta U_{cn}}{[\Delta U_{cn \max} - (1-c)\Delta U_{cn}] \rho_n} \right\}^2, \quad (9.2)$$

де ΔU_{cn} – аномалії потенціалів методу власної поляризації; c – мінімальна величина коефіцієнта остаточної водонасиченості в колекторі.

За В. М. Дахновим [32]:

$$K_{пр} = (\rho_{в} / \rho_{п})^{2,11-2,475[1-\alpha_{cn}/(1-c)]}. \quad (9.3)$$

У випадку застосування результатів досліджень великої кількості представницького ядра використовують також статистичні залежності типу $K_{np} = f(K_n)$.

Було вивчено інтервали розвитку теригенних колекторів Андріяшівського родовища, за інтерпретацією даних ГДС яких в УкрДГРІ отримано названі вище параметри.

Для відкладів верхньовізейського під'ярусу за методикою УкрДГРІ визначено:

$$\lg K_B = 2,01 - 0,4909 \lg P_n,$$

де

$$\begin{aligned} P_n &= \rho_n / \rho_B, \quad \text{а} \quad \lg \rho_B = 3,285 - 2,894 \cdot \lg K_n^{AK}; \\ K_r &= K_{n\text{эф}} / K_{пв}, \end{aligned} \quad (9.4)$$

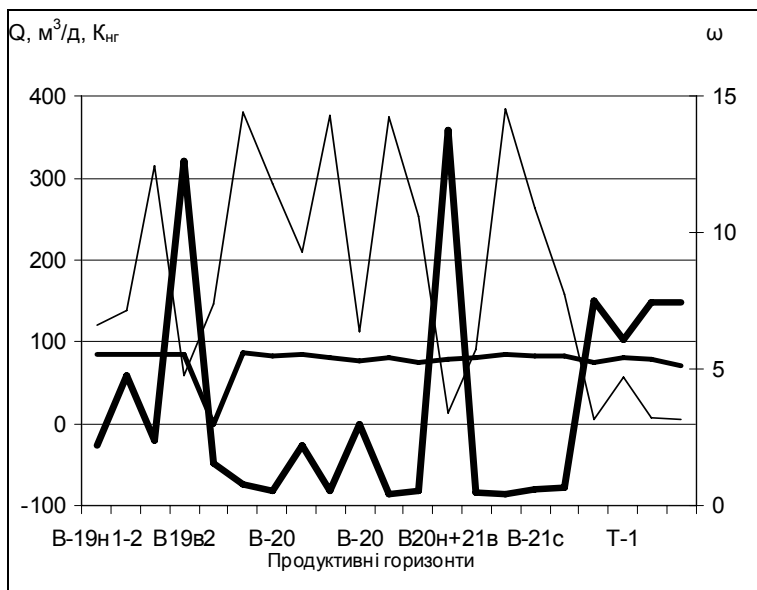
де

$$K_{n\text{эф}} = -1,69 + K_{пв};$$

$$\lg K_{np} = 6,578 \lg K_n - 5,2769 .$$

На рис. 9.10–9.12 порівнюється параметр питомої площі поверхні пористості і фільтраційні характеристики, отримані в УкрДГРІ і ПЕГДС, із дебітами нафти та газу в інтервалах порід-колекторів свердловин Андріяшівського та Ярошівського родовищ верхньовізейського і турнейського ярусів нижнього карбону.

Якщо коефіцієнт нафтогазонасиченості (рис. 9.10) має майже постійну величину для всіх інтервалів (75–88), де приплив газу змінюється в межах від 5 до 383 м³/добу, то шуканий параметр ω змінюється від 0,44 до 13,78, причому навіть якісно простежується його залежність від результатів випробування окремих інтервалів свердловин.



— — дебіт газу і конденсату, — — $K_{нг}$,
 — — параметр питомої площі поверхні пустот

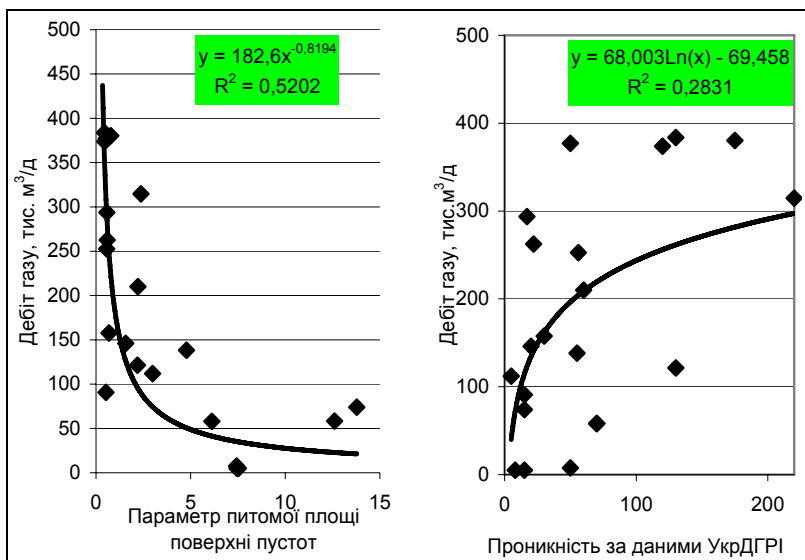
Рис. 9.10. Порівняльний аналіз коефіцієнта нафтогазонасиченості (за даними УкрДГРІ) та параметра питомої площі поверхні пустот з результатами випробування газонасичених інтервалів св. № 2, 5, 6, 7, 9 Андріяшівського родовища

При аналізі параметра ω та коефіцієнтів K_v , $K_{нг}$ і $K_{пр}$ в інтервалах розвитку колекторів встановлено більш тісний якісний і кількісний зв'язок параметра ω з величиною припливу газу, ніж коефіцієнтів K_v , $K_{нг}$ та $K_{пр}$, що характеризує ефективність розробленої методики. Зокрема, достовірність найкращої апроксимації (R^2) між цими параметрами (рис. 9.11) становила:

- для параметра ω – 0,5202;
- для коефіцієнта проникності – 0,2831.

Якісний та кількісний аналіз зіставлення цих даних (рис. 9.11–9.12) дає підстави зробити висновок, що кореляційний зв'язок дебіту нафто-, газо- та водонасичених колекто-

рів з параметром питомої площі поверхні пустот тісніший, ніж з коефіцієнтами проникності та нафтогазонасиченості, визначеними за методикою УкрДГРІ (функція кореляції вибиралася та, що найбільш тісно пов'язує дані).



а

б

Рис. 9.11. Порівняльний аналіз результатів випробування газонасичених інтервалів св. № 2, 5, 6, 7, 9 Андріяшівського родовища з: *а* – параметром питомої площі поверхні пустот і *б* – коефіцієнтом проникності за даними УкрДГРІ

Методики розрахунку фільтраційно-ємнісних характеристик, що ґрунтуються на статистичних залежностях типу керн–керн, керн–ГДС та методики, основані на розробках М. М. Добриніна, вимагають великих обсягів петрофізичних досліджень, а за відсутності даних петрофізики використовуються середньостатистичні дані.

Визначення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів і прогноз їхньої продуктивності при недостатньому обсязі досліджень кернавого матеріалу більш коректні при обробці матеріалів ГДС за розробленим графом, де інтерпретація може ґрунтуватися лише на обробці даних ГДС.

Ефективність методики щодо кількісного прогнозу продуктивності може бути перевірена тільки безпосередньо практикою за допомогою випробування в пластах, що проінтерпретовані за даним графом обробки.

Методика для такої перевірки була впроваджена в Полтавській експедиції геофізичних досліджень свердловин. На замовлення ПЕГДС була проведена інтерпретація даних ГДС інтервалу 4700–4755 м св. № 35 Липово-Долинського та інтервалу 5526,1–5567,5 м св. № 2 Семиренківського родовищ ДДЗ (рис. 9.13, 9.14).

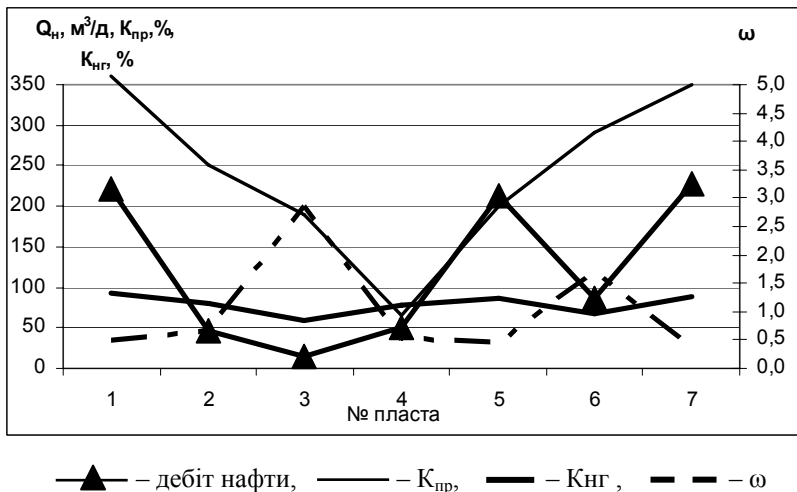


Рис. 9.12. Якісний аналіз параметрів K_{nr} , K_{ng} (за даними ПЕГДС), ω , та Q_n для різних мікрофауністичних горизонтів нафтонасичених порід св. № 2, 7, 9, 10 Ярошівського родовища ДДЗ

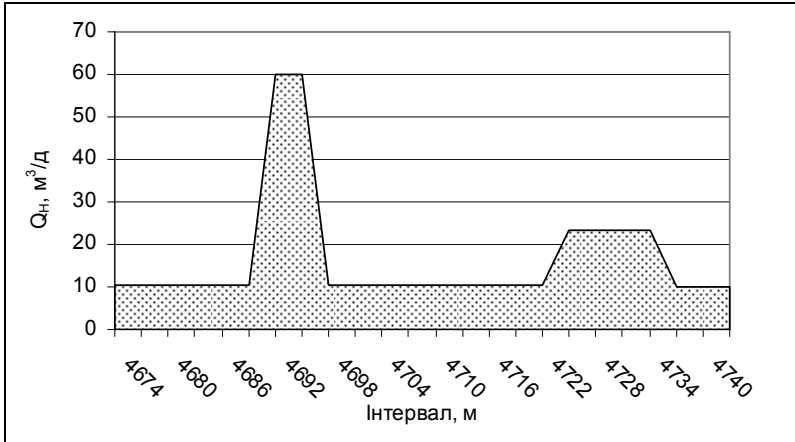


Рис. 9.13. Результати прогнозу продуктивності (дебіт нафти) в інтервалах св. № 35 (інт. 4700–4755 м) Липово-Долинської площі

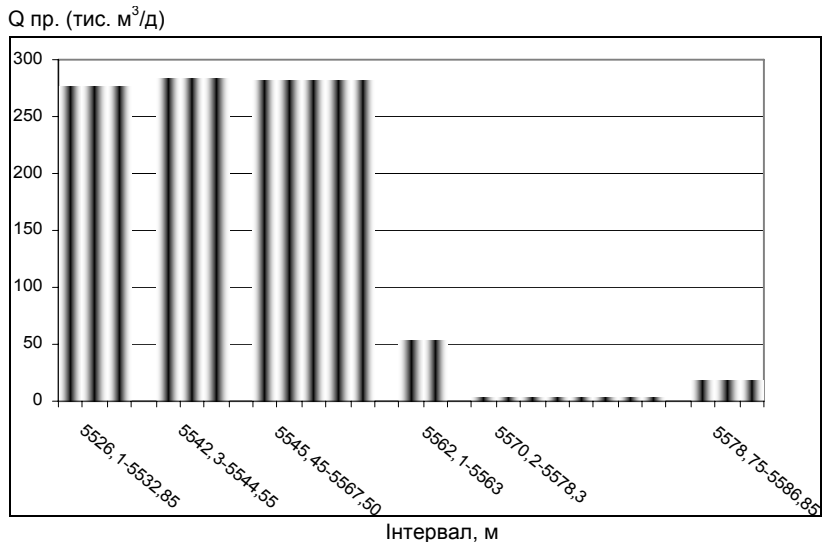


Рис. 9.14. Прогнозний дебіт газу (тис. м³/д) свердловини Семиреньківська № 10 (інт. 5526–5590 м)

За результатами кількісної інтерпретації в названих інтервалах виділено зони перспективних колекторів і розраховано прогноз припливу газу та нафти. Після отримання рекомендацій в ПЕГДС проведено промислові випробування інтервалів свердловин і отримано:

- у св. № 35 Липово-Долинського родовища приток нафти 33 м³/добу при прогнозі 42 м³/добу;
- у св. № 2 Семиреньківського родовища прогнозувалося газу 560 тис. м³/добу, отримано дебіт 430 тис. м³/добу.

Таким чином, одержані результати свідчать про ефективність розробленої методики порівняно з альтернативними та з випробуваннями свердловин на продуктивність.

10. РЕЗУЛЬТАТИ ПРАКТИЧНОГО ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДИКИ ДЛЯ КІЛЬКІСНОЇ ОЦІНКИ ПРОДУКТИВНОСТІ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Дніпровсько-Донецька западина – основна нафтогазоносна область України, тут розвідано понад 120 родовищ нафти і газу. Одним із найактуальніших завдань сучасної геофізики є нарощування знань про загальні закономірності формування покладів вуглеводнів, визначення структури пустотного простору складнопобудованих порід-колекторів.

Дніпровсько-Донецька западина є доволі представницьким регіоном для вивчення таких закономірностей [150, 151]. Широкий стратиграфічний (від юри до девону) та глибинний (відклади до 5–6 км) діапазони промислової нафтогазоносності, різноманітність покладів за фазовим складом вуглеводнів (нафтові, газові, газоконденсатні, нафтогазові, газоконденсатні), широкий розвиток у розрізі осадового чохла розривних порушень і фаціального заміщення порід, зон напруженого стану порід і дезінтеграції створюють сприятливі передумови для перевірки нових методик обробки даних геофізичних досліджень свердловин.

Основні перспективи розвитку запасів сировинної бази вуглеводнів на території ДДЗ пов'язані з пошуками і розвідкою складнопобудованих резервуарів нафти і газу, представленими як осадовими, так і кристалічними породами тріщинної, кавернозної та змішаної типів пористості.

У роботі наводяться приклади практичного застосування розробленої методики обробки даних ГДС з метою визначення структури пустотного простору та прогнозу продуктивності пластів-колекторів. У процесі обробки даних ГДС з окремих перспективних інтервалів 24 свердловин різних площ Дніпровсько-Донецької западини (рис. 10.1) було проведено визначення структури пустотного простору колекторів різної літології (пісковики, вапняки, колектори кори вивітрювання корінних порід) та пустотного наповнення (вода, нафта, газ), визначення їхнього типу та ємнісних властивостей.

За результатами інверсії даних ГДС у структуру пустотного простору пластів колекторів проведено аналіз і виділено перспективні колектори, визначено параметр питомої площі поверхні пустот (ω), що пов'язується авторами з фільтраційними властивостями і може виступати критерієм при прогнозі продуктивності складнопобудованих порід-колекторів. На основі встановлених емпіричних залежностей між результатами випробувань свердловин на продуктивність (окремо для нафто-, водо- та газонасичених пластів) зроблено прогноз продуктивності інтервалів розвідувальних свердловини.

У монографії наведено приклади практичного застосування цього параметра для різноманітних складнопобудованих порід-колекторів, кількісно оцінено прогноз дебіту пластів свердловини Прирічна № 3 (інт. 4700–4790 м). Інтерпретація проводилася на основі дослідження акустичних характеристик колекторів і методики кількісної оцінки структури пустотного простору та прогнозу продуктивності порід-колекторів, що базується на математичній моделі складнопобудованої породи-колектора з використанням методів механіки стохастично неоднорідного середовища.

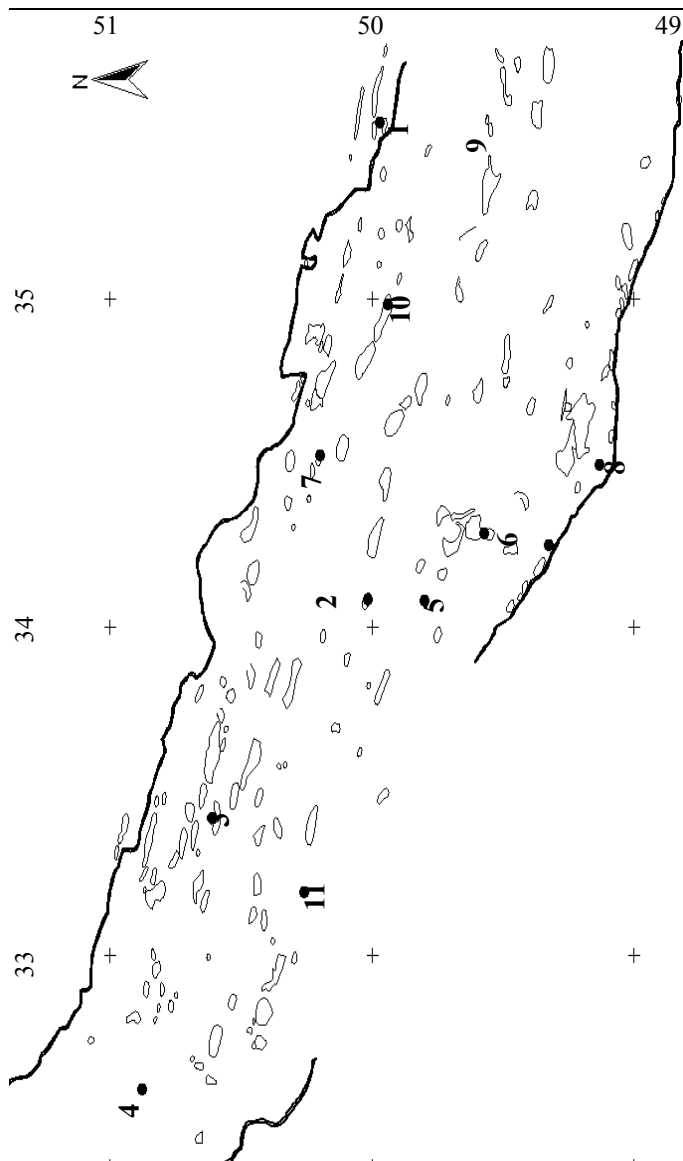


Рис. 10.1. Розташування площ досліджених свердловин на схемі ДДЗ: 1 – Наріжнянська; 2 – Семиреньківська; 3 – Андріяшівська; 4 – Ярошівська; 5 – Гоголівська; 6 – Мачуська; 7 – Загорянська; 8 – Новомиколаївська; 9 – Юліївська; 10 – Березівська; 11 – Чаплинська (св. № 3 Прирічна)

10.1. ВИЗНАЧЕННЯ СТРУКТУРИ ПУСТОТНОГО ПРОСТОРУ ТЕРИГЕННИХ ПОРІД

Досліджені складнопобудовані теригенні породи є за попередньою обробкою даних ГДС (ПЕГДС, НЕГДС, УкрД-ГРІ) газо-, нафто- та водоносними колекторами. У табл. 10.1 наводяться узагальнені дані про досліджені інтервали теригенних порід.

**Таблиця 10.1. Інтервали теригенних порід,
що досліджувалися авторами за розробленою методикою [153]**

Свердловина	Інтервал, м
Наріжнянська № 13	3840–3865
Семиренківська № 2	5232–5572,6
Андріяшівська № 2	4601–4633, 4650–4677, 4690–4726
Андріяшівська № 4	4844–4849
Андріяшівська № 5	4658–4712, 4695–4705, 4710–4724, 4738–4772, 4805–4825
Андріяшівська № 6	4576–4580, 4571–4574, 4598–4619, 4629–4698
Андріяшівська № 7	4540–4544, 4636–4683, 4701–4712
Андріяшівська № 9	4613–4627, 4642–4659, 4679–4698
Андріяшівська № 11	4776–4779, 4806–4814
Ярошівська № 2	3868–3880
Ярошівська № 7	3895–3899, 3910–3913, 3948–3950, 4076–4081
Ярошівська № 9	4170–4173
Ярошівська № 10	3887–3889
Березівська № 35	5600–5672

10.1.1. Геологічна характеристика об'єктів дослідження

Велика потужність осадових утворень ДДЗ обумовлює наявність головних корисних копалин даного регіону: нафти і газу. Основні розвідані запаси нафти, конденсату і газу приурочені до нижньопермсько-середньонокам'яновугільного продуктивного комплексу, який характеризується наявністю резервуарів, великих структурних форм, що сприяють утворенню родовищ.

При дослідженнях вивчалися теригенні породи-колектори візейського, турнейського та серпухівського ярусів нижнього карбону, представлені пісковиками, аргілітами та алевролітами.

Візейські породи переважають серед усіх інших літологічних різностей. Досліджені породи представлені продуктивними горизонтми В-22, В-21, В-20, В-19, В-18, В-17, В-16, В-15. Це, здебільшого, пісковики та у двох свердловинах – алевроліти. Пісковики: кварцові тонко-, середньо-, різно-, дрібнозернисті, іноді грубозернисті на глинистому та глинисто-вапняному цементі. Досліджувалися також шаруваті аргіліти й алевроліти тонкозернисті, слюдисті.

Турнейські відклади представлені різно- та дрібнозернистими пісковиками й аргілітами.

Колектори серпухівського ярусу нижнього карбону представлені пісковиками різнозернистими, кварц-польовошпаттовими, середньозцементованими з глинисто-вапняковим, бітумно-вапняково-глинистим, рідше вапняковим цементом. Досліджувалися колектори серпухівських продуктивних горизонтів Н-7, Н-6, Н-5а, Н-3, Н-2.

При дослідженнях середнього карбону (московський та башкирський яруси), вивчалися породи-колектори, представлені глинами, алевролітами, пісковиками, вапняками.

Попередня оцінка складових пористості колекторів продуктивних горизонтів за даними виробничих експедицій дозволила встановити наявність не тільки гранулярних, а й тріщинних пустот.

Ярошівське підняття приурочено до південно-східного закінчення Плискорсько-Лисогірського виступу кристалічного фундаменту, що переходить у північно-східну серединну зону перекритих валів. Ярошівська структура у вигляді брахіантиклінального підняття простежується від підсольового девонського горизонту до верхньопермського [117].

У св. № 1, 2, 9, 10, 13 Ярошівського родовища (рис. 10.1), породи-колектори яких розглядаються в роботі, розкрито відклади нижньовізейського віку (інтервали свердловин – 3868,0–4435,0 м). Вони залягають неузгоджено на підстеляючих породах. Літологічний розподіл нижнього візейського під'ярусу представлений двома чітко вираженими товщами: нижньою піщано-глинистою і верхньою глинисто-карбонатною. Згідно з прийнятою схемою стратиграфічного розчленування карбону (умовно) породи цього інтервалу відносять до XIV і XIII мікрофауністичних горизонтів. За фауністичними даними верхньовізейські відкладення поділяються на три мікрофауністичні горизонти XII *a*, XII і XI.

Відклади горизонту XII *a* залягають у нижній частині під'ярусу. Серед алевролітів та аргілітів горизонту виділяються два пласти пісковиків, продуктивні горизонти В-21 і В-22, представлені пісковиками сірими, буровато-сірими, різнозернистими кварцовими на глинистому цементі.

Відклади горизонту XII становлять найбільшу частину розрізу верхньовізейського під'ярусу, представлені пісковиками, алевролітами, аргілітами, вапняками. Пісковики світло-сірі, дрібно- і середньозернисті на глинисто-вапняному цементі. У цій пачці виділяються чотири продуктивні горизонти: В-20, В-19, В-18, В-17 досліджуваних у даній роботі порід.

Розріз горизонту XI представлений темно-сірими шаруватими аргілітами, алевролітами зі світло-сірими прошарками дрібнозернистих добре відсорбованих пісковиків, вапняки зустрічаються у вигляді прошарків. У цьому горизонті досліджувалися два продуктивні пласти, представлені пісковиками горизонтів В-16 і В-15.

10.1.2. Результати практичного застосування методики

По свердловинах Ярошівської площі (інтервали 3868–4435 м св. № 1, 2, 9, 10, 13) проведена обробка каротажних даних (НГК, ГК, АК, БК) окремих пластів порід-колекторів на основі аналізу геолого-геофізичних матеріалів, результатів математичного моделювання [7].

За даними попередньої обробки матеріалів ГДС і петрофізики (НЕГДС) досліджені породи-колектори переважно високопористі (K_p змінюється від 3 до 18 %), мають тріщинно-порову структуру пустотного простору.

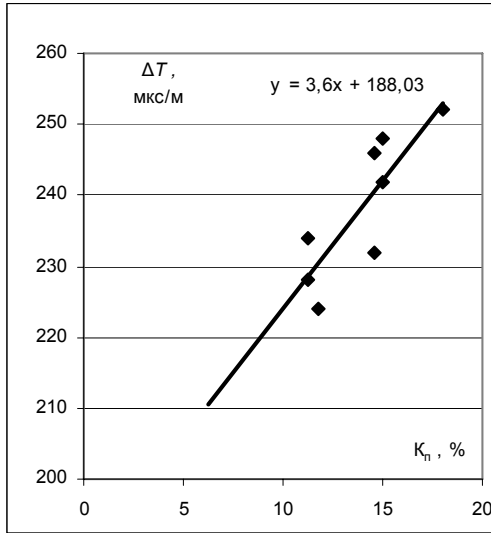
При обробці даних ГДС зазначених інтервалів свердловин використовувалася система обробки даних *Геопошук*, статистична обробка проводилася за допомогою Microsoft Excel.

При попередній обробці за системою *Геопошук* сформовано п'ять вибірок теригенних порід-колекторів візейського віку з різних продуктивних горизонтів (В-15, В-17, В-19, В-21), виділених як нафтонасичені.

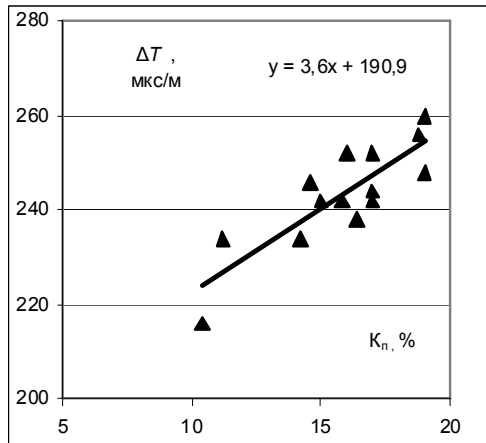
Параметри матриці моделі та початкове наближення для визначення структури пустотного простору вибрані на основі результатів досліджень, проведених для кожної вибірки окремо.

Розрахунок параметрів матриці проводився для кожного з окремих мікрофауністичних горизонтів, аналізувалися параметри матриці також і для інтервалів свердловин у цілому (рис. 10.2, а-б, 10.3, а-б). Параметри матриці, початкове наближення форматів пустот (α_i) за вибірками наводяться в табл. 10.2.

У результаті інверсії акустичних даних визначено формат пустот та їхня концентрація в породах і кількісно оцінено внесок різних типів пустот у пустотний простір порід-колекторів (рис. 10.4). Установлено, що в пластах порід-колекторів переважають пори міжзернового типу (формат пустот $\alpha = 0,9$). Концентрації тріщин ($\alpha = 0,004 \div 0,0012$) у породах змінюються від 0,2 до 1,4 % при середньому значенні 0,57 %. Значення коефіцієнта перехідної пористості (параметр $\alpha = 0,045 \div 0,05$) в породах змінюється від 0 до 9,2 % при середньому значенні 2,6 %.

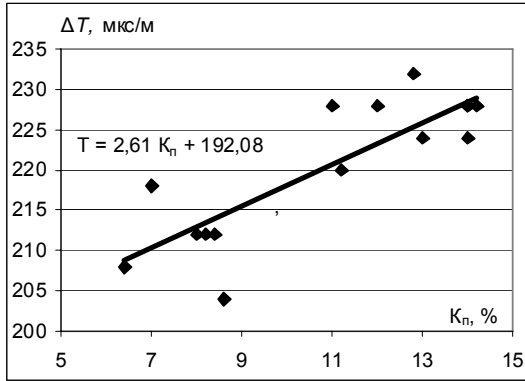


a

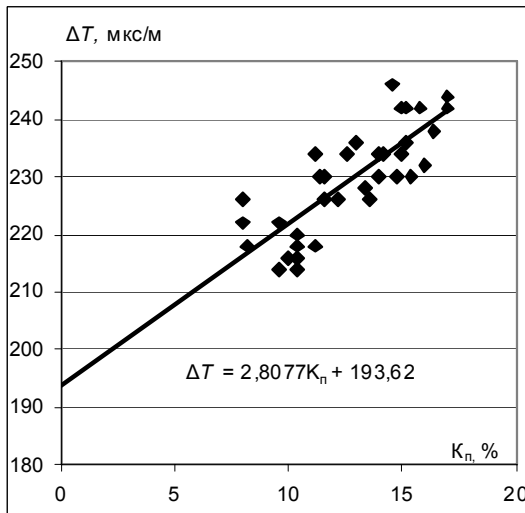


b

Рис. 10.2. Визначення $\Delta T_{ск}$ за даними ГДС за продуктивними горизонтами свердловин: *a* – В-15; *b* – В-17



a



б

**Рис. 10.3. Визначення $\Delta T_{ск}$ за даними ГДС окремих свердловин:
a – св. № 13; *б* – св. № 9**

**Таблиця 10.2. Початкове наближення форматів пустот (α_i)
і параметрів матриці теригенних порід
(пласти в інтервалах 3868–4435 м св. № 1, 2, 9, 10, 13)
Ярошівського родовища**

№ вибірки	№ св.	Параметри матриці			Формат пустот, α		
		K_2 , ГПа;	G_2 , ГПа;	ρ_2 , г/см ³			
1	1	48	24	2,603	0,9	0,05	0,004
2	2	48	18	2,603	0,9	0,05002	0,00286
3	9	47	18	2,603	0,9001	0,4556	0,00285
4	10	48	22	2,603	0,9	0,04986	0,003004
5	13	48	24	2,600	0,9	0,05001	0,001266

Серед порід-колекторів, визначених за попередньою обробкою даних ГДС, при інтерпретації виділено окремі інтервали порід-неколекторів, м:

св. № 1: 4138–4141, 4213–4216;

св. № 2: 3915,6–3918,0, 3927,2–3932,4, 3971,2–4001,2;

св. № 9: 3936,0–3937,2, 3937,2–3940,4, 3972,0–3976,0, 3976,0–3980,8, 4050,8–4054,0;

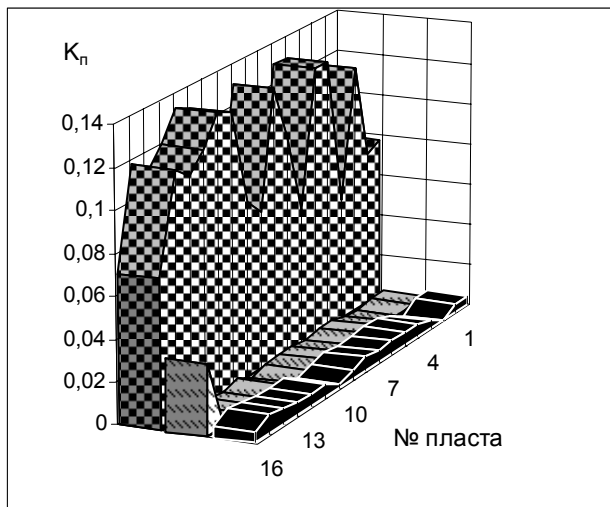
св. № 10: 3981,6–3984,4, 3989,2–3991,2, 4144,0–4145,2;

св. № 13: 3922,0–3925,6, 3929,2–3932,4, 3974,4–3977,6, 4102,4–4104,4.

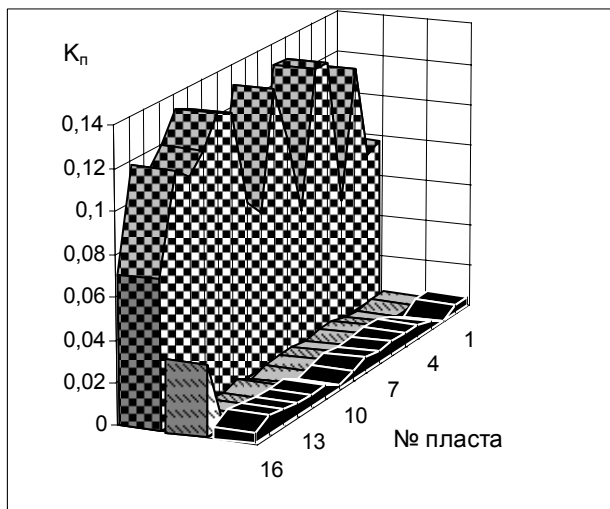
Решта (86 пластів продуктивних горизонтів В-15, В-17, В-19, В-21) визначена як колектори, причому 64 пласти – як перспективні колектори (рис. 10.4).

На основі аналізу залежності результатів випробування пластів на продуктивність від структури пустотного простору порід-колекторів встановлена кореляційна залежність між значеннями коефіцієнтів вторинної пористості та дебітами пластів свердловин.

У табл. 10.3 наведено результати кількісної оцінки ємнісних параметрів, визначено параметр питомої площі поверхні пустот ω_s нафтонасичених теригенних пластів-колекторів св. № 2, 7, 9, 10 з відомими значеннями промислових випробувань колекторів.

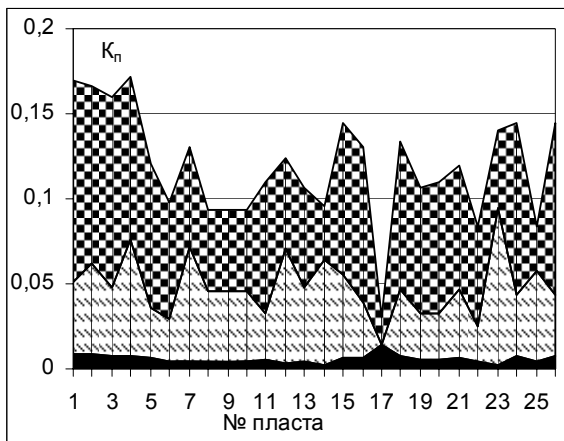


a

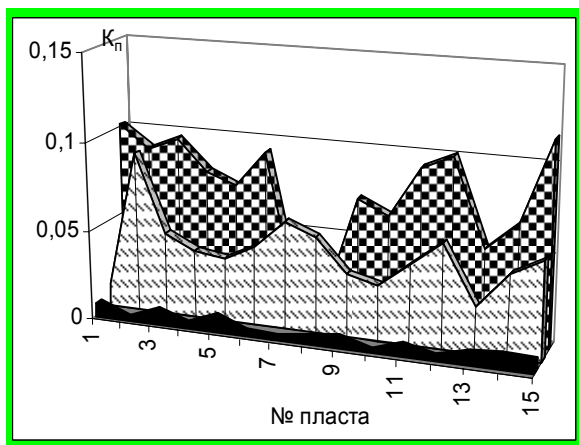


б

Рис. 10.4. Результати визначення структури пористого простору нафтонасичених порід свердловин Ярошівської площі: *a* – св. № 10, *б* – св. № 13

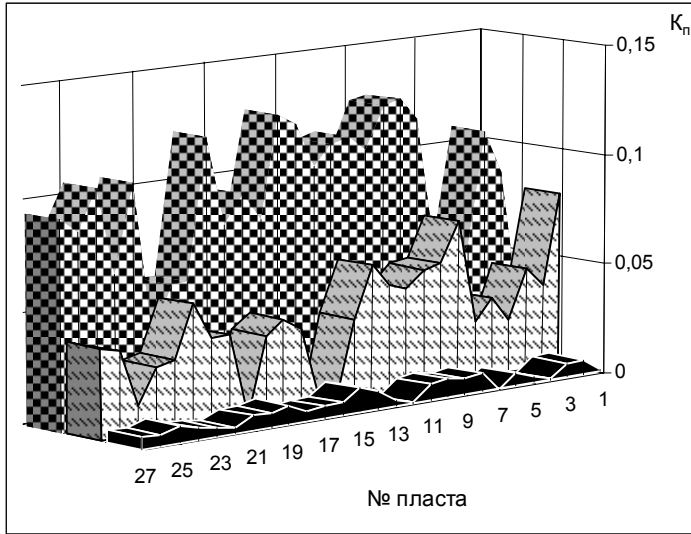


а



б

Рис. 10.4. Результати визначення структури пустотного простору нафтонасичених порід свердловин Ярошівської площі: а – св. № 1, б – св. №2 (продовження)



δ


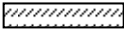

 – $K_{п\text{ між}}$,
  – $K_{п\text{ пр}}$,
  – $K_{п\text{ тр}}$

Рис. 10.4. Результати визначення структури пористого простору нафтонасичених порід свердловин Ярошівської площі: δ – св. № 9 (закінчення)

Таблиця 10.3. Результати визначення параметра питомої площі поверхні пористості і дебіт нафтонасичених пластів по свердловинах Ярошівського родовища ДДЗ

№ св.	Інтервал, м	Q , м ³ /д	ω_s
2	3868–3880	221	0,47
7	3895–3899	45,6	0,65
7	4076–4081	50	0,50
7	3910–3913	86,5	0,71
7	3948–3950	228	0,65
9	4170–4173	212	0,44
10	3887–3889	15	2,88

Залежності параметра ω_s від результатів випробування пластів на продуктивність наведено на рис. 10.5. Степенева кореляційна залежність припливу нафти від параметра питомої площі поверхні пустот для різних мікрофауністичних горизонтів візейського віку характеризується від'ємним значенням показника степеня (рис. 10.5):

$$Q = 55,2 \omega^{-1,24}.$$

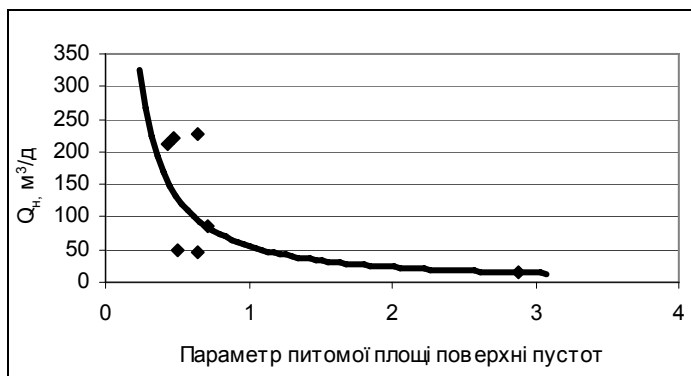


Рис. 10.5. Залежність параметра питомої площі поверхні пустот нафтонасичених порід-колекторів від дебїту пластів свердловин Ярошівського родовища

Андріяшівська площа

За результатами проведення геологорозвідувальних робіт на Андріяшівському родовищі встановлена промислова газонасність горизонтів пісковиків верхньовізейського під'ярусу і турнейського ярусу нижнього карбону: мікрофауністичні горизонти В-19 в, В-19 н, В-20+21, В-22 (візейський ярус), Т-1 і Т-2 (турнейський ярус). Горизонт В-19 є основним базисним колекторським резервуаром верхньовізейського під'ярусу.

Досліджено породи-колектори продуктивних інтервалів (4570–5526 м) порід св. № 2, 4–7, 9, 11 [126] на основі використання даних ГДС за допомогою системи Геопошук [75].

На основі вивчення промислово-геофізичних даних зі св. № 2, 4–7, 9, 11 Андріяшівського родовища ДДЗ зроблено аналіз структури пустотного простору порід-колекторів інтервалів, де були проведені промислові випробування на продуктивність.

Водомісткі колектори мають приблизно однакову структуру пустотного простору (рис. 10.6, а), де превалюють міжзернові пори ($\alpha = 0,9$) та пори перехідного типу ($\alpha = 0,05$). Концентрація тріщин (формат $\alpha = 0,001$ та $0,0001$) змінюється від 0,26 до 1,3 % (при середньому значенні 0,41). За результатами обробки можна зробити висновок, що породи відібраних пластів характеризуються великими значеннями вторинної пористості (до 7,1 % при середніх значеннях 2,4 %) і визначаються як перспективні колектори.

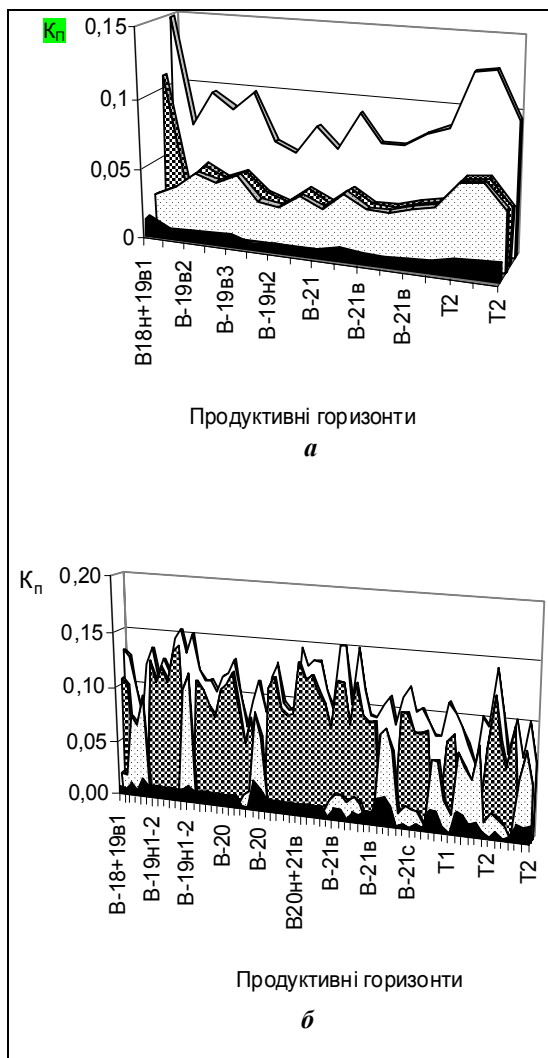
Породи-колектори, визначені при попередній обробці як газонасичені, переважно високопористі (коефіцієнт пористості змінюється від 6 до 15 %), мають різноманітнішу структуру пустотного простору (рис. 10.6, б).

Здебільшого превалює міжзернова пористість (формат $\alpha = 0,9$). Концентрації тріщин ($\alpha = 0,003$) у породах змінюються від 0,19 до 1 % при середньому значенні 0,64 %. Значення коефіцієнта перехідної пористості (параметр $\alpha = 0,05$) для порід пластів В-18 і В-19 мінімальне, а для порід пластів верхнього і середнього турнейського ярусів – максимальне і має значення 20–30 % від загального значення пористості та сягає більше 90 % в окремих випадках.

За результатами інтерпретації за розробленою методикою газонасичених порід-колекторів можна зробити висновок, що досліджені породи є колекторами, причому породи мікрофауністичних горизонтів візейського віку В-18 і В-19 більш перспективні, а турнейського віку (Т-1 і Т-2) – менш перспективні в промисловому відношенні.

За результатами промислових випробувань інтервалів свердловин у пластах вибірок порід № 1–3 зафіксовано припливи газу до 275 000 м³/д, газоконденсату – до 470 000 м³/д та конденсату до 172 м³/д; а в горизонтах пісковиків верхньовізейського під'ярусу (продуктивні горизонти В-18, В-19, В-20 і В-21) і турнейського ярусу нижнього карбону встановлено невеликі дебїти води.

Для інтервалів порід свердловин № 2, 4–7, 9, 11, де отримані притоки пластових флюїдів, спостерігається кореляція значень коефіцієнтів тріщинної й вторинної пористості та дебїтів свердловин. Для всіх пластів визначено параметр питомої площі поверхні пустот (ω) і проаналізовано його зв'язок із припливом продукту (газу, газоконденсату, конденсату, води).



$K_{п(НГК)}$,

 $K_{п\text{ між}}$,

 $K_{п\text{ пр}}$,

 $K_{п\text{ тр}}$

Рис. 10.6. Структура пустотного простору порід-колекторів окремих інтервалів свердловин Андріяшівського родовища: *а* – водонасичених порід-колекторів (вибірка № 4); *б* – газонасичених порід-колекторів (вибірки № 1–3)

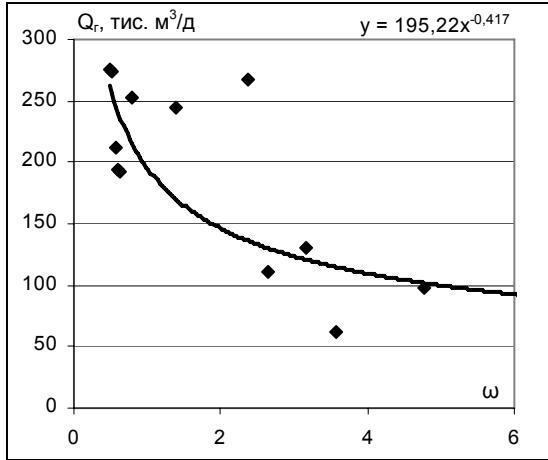
Таким чином, проведено аналіз структури пустотного простору окремих інтервалів порід-колекторів Андріяшівського родовища, досліджено зв'язок з результатами випробувань на продуктивність. Установлено, що параметр ω як якісно, так і кількісно характеризує ступінь продуктивності порід-колекторів. У досліджених інтервалах виділено зони суттєво понижених значень параметра ω , які автори характеризують як зони розвинення перспективних колекторів.

За кросплотами характеристик значення припливу продукту (Q) від параметра питомої площі поверхні пустот (ω) для різного віку порід визначається (майже скрізь) однотипна строго степенева залежність припливу продукту Q від ω з від'ємними значеннями показника степеня (рис. 10.7):

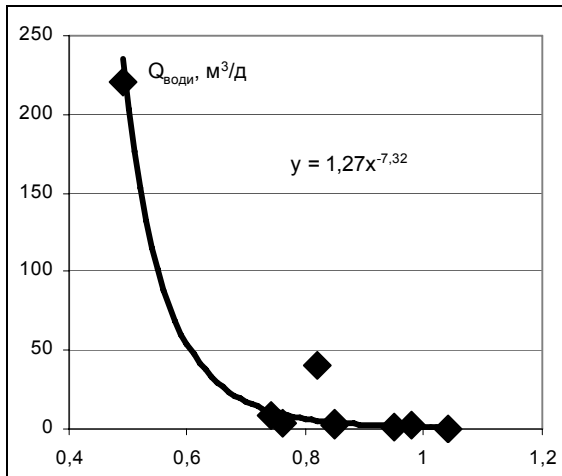
- для пластів із припливом газу $Q = 237,85 \omega^{-0,48}$;
- для пластів із припливом газоконденсату $Q = 195,22 \omega^{-0,41}$;
- для пластів із припливом конденсату $Q = 101,83 \omega^{-0,308}$;
- для пластів із припливом води $Q = 1,27 \omega^{-7,32}$.

Таким чином, застосування розробленої методики на Андріяшівському родовищі дозволило отримати цінну інформацію:

- оцінено структуру пустотного простору, типи колекторів, кількісно оцінено ємнісні властивості порід-колекторів;
- розраховано параметр питомої площі поверхні пустот досліджених пластів, проведено аналіз його зв'язку з дебітом пластів свердловин;
- розраховані статистичні залежності дебіту свердловин від параметра питомої площі поверхні пустот дають право прогнозувати дебіти газових і газоконденсатних свердловин Андріяшівського родовища.



a



б

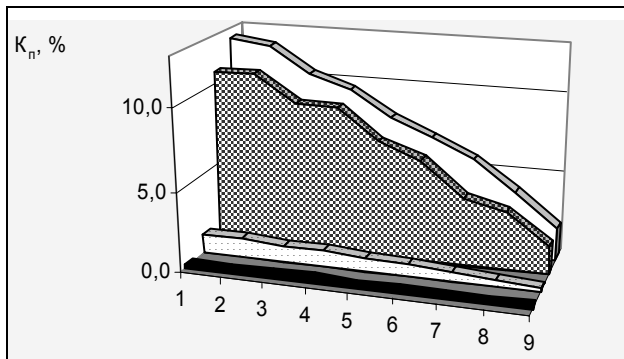
Рис. 10.7. Діаграма залежності значень притоків (за даними промислових випробувань порід) від питомої площі поверхні пустот в інтервалах св. № 2, 4–7, 9, 11: *a* – газу; *б* – води

Березівська площа

По свердловині Березівська № 35 було вивчено 7 пластів тонкозернистих пісковиків візейського ярусу (інтервал 5600–5672 м) [2]. Породи-колектори виділено на основі інтерпретації комплексу ГДС, коефіцієнти пористості змінюються від 2 до 12,3 %. Тип колектора за методом двох пористостей (НГК, АК) визначено як тріщинно-поровий.

У результаті обробки встановлено, що пустотний простір вивчених пластів пісковиків представлений в основному міжзерновими порами (89,6 % об'єму всіх пустот), а також у незначній кількості – перехідними мікротріщинами і порами (9,7 % об'єму всіх пустот), при цьому майже відсутня мікротріщинуватість (1,6 % об'єму всіх пустот) (рис. 10.8). У процесі оптимізації параметри матриці практично не змінилися, що підтверджує доцільність їхнього вибору за петрофізичними даними.

При наступних випробуваннях випробувачем пластів на трубах (ВПТ) у свердловині притоків газу з даного інтервалу зафіксовано не було, що непрямо підтверджує отримані результати.



□ – $K_{п\ заг}$, ▣ – $K_{п\ між}$, ▤ – $K_{п\ пр}$, ■ – $K_{п\ тр}$

Рис. 10.8. Внесок різних типів пористості в загальний об'єм пустотного простору (пісковики свердловини Березівська № 35 в інт. 5600–5672 м)

Наріжнянська площа

На свердловині Наріжнянська № 13 вивчалися візейські відклади – це дрібно- та грубозернисті пісковики з прошарками аргілітів, вапняки з відбитками фауни, із включеннями білого кальциту та аргіліту і відклади середнього карбону (московський та башкирський яруси), представлені глинами, алевролітами, пісковиками, вапняками [154].

У свердловині Наріжнянська № 13 відклади пісковиків вивчено в інтервалі 3843,2–3860 м (8 пластів) різної потужності (від 1,2 до 4,2 м) з пористістю від 10,6 до 23,3 %.

За даними інверсії швидкостей встановлено, що структура пустотного простору вивчених порід (табл. 10.4) представлена міжзерновою пористістю (93,8 %) і лише 4,1 % – це перехідні мікротріщини і пори, 2,1 % – мікротріщини.

Таблиця 10.4. Розподілення різних типів пустот для експериментальних даних у пластах пісковиків по свердловині Наріжнянська № 13 (в інтервалі 3843,2–3860 м)

№ пласта	K_n (ПГК), %	V_p (АК), км/с	V_p (теор.), км/с	$K_{п\text{ між}}$, %	$K_{п\text{ пр}}$, %	$K_{п\text{ тр}}$, %
1	23,3	4,566	4,514	22,3	1,0	0,5
2	19,2	5,181	5,144	18,1	0,8	0,4
3	18,3	4,975	5,023	17,2	0,8	0,4
4	17,2	5,128	5,160	16,1	0,7	0,4
5	16,5	5,141	5,185	15,5	0,7	0,4
6	14,7	5,236	5,284	13,8	0,6	0,3
7	12,5	5,433	5,446	11,8	0,5	0,3
8	10,6	5,650	5,585	9,9	0,4	0,2

Одержані результати дозволяють зробити висновок про те, що основним ємнісним і фільтраційним простором для колекторів-пісковиків є порово-тріщинний, що характерно для продуктивних товщ пісковиків на цих глибинах.

При випробуваннях (ВІТ) в інтервалі 3848,4–3920,4 м отримано приток газу 105 000 м³/д. На основі проведених досліджень кількісної оцінки структури пустотного простору визначено параметр питомої площі поверхні пустот інтервалу 3848,4–3920,4 м, де одержано приток газу. Значення ω , отримане за даними цієї свердловини ($\omega = 4,39$), буде використовуватися при аналізі впливу параметра питомої площі поверхні пустот на дебіт пластів свердловин газонасичених теригенних порід у цілому по ДДЗ.

Семиреньківська площа

Досліджуваний інтервал порід (5232–5573 м) св. № 2 Семиреньківської структури належать до візейського ярусу, відклади якого в нижній частині складені чергуванням вапняків з прошарками аргілітів, і у верхній – піщано-глинистою товщею з малопотужними прошарками вапняків.

У результаті використання методики визначено структуру пустотного простору виділених порід-колекторів за даними акустичних свердловинних досліджень (рис. 10.9), а також тип колектора і кількісно оцінено ємнісні параметри.

В інтервалах промислових випробувань пластів визначено параметр питомої площі пустот інтервалів промислових випробувань:

▪ 5516–5546	$\omega = 2,68$	$Q \text{ (м}^3\text{/д)} = 250\ 000$
▪ 5369–5380	$\omega = 5,78$	$Q \text{ (м}^3\text{/д)} = 191\ 000$
▪ 5505–5562	$\omega = 5,56$	$Q \text{ (м}^3\text{/д)} = 268\ 600$

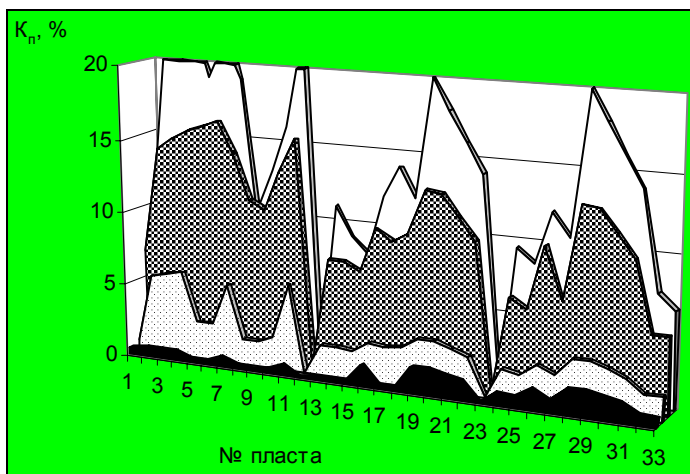


Рис. 10.9. Внесок різних типів пористості в загальний об'єм пустотного простору свердловини Семиреньківська № 2 (інт. досліджень: 5246–5558 м). (Умовні позначення див. на рис. 10.8)

Значення, отримані за даними цієї свердловини, використовуватимуться при аналізі впливу параметра питомої площі поверхні пустот на дебіт пластів свердловин теригенних порід у цілому при аналізі матеріалів ДДЗ.

10.2. АНАЛІЗ СТРУКТУРИ ПУСТОТНОГО ПРОСТОРУ КАРБОНАТНИХ ПОРІД

10.2.1. Геологічна характеристика об'єктів дослідження

Породи візейських відкладів представлені вапняками, розподіленими нерівномірно на різних стратиграфічних рівнях. Візейська товща поділяється на два під'яруси. У нижньовізейському під'ярусі нижню частину утворюють теригенні відклади, у верхній частині виділяється карбонатна товща. Візейські карбонатні відклади (так звана візейська карбонатна "плита") останнім ча-

сом переважною більшістю дослідників розглядаються як сукупність різновікових і різнофаціальних карбонатних утворень. "Плиту" поділяють на дві світи: яблунівську – ранньовізейського віку, представлену переважно масивними темними вапняками, і мошковську – пізньовізейського віку, складену світлими, переважно органогенними утвореннями, до яких приурочені продуктивні горизонти від В-22 до В-14.

При дослідженнях карбонатних порід-колекторів безпосередньо вивчалися вапняки нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону, які представлені:

- прихованокристалічними вапняками з мозаїчними текстурами від перекристалізації органічного детриту та глинистого субстрату;
- вапняками з відбитками фауни із включеннями білого кальциту та аргіліту;
- вапняками прихованокристалічними тріщинуватими;
- масивними прихованокристалічними тріщинуватими глинистими вапняками.

10.2.2. Результати практичного застосування методики

У зв'язку з неможливістю навести повний граф інтерпретації даних з усіх об'єктів досліджень у роботі наводяться результати визначення структури пустотного простору інтервалів свердловин карбонатних порід, а як приклад – результати обробки по інтервалах свердловин № 1, 4, 5 Мачуської площі.

Мачуська площа

Авторами досліджувалися інтервали порід нижньовізейського під'ярусу: породи св. № 1 (5135–5434 м), № 4 (5187–5432 м) і св. № 5 (5135–5430 м), представлені прихованокристалічними тріщинуватими вапняками з пористістю від 0,6 до 8,5 % (за даними ПЕГДС).

Таблиця 10.5. Карбонатні породи,
які досліджувалися за методикою авторів

Свердловина	Інтервал (м)
Наріжнянська № 13	3840–3865
Новомиколаївська № 42	2488–2820м
Мачуська № 1	5135–5434
Мачуська № 4	5187–5432
Мачуська № 5	5293–5442
Загорянська № 2	4930–5050, 5200–5350

Інтерпретація даних ГДС з окремих пластів свердловин проводилася за розробленою методикою за допомогою системи обробки *Геопошук*. З інтегрованої бази даних системи були використані las-файли методів ГДС: АК, ГК, НГК (рис. 10.10), коефіцієнт пористості, розрахований в ПЕГДС (м. Полтава) за даними ННК_г; для визначення початкового наближення структури пустотного простору використовувалися петрофізичні та інші геолого-геофізичні дані [128].

При аналізі результатів попередньої обробки даних ГДС у цих свердловинах виділено окремі групи порід-колекторів з близькою структурою пустотного простору. Для восьми вибірок пластів визначено дані за початковим наближенням: ефективні модулі об'ємного стиску та зсуву й щільність скелета порід і пустотних заповнювачів, початкове наближення структури пустотного простору (приклад на рис. 10.11).

Результати інверсії даних ГДС у структуру пустотного простору наведено на рис. 10.12, де кількісно оцінено внесок усіх типів пористості (тріщинної, кавернозної, вторинної) у загальну пористість.

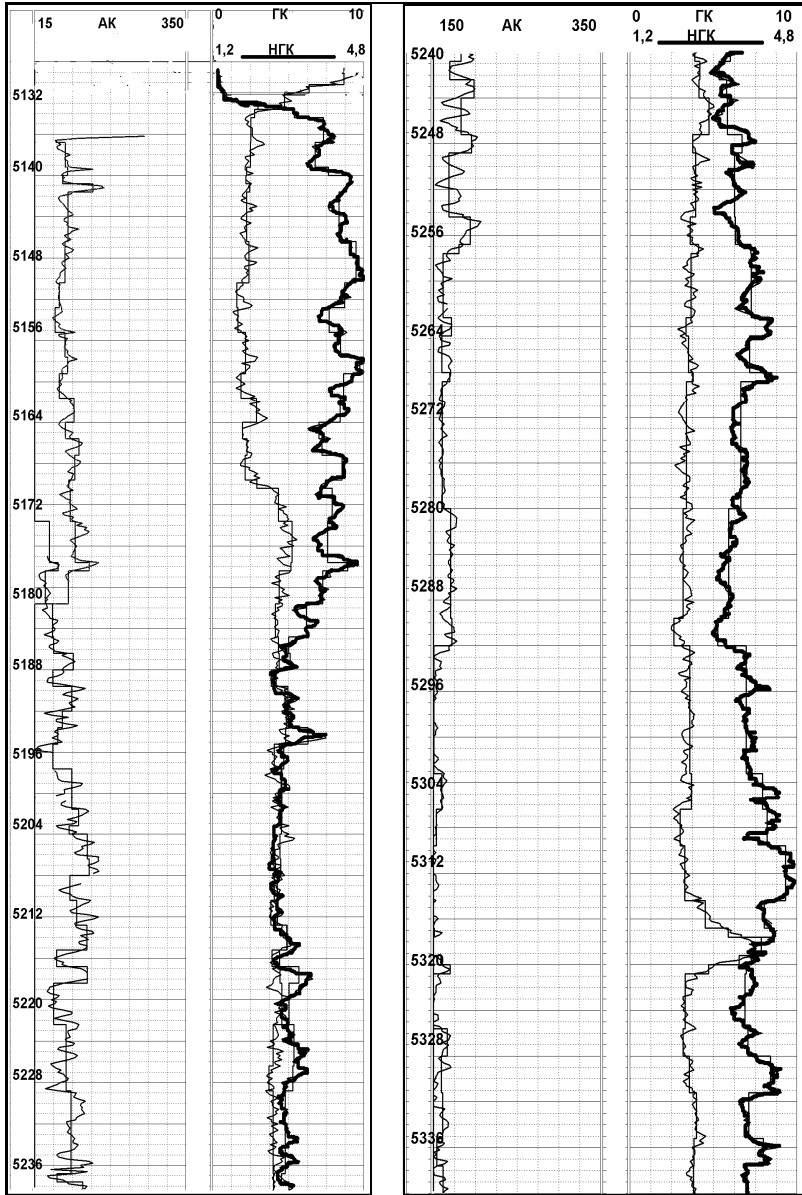


Рис. 10.10. Дані ГДС інтервалу свердловини Мачуська № 4

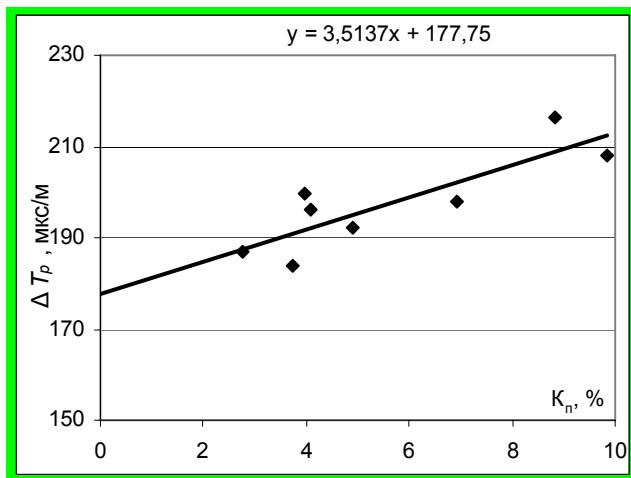


Рис. 10.11. Визначення $\Delta T_{ск}$ за даними ГДС свердловини Мачуська № 4 (інт. 5187–5232 м)

У результаті обробки даних виділено чотири групи порід:

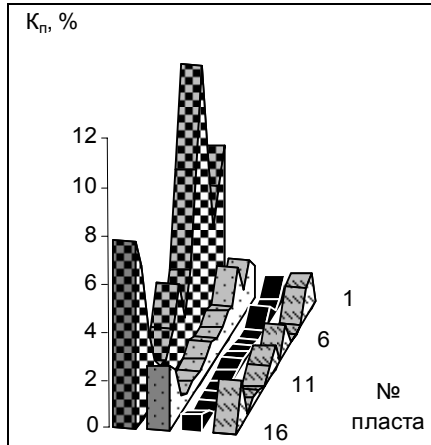
- колектори з високими значеннями тріщинної пористості;
- колектори з високими значеннями кавернозної пористості;
- колектори з високими значеннями вторинної пористості;
- породи-неколектори.

До першої групи порід можна віднести пласти інтервалів свердловин:

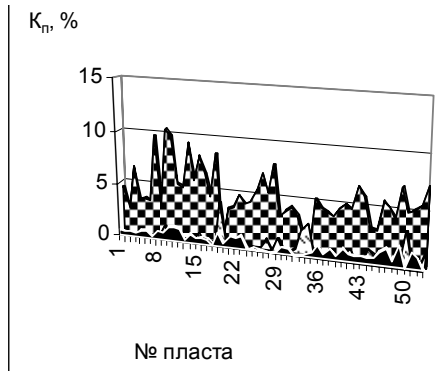
- св. № 1 – 5135–5140, 5155–5163, 5430–5434 м, де коефіцієнт тріщинної пористості $K_{птр}$ має великі значення ($K_{птр} \div 1,04 - 0,75 \%$), а кавернозна пористість відсутня;
- св. № 4 – 5187–5218, 5223,2–5251,6, 5253,6–5265,5, 5300,3–5308,4, 5322,6–5412,7, 5417,6–5432,6 м, де коефіцієнт тріщинної пористості $K_{птр}$ має великі значення ($K_{птр} \div 1,28 - 0,39 \%$);
- св. № 5 – 5370,8–5376,4; 5418,0–5435,2 м, де коефіцієнт тріщинної пористості $K_{птр}$ має доволі великі значення ($K_{птр} \div 0,47 - 0,55 \%$) і великі значення коефіцієнта вторинної пористості ($K_{п.вт} \div 2,96 - 3,59 \%$).

Друга група порід включає інтервали:

- св. № 1 (інт. 5145–5148, 5151–5155, 5200–5208, 5211–5215, 5218–5222, 5412–5420 м) характеризується великими значення коефіцієнта кавернозної пористості ($K_{п\text{кав}} \div 1,83 - 0,53$ %) і невеликими значеннями коефіцієнта тріщинної пористості ($K_{п\text{тр}} \div 0,19 - 0,48$ %).

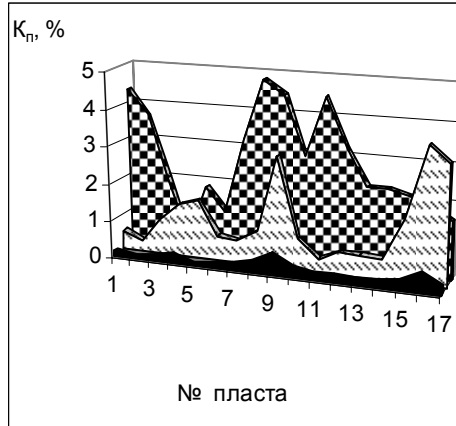


a



б

Рис. 10.12. Внесок різних типів пористості в загальний об'єм пустотного простору карбонатних порід-колекторів свердловин Мачуського родовища: *a* – № 1 в інт. 5135–5420 м; *б* – № 4 в інт. 5187–5432 м



в





 – $K_{п. кав}$,
  – $K_{п. між}$,
  – $K_{п. пр}$,
  – $K_{п. тр}$

Рис. 10.12. Внесок різних типів пористості в загальний об'єм пустотного простору карбонатних порід-колекторів свердловин **Мачуського родовища:** в – № 5 в інт. 5293–5442 м (закінчення)

До третьої групи порід віднесено пласти з доволі великими значеннями коефіцієнта вторинної пористості ($K_{п. вт} \div 0,86 - 3,16 \%$) та невеликими значеннями коефіцієнта тріщинної пористості $K_{п. тр}$ ($K_{п. тр} \div 0,07-0,23 \%$). Це пласти св. № 5 в інтервалах: 5315,8–5348,0; 5361,2–5379,8; 5406,0–5442,0 м.

Породи четвертої групи нами були віднесені до неколекторів ($K_{п. тр} \div 0,03-0,17 \%$, $K_{п. кав} \div 0-0,31 \%$).

За даними ПЕГДС в інтервалах отримано притоки газу:

- у св. № 4 в інтервалах 5210–5220 м $Q_{г} = 1\,770\,000 \text{ м}^3/\text{д}$ та в 5257–5279 м – $Q_{г} = 1\,820\,000 \text{ м}^3/\text{д}$;
- у св. № 5 в інтервалі 5357–5475 м $Q_{г} = 1500 \text{ м}^3/\text{д}$.

За даними ПЕГДС промислові випробування дослідженого інтервалу у св. № 1 були ускладнені великим пластовим тиском і фонтаном газу з порід, що залягають нижче.

В інтервалах, де отримано притоки газу, розраховано значення параметра питомої площі поверхні пустот (параметр ω), які становили 0,39 і 2,26 в інтервалах 5210–5220 та 5257–5279 м свердловини Мачуської площі № 4 і 1,095 в інтервалі 5357–5475 м свердловини Мачуська № 5, що використовуватимуться для аналізу досліджуваного параметра для карбонатних газонасичених порід.

Загорянська площа

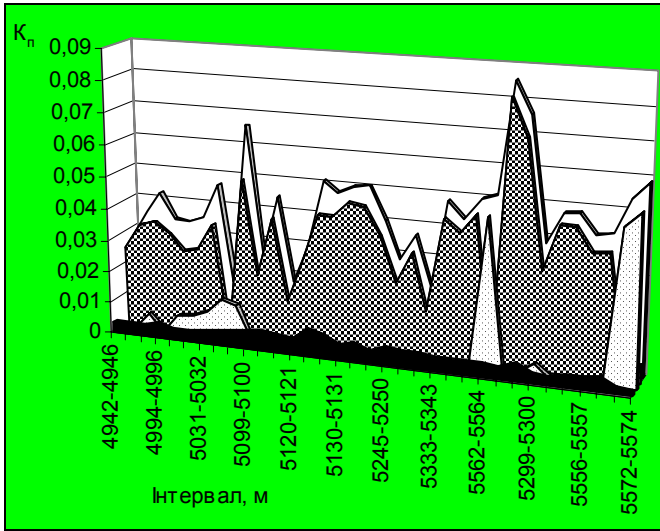
Об'єктом досліджень на Загорянській площі є пласти-колектори св. № 2 (інт. 4942–5437 м), представлені вапняками темно-сірими, міцними тонкозернистими часто з прошарками мікрофауни, іноді із включеннями кварцу і сидериту (19 пластів). Загальна пористість змінюється від 1,2 % до 7,21 %, а відкрита пористість за даними керна визначена тільки на інтервалі 5313–5323 м і становить 0,3–0,44 %, густина коливається від 2,47 до $2,69 \cdot 10^3$ кг/м³, а за даними керна на інтервалі 5313–5323 м становить $2,71-2,0 \cdot 10^3$ кг/м³ [155].

Інтерпретація даних ГДС зі свердловини Загорянська № 2 (інт. 4942–5437 м) проводилася за розробленою методикою з допомогою системи обробки АРМ-ГДС. Із методів ГДС використовувалися для розрахунків дані АК, АК_ш, ГГК_г, коефіцієнт пористості, визначений в ТЦОГІ (м. Київ); для визначення початкового наближення структури пустотного простору використовувалися петрофізичні та інші геолого-геофізичні дані.

При аналізі результатів попередньої обробки даних ГДС із цієї свердловини виділено окремі групи порід-колекторів з близькою структурою тріщинно-порового простору. Для чотирьох вибірок шарів визначено дані з початкового наближення: ефективні модулі об'ємного стиску і зсуву та щільність скелета порід і пустотних заповнювачів, початкове наближення структури пустотного простору.

У результаті проведеної інтерпретації та кількісної оцінки пустотного простору виділено 34 продуктивних інтервали, визначених як колектори тріщинно-порового і тріщинного типу із загальною пористістю від 1,6 до 7,8 %, третина з яких є колекторами тріщинного типу (рис. 10.13).

За результатами досліджень випробувачем пластів на трубах (ВПТ) отримано притоки газу, газоконденсату та води (табл. 10.7).



□ – $K_{п. заг}$, ▨ – $K_{п. між}$, ▤ – $K_{п. пр}$, ■ – $K_{п. тр}$

Рис. 10.13. Структура пустотного простору порід-колекторів свердловини Загорянська № 2 (інт. 4942–5437 м)

Таблиця 10.7. Аналіз результатів визначення параметра питомої площі поверхні пустот (ω) із дебітом пластів

Інтервал, м	Газ, м ³ /д	Конденсат, м ³ /д	Вода, м ³ /д	ω
4940–5052	50 900	109,4	–	23
5237–5248	102 500	3,36	–	7,4
5210–5236	112 800	4,8	6,7	6,4

У цих інтервалах (табл. 10.7) у результаті інтерпретації виділено пласти-колектори:

- на першому – 7 пластів загальною потужністю 13 м з порово-тріщинною структурою пустотного простору ($K_{п. тр} \div 0,2547-0,4016$ %; $K_{п. вт} \div 0,33-1,12$ % за загальної пористості $K_{п. заг} \div 2,7-4,6$ %);
- на другому – 3 пласти загальною потужністю 9 м з порово-тріщинною структурою $K_{п. тр} \div 0,3347-0,5262$ %; $K_{п. вт} \div 0,3347-0,5483$ % за загальної пористості $K_{п. заг} \div 2,8-5,0$ %);
- на третьому виділено 1 пласт потужністю 2 м з порово-тріщинною структурою ($K_{п. тр} = 0,5162$ %; $K_{п. вт} = 0,5319$ % за загальної пористості $K_{п. заг} = 5,04$ %).

Крім цього, виділено пласти-колектори на більших глибинах, в основному невеликої потужності (1–5 м), а пласт потужністю 10 м – на глибині 5333–5343 м тріщинного типу ($K_{п. тр} = 0,3238$ %; за загальної пористості $K_{п. заг} = 4,75$ %).

За результатами досліджень визначено параметр питомої площі пустот інтервалів промислових випробувань. Аналіз результатів визначення ω із дебітом пластів наводиться в табл. 10.7.

Значення, отримані за даними цієї свердловини, використовуватимуться при аналізі впливу параметра питомої площі поверхні пустот на дебіт пластів свердловин теригенних порід у цілому по ДДЗ.

Наріжнянська площа

На Наріжнянській св. № 13 вивчалися візейські відклади та відклади середнього карбону (московський і башкирський яруси) – це вапняки з відбитками фауни, із включеннями білого кальциту та аргіліту в інтервалі 3973,2–3989,6 м з пористістю від 2,9 до 5,8 %.

За результатами інверсії встановлено, що 52,2 % пустотного простору вивченої товщі вапняків займають міжзернові пори, 29,3 % – перехідні мікротріщини і пори, 18,5% – мікротріщини. Це для середніх значень пористості в даному інтервалі (5,4 %) становить 0,8 % (рис. 10.14).

У зв'язку з низькими значеннями загальної пористості, при класичному варіанті обробки без вивчення структури пустотного простору ця товща як колектор має слабкий інтерес. Усе ж за наявності даного рівня тріщинуватості її фільтраційні характеристики різко зростають. За таких обставин у певних умовах виникає можливість отримання промислових притоків вуглеводнів.

За результатами випробувань в інтервалі глибин 3928,8–4005,2 м (ВПТ) отримано приток газу 76 600 м³/добу. У цьому інтервалі за наведеною раніше методикою розраховано значення параметра питомої площі поверхні пустот (параметр ω), яке становило 5,46.

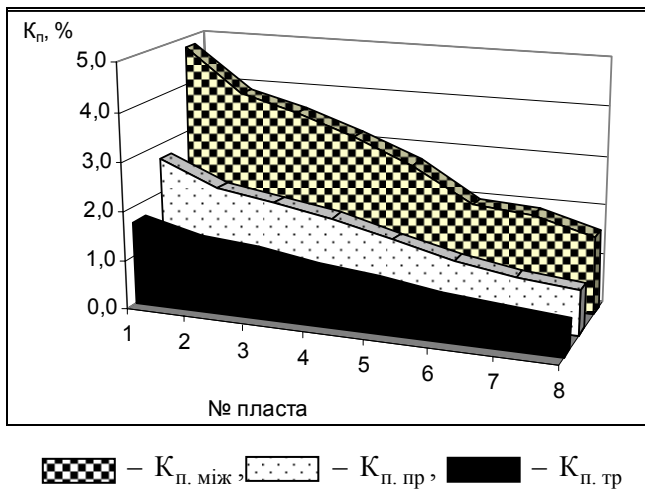


Рис. 10.14. Внесок різних типів пористості в загальний об'єм пустотного простору (вапняки свердловини Наріжнянська № 13 в інт. 3973,2–3989,6 м)

Новомиколаївська площа

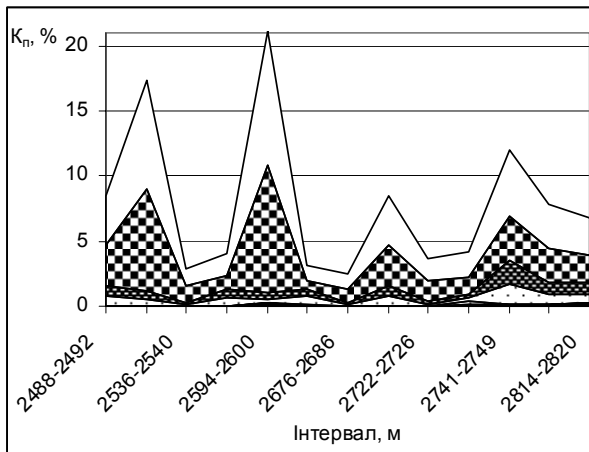
У монографії наводиться приклад дослідження структури пустотного простору порід-колекторів св. № 42 (інт. 2488–2820 м), що представлені темно-коричневими, сірими, темно-сірими

масивними прихованокристалічними тріщинуватими глинистими вапняками нижньовізейського під'ярусу [127]. За даними ПЕГДС петрофізичні властивості змінюються в межах: відкрита пористість $K_{п. відкр} = 0,9 \div 4,9 \%$, проникність $K_{пр} = 0,13 \div 2,7$ мД, густина змінюється від 2,61 до 2,68 г/см³, карбонатність $C = 9 \%$.

Результати обробки даних ГДС по свердловині Новомиколаївська, 42 (інт. 2488–2820 м), яка проводилася за розробленою методикою, наводяться на рис. 10.15.

За даними інтерпретації виділено три групи пластів:

- перспективні колектори із сильно розвинутою тріщинуватістю;
- менш перспективні колектори з розвинутою вторинною пористістю;
- неперспективні пласти, виділені при попередній обробці як колектори.



□ – $K_{п. заг}$, ▣ – $K_{п. між}$, ▤ – $K_{п. пр}$, ■ – $K_{п. тр}$, ▨ – $K_{п. кав}$, ▩ – $K_{п. вт}$

Рис. 10.15. Внесок різних типів пористості в загальний об'єм пустотного простору (вапняки свердловини Новомиколаївська № 42 в інт. 2488–2820 м)

До першої групи порід належить пласт в інтервалі 2814–2820 м. Коефіцієнт вторинної пористості $K_{п. вт} = 0,94 \%$, тріщинної пористості $K_{п. тр} = 0,32 \%$, що становить 10,1 % від загальної пористості.

До другої групи порід віднесено пласти (інт. 2594–2600, 2736–2749, 2780–2784 м) з невеликою тріщинною пористістю ($K_{п. тр} \div 0,14\text{--}0,2$, що становить до 4,2 % від загальної пористості), наявність пластів із кавернозною пористістю ($K_{п. кав} \div 0,08\text{--}0,37$) та з доволі великими значеннями вторинної пористості ($K_{п. вт}$ – до 1,7, що становить 34 % від загальної пористості). В інтервалі 2594–2600 м при промислових випробуваннях отримано фонтан газу та подальше слабке його виділення, а в інтервалі 2741–2749 м – приток газу 20 000 м³/д. У цьому інтервалі розраховано значення параметра питомої площі поверхні пористості (параметр ω), яке становило 0,89.

Третя група порід характеризується низькими значеннями коефіцієнта тріщинної пористості ($K_{п. тр} \div 0,01\text{--}0,07$, що становить у середньому 0,7 % від загальної пористості). В інтервалах порід цієї групи (2488–2492, 2508–2516, 2536–2540, 2676–2682, 2686–2745 м) проводилися промислові випробування, але притоку отримано не було.

10.3. ВИЗНАЧЕННЯ СТРУКТУРИ ПУСТОТНОГО ПРОСТОРУ КРИСТАЛІЧНИХ ПОРІД І КОЛЕКТОРІВ КОРИ ВИВІТРЮВАННЯ КОРИННИХ ПОРІД

Для ілюстрації універсальності методики у монографії описуються приклади дослідження структури пустотного простору продуктивних інтервалів з кори вивітрювання та поверхні кристалічного фундаменту Юліївської площі ДДЗ (рис. 10.1).

10.3.1. Геологічна характеристика об'єкта дослідження

Св. № 10 пробурена в східній периклінальній частині Юліївського підняття з метою пошуків нафти і газу в породах нижньокам'яновугільних відкладів і породах кристалічного фундаменту.

Юліївське підняття розташоване в північно-східній частині ДДЗ на північному продовженні великої антиклінальної структури [156]. У межах Юліївської площі серед порід фундаменту розповсюджені біотитові, рідше роговообманково-біотитові калішпатові й рожево-зелено-сірі, частково сіро-рожеві плагіограніти і плагіомігматити. Особливістю будови кристалічного фундаменту Юліївської площі є те, що в пізній період формування в умовах падіння температур процеси дислокаційного метаморфізму проявлялися, можливо, у появі зон інтенсивної тріщинуватості й вторинного розсланцювання, особливо на ділянках розвитку метабазитів. Циркуляція гідротермально-метасоматичних розчинів на цих ділянках сприяла метасоматичним перетворенням породи, утворенню в них низькотемпературних мінеральних асоціацій. Ці процеси відбувалися на рівні епідот-амфіболітової й зеленосланцевої фацій метаморфізму. Найбільшу проникність для розчинів мали горнблендити і метасоматично змінені амфіболіти.

Продуктивний на нафту і газ горизонт складено сіро-зеленими, дрібно-середньозернистими без ознак смугастості й кристалізаційної сланцюватості хлорит-амфібол-кальцит-плагіоклазовими метасоматитами, які утворилися по амфіболітах у процесі накладеного дислокаційного метаморфізму і наступних перетворень, що супроводжувалися притоками гідротермально-метасоматичних розчинів. На заключному етапі діафоринних перетворень у складі гідротермально-метасоматичних розчинів різко збільшилася кількість вуглекислоти, що призвело до інтенсивної карбонатизації порід, які утворилися.

В інт. 3554–4600 м (рис. 10.16) свердловиною пройдені утворення кристалічного фундаменту. Верхня частина його (шар № 38) представлена (за керном) брекчієподібним діоритом, слабобозцементованим, дуже тріщинуватим. Нижче залягають кристалічні граніти з рідкими вкрапленнями піриту.

За результатами інтерпретації комплексу ГДС на якісному рівні встановлено, що в розрізі виділяються три типи колекторських зон.

Перший тип характеризується затуханням повздовжніх і поперечних хвиль на фазокореляційних діаграмах (ФКД), пониженим опором за даними БК, підвищеними значеннями ΔT за даними АК та АК_ш, а також порізаністю кривої мікробокового каротажу (МБК). Другий тип характеризується набором тих же ознак за даними ГДС, що й перший, але, крім того, спостерігається повне затухання на ФКД хвилі Лемба–Стоунлі. Третій тип – за методами опорів відмічаються дещо знижені значення порівняно із вмісними щільними породами.

Найбільш перспективними є колекторські зони першого і другого типів. Із них в основному і були отримані притоки пластових флюїдів при випробуваннях у відкритому стволі за допомогою випробувача пластів на трубах (ВПТ).

10.3.2. Результати практичного застосування методики

Методика інверсії акустичних даних по свердловині Юліївська, 10 побудована на основі обробки даних стандартного комплексу методів геофізичних досліджень свердловин: нейтронний гамма-каротаж – НГК, гамма-каротаж – ГК, акустичний каротаж – АК, боковий каротаж – БК, гамма-гамма-густинний каротаж – ГГК_г, а також з використанням даних АК_ш. Математичні моделі колектора побудовані на основі сучасних знань про структуру пустотного простору порід-колекторів, рішення прямої задачі методами стохастичної механіки та стійкого рішення задачі обернення акустичних даних у розподіл пустот за їхніми форматами.

Обробка діаграм була зроблена провідними спеціалістами Полтавської ЕГДС за стандартною методикою обробки. На наступному етапі автором проводилася статистична обробка інт. 3552–3702 м з метою вивчення розподілу пористості за типами з урахуванням потужності шарів і розподіленням порід розрізу на петрографічні різновиди.

Ефективні пружні модулі матриці розраховувалися через усереднені модулі породотвірних мінералів. Покомпонентний склад порід задавався на основі результатів комплексної інтерпретації даних ГДС (ТЦОГІ).

За попередньою обробкою виділено три групи порід:

- водонасичені,
- нафтонасичені,
- щільні породи.

Початкове наближення параметрів матриці всіх груп порід визначалося за статистичною обробкою. Приклад визначення параметрів скелета наведено на рис. 10.16.

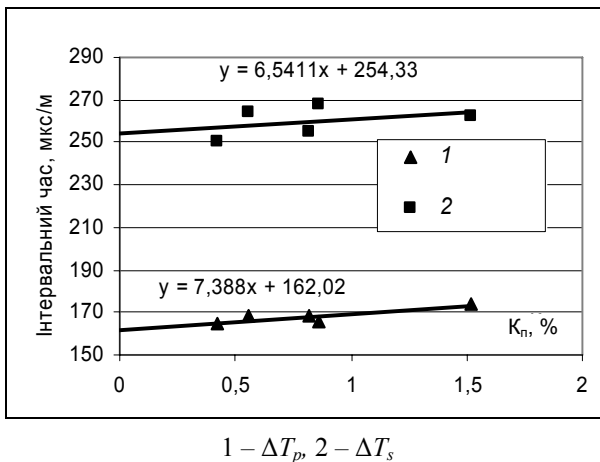


Рис. 10.16. Визначення швидкостей скелета порід (вибірка 1 – водонасичені породи)

Тип колектора за даними АК_ш з використанням результатів опису ядра початково охарактеризовано як тріщинний.

Параметри пустотних наповнювачів визначені за БК і відповідають мінералізованій воді: $K_1 = 2,206$ ГПа, $G_1 = 0$ ГПа, $\rho_1 = 1,049$ г/см³.

Таблиця 10.8. Параметри матриці порід свердловини Юлівська, 10

№ вибірки	Інтервал, м	K^*_2 , ГПа; G^*_2 , ГПа; ρ^*_2 , г/см ³
1	3677–3702	84,0, 37,0, 3,5
2	3598–3600, 3619–3665	88,0, 29,0, 3,5
3	3554–3556	107,0, 20,0, 3,0

У результаті інверсії встановлено (табл. 10.9, рис. 10.17), що практично весь пустотний простір вивчених інтервалів кристалічних порід займають перехідні пустоти і мікротріщини, які генетично належать до вторинних пустот.

Для порід в інт. 3598–3600, 3619–3665 м характерні значення пористості від 0,82 до 4,3 % із середнім значенням 3 %. При цьому мікротріщини займають у середньому 0,5 % об'єму породи, а вторинні пустоти (мікротріщини і перехідні пори) – до 3 % (рис. 10.17).

Для порід в інт. 3598–3600, 3619–3665 м характерні значення пористості від 0,82 до 4,3 % із середнім значенням 3 %. При цьому мікротріщини займають у середньому 0,5 % об'єму породи, а вторинні пустоти (мікротріщини і перехідні пори) – до 3 % (рис. 10.17).

При промислових випробуваннях інт. 3620–3670 м був отриманий приток нафти 45 м³/д, а також і в інтервалі 3680–3705 м, який становив 63 м³/д. Для подальших досліджень у цих інтервалах розраховано параметр питомої площі поверхні пустот (ω), який становив відповідно 16,16 і 5,03, ці дані використовуватимуться для функціонального аналізу параметра питомої площі поверхні пустот для нафтонасичених порід.

В інт. 3677–3700 м пористість змінюється від 0,35 до 5,94 % (середнє значення 3,5 %). При цьому в середньому мікротріщини займають 0,33 % об'єму породи, вторинні пустоти – 3,5 % (рис. 10.17).

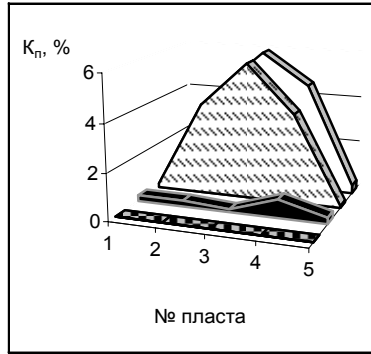
Таблиця 10.9. Початкове наближення і результати інверсії форматів пустот (α), концентрації мікротріщин і пор ($C(\alpha)$) (в абсолютних значеннях та їхня частка у відсотках в об'ємі пустотного простору)

Початкове наближення	Результати інверсії (для максимального значення пористості)
Інтервал 3677–3702 м (водонасичені породи)	
$\alpha_1 = 0,9; C(\alpha_1) = 0,2$ $\alpha_2 = 0,05; C(\alpha_2) = 0,3$ $\alpha_3 = 0,001; C(\alpha_3) = 0,04$ $\alpha_4 = 0,0005; C(\alpha_4) = 0,002$ $\alpha_5 = 0,0001; C(\alpha_5) = 0,001$	$\alpha_1 = 0,021; C(\alpha_1) = 0,056 (94,5 \%)$ $\alpha_2 = 0,032; C(\alpha_2) = 0,002 (3,4 \%)$ $\alpha_3 = 0,004; C(\alpha_3) = 6,8 \cdot 10^{-4} (0,11 \%)$ $\alpha_4 = 0,0004; C(\alpha_4) = 1 \cdot 10^{-6} (0)$ $\alpha_5 = 0,0001; C(\alpha_5) = 7 \cdot 10^{-4} (1,18 \%)$
Інтервали 3598–3600 м, 3619–3665 м (нафтонасичені породи)	
$\alpha_1 = 0,9; C(\alpha_1) = 0,0045$ $\alpha_2 = 0,05; C(\alpha_2) = 0,03$ $\alpha_3 = 0,001; C(\alpha_3) = 0,0002$ $\alpha_4 = 0,0005; C(\alpha_4) = 0,004$ $\alpha_5 = 0,0001; C(\alpha_5) = 0,003$	$\alpha_1 = 0,004; C(\alpha_1) = 0,041 (83,2 \%)$ $\alpha_2 = 0,031; C(\alpha_2) = 1,0 \cdot 10^{-6} (0,002 \%)$ $\alpha_3 = 9 \cdot 10^{-5}; C(\alpha_3) = 5,2 \cdot 10^{-3} (10,4 \%)$ $\alpha_4 = 0,0039; C(\alpha_4) = 1 \cdot 10^{-6} (2 \cdot 10^{-3} \%)$ $\alpha_5 = 0,003; C(\alpha_5) = 3,2 \cdot 10^{-3} (6,5 \%)$
Інтервали 3568–3570, 3601–3603, 3670–3672, 3619–3621, 3650–3652 м (щільні породи)	
$\alpha_1 = 0,9; C(\alpha_1) = 0,0022$ $\alpha_2 = 0,05; C(\alpha_2) = 0,0025$ $\alpha_3 = 0,0001; C(\alpha_3) = 0,0053$	$\alpha_1 = 0,9; C(\alpha_1) = 0,0055 (55,1 \%)$ $\alpha_2 = 0,01; C(\alpha_2) = 2,4 \cdot 10^{-4} (2,4 \%)$ $\alpha_3 = 0,00014; C(\alpha_3) = 4,2 \cdot 10^{-3} (42,5 \%)$

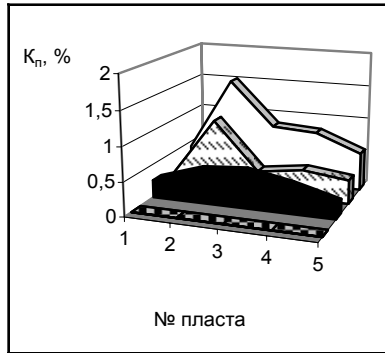
Ущільнені породи характеризуються в середньому такими ж коефіцієнтами тріщинної пористості, як і порід інтервалів, описаних вище, але при цьому вони мають менші значення вторинної пористості (у середньому 0,84 %) (рис. 10.17).

Для інтервалів кристалічних порід свердловини Юліївська № 10, де отримано притоки пластових флюїдів, спостерігається кореляція значень коефіцієнтів вторинної пористості та дебітів свердловин.

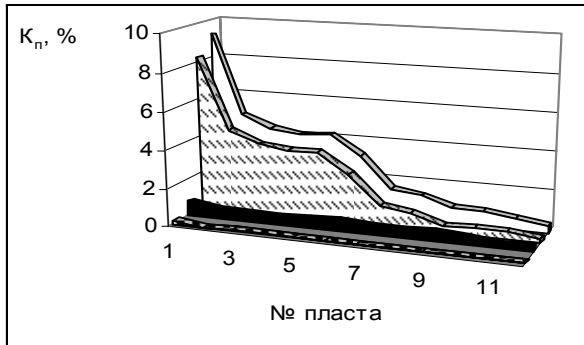
Таким чином, метод інверсії даних акустичного каротажу в структуру тріщинно-порового простору дозволяє отримувати цінну інформацію в кристалічних колекторах, дає можливість оцінювати тип колектора, визначати внесок різних типів пустот у структуру пустотного простору порід-колекторів.



a



b



v

Рис. 10.17. Діаграма структури порожнього простору порід свердловини Юлівська № 10: *a* – водонасичені пласти в інт. 3677–3702 м; *b* – нафтонасичені пласти в інт. 3554–3702 м; *v* – щільні пласти в інт. 3554–3702 м. (Умовні позначення див. на рис. 10.13)

10.4. РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ ПАРАМЕТРА ПИТОМОЇ ПЛОЩІ ПОВЕРХНІ ПУСТОТ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

У попередньому розділі були встановлені ємнісні властивості складнопобудованих порід-колекторів в інтервалах розрізу свердловин родовищ ДДЗ на основі розрахунку спектрів пустот різних форматів та їхніх концентрацій, визначено параметр питомої площі поверхні пустот для інтервалів випробування свердловин, який залежить від фільтраційних характеристик пластів.

Для ілюстрації можливостей розробленої методики наводяться значимі кореляційні залежності цього параметра за результатами припливів опробування для водо-, нафто- і газонасичених інтервалів, складених теригенними, карбонатними колекторами та породами кори вивітрювання кристалічного фундаменту.

10.4.1. Газонасичені породи-колектори

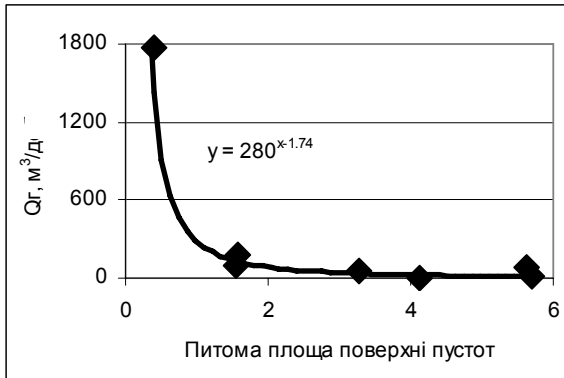
На основі вивчення структури пустотного простору порід проведено аналіз поведінки параметра питомої площі поверхні пустот газонасичених пластів ДДЗ різної літології – окремо для теригенних та карбонатних колекторів (рис. 10. 18).

За результатами досліджень газонасичених пластів-колекторів 13 свердловин із 8 площ ДДЗ оцінено структуру пустотного простору та типи колекторів; розраховано параметр питомої площі поверхні пустот досліджених пластів; зроблено аналіз його зв'язку з дебітом та коефіцієнтом проникності пластів свердловин; розраховано статистичні залежності дебіту свердловин від параметра питомої площі поверхні пустот для теригенних і карбонатних порід-колекторів.

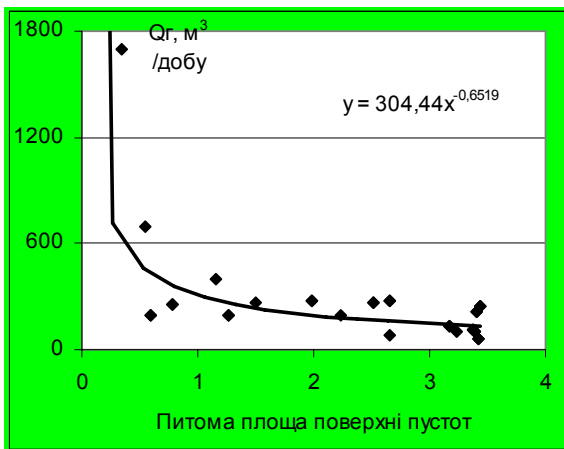
При проведенні кількісного аналізу залежності притоку газу від параметра питомої площі поверхні пустот для карбонатних і теригенних порід-колекторів досліджених інтервалів свердловин ДДЗ встановлена статистична функція їхнього зв'язку, яка є степеневою з від'ємним показником ступеня і становить:

- для карбонатних порід – $Q_r = 280 \omega^{-1,74}$,
- для теригенних порід – $Q_r = 304,44 \omega^{-0,65}$.

На основі статистичного аналізу загального об'єму даних інтерпретації можна зробити висновок, що для якісного прогнозу припливу газу в пластах свердловин ДДЗ можна використовувати наведену методику з аналізом параметра питомої площі поверхні пустот. Для кількісної оцінки дебіту пластів (визначення функціональної залежності дебіту пластів від параметра питомої площі поверхні пустот) необхідно використовувати результати подібних досліджень свердловин площі або однотипних порід-колекторів інших родовищ.



a



б

Рис. 10.18. Аналіз параметра питомої площі поверхні пустот для всіх досліджених газонасичених пластів ДДЗ різної літології: *a* – карбонатні колектори; *б* – теригенні колектори

Таблиця 10.10. Зведені дані про газонасичені інтервали порід, на яких досліджувався параметр питомої площі поверхні пустот

Площа, № свердловини	Інтервал, м	Q , м ³ /д	ω	Літологія
Наріжнянська № 13	3840–3865, 3970–3992	105000 76600	3,24 0,68	Пісковики Вапняки
Семиренківська № 2	5500–5558, 5341–5410, 5235–5257	268600 191000 268600	1,5 2,23 2,65	Пісковики
Мачуська № 5	5357–5475	1500	1,095	Вапняки
Гоголівська № 10	5300–5315, 5250–5285 5186–5223	1700000 700000 400000	0,35 0,55 1,15	Пісковики
Загорянська № 2	4942–5032, 5237–5248	50900 102500	3,28 5,34	Вапняки
Мачуська № 4	5210–5220 5257-5279	1770000 182000	0,39 2,26	Вапняки
Новомиколаївська № 42	2485–2748	20000	5,69	Вапняки
Андріяшівська № 9	4613–4627 4642–4659 4679–4698	130000 253000 193000	3,17 0,78 1,27	Пісковики
Андріяшівська № 7	4636–4683 4701–4712	276000 194000	1,98 0,59	Пісковики
Андріяшівська № 6	4598–4619 4629–4698	268000 275000	2,51 2,66	Пісковики
Андріяшівська № 5	4710–4724 4738–4772	98000 212000	3,39 3,40	Пісковики
Андріяшівська № 2	4601–4633 4650–4677 4690–4726	111000 63000 245000	3,37 3,42 3,43	Пісковики

10.4.2. Нафто- та водонасичені породи-колектори

У табл. 10.11 наведено результати випробування виділених інтервалів нафто- та водонасичених колекторів, які проводилися для дослідження параметра питомої площі поверхні пустот за

даними параметрів структури їхнього пустотного простору. Здійснено аналіз результатів досліджень параметра ω для 12 свердловин 5 площ ДДЗ.

Таблиця 10.11. Зведені дані про нафто- та водонасичені інтервали порід, на яких досліджувався параметр питомої площі поверхні пустот

№	Свердловина	Інтервал, м	Q, м ³ /д	ω	Літологія
Нафтонасичені породи					
1	Юліївська № 10	3620–3670	45	2,69	Кристалічні
2	Ярошівська № 2	3868–3880	221	0,47	Пісковики
3	Ярошівська № 7	3895–3899	45,6	0,65	Пісковики
		3910–3913	86,5	0,71	
		3948–3950	228	0,65	
		4076–4081	50	0,50	
4	Ярошівська № 9	4170–4173	212	0,44	Пісковики
5	Ярошівська № 10	3887–3889	15	2,88	Пісковики
Водонасичені породи					
6	Новомиколаївська № 44	3762–3800	51	0,66	Вапняки
7	Юліївська № 10	3680–3705	63	1,25	Кристалічні
8	Андріяшівська № 4	4844–4849	0,4	1,04	Пісковики
9	Андріяшівська № 5	4695–4705		0,74	Пісковики
		4658–4712	2,98	0,85	
		4805–4825	4,11	0,85	
10	Андріяшівська № 6	4571–4574	41	0,82	Пісковики
		4576–4580	2,81	0,98	
11	Андріяшівська № 7	4540–4544	220	0,49	Пісковики
12	Андріяшівська № 11	4776–4779	4,26,	0,76	Пісковики
		4806–4814	1,53	0,95	

Для аналізу результатів досліджень параметра питомої площі пустот порід-колекторів різної літології були використані дані (табл. 10.11) визначення структури пустотного простору карбонатних порід (свердловина Новомиколаївська № 44), колекторів

кори вивітрювання кристалічних порід (свердловина Юліївська № 10) і теригенних колекторів (св. № 2, 7, 9, 10 Ярошівської та № 4, 5, 6, 7, 11 Андріяшівської площ).

На рис. 10.19 наведено залежність дебіту нафто- та водонасичених пластів різної літології свердловин ДДЗ (без порід-колекторів кори вивітрювання).

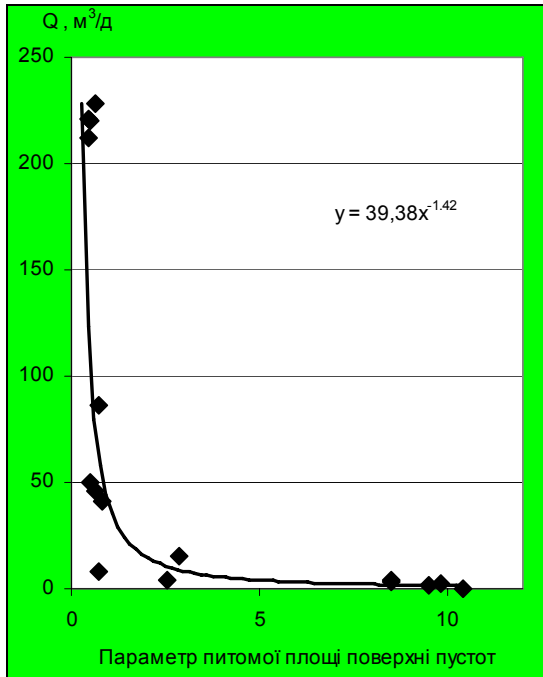


Рис. 10.19. Результати аналізу зв'язку параметра питомої площі поверхні порожнеч з дебітом нафто- та водонасичених пластів-колекторів свердловин ДДЗ

Функція залежності досліджених параметрів, як і у випадку газонасичених порід, є степеневою з від'ємним показником степеня, але чисельно відрізняється суттєво:

$$Q = 39,38 \omega_s^{-1,42}$$

За результатами аналізу зв'язку значень припливу продукту (нафти та води) з параметром питомої площі поверхні пустот для порід різної літології скрізь визначається степенева залежність припливу (Q) від ω з від'ємними значеннями показника степеня (рис. 10.7, 10.13, 10.18, 10.19). Кількісний вигляд функції $Q(\omega)$ змінюється залежно від літології й типу флюїду.

Таким чином, параметр ω як якісно, так і кількісно характеризує ступінь продуктивності порід-колекторів.

10.5. ПРОГНОЗ ПРОДУКТИВНОСТІ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ КОМПЛЕКСУ МЕТОДІВ ГЕОЛОГІЧНОГО ДОСЛІДЖЕННЯ СКВАЖИН

Визначення фільтраційно-ємнісних властивостей складнобудованих порід-колекторів є дуже важливою й одночасно складною проблемою промислової геофізики. Наявність відомостей про характер і структуру пустотного простору колекторів дозволяють вибрати оптимальні способи їхніх промислових випробувань, введення в експлуатацію, прогнозування та підтримання рівня видобутку тощо.

Розроблена методика кількісної оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей складнобудованих порід-колекторів за даними ГДС і петрофізики може використовуватися при вивченні розрізів промислових свердловин як на стадіях оперативної обробки даних ГДС, так і при підрахунку запасів нафти і газу. Одержані результати можуть використовуватися при видачі рекомендацій на випробування свердловин і при підрахунку запасів.

За замовленням Ніжинської експедиції геофізичних досліджень свердловин (НЕГДС) проведено аналіз та інтерпретацію даних ГДС проблемного інтервалу свердловини Прирічна № 3 (інт. 4700–4790 м).

10.5.1. Геологічна характеристика об'єкта прогнозування

Св. № 3 Прирічної площі пробурена в склепінні Чаплинської структури [157]. Чаплинська структура розташована в північно-західній частині ДДЗ у межах південної крайової зони ступінчастих скидів грабена. Чаплинська площа розміщена в міжкупольному просторі Позняківського та Ісачківського штоків, на заході межує з Чорнухінсько-Білоусівською зоною літологічно-екранованих покладів газу та конденсату, на північному сході – з Яблунівським, а на півдні – із Селюхівським родовищами.

Основний об'єкт досліджень – нижньокам'яновугільні відклади. Візейська товща поділяється на два під'яруси. У нижньовізейському під'ярусі нижню частину утворюють теригенні відклади, у яких виділяються продуктивні горизонти В-26 і В-27. У верхній частині виділяється карбонатна товща змінної, інколи досить значної потужності.

Саме з карбонатними утвореннями пов'язуються основні перспективи нафтогазоносності Чаплинської структури, оскільки тут свердловиною Прирічна, 3 в процесі буріння розкрито газоконденсатний поклад у розушільнених вапняках візейського віку.

Досліджений в роботі інтервал 4700–4790 м складений за даними ПЕГДС сірими і темно-сірими органогенними вапняками, інколи кременистими, просоченими бітумом. Тип колектора попередньо визначений як переважно порово-тріщиний, в окремих інтервалах – порово-кавернозний. Загальна пористість становить 4,4–10 %, виділяються зони інтенсивної вертикальної тріщинуватості.

10.5.2. Результати дослідження структури пустотного простору

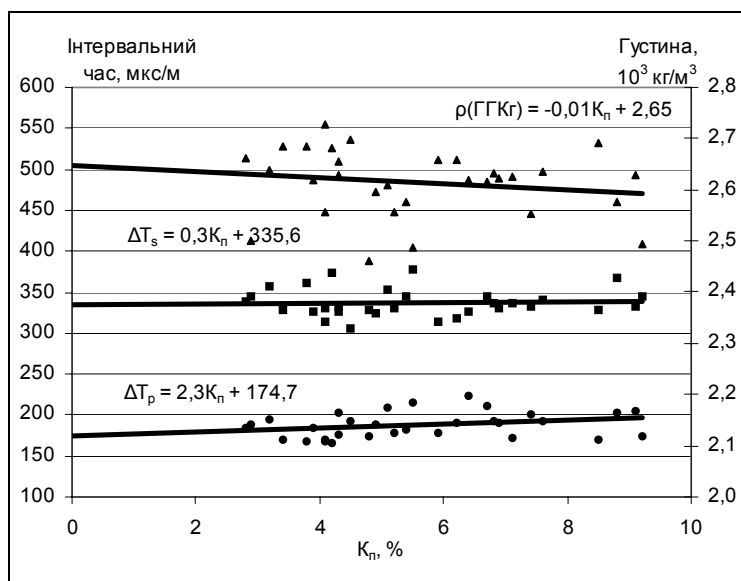
Досліджені складнопобудовані карбонатні породи за попередньою обробкою даних ГДС (ПЕГДС) є газоносними колекторами. По свердловині Прирічна № 3 були вивчені дані ГДС (АК, АК_ш, ГК, НГК, ГГК_г) в інт. 4700–4790 м.

Поточкові дані ГДС в las-форматі були внесені в базу даних *Геопозук*, за стандартною методикою системи виділено пропластики та знято відліки в них.

За результатами інтерпретації були виділені вибірки порід-колекторів. За апріорною інформацією НЕГДС виділено пласти з кременистою та глинистою матрицею.

Початкові наближення параметрів скелета вибірок порід (табл. 10.12) розраховувалися за даними АК, АК_ш, ГГК_Г шляхом інтерполяції цих даних у нульову пористість (рис. 10.20).

Результати кількісної оцінки форматів пустот порід та їхній внесок пустот у загальну пористість наведено в табл. 10.12 та на рис. 10.21.



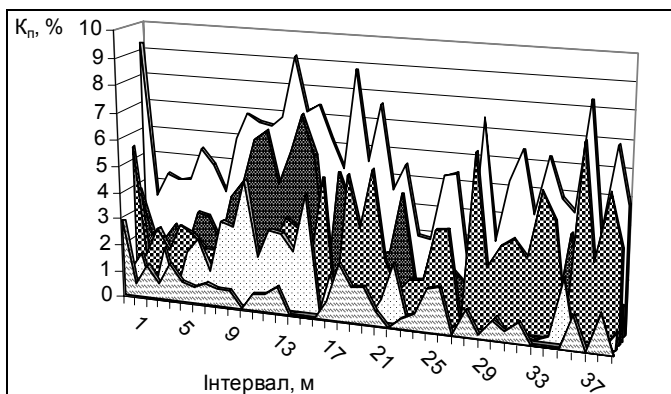
▲ – густина, ■ – ΔT_s , ● – ΔT_p

Рис. 10.20. Визначення параметрів скелета порід вибірки № 1 для початкового наближення параметрів матриці

Таблиця 10.12. Початкове наближення форматів пустот (α_i), концентрації мікротріщин і пор ($C(\alpha_i)$) (в абсолютних значеннях для максимального значення) і параметрів матриці порід

№ вибірки	Параметри матриці порід $K, \text{ГПа}; G, \text{ГПа}; \rho(\text{г/см}^3)$	Початкове наближення			
		$\alpha_1,$ $C(\alpha_1)$	$\alpha_2,$ $C(\alpha_2)$	$\alpha_3,$ $C(\alpha_3)$	α_4 $C(\alpha_4)$
1	73,8631 22,4897 2,6900	0,9 0,03	0,05 0,03	0,002 0,008	100 0,01
2	59,6022 23,2927 2,6470	0,91 0,05	0,051 0,012	0,0037 0,0085	100 0,02
3	17,7796 22,350 2,615	0,9 0,06	0,05 0,005	0,0052 0,0049	1000 0,01
4	57,6975 25,7226 2,7377	0,9 0,046	0,05 0,008	0,0052 0,007	

За результатами інтерпретації встановлено, що пустотний простір вивчених пластів вапняків низької пористості складено міжзерновими порами (50,51 % об'єму всіх пустот), а також перехідними мікротріщинами і порами (19,86 % об'єму всіх пустот). При цьому в деяких пластах значний внесок у загальну пористість робить карверозна і тріщинна пористості ($K_{п. тр} = 15,15\%$ та відповідно $K_{п. кав} = 15,51\%$ об'єму всіх пустот) (рис. 10.21, табл. 10.13).



□ – $K_{п. заг}$, ▣ – $K_{п. між}$, ▤ – $K_{п. пр}$, ▥ – $K_{п. вт}$, ▧ – $K_{п. кав}$

Рис. 10.21. Аналіз різних типів пористості в інт. 4700–4790 м свердловини Прирічна № 3

За даними інтерпретації виділено три типи пластів:

- перспективні колектори із сильно розвинутою трищинуватістю та кавернозністю (порово-кавернозно-тріщинний, кавернозно-порово-тріщинний та порово-тріщинний типи колекторів);
- менш перспективні колектори з розвинутою вторинною пористістю (порово-тріщинно-кавернозний та порово-кавернозний типи колекторів);
- неперспективні пласти, які були виділені при попередній обробці як колектори (поровий тип колектора).

Таблиця 10.13. Результати визначення структури пустотного простору порід-колекторів

Покрівля, м	Підшва, м	К _{п.між} , %	К _{п.пр} , %	К _{п.вт} , %	К _{п.тр} , %	К _{п.кав} , %	Тип колектора
1	2	3	4	5	6	7	8
4701,2	4701,6	5,46	0,84	3,74	0,01	2,89	Порово-кавернозний
4701,6	4712,4	1,35	1,53	2,04	0,01	0,50	Кавернозно-поровий
4712,4	4716,8	2,43	0,01	1,87	0,60	1,27	Порово-кавернозно-тріщинний
4716,8	4720,0	1,64	1,85	2,46	0,00	0,61	Порово-кавернозний
4720,0	4723,2	2,61	0,16	1,59	0,01	1,42	Порово-кавернозний
4723,2	4724,4	2,34	1,77	3,06	0,53	0,76	Кавернозно-порово-тріщинний
4724,4	4726,8	1,84	2,31	2,96	0,01	0,64	Кавернозно-поровий
4726,8	4728,8	1,82	1,16	1,99	0,00	0,82	Кавернозно-поровий
4728,8	4730,4	2,11	3,12	3,79	0,00	0,66	Кавернозно-поровий
4730,4	4736,0	2,38	2,97	4,48	0,83	0,68	Кавернозно-порово-тріщинний

Продовження табл. 10.13

Покрівля, м	Підосва, м	К _{п.між} , %	К _{п.пр} , %	К _{п.вт} , %	К _{п.тр} , %	К _{п.кав} , %	Тип колектора
1	2	3	4	5	6	7	8
4736,0	4736,8	0,56	4,76	6,04	1,28	0,01	Порово-тріщинний
4736,8	4738,4	0,10	1,91	6,41	3,83	0,66	Кавернозно-порово-тріщинний
4738,4	4741,6	2,41	3,00	4,44	0,76	0,69	Кавернозно-порово-тріщинний
4741,6	4742,8	3,37	2,91	5,73	1,79	1,03	Кавернозно-порово-тріщинний
4742,8	4748,0	0,00	2,24	7,12	4,87	0,01	Порово-тріщинний
4748,0	4749,2	1,74	4,44	5,65	1,21	0,00	Порово-тріщинний
4749,2	4752,0	4,98	0,0652	1,22	1,16	0,00	Порово-тріщинний
4752,0	4752,8	0,01	1,53	5,10	2,85	0,72	Порово-кавернозно-тріщинний
4752,8	4754,0	5,14	0,0061	3,66	1,51	2,14	Порово-кавернозно-тріщинний
4755,6	4756,0	3,22	0,0024	2,28	0,94	1,34	Порово-кавернозно-тріщинний
4756,0	4758,0	5,42	0,0001	2,18	0,77	1,41	Порово-кавернозно-тріщинний
4758,0	4758,8	2,19	0,8623	2,31	0,91	0,55	Кавернозно-порово-тріщинний
4759,6	4760,0	0,97	2,2326	4,53	2,29	0,01	Порово-тріщинний
4760,0	4760,4	1,50	0,3275	1,40	0,71	0,36	Кавернозно-порово-тріщинний

Закінчення табл. 10.13

Покрівля, м	Підосва, м	К _{п.між} , %	К _{п.пр} , %	К _{п.вт} , %	К _{п.тр} , %	К _{п.кав} , %	Тип колектора
1	2	3	4	5	6	7	8
4760,4	4760,8	1,60	0,0751	1,21	0,49	0,64	Кавернозно-порово-тріщинний Порово-кавернозний
4760,8	4761,2	3,49	0,0001	1,71	0,10	1,62	
4762,8	4764,4	3,35	0,2016	1,96	0,05	1,71	Порово-кавернозний
4764,4	4765,6	0,01	0,1965	1,49	1,29	0,00	Порово-тріщинний
4766,8	4767,2	6,40	0,0001	0,98	0,00	0,98	Порово-кавернозний
4767,2	4768,4	2,32	0,0071	0,71	0,56	0,14	Кавернозно-порово-тріщинний
4766,8	4769,2	3,12	0,66	2,14	0,77	0,71	Кавернозно-порово-тріщинний
4770,4	4770,8	3,45	0,0100	2,96	2,53	0,42	Кавернозно-порово-тріщинний
4770,8	4772,0	2,79	0,19	1,32	0,36	0,77	Кавернозно-порово-тріщинний
4772,0	4772,4	5,26	0,04	0,97	0,93	0,00	Порово-тріщинний
4774,8	4775,2	4,26	0,1876	0,54	0,35	0,00	Поровий
4775,2	4776,0	0,62	2,3753	3,68	1,31	0,00	Порово-тріщинний
4776,0	4777,2	7,10	0,0001	1,23	0,00	1,23	Порово-кавернозний
4777,2	4780,0	2,91	0,0100	0,73	0,71	0,01	Порово-тріщинний
4780,0	4780,4	5,40	0,01	1,43	0,01	1,41	Порово-кавернозний
4780,4	4780,8	3,49	0,6105	1,30	0,69	0,00	Порово-тріщинний

Вторинна пористість відіграє дуже велику роль при дослідженнях колекторів на нафту і газ. Насамперед, це стосується тріщинної пористості, оскільки тріщини забезпечують колекторам високу проникність, завдяки чому складнобудовані глибокозалягаючі чи низькопористі колектори відносять до перспективних колекторів.

10.5.3. Прогноз продуктивності пластів-колекторів

За даними інтерпретації зроблено прогноз можливого дебіту пластів при промислових випробуваннях (табл. 10.14, рис. 10.22–10.23).

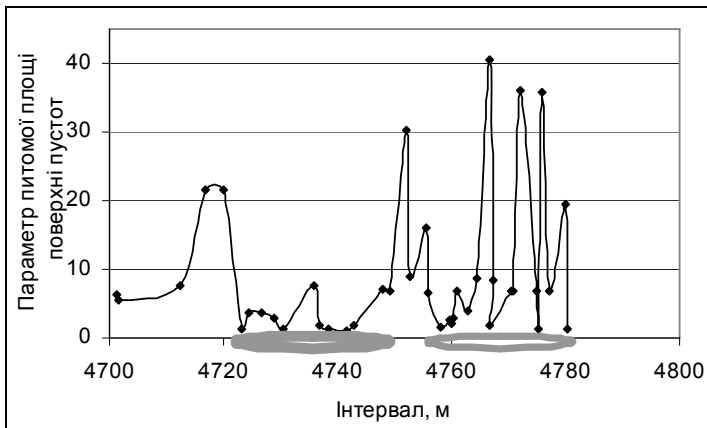


Рис. 10.22. Якісний прогноз продуктивності по свердловині Прирічна № 3

Як видно з наведених даних, для розрізу складнобудованих карбонатних порід-колекторів свердловини Прирічна № 3 в інтервалі 4700–4790 м встановлено п'ять типів колекторів і кількісно оцінено внесок тріщинної та кавернозної пористості в повний пустотний простір.

Виділено п'ять пластів, прогнозні можливі дебіти яких становлять більше 100 тис. м³/д, та ще 11 з можливим дебітом більше 5 тис. м³/д.

Виділені перспективні пласти-колектори мають сильно розвинуту трищінуватість і кавернозність (порово-кавернозно-тріщинний, кавернозно-порово-тріщинний та порово-тріщинний типи колекторів).

Таблиця 10.14. Прогноз продуктивності окремих пластів по свердловині Прирічна № 3 (інт. 4700–4790 м)

№ пласта	Покрівля, м	Підшва, м	K _п (НГК), %	ΔT _p (АК), мкс/м	Параметр питомої площі поверхні порожот	Прогнозний можливий дебіт газу, тис. м ³ /добу
1	4701,2	4712,4	6,3	172,0	6,03	13,8
2	4712,4	4716,8	4,3	176,0	7,63	9,1
3	4716,8	4723,2	4,2	168,0	21,60	1,5
4	4723,2	4724,4	5,4	182,0	1,24	207,4
5	4724,4	4730,4	4,8	173,7	3,40	38,0
6	4730,4	4736,0	6,8	192,0	1,19	221,0
7	4736,0	4736,8	6,6	203,0	7,59	9,2
8	4736,8	4742,8	7,5	207,0	1,35	216,8
9	4742,8	4748,0	7,1	232,0	1,82	106,7
10	4748,0	4752,0	6,8	197,0	6,94	10,7
11	4752,0	4758,0	6,8	198,8	15,47	5,6
12	4758,0	4760,8	3,9	194,2	2,30	84,1
13	4760,8	4768,4	4,2	181,8	13,72	10,7
14	4766,8	4769,6	5,3	259,0	1,90	99,1
15	4770,4	4775,2	5,7	226,3	14,08	8,5
16	4775,2	4780,8	5,4	197,7	7,73	145,6

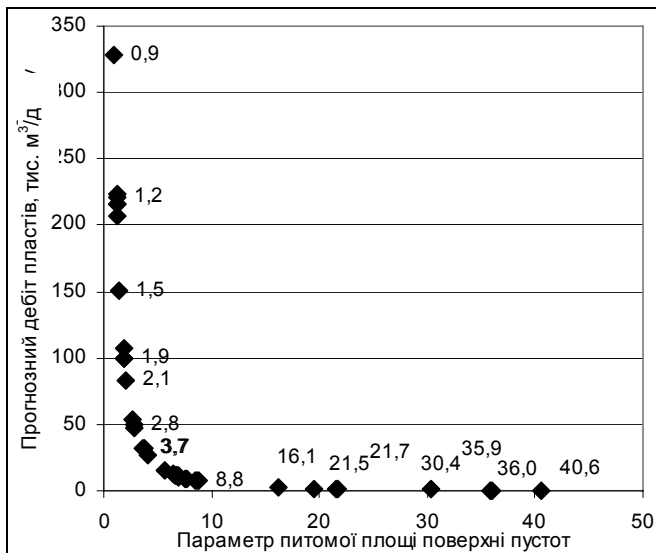


Рис. 10.23. Прогноз припливу газу по свердловині Прирічна № 3 (інт. 4700–4790 м)

Таким чином, у монографії з метою демонстрації можливостей методики визначення структури пустотного простору та прогнозу продуктивності пластів-колекторів наведено приклади практичного її застосування для колекторів різної літології та пустотного наповнення 24 площ Дніпровсько-Донецької западини.

11. ТЕОРЕТИЧНІ Й МЕТОДОЛОГІЧНІ ОСНОВИ МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ ТА КІЛЬКІСНОЇ ОЦІНКИ ПРУЖНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРОДОТВІРНИХ ГЛИНИСТИХ МІНЕРАЛІВ І ГЛИН

Проблема дослідження анізотропії пружних властивостей та анізотропії сейсмічних хвиль глинистих мінералів і глин являє собою великий інтерес у зв'язку з пошуками родовищ нафти і газу та оцінкою аномально високих пластових тисків на великих глибинах сейсмічними методами і методами ГДС, а також для вирішення задач геофізичного моніторингу катастрофічних явищ, таких як зсуви, селі, просідання тощо.

Численними дослідженнями переконливо доведено [158], що вся природна історія нафти пов'язана з глинистими породами. Органічна речовина, яку вміщують глинисті породи, перетворюється на нафтові вуглеводні при каталітичному впливові породотвірних глинистих мінералів. Глинисті породи, розташовані на шляху міграції вуглеводнів, не лише сприяють формуванню родовищ, але й запобігають їхньому руйнуванню.

Відкриття покладів у глинистих колекторах – менілітова світа Карпат (Україна), баженківська світа Західного Сибіру (Росія) – викликало підвищений інтерес дослідників до аналогічних відкладів як до можливого резерву відкриття нових нафтогазоносних об'єктів [158].

Особливості кристалохімічної будови глинистих мінералів та їхня специфічна поведінка при взаємодії з водою в основному і визначають такі властивості глин, як пластичність, набухання при насиченні водою та усадку при висиханні. Цим і пояснюються аномальна міцність і деформаційні явища глинистих порід – розрідження при динамічній зовнішній дії, різке падіння міцності при зволоженні, випучування глинистої породи під фундаментом при нерівномірному навантаженні. Найбільша катастрофа в Європі пов'язана з руйнуванням греблі Мальпассе (Франція) в 1959 р. була викликана тим, що при її будівництві не була врахована анізотропія пружних і міцнісних властивостей глин [159]. Анізотропія пружних властивостей була обумовлена високим ступенем орієнтованості глинистих частинок і значною макро- і мікротріщинуватістю глинистих порід, на яких була побудована гребля. Після інтенсивного зволоження цих порід дощем глинисті породи суттєво знизили міцність і не змогли витримати навантаження греблі.

Аналіз результатів теоретичних і експериментальних досліджень пружних властивостей глинистих мінералів показав, що існуючі теоретичні й методологічні підходи до їхнього вивчення не повною мірою задовольняють сучасні вимоги. Незважаючи на інтенсивні дослідження в цій галузі в різних країнах світу, надійних даних про пружні властивості породотвірних мінералів немає.

Фактично відомо експериментальні дані повного набору матриці пружних постійних (відповідно в моноклінному і триклінному наближенні) лише двох глинистих мінералів – мусковіту і каолініту [121, 159–164].

Стрімкий розвиток теорії механіки мікронеоднорідного середовища [121, 160, 161, 165, 166] значно розширює можливості не лише математичного моделювання ефективних пружних властивостей глин з використанням моделей, максимально наближених до реальних глинистих порід, але й дозволяє розробити новий підхід до розв'язання проблеми прогнозу пружних властивостей глинистих мінералів.

Розглядається новий метод кількісної оцінки пружних властивостей глинистих мінералів і глин, в основі якого лежать **принципи кристалохімічної систематики пружних властивостей**

глинистих мінералів і багатокомпонентна тріщинно-порова математична модель глинистих порід. Обґрунтовується строгий математичний метод апроксимації пружних властивостей середовища довільної симетрії найближчим до нього поперечно-ізотропним пружним середовищем.

11.1. СТРУКТУРНА АНІЗОТРОПІЯ ПРУЖНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГЛИНИСТИХ МІНЕРАЛІВ

Основні породотвірні мінерали глин належать до шаруватих мінералів групи каолініту-серпентину, з яких найбільш розповсюдженими є каолінит, галуазит і мінерали ряду серпентин – лізардит і волокнистий мінерал хризотил. Тонкодисперсні слюди глин, які називають ілітами, за структурою і складом аналогічні мусковіту і біотиту. Сметити, з яких найбільш важливим є монтморилоніт, надзвичайно тонкозернисті й мають здатність до набухання. Вермикуліти і хлорити також зустрічаються у вигляді частинок з розміром, характерним для глин.

Експериментальні дослідження анізотропії пружних властивостей глинистих мінералів нечисленні й досить суперечливі. Це пояснюється не лише відсутністю достатніх за розміром і досконалих за якістю монокристалів глинистих мінералів, але й складністю їхніх експериментальних досліджень унаслідок розвитку в шаруватих мінералах досконалої спайності вздовж (001). Відомо прямі дослідження методом атомної акустичної спектроскопії (методом DFT) повного набору компонент матриці пружних постійних у триклінному наближенні каолініту [162] (C_{mn} , ГПа):

178 ± 8,8	71,5 ± 7,1	2,0 ± 5,3	-0,4 ± 2,1	41,7 ± 1,4	-2,3 ± 2,7
	200,9 ± 12,8	-2,9 ± 5,7	-2,8 ± 2,7	19,8 ± 0,6	1,9 ± 1,5
		32,1 ± 2,0	-0,2 ± 1,4	1,7 ± 1,8	3,4 ± 2,2
			11,2 ± 5,6	-1,2 ± 1,2	12,9 ± 2,4
				22,2 ± 1,4	0,8 ± 2,4
					60,1 ± 3,2.

Як видно з наведених даних, точність оцінки пружних постійних каолініту C_{11} і C_{22} більше 8 %, а величини похибок пружних постійних C_{13} і C_{23} перевищують удвічі їхні абсолютні величини. Крім того, величина пружної постійної C_{23} виявилася аномальною – меншою за нуль ($C_{23} = -2,9$ ГПа).

Матриця пружних податливостей каолініту має такий вигляд (S_{mn} , ТПа⁻¹):

$$\begin{array}{cccccc} 10,8 & -2,0 & -1,9 & 3,0 & 18,9 & 1,0 \\ & 5,9 & 0,6 & 1,6 & 1,5 & 0,0 \\ & & 31,9 & -2,7 & -5,6 & -2,4 \\ & & & 121,1 & 12,9 & 26,0 \\ & & & & 82,9 & 2,7 \\ & & & & & 22,4. \end{array}$$

Компоненти матриці тензора лінійного стискання, розраховані за формулою

$$\beta_{ij} = S_{ijkk},$$

у лабораторній системі координат мають такий вигляд (β_{ij} , ТПа⁻¹):

$$\begin{array}{ccc} 6,9 & -1,4 & 14,8 \\ & 4,5 & 1,9 \\ & & 30,6. \end{array}$$

Знайдені числові величини власних значень і власних напрямків тензора лінійного стискання каолініту мають такі величини (β_m , ТПа⁻¹):

$$\begin{array}{l} \beta_1 = -1,0 (0,837; 0,356; -0,413); \\ \beta_2 = 5,2 (-0,335; 0,933; 0,125); \\ \beta_3 = 37,7 (-0,431; 0,033; -0,901). \end{array}$$

На стереопроекції ізоліній рівних значень модуля Юнга $E(\vec{l})^{-1} = S_{ijkl}l_i l_j l_k l_l$ (рис. 11.1) видно, що різниця між його максимальною величиною (більше 181 ГПа) і мінімальною (менше 29 ГПа) у напрямках, які не збігаються за кристалографічними осями, сягає величини, більшої 152 ГПа.

Аномально низька від'ємна величина пружної постійної C_{23} каолініту свідчить про необхідність їхнього подальшого уточнення. Не виключається, що від'ємна величина C_{23} обумовлена неоднозначністю вибору системи координат в мінералах триклінної симетрії [165].

Відомо набагато більше експериментальних даних про пружні властивості слюд у поперечно-ізотропному наближенні, які аналогічні за складом і структурою гідрослюдам (літам).

Досвід експериментальних досліджень слюд показав, що, незважаючи на наявність монокристалів значних розмірів, виготовлення зразків із кристалів шаруватих силікатів унаслідок їхнього розшарування вздовж спайності виявилось надзвичайно важким завданням. У зв'язку із цим вимірювання швидкостей пружних хвиль здійснювалися шляхом їхнього механічного стискання зразків за допомогою спеціальних затискувачів [159]. При вимірюваннях вважалося, що слюди мають псевдогексагональну симетрію, хоча в дійсності структура слюди має моноклінну симетрію.

Наявність слабкої анізотропії пружних властивостей в площині (001) кристалів слюди впливає з аналізу розподілу міжатомних зв'язків у слюдяних пакетах ідеальної структурної моделі [167, 168]. Користуючись схематизованою структурою шарів у вигляді умовних гексагонів при незбігу напрямків послаблених і найбільш міцних зв'язків у тетраедричних і октаедричних шарах кристалів дійсно можна стверджувати, що внаслідок їхньої розорієнтації й дійсно можна спостерігати розорієнтованість більш міцних міжатомних зв'язків, що й спричиняє псевдогексагональну симетризацію та слабку пружну анізотропію в напрямку (001).

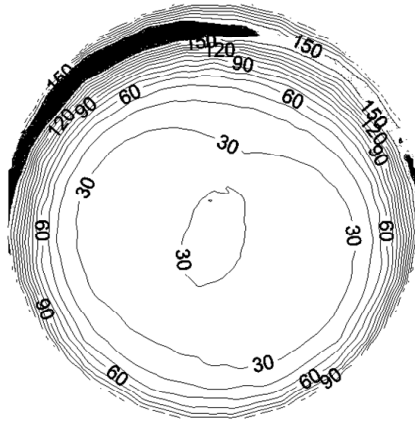


Рис. 11.1. Стереопроєкція ізолій модуля Юнга (E , ГПа) каолініту триклінної симетрії

Розсіювання методом Мандельштама–Бріллоена (МБР) проведено вимірювання матриці в пружних постійних кристала мусковіту моноклінної симетрії [163]. Зіставлення результатів цієї роботи з результатами попередніх робіт [121, 159, 160] у поперечно-ізотропному наближенні показало, що пружні постійні C_{11} , C_{33} і C_{66} у цих роботах відрізняються на 5 %. Разом із тим, дані для C_{12} у попередніх роботах занижені на 15 %, а для C_{13} і C_{44} ця різниця становить більше 30 %.

На рис. 11.2 зображена стереопроєкція ізолій модуля Юнга моноклінного мусковіту. Як видно з наведених даних, її симетрія досить близька до поперечно-ізотропної симетрії. Величина модуля Юнга фактично залежить лише від кута θ .

Для загальної кількісної оцінки похибок поперечно-ізотропної апроксимації матриці пружних постійних моноклінного кристала скористаємося коефіцієнтом поперечно-ізотропної анізотропії [121, 166], який характеризує відхилення пружної анізотропії мусковіту від найближчого до нього поперечно-ізотропного середовища. В аналітичному вигляді пружні постійні поперечно-ізотропного середовища можна знайти з умови [166]:

$$\left[\left(\Lambda_{il} - \Lambda_{il}^{(i)} \right)^2 \right]_C = \min, \quad (11.1)$$

де $\Lambda_{il} = C_{ijkl} n_j n_k / \rho$, $\Lambda_{il}^{(t)} = C_{ijkl}^{(t)} n_j n_k / \rho$; $C_{ijkl}^{(t)}$ – пружні постійні невідомого поперечно-ізотропного середовища, яке є найближчим до моноклінного пружного середовища кристала мусковіту з пружними властивостями C_{ijkl} і густиною ρ ; C – шпур тензора.

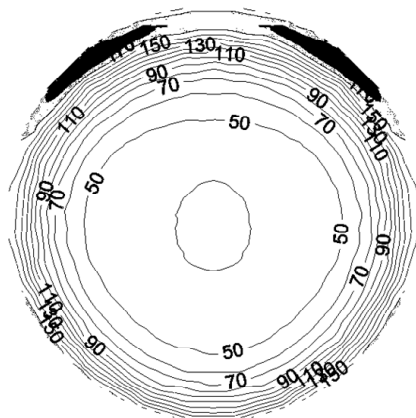


Рис. 11.2. Стереопроєкція ізоліній модуля Юнга (E , ГПа) мусковіту моноклінної симетрії

Для розв'язку цієї задачі скористаємося коваріантною формою тензора Крістоффеля відносно вибору системи координат [165]:

$$\Lambda_{il}^{(t)} = a_0 \delta_{il} + a_1 n_i n_l + a_2 e_i e_l + a_3 c_i c_l, \quad (11.2)$$

де $c_i = [\vec{e}\vec{n}]_i$; n_i – компоненти вектора хвильової нормалі; e_i – компоненти вектора, який визначає напрямок головної осі симетрії поперечно-ізотропного середовища.

Із розв'язку системи рівнянь (11.1) знаходимо невідомі коефіцієнти:

$$a_0 = \frac{(1 + n_3^2) [\vec{e}\vec{c}] \Lambda [\vec{e}\vec{c}] - \vec{n} \Lambda \vec{n} + n_3^2 \vec{e} \Lambda \vec{e}}{2n_3^2}, \quad (11.3)$$

$$a_1 = \frac{\bar{n}\Lambda\bar{n} - n_3^2\bar{e}\Lambda\bar{e} - [\bar{n}\bar{e}]^2[\bar{e}\bar{c}]\Lambda[\bar{e}\bar{c}]}{2n_3^2[\bar{n}\bar{e}]^2}, \quad (11.4)$$

$$a_2 = \frac{(1 - 2n_3^2)\bar{n}\Lambda\bar{n} + n_3^2\bar{e}\Lambda\bar{e} - [\bar{n}\bar{e}]^2[\bar{e}\bar{c}]\Lambda[\bar{e}\bar{c}]}{2n_3^2[\bar{n}\bar{e}]^2}, \quad (11.5)$$

$$a_3 = \frac{3n_3^2\bar{c}\Lambda\bar{c} - n_3^2\Lambda c + \bar{n}\Lambda\bar{n} - [\bar{e}\bar{c}]\Lambda[\bar{e}\bar{c}]}{2n_3^2}. \quad (11.6)$$

Для порівняння пружних властивостей мусковіту моноклінної й поперечно-ізотропної симетрії зручніше користуватися величиною диференціального коефіцієнта відносно середньоквадратичної поперечно-ізотропної пружної анізотропії (A_t), який знаходимо за формулою:

$$A_t = \left[\frac{(\Lambda^2)_c - (A^{(t)2})_c}{(\Lambda^2)_c} \right]^{1/2} \cdot 100\%, \quad (11.7)$$

де $(\Lambda^2)_c = \Lambda_{11}^2 + \Lambda_{22}^2 + \Lambda_{33}^2 + 2(\Lambda_{12}^2 + \Lambda_{13}^2 + \Lambda_{23}^2)$;

$$(\Lambda^{(t)2})_c = \Lambda_{11}^{(t)2} + \Lambda_{22}^{(t)2} + \Lambda_{33}^{(t)2} + 2(\Lambda_{12}^{(t)2} + \Lambda_{13}^{(t)2} + \Lambda_{23}^{(t)2}).$$

Для визначення коефіцієнта інтегральної відносно середньоквадратичної поперечно-ізотропної пружної анізотропії ($A_t^{(t)}$) необхідно здійснити у формулі (11.7) усереднення за всіма ймовірними напрямками хвильової нормалі (операцію усереднення позначимо кутовими дужками $\langle \rangle$):

$$A_t^{(t)} = \left[\frac{\langle \Lambda^2 \rangle_c - \langle \Lambda^{(t)2} \rangle_c}{\langle \Lambda^2 \rangle_c} \right]^{1/2} \cdot 100\%. \quad (11.8)$$

Пружні постійні поперечно-ізотропного середовища, яке найближче до пружних властивостей моноклінного кристала мусковіту, знаходимо із співвідношень [165]:

$$\begin{aligned} C_{11}^{(t)} &= g_1 + g_5; & C_{33}^{(t)} &= g_1 + 2g_2 + g_3 + g_4; \\ C_{44} &= C_{55} = g_1 + g_2; & C_{66} &= g_1 + g_5; \\ C_{13} &= g_3 - g_1 - g_2; \end{aligned} \quad (11.9)$$

де

$$g_1 = \frac{1}{112}(213d_1 - 90d_2 - 28d_3 + 77d_4 - 84d_5);$$

$$g_2 = \frac{1}{112}(-225d_1 + 114d_2 + 28d_3 - 105d_4 + 84d_5);$$

$$g_3 = \frac{1}{4}(-5d_1 + 2d_2 + d_3 - 2d_4 + 2d_5);$$

$$g_4 = \frac{1}{16}(55d_1 - 30d_2 - 8d_3 + 35d_4 - 20d_5);$$

$$g_5 = \frac{1}{8}(-15d_1 + 6d_2 + 2d_3 - 5d_4 + 8d_5);$$

$$d_1 = \frac{1}{3}\langle \Lambda \rangle_c;$$

$$d_2 = \frac{15}{2}\langle n_3^2 \Lambda \rangle_c + \langle \bar{e} \Lambda \bar{e} \rangle;$$

$$d_3 = 15\langle \bar{n} \Lambda \bar{n} \rangle;$$

$$d_4 = 15 \langle n_3^2 \bar{\epsilon} \Lambda \bar{\epsilon} \rangle; \quad d_5 = \frac{15}{2} \langle [\bar{n}\bar{\epsilon}]^2 \bar{c} \Lambda \bar{c} \rangle.$$

Зауважимо, що в роботі [165] в одній із записаних формул є неточність. Формула (34.7) має бути записана так:

$$\langle [\bar{n}\bar{\epsilon}]^2 \bar{c} \Lambda \bar{c} \rangle = \frac{2}{15} (5g_1 + g_2 + 4g_5).$$

Аналогічним чином можна знайти інтегральний (A_i) та диференціальний (A_d) коефіцієнти пружної анізотропії, які характеризують, наскільки задане анізотропне середовище довільної симетрії відрізняється в середньому або в конкретному напрямку від найближчого до нього ізотропного середовища. Для цього необхідно у формулі (11.1) ввести тензор ізотропного середовища:

$$\Lambda_m = a + b\bar{n} \cdot \bar{n}, \quad (11.10)$$

де

$$a = \frac{1}{2} (\langle \Lambda \rangle_c - \langle \bar{n} \Lambda \bar{n} \rangle); \quad b = \frac{1}{2} (3 \langle \bar{n} \Lambda \bar{n} \rangle - \langle \Lambda \rangle_c).$$

Тоді одержимо таке співвідношення:

$$A_i = \left[\frac{\langle \Lambda^2 \rangle_c - \langle \Lambda_m^2 \rangle_c}{\langle \Lambda^2 \rangle_c} \right]^{1/2} \cdot 100 \%.$$

Результати числових розрахунків пружних постійних мусковіту і каолініту в поперечно-ізотропному наближенні подано в табл. 11.1.

Таблиця 11.1. Пружні постійні (C_{mn} , ГПа) і податливості (S_{mn} , ГПа⁻¹) та інтегральні коефіцієнти пружної анізотропії мусковіту і каолініту за даними експериментальних досліджень та їхньої поперечно-ізотропної апроксимації

Тип мінералу		Мусковіт	Мусковіт	Мусковіт	Као-лініт	Мусковіт (механічна шарувата модель)
Пружні постійні (у чисельнику) і пружні податливості (у знаменнику)	C_{11}/S_{11}	$\frac{181,0}{6,9}$	$\frac{185,0}{5,98}$	$\frac{178,0}{6,04}$	$\frac{191,6}{6,17}$	$\frac{179,2}{6,3}$
	C_{22}/S_{22}	$\frac{178,4}{6,6}$	$\frac{185,0}{5,98}$	$\frac{178,0}{6,04}$	$\frac{192,6}{6,17}$	$\frac{179,2}{6,3}$
	C_{33}/S_{33}	$\frac{58,6}{18,7}$	$\frac{58,6}{8,0}$	$\frac{54,9}{18,9}$	$\frac{32,1}{31,2}$	$\frac{58,5}{18,3}$
	C_{44}/S_{44}	$\frac{16,5}{62,0}$	$\frac{18,0}{55,6}$	$\frac{12,2}{81,9}$	$\frac{16,7}{59,9}$	$\frac{6,4}{156,2}$
	C_{55}/S_{55}	$\frac{19,5}{58,8}$	$\frac{18,0}{5,6}$	$\frac{12,2}{81,9}$	$\frac{16,7}{59,9}$	$\frac{6,4}{156,2}$
	C_{66}/S_{66}	$\frac{72,0}{14,2}$	$\frac{66,7}{15,0}$	$\frac{67,2}{14,8}$	$\frac{58,2}{17,2}$	$\frac{63,5}{15,7}$
	C_{12}/S_{12}	$\frac{48,8}{-2,0}$	$\frac{51,7}{-1,5}$	$\frac{42,4}{-1,34}$	$\frac{75,2}{-2,4}$	$\frac{52,2}{-1,6}$
	C_{13}/S_{13}	$\frac{25,6}{-2,4}$	$\frac{19,3}{-1,47}$	$\frac{14,5}{-1,24}$	$\frac{-3,3}{0,4}$	$\frac{21,9}{-1,7}$
	C_{23}/S_{23}	$\frac{21,2}{6,6}$	$\frac{19,3}{-1,47}$	$\frac{14,5}{-1,24}$	$\frac{-3,3}{0,4}$	$\frac{21,9}{-1,7}$
	C_{15}/S_{15}	$\frac{14,2}{6,3}$	–	–	–	–
	C_{25}/S_{25}	$\frac{11}{5,1}$	–	–	–	–
	C_{35}/S_{35}	$\frac{1}{-1,9}$	–	–	–	–
	C_{46}/S_{46}	$\frac{-3,2}{4,5}$	–	–	–	–
A, %	41,9	41,8	45,3	$\frac{51,40}{55,8^*}$	46,1	
$A_i^{(t)}$ %	2,4	0	0	25,3	0	
Примітка	2* [168]	1*	2* [121, 159]	1*	1*	

Примітка: у знаменнику – величина інтегрального коефіцієнта пружної анізотропії каолініту триклінної симетрії: 1* – поперечно-ізотропна апроксимація; 2* – експериментальні дані за роботою.

Числові розрахунки інтегрального коефіцієнта поперечно-ізотропної пружної анізотропії показали, що його величина для кристала мусковіту моноклінної симетрії становить лише 2,4 %. Це свідчить, що в цілому поперечно-ізотропна апроксимація матриці пружних властивостей мусковіту в середньому достатньо близька до експериментальних результатів. Анізотропія мусковіту в обох випадках залишається значною і перевищує 40 %, але різниця між інтегральними коефіцієнтами пружної анізотропії моноклінною і поперечно-ізотропною апроксимацією несуттєва (табл. 11.1). Пружна анізотропія каолініту становить 55,8 % і різниця в коефіцієнтах анізотропії між триклінним та ізотропно-поперечним наближенням значно більша, що пояснюється, крім того, наявністю від'ємної величини C_{23} .

11.2. МЕТОД КІЛЬКІСНОЇ ОЦІНКИ ПРУЖНИХ ПОСТІЙНИХ ГЛИНИСТИХ МІНЕРАЛІВ

При розробці методу кількісної оцінки пружних постійних глинистих мінералів необхідно в першу чергу взяти до уваги кристалохімічні особливості їхньої структури [121, 159, 160, 167, 170]. В основі шаруватої структури глинистих мінералів лежать алюмінієво-кремнекисневі сітки з гексагональним узором кілець (рис. 11.3), так звані слюдяні сітки. Отже, крім слюд, такі мінерали, як каолінит, монтморилоніт, хлорити відрізняються один від одного в деталях за будовою самих шарів (а не сіток) і заповненням міжшарового простору.

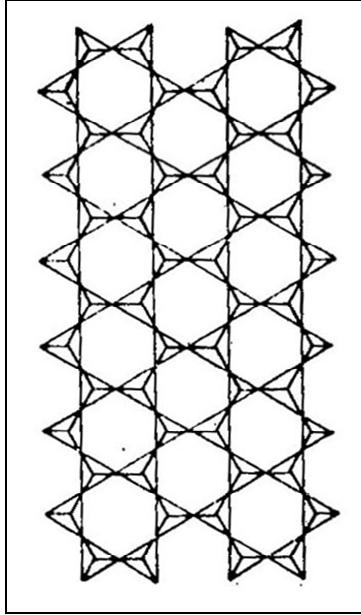


Рис. 11.3. Слюдяна сітка із тетраедрів у структурі шаруватих глинистих мінералів

У кристалічній структурі глинистих мінералів [169] розрізняють два типи структурних елементів (рис. 11.4). Перший являє собою кремнекисневий тетраедр (атом кремнію і чотири рівновіддалені атоми кисню). Окремі тетраедри з'єднуються один з одним і утворюють неперервну двовимірну тетраедричну сітку. Другий структурний елемент – октаедр, який складається із шести атомів кисню або гідроксильних груп, у центрі яких в октаедричній координації розташовані атоми алюмінію, магнію або заліза. Октаедри з'єднуються між собою і утворюють октаедричну сітку, у якій сусідні октаедри мають загальне ребро, а їхні кисневі (гідроксильні) атоми утворюють дві паралельні площини.

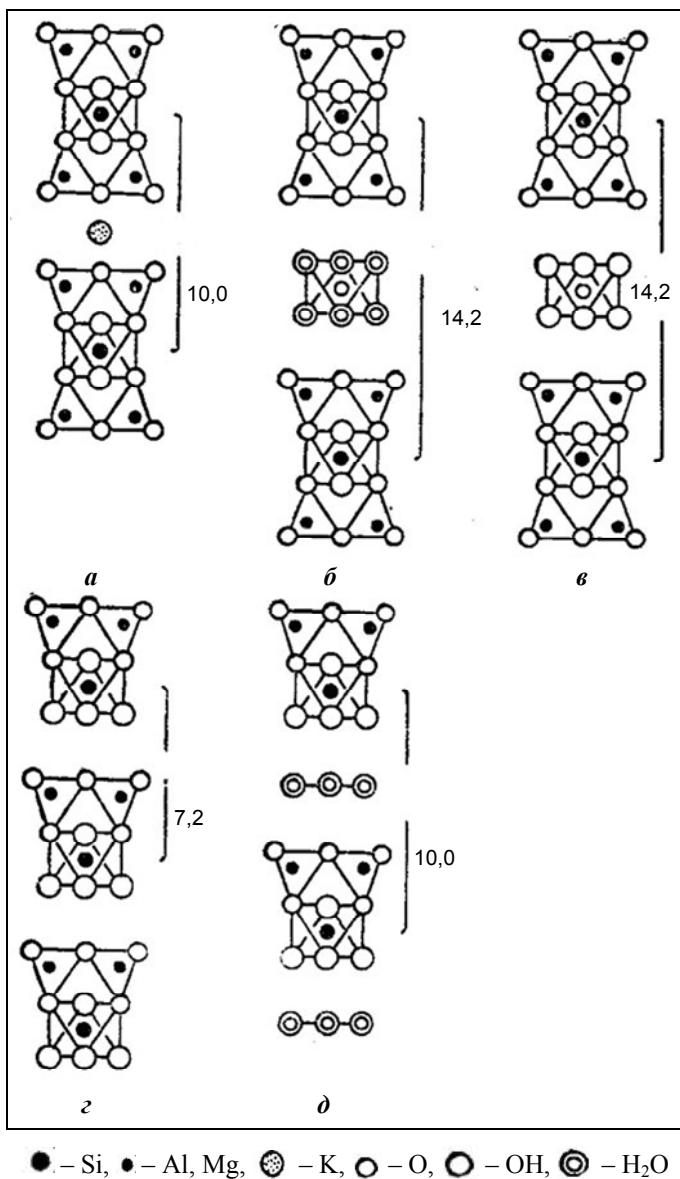


Рис. 11.4. Схематичне зображення структур глинистих мінералів: *a* – слюди; *б* – монтморилоніту; *в* – хлориту; *з* – каолініту; *д* – галузіту

Структурний шар глинистих мінералів може складатися із двох (однієї тетраедричної та однієї октаедричної), трьох (двох тетраедричних і двох октаедричних) або чотирьох (двох тетраедричних і двох октаедричних) сіток. У зв'язку із цим для структурних шарів глинистих мінералів прийнято позначення 1:1, 2:1 і 2:1:1, які свідчать про співвідношення між кількістю октаедричних і тетраедричних сіток в одному шарі (рис. 11.5).

Шаруватий структурний мотив глинистих мінералів відображає двовимірний розподіл найміцніших зв'язків у структурі [169]. Шари зв'язані один з одним більш слабкими молекулярними або суттєво іонними зв'язками. Оскільки в площині шарів зв'язки набагато міцніші, то й їхні деформації значно менші, а для анізотропії пружних постійних характерні такі співвідношення між пружними постійними: $C_{11} \approx C_{22} > C_{33}$ [167]. Таким чином, пружна анізотропія глинистих мінералів корелюється зі ступенем анізодесмічності зв'язків атомів в їхній структурі.

Шаруватий структурний мотив глинистих мінералів підкреслюється розвитком досконалої спайності вздовж (100). Спайність нами розглядається як механічний дефект, що суттєво впливає на анізотропію пружних постійних глинистих мінералів. Запропоновано макроскопічну механічну модель шаруватой структури глинистих мінералів як сукупність розорієнтованих пластинок із жорстким контактом, послабленим спайністю вздовж (100). Механічний дефект, обумовлений спайністю, моделюватимемо плоскою, майже з нульовою концентрацією і розкритістю, тріщинуватістю.

Ефективні пружні постійні такої шаруватой моделі можна розрахувати методом, описаним у роботі [164]:

$$C_{ijkl} = \langle C_{ijkl} \rangle - \langle C_{ijm3} T_{m3n3}^{-1} C_{n3kl} \rangle + \langle C_{ijm3} T_{m3n3}^{-1} \rangle \langle E_{n3m3}^{-1} \rangle^{-1} \langle T_{m3p3}^{-1} C_{p3kl} \rangle, \quad (11.11)$$

де T_{m3n3}^{-1} – матриця, обернена матриці

$$T_{m3n3} = \begin{bmatrix} C_{1313}^{(q)} & C_{1323}^{(q)} & C_{1333}^{(q)} \\ C_{2313}^{(q)} & C_{2323}^{(q)} & C_{2333}^{(q)} \\ C_{3313}^{(q)} & C_{3323}^{(q)} & C_{3333}^{(q)} \end{bmatrix}, \quad (11.12)$$

яка складена із компонент тензора пружних постійних $C_{ijkl}^{(q)}$ для q -го шару;

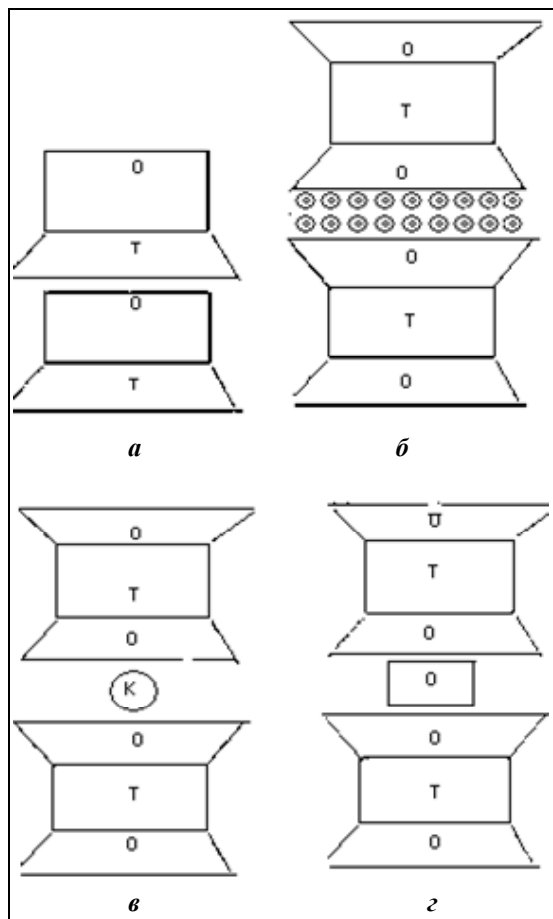


Рис. 11.5. Схематичне зображення структурних типів глинистих мінералів: *a* – структурний тип 1:1 (каолініт); *б* – структурний тип 2:1 (монтморилоніт, іліт); *в* – структурний тип слюди; *г* – структурний тип 2:1:1 (хлорит); О – октаедрична сітка; Т – тетраедрична сітка; дрібні кружки – молекули води в міжшаруватому просторі структури мінералів; овальні кружки – катіони-компенсатори в міжшаруватому просторі структури мінералів

$\langle E_{n3m3} \rangle^{-1}$ – матриця, обернена матриці;

$$\langle E_{n3m3} \rangle = \begin{bmatrix} \langle C_{1313} \rangle & \langle C_{1323} \rangle & \langle C_{1333} \rangle \\ \langle C_{2313} \rangle & \langle C_{2323} \rangle & \langle C_{2333} \rangle \\ \langle C_{3313} \rangle & \langle C_{3323} \rangle & \langle C_{3333} \rangle \end{bmatrix}, \quad (11.13)$$

складена зі статистично усереднених компонент матриці пружних постійних шарів; $\langle \rangle$ – кутові дужки означають операцію статистичного усереднення [166].

Числові розрахунки ефективних пружних постійних проведені для механічної шаруватої моделі структури мусковіту, яка складається із 21 шару, що чергуються, моноклінної пружної симетрії й плоских тріщин. Пружні постійні мусковіту в моноклінному наближенні взято з роботи [163], табл. 11.1. При моделюванні ефективних пружних постійних концентрація і пружні постійні плоскої тріщини одночасно бралися нескінченно малими. У прийнятій моделі пластини мусковіту були розорієнтовані одна відносно одної на кут 30° .

За результатами розрахунків одержали такі ефективні пружні постійні (C_{mn}^* , ГПа):

177,0	51,1	23,7	-0,1	-0,2	1,1
	177,2	23,2	0,3	0,1	-1,1
		58,5	0	0	0
			6,4	0	0,2
					65,6.

Для моделі виявилися справедливими такі співвідношення між пружними постійними: $C_{11}^* \approx C_{22}^* > C_{33}^*$; $C_{44} = C_{55} < C_{66}$; $C_{13} \approx C_{23} < C_{12}$. Причому $C_{12} > 0$, $C_{13} > 0$ і $C_{23} > 0$.

Величина інтегрального коефіцієнта пружної анізотропії – 46 % (табл. 11.1), тобто величина такого порядку характерна для шаруватих мінералів (слюди).

Отже, одночасний вплив структури, розорієнтації пластин та орієнтованих механічних дефектів, обумовлених спайністю, спричиняє дуже близький до планального характер поперечно-ізотропної симетрії пружних постійних мінералів шаруватого структурного мотиву.

В основі кристалохімічної систематики пружних постійних мінералів лежить ізоструктурний принцип [121, 160, 164, 171]. Огляд систематик пружних простійних [167, 170, 172-179] показав, що існує прямий зв'язок між пружними постійними і міжатомними силовими параметрами в ізоструктурних мінералах. Анізотропія пружних постійних залежить від орієнтації основних структурних елементів мінералу і міцності зв'язків між ними. Методи кількісної оцінки пружних постійних глинистих мінералів мають ґрунтуватися на кореляції пружних постійних з величинами міжатомних зв'язків у відповідних напрямках структури мінералів.

Розробка систематики залежності швидкостей пружних хвиль мінералів і гірських порід від щільності була розпочата Ф. Берчем [171, 175]. На основі аналізу залежності швидкостей повздожніх і поперечних хвиль від щільності в умовах гідростатичного стискання Ф. Берч зробив емпіричне узагальнення, відоме нині як формула Берча [171, 175], згідно з якою при постійній величині середньої атомної ваги \bar{M} швидкість повздожньої хвилі V_p є лінійною функцією щільності:

$$V_p = a(\bar{M}) + b(\rho), \quad (11.14)$$

де $a(\bar{M})$, b – емпіричні коефіцієнти; ρ – густина. Ф. Берч [6] також звернув увагу на той факт, що для ізоструктурних мінералів дані для швидкостей з різними \bar{M} лягають на прямі, які перетинають напрямки постійних \bar{M} на діаграмі густина–швидкість.

Андерсен і Найф [180] побудували логарифмічну залежність модулів пружності від середньоатомного об'єму і знайшли їхні регресійні співвідношення для оксидів і силікатів. К. Катахара [160] зробив спробу використати залежність між $V_{ij} = \sqrt{C_{ij} / \rho}$ від щільності для прогнозу пружних постійних глинистих мінералів (каолініту, іліту, хлориту).

Проте застосування кристалохімічного підходу до систематики пружних властивостей мінералів вимагає врахування механічних дефектів мінералів.

Щоб послабити вплив інших факторів, зокрема механічних дефектів і мікротріщин, включень тощо, розроблено спосіб інверсій пружних постійних. Відновлення пружних постійних мінералів з мінімальним впливом механічних дефектів ґрунтується на математичній моделі реального кристала, яка є матричною моделлю (твердий скелет і включення). Ефективні пружні постійні кристала чисельно розраховуються узагальненим методом умовних моментних функцій [121, 166]. Вплив механічних дефектів, які, як правило, знижують величини пружних постійних, моделюється за допомогою мікротріщин і пор різного формату та функції розподілу їхньої орієнтації.

Величина ефективних пружних постійних глинистих мінералів (C^*) у ромбічному наближенні розраховувалась із співвідношень [121, 166]:

$$C^* = \sum_{r=1}^N c_r C_r A_r, \quad (11.15)$$

де c_r – концентрація r -ї компоненти моделі; C_r – пружні постійні r -ї компоненти моделі; A_r – алгебраїчні компоненти матриці, одержані в результаті аналізу напружено-деформованого стону в r -компоненті (тут була використана символічна форма запису тензорних величин).

При аналізі функції розподілу орієнтації включень бралася до уваги формула розвинення її в ряд за узагальненими сферичними функціями:

$$f(\varphi_1, \theta, \varphi_2) = \sum_{l=0}^4 \sum_{m=-l}^l \sum_{n=-l}^l W_{lmn} T_{lmn}(\varphi_1, \theta, \varphi_2), \quad (11.16)$$

де

$T_{lmn}(\varphi_1, \theta, \varphi_2)$ – узагальнена сферична функція; W_{lmn} – коефіцієнти розвинення, які несуть вичерпну інформацію про ФРО компонент; $\varphi_1, \theta, \varphi_2$ – кути Ейлера.

Для числових розрахунків пружних постійних шаруватих мінералів з урахуванням впливу механічних дефектів був розроблений алгоритм і програма, які включали розв'язок задачі інверсії пружних постійних із застосуванням сучасних методів глобальної оптимізації.

Результати інверсії наведено в табл. 11.2 і зіставлено з результатами експериментальних досліджень. Одержані результати добре узгоджуються з даними експериментальних досліджень пружних постійних на якісних монокристалах без механічних дефектів, зокрема мусковіту [163].

Продовження табл. 1.1.2

Назва мінералу та його кристалохімічна формула	Густина мінералу, 10^3 кг/м^3	Середньо-атомна вага	Пружні постійні $C_{\text{тп}}$ в ГПа (у чисельнику) і пружні податливості $S_{\text{тп}}$ в ГПа ⁻¹ (у знаменнику)					Інтегральний коефіцієнт пружної анизотропії, A%	Примітка	
			$\frac{C_{11}}{S_{11}}$	$\frac{C_{33}}{S_{33}}$	$\frac{C_{44}}{S_{44}}$	$\frac{C_{66}}{S_{66}}$	$\frac{C_{12}}{S_{12}}$			$\frac{C_{13}}{S_{13}}$
Структурний тип 1:1										
Антигорит $\text{Mg}_6 [\text{Si}_4\text{O}_{10}](\text{OH})_8$	2,6	15,40	$\frac{182,7}{6,2}$	$\frac{63,5}{16,2}$	$\frac{13,3}{75,2}$	$\frac{60,4}{16,6}$	$\frac{61,9}{-2,0}$	$\frac{14,7}{-1,0}$	43,4	1*
Лізардит $\text{Mg}_6 [\text{Si}_4\text{O}_{10}](\text{OH})_8$	2,55	15,40	$\frac{177,2}{6,5}$	$\frac{51,7}{20,5}$	$\frac{12,2}{82,0}$	$\frac{59,3}{16,9}$	$\frac{58,6}{-2,0}$	$\frac{18,2-1,6}{-1,6}$	45,1	1*
Дікіт $\text{Al}_4 [\text{Si}_4\text{O}_{10}](\text{OH})_8$	2,62	15,19	$\frac{186,6}{6,1}$	$\frac{74,9}{13,6}$	$\frac{14,5}{70,0}$	$\frac{60,6}{16,5}$	$\frac{65,5}{-2,1}$	$\frac{12,4}{-0,7}$	41,6	1*
Хризотил $\text{Mg}_6 [\text{Si}_4\text{O}_{10}](\text{OH})_8$	2,55	15,40	$\frac{177,2}{6,5}$	$\frac{51,7}{20,5}$	$\frac{12,2}{82,0}$	$\frac{59,3}{16,9}$	$\frac{58,6}{-2,0}$	$\frac{18,2}{-1,6}$	45,1	1*

Продовження табл. 11.2

Назва мінералу та його кристалохімічна формула	Густина мінералу, 10 ³ кг/м ³	Середньо-атомна вага	Пружні постійні C_{mn} в ГПа (у чисельнику) і пружні податливості S_{mn} в ТПа ⁻¹ (у знаменнику)						Інтегральний коефіцієнт пружної анізотропії, A, %	Примітка
			$\frac{C_{11}}{S_{11}}$	$\frac{C_{33}}{S_{33}}$	$\frac{C_{44}}{S_{44}}$	$\frac{C_{66}}{S_{66}}$	$\frac{C_{12}}{S_{12}}$	$\frac{C_{13}}{S_{13}}$		
Структурний тип 2:1										
Монтморилоніт $Na_x(H_2O)_4$ $\{Al_2[Al_xSi_{4-x}O_{10}](OH)_2\}$	2,55	13,27	$\frac{195,3}{6,2}$	$\frac{126,7}{7,9}$	$\frac{21,3}{46,9}$	$\frac{56,3}{17,8}$	$\frac{82,6}{-2,6}$	$\frac{7,0}{-0,2}$	27,2	1*
Літ $K_x(H_2O)_x$ $\{Al_2[Al_xSi_{3-x}O_{10}](OH)_{2-x}$ $(H_2O)_3\}$	22,79	16,55	$\frac{194,95,8}{179,9}$ 5,9	$\frac{87,4}{11,6}$	$\frac{14,1}{70,9}$	$\frac{66,3}{15,1}$	$\frac{62,4}{-1,8}$	$\frac{10,9}{-0,5}$	41,0	1*
									45,8	2* за даними [160, 175]

Продовження табл. 11.2

Назва мінералу та його кристалохімічна формула	Густина мінералу, 10^3 кг/м ³	Середньо-атомна вага	Пружні постійні C_{mi} в ГПа (у чисельнику) і пружні податливості S_{mi} в ТПа ⁻¹ (у знаменнику)					Інтегральний коефіцієнт пружної анізотропії, A_i %	Примітка	
			$\frac{C_{11}}{S_{11}}$	$\frac{C_{33}}{S_{33}}$	$\frac{C_{44}}{S_{44}}$	$\frac{C_{66}}{S_{66}}$	$\frac{C_{12}}{S_{12}}$			$\frac{C_{13}}{S_{13}}$
Структурний тип 2:1:1										
Хлорит $Mg_4(MgAl)_2$ $[(Si,Al)_2Si_2O_{10}](OH)_8$	2,69	15,44	$\frac{192,5}{5,9}$	$\frac{90,0}{11,2}$	$\frac{15,4}{64,9}$	$\frac{62,5}{16,0}$	$\frac{67,5}{-2,1}$	$\frac{10,4}{-0,4}$	39,8	1*
			$\frac{181,8}{6,2}$	$\frac{106,8}{9,7}$	$\frac{11,4}{87,7}$	$\frac{62,5}{16,0}$	$\frac{56,8}{-1,8}$	$\frac{20,3}{-0,8}$	36,3	2* за даними [160, 175]
Клінохлор $Mg_6Si_4O_{10}(OH)_8$ Лейхтенбергіт $(Mg,Al)_6(Si,Al)_4O_{10}$ $(OH)_8$	2,711	15,44	177,4	93,7	11,2	55,4	66,2*	–	–	Неповні дані із роботи [159]
			184,3	119,7	11,8	69,2	45,9*	–	–	Неповні дані з роботи [159]
Структурний тип: Слюди										
Мусковіт $K\{Al_2[AlSi_3O_{10}](OH)_2\}$	2,893	18,97	$\frac{188,8}{5,7}$	$\frac{56,6}{18,6}$	$\frac{9,9}{101,0}$	$\frac{71,9}{13,9}$	$\frac{44,9}{-1,2}$	$\frac{17,9}{-1,4}$	46,7	1*
			$\frac{185,3}{5,9}$	$\frac{56,8}{18,3}$	$\frac{12,7}{78,7}$	$\frac{68,7}{14,6}$	$\frac{47,9}{-1,4}$	$\frac{15,3}{-1,2}$	45,3	2*

Закінчення табл. 11.2

Назва мінералу та його кристалохімічна формула	Густина мінералу, 10^3 кг/м^3	Середньо-атомна вага	Пружні постійні C_{mn} в ГПа (у чисельнику) і пружні податливості S_{mn} в ТПа ⁻¹ (у знаменнику)					Інтегральний коефіцієнт пружної анізотропії, A_i %	Примітка	
			$\frac{C_{11}}{S_{11}}$	$\frac{C_{33}}{S_{33}}$	$\frac{C_{44}}{S_{44}}$	$\frac{C_{66}}{S_{66}}$	$\frac{C_{12}}{S_{12}}$			$\frac{C_{13}}{S_{13}}$
Структурний тип: Слюди										
Біютит $K\{(Mg_1Fe)_3[AlSi_3O_{10}](OH)_2\}$	3,097	21,11	196,1	61,5	9,1	79,7	36,8	17,0	47,1	1*
			5,4	16,9	109,9	12,5	-0,9	-1,2		
Флогопіт $K\{Mg_3[AlSi_3O_{10}](OH)_2\}$	2,868	18,97	189,4	54,8	6,0	77,7	33,9	16,9	49,3	2*
			5,6	19,1	166,7	12,9	-0,9	-1,4		
Ксантофіліт $Ca\{Mg_2Al[Al_3SiO_{10}](OH)_2\}$	3,100	19,03	186,3	51,6	9,5	71,4	43,6	19,6	47,4	1*
			5,8	20,7	105,3	14,0	-1,2	-1,8		
			183,8	53,0	5,9	74,6	34,6	26,5	47,8	2*
			6,0	21,5	169,5	13,4	-0,7	-2,6		
			210,2	116,1	13,6	76,9	56,3	8,6	39,4	1*
			5,1	8,6	73,5	13,5	-1,4	-0,3		
			231,4	99,7	23,1	80,6	-	-		Неповні дані з роботи [159]

Примітка.* пружні постійні C_{12} , розраховані в поперечно-ізотропному наближенні.

1 – за даними множинної регресії; 2 – поперечно-ізотропна апроксимація за даними інверсії.

Відновлені значення пружних постійних являють собою основу для побудови надійних регресійних залежностей між комплексним параметром $\sqrt{\frac{C_{mn}}{\rho}}$ і густиною ρ та середньоатомною вагою \bar{M} :

$$\lg\left(\sqrt{\frac{C_{mn}}{\rho}}\right) = A \ln \rho + B \ln \bar{M} + C. \quad (11.17)$$

Величина коефіцієнтів множинної регресії для різних пружних постійних C_{mn} та їхні довірчі границі наведено в табл. 11.3.

Величина комплексного параметра $\sqrt{C_{mn}/\rho}$ для діагональних компонент матриці пружних постійних у поперечно-ізотропному наближенні C_{11} , C_{33} , C_{44} , C_{66} має прозорий фізичний зміст: це величини фазових швидкостей хвиль повздовжньої або поперечної поляризації паралельно відповідним кристалографічним напрямкам глинистих мінералів, які корелюють із міцністю зв'язку між атомами в цих напрямках. Результати кількісної оцінки пружних постійних породотвірних глинистих мінералів за формулою (11.6) наведено в табл. 11.2. Одержані результати добре узгоджуються з даними експериментальних досліджень (табл. 11.3).

Для всіх глинистих мінералів відповідно до анізодесмічності їхньої структури строго виконуються співвідношення між пружними постійними: $C_{11} = C_{22} > C_{33}$, $C_{66} > C_{44} = C_{55}$, $C_{12} > C_{13} = C_{23}$. Уперше одержано постійні в поперечно-ізотропному наближенні таких важливих мінералів, як галуазит, дикіт, антигорит, лізардит, хризотил, монтморилоніт, іліт, хлорит і ксантофіліт. Одержано надійні дані для поперечно-ізотропного наближення пружних постійних каолініту, які добре узгоджуються з прогнозними оцінками даних інших дослідників [160, 161].

Таблиця 11.3. Коефіцієнти лінійної регресійної залежності між логарифмом комплексного параметра $\ln(\sqrt{C_{mn}}/\rho)$ і логарифмами густини ($\ln \rho$) та середньоатомної ваги \bar{M} мінералів шаруватої структури

Параметр	Коефіцієнти регресійного рівняння $\lg(\sqrt{C_{mn}}/\rho) = A \ln \rho + B \ln \bar{M} + C$			Довірчі границі прогнозних оцінок параметрів
	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	
$\ln(\sqrt{C_{11}}/\rho)$	0,391	-0,326	2,741	±0,0129
$\ln(\sqrt{C_{33}}/\rho)$	4,838	-3,013	5,215	±0,034
$\ln(\sqrt{C_{44}}/\rho)$	1,829	-1,892	4,241	0,061
$\ln(\sqrt{C_{66}}/\rho)$	1,120	-0,021	0,173	±0,002
$\ln(\sqrt{C_{13}}/\rho)$	-5,902	3,223	-2,305	±0,018

Для всіх породотвірних мінералів розраховано в поперечно-ізоτροпному наближенні пружні податливості S_{mn} (ГПа⁻¹), які дозволяють оцінювати лінійну та об'ємну стисливість мінералів (табл. 11.1). Величина інтегрального коефіцієнта пружної анізотропії глинистих мінералів коливається від 27,2 % до

50,4 %. Найменша величина коефіцієнта анізотропії – 27,2 %, характерна для монтморилоніту, обумовлена тим, що в міжшаровому просторі цього мінералу і відповідно в ослаблених спайністю напрямках є вода. За даними експериментальних досліджень при водонасиченні пружні постійні зростають і величина коефіцієнта анізотропії зменшується [121].

11.3. ПАРАМЕТРИ АНІЗОТРОПІЇ ПРУЖНИХ ХВИЛЬ ПОРОДОТВІРНИХ ГЛИНИСТИХ МІНЕРАЛІВ

Пружна симетрія мінералів контролює просторові зміни всіх без винятку параметрів анізотропії пружних хвиль [121]: стереопроєкцій індикатрис ізоліній квазіповздовжньої, "швидкої" й "повільної" квазіпоперечних хвиль і диференціального коефіцієнта пружної анізотропії.

Стереопроєкція ізоліній фазової квазіповздовжньої хвилі каолініту в триклінному наближенні (рис. 11.6) має локальний мінімум у напрямку кристалографічної осі [001] і майже симетрична відносно координатної площини X_1X_3 . Максимальні величини фазової квазіповздовжньої хвилі – у площині X_1X_2 .

Стереопроєкція ізоліній різниці між "швидкою" і "повільною" фазовими швидкостями квазіповздовжніх хвиль каолініту триклінної симетрії (рис. 11.7) має в околі напрямку [001] близько семи локальних екстремумів, які свідчать, принаймні, про наявність близько семи акустичних осей.

Причому жодна з них не збігається з віссю C каолініту. Найбільша різниця між "швидкою" і "повільною" квазіпоперечними хвилями спостерігається в площині X_1X_2 і сягає величини більше $2,8 \text{ км} \cdot \text{с}^{-1}$. Це свідчить, насамперед, про наявність у кристалі каолініту інтенсивних ефектів розщеплення поперечних хвиль.

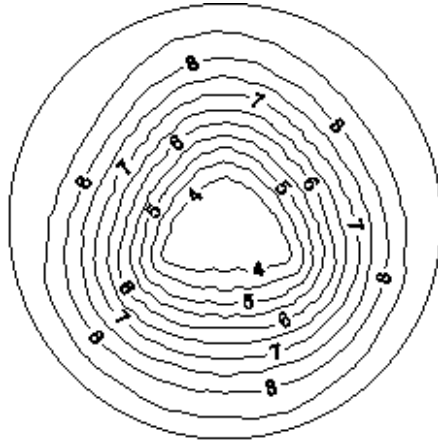


Рис. 11.6. Стереоекція ізоліній квазіповздовжньої хвилі ($\text{км}\cdot\text{с}^{-1}$) каолініту триклінної симетрії

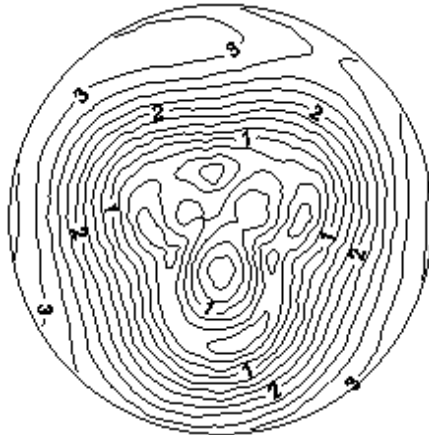


Рис. 11.7. Стереоекція ізоліній різниці між "швидкою" і "повільною" квазіпоперечними хвилями ($\text{км}\cdot\text{с}^{-1}$) каолініту триклінної симетрії

Спостерігаються три напрямки максимальної величини коефіцієнтів диференціальної пружної анізотропії, величина яких сягає 55 % (рис. 11.8). Але в околі напрямку (001) є також два напрямки з найменшою величиною коефіцієнта пружної анізотропії – менше 20 %.

Поперечно-ізотропна апроксимація пружної симетрії каолініту приводить до того, що всі без винятку параметри анізотропії мають циліндричну симетрію (рис. 11.9). Характерні екстремальні напрямки параметрів анізотропії, які спостерігаються в триклінному наближенні, згладжуються. Замість трьох екстремальних напрямків коефіцієнтів диференціальної пружної анізотропії з'являється цілий пояс екстремальних його значень – більше 55 %.

Шаруватий структурний мотив також значною мірою проявляється і на стереопроєкціях параметрів анізотропії мусковіту моноклінної симетрії (рис. 11.10). В околі кристалографічної осі C мусковіту спостерігаються близько шести акустичних осей, а величина різниці між "швидкою" і "повільною" фазовими квазіпоперечними хвилями в площині X_1X_2 сягає більше $2,4 \text{ км} \cdot \text{с}^{-1}$, але ця величина менша за значення цього параметра, характерного для каолініту (рис. 11.6, 11.10).



Рис. 11.8. Стереопроєкція ізоліній рівних значень диференціального коефіцієнта пружної анізотропії (A_a , %) каолініту триклінної симетрії



a
б
в

Рис. 11.9. Стереопроєкції ізоліній параметрів анізотропії каолініту в поперечно-ізотропному набженні:
a – диференціального коефіцієнта пружної анізотропії ($A_c, \%$); *б* – квазіповздовжової хвилі ($\text{км}\cdot\text{с}^{-1}$); *в* – різниці між "швидкою" і "повільною" квазіпоперечними хвилями ($\text{км}\cdot\text{с}^{-1}$)

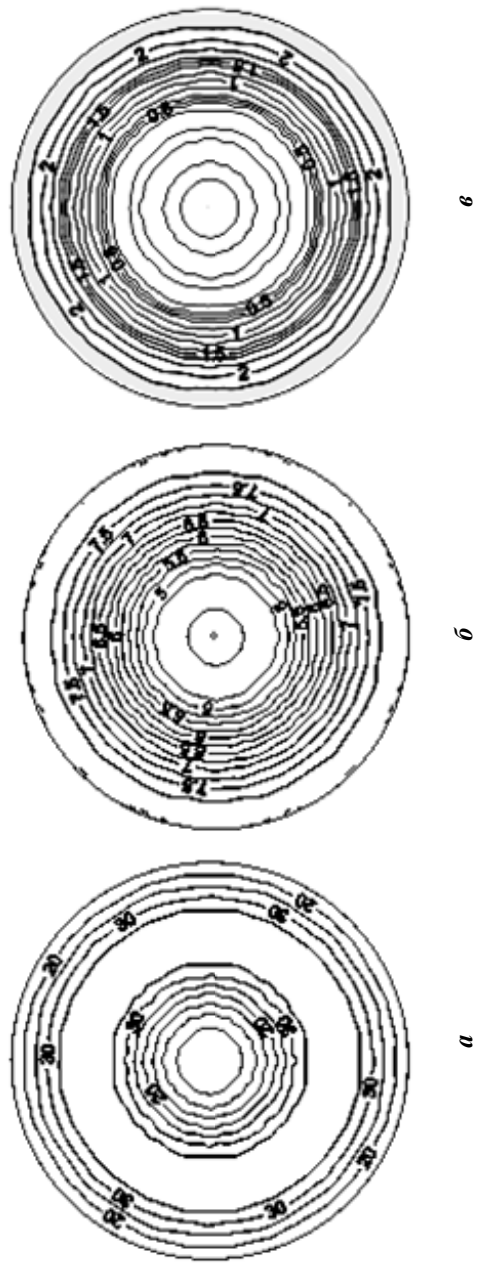


Рис. 11.10. Стереопроєкції ізоліній параметрів анізотропії мусковіту моноклінної симетрії: а – диференціальний коефіцієнт пружної анізотропії ($A_6, \%$); б – квазіповздовжньої хвилі ($\text{км}\cdot\text{с}^{-1}$); в – різниця між "швидкою" і "повільною" квазіпоперечними хвилями ($\text{км}\cdot\text{с}^{-1}$)

Для випадку поперечно-ізо­тропної апроксимації пружних постійних глинистих мінералів можна визначити умови існування особливих напрямків, які не збігаються з елементами симетрії. Для таких напрямків необхідно виконання певних співвідношень між пружними постійними [121, 165].

Для повздовжньої нормалі (напрямку розповсюдження чистої поперечної хвилі, який не збігається з елементами симетрії мінералів) необхідно і достатньо умови [165]:

$$-1 < \frac{g_2}{g_1} < 0. \quad (11.18)$$

Тобто, крім напрямку (001) і площини X_1X_2 для глинистих кристалів у поперечно-ізо­тропному наближенні чисто повздовжні хвилі можуть розповсюджуватися і в напрямках, для яких кут θ_p , що утворює повздовжня нормаль з головною віссю поперечно-ізо­тропної симетрії (вісь ∞ паралельна (001)) визначається із співвідношення:

$$\cos\theta_p = \sqrt{-\frac{g_2}{g_1}}.$$

У випадку акустичних осей, уздовж яких швидкості квазіпоперечних хвиль однакові, необхідно виконання умови [165]:

$$0 < \frac{(g_5 - g_2)(g_5 - g_3)}{g_5^2 + g_4(g_5 - g_2)} < 1. \quad (11.19)$$

У табл. 11.4 наведено значення кута акустичної осі θ_a , який утворює акустична вісь з головною віссю симетрії мінералу [165]:

$$\cos\theta_a = \sqrt{\frac{(g_5 - g_2)(g_5 - g_3)}{g_4(g_5 - g_3) + g_5^2}}. \quad (11.20)$$

Як видно з наведених у табл. 11.4 даних, величина кутів повздовжньої нормалі коливається в межах від $6,3^0$ до 36^0 . Величина кутів, які утворюють акустичні осі, набагато більша: величина θ_a коливається від $30,2^0$ до $59,3^0$. Причому найбільші величини кутів θ_p і θ_a характерні для мінералу монтморилоніту.

Зіставлення індикатрис фазових швидкостей за прогнозними та експериментальними даними (рис. 11.11) в поперечно-ізотропному наближенні показало, що аномальні екстремальні значення на індикатрисах за експериментальними даними обумовлені від'ємними величинами C_{13} і C_{23} . Прогнозні оцінки дають можливість виправити неточності оцінки C_{13} і C_{23} у роботі [29].

Таблиця 11.4. Параметри акустичної анізотропії поперечно-ізотропної апроксимації пружних постійних глинистих мінералів – кути повздовжньої нормалі (θ_p) й акустичні осі (θ_a), які не збігаються з напрямками елементів симетрії мінералів

Тип мінералу	θ_p , град.	θ_a , град.	Примітка
Структурний тип 1:1			
Каолініт	12,3	38,4	1*
	6,3	30,2	2* [161, 178]
	6,3	32,6	2* [2]
Галуазит	6,3	32,6	1*
Антигорит	21,6	43,9	1*
Лізардит	14,6	39,3	1*
Дикіт	25,6	47,4	1*
Хризотил	14,6	39,3	1*
Структурний тип 2:1			
Монтморилоніт	36,0	59,3	1*
Іліт	29,1	48,9	1*
	19,1	38,6	2* [161, 178]
Структурний тип 2:1:1			
Хлорит	29,6	50,5	1*
	34,1	52,5	3* [161, 178]

Закінчення табл. 11.4			
Тип мінералу	θ_p , град.	θ_a , град.	Примітка
Структурний тип слюди			
Мусковіт	19,5	38,8	1*
	18,4	39,2	3*
Біотит	22,0	39,1	1*
	21,9	38,1	3*
Флогоніт	16,5	36,8	1*
	17,6	36,4	3*
Ксантофіліт	34,2	51,3	1*

Примітка: θ_p – кут між головною віссю симетрії й повздовжньою нормаллю, яка не збігається з елементами симетрії структури мінералу; θ_a – кут між головною віссю симетрії й акустичною віссю, яка не збігається з елементами симетрії структури мінералу; 1* – за даними множинної регресії; 2* – поперечно-ізоотропне наближення; 3* – поперечно-ізоотропна апроксимація за даними інверсії.

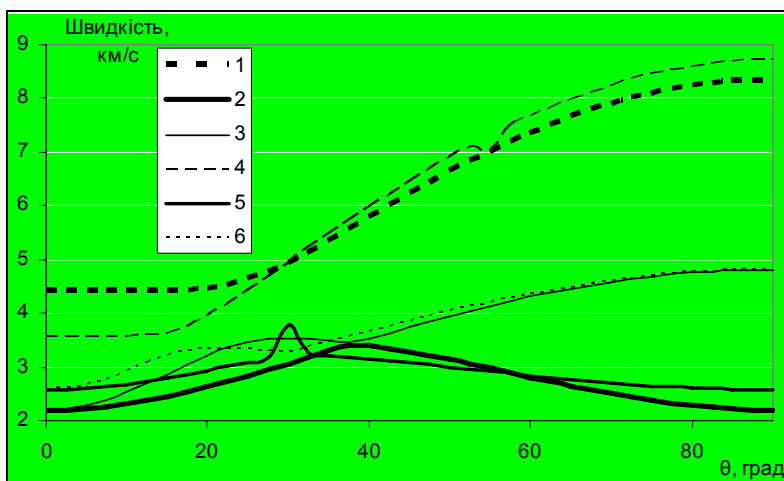


Рис. 11.11. Індикатриси фазових швидкостей квазіповздовжніх і квазіпоперечних хвиль мінералу каолініту в поперечно-ізоотропному наближенні за даними експериментальних досліджень і прогнозних оцінок за регресійною залежністю: 1 – квазіповздовжня хвиля за прогнозними даними; 2 – "повільна" квазіпоперечна хвиля за прогнозними даними; 3 – "швидка" квазіпоперечна хвиля за прогнозними даними; 4 – квазіповздовжня хвиля за експериментальними даними; 5 – "повільна" квазіпоперечна хвиля за експериментальними даними; 6 – "швидка" квазіпоперечна хвиля за експериментальними даними

11.4. МОДУЛІ ПРУЖНОСТІ ІЗОТРОПНИХ ПОЛІКРИСТАЛІЧНИХ АГРЕГАТІВ ГЛИНИСТИХ МІНЕРАЛІВ

Ізотропні наближення пружних постійних мінералів широко використовуються в практиці сейсмічних і сейсмоакустичних досліджень [121, 160]. Результати усереднення пружних постійних глинистих мінералів методом Фойгта–Реусса–Хілла (ФРХ) наведено в табл. 11.5. Для оцінки їхньої надійності проведено зіставлення отриманих даних з відомими експериментальними даними [181].

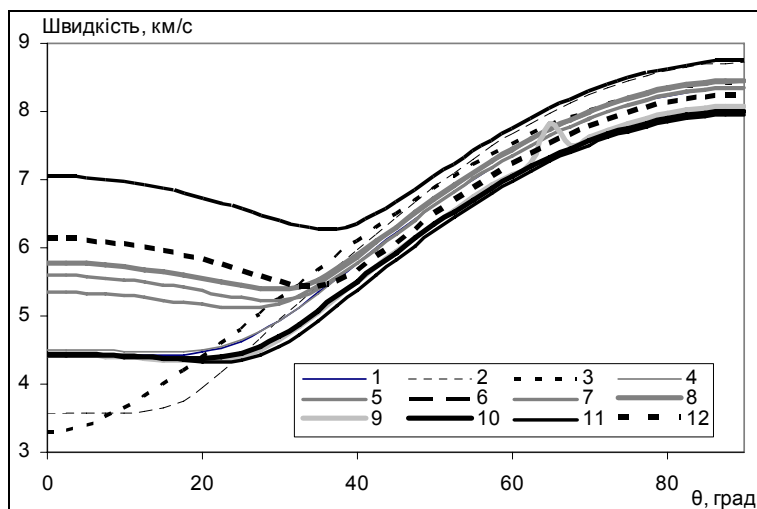


Рис. 11.12. Індикатрисис фазових швидкостей квазіповздовжніх хвиль глинистих мінералів (поперечно-ізотропне наближення): 1 – каолінит за даними множинної регресії; 2 – каолінит за експериментальними даними; 3 – галузит за даними множинної регресії; 4 – лізардит за даними множинної регресії; 5 – дикіт за даними множинної регресії; 6 – монтморилоніт за даними множинної регресії; 7 – іліт за даними множинної регресії; 8 – хлорит за даними множинної регресії; 9 – мусковіт за даними множинної регресії; 10 – мусковіт за даними інверсії експериментальних даних; 11 – біотит за даними множинної регресії; 12 – ксантофіліт за даними множинної регресії

Для вирішення поставленої задачі використовувалися експериментальні результати дослідження залежності швидкостей повздовжніх хвиль глин різного мінералогічного складу на штучних і природних зразках. Для виготовлення штучних зразків використовувалися глини різного мінералогічного складу, з яких виготовляли дрібнозерні, не відмиті від природних солей порошки. Штучні пасти витримувалися до 5 діб в умовах стискування до 200–300 МПа [181]. Сумарне водонасичення визначалося шляхом висушування до постійної маси. Кінцеве сумарне водонасичення обчислювалось як відношення випареного об'єму води, яка насичує зразок, до усього об'єму зразка.

Для визначення усереднених пружних постійних використовувався метод інверсії [121]. Для її розв'язку застосовувався квазіньютонівський метод, а для подолання проблем неоднозначності розв'язку на шукані параметри накладали дуже жорсткі обмеження. Для числових розрахунків ефективних модулів пружності пористих вологонасичених зразків гірських порід в умовах високих тисків використовувався метод умовних моментних функцій і розрахункова схема Морі–Танака [121, 166, 182].

У процесі розв'язку задачі інверсії враховувалися і деякі особливості числових розрахунків ефективних пружних модулів об'ємного стискування (K^*) і зсуву (G^*) неуцілених штучних зразків глин.

Однією з причин, згідно з якою глинисті мінерали вважаються високодисперсними, є розколювальні дислокації. Розколювання, яке відбувається згідно з механізмом Орована–Кохендерфера–Фудзита, спричиняє до виникнення порожнин (мікротріщин).

Механізм їхнього утворення зводиться до того, що дві крайові дислокації з протилежно направленими векторами Бюргерса повинні переповзати назустріч одна одній відповідно до механізму швидкого переповзання. Порожнини, що утворюються, мають розширюватися за рахунок поглинання великої кількості дислокацій, які накопичуються на паралельних площинах оповзання порід початковим диполем. Найбільш сформовані лінії сковзання в сусідніх паралельних площинах – у базальних площинах шаруватих силікатів.

Не повною мірою з'ясована роль плівок граничної води, яка адсорбована в міжпакетних областях кристалів глинистих мінералів. У зв'язку з цим до моделі початкового наближення вводилася невелика кількість мікротріщин, яка уточнювалася в подальшому в ітераційному процесі. Цільова функція $\Phi(\vec{x})$ мала такий вигляд:

$$\Phi(\vec{x}) = \sum_{m=1}^M \left[V_p^{(e)}(p) - V_p^{(r)}(p) \right]^2, \quad (11.20)$$

де $V_p^{(e)}(p), V_p^{(r)}(p)$ – експериментальні та обчислені методом умовних моментних функцій на r -му кроці ітераційного процесу значення швидкостей повздовжніх хвиль за різних тисків; \vec{x} – вектор шуканих параметрів розмірності N , який включає модуль об'ємного стискання і зсуву, густина мінералів, формати і концентрації сухих і водонасичених пустот і тріщин за різних тисків.

Мінімізація цільової функції $\Phi(\vec{x})$ здійснювалася з урахуванням обмежень щодо концентрації мінералів, пор і тріщин:

$$\sum_{q=1}^{\Phi} c_1^{(q)} = 1, \quad (11.21)$$

де $c_1^{(q)}$ – концентрація q -го мінералу або тріщини.

Швидкості повздовжніх і поперечних хвиль обчислювались із співвідношень:

$$V_r^{(r)}(p) = \sqrt{\frac{K^* + \frac{4}{3}G^*}{\rho^*}}, \quad (11.22)$$

$$V_s^{(r)}(p) = \sqrt{\frac{G^*}{\rho^*}}, \quad (11.23)$$

$$\rho^*(\rho) = \sum_{q=1}^Q c_1^{(q)} \rho^{(q)}(\rho), \quad (11.24)$$

$$K^* = \frac{1}{3} \sum_{r=1}^{N+1} c_r K_r K_{Ar}, \quad (11.25)$$

$$G^* = \frac{1}{2} \sum_{r=1}^{N+1} c_r \mu_r m_{Ar}, \quad (11.26)$$

де

$$K_r, \mu_r, \rho^{(q)}$$

– модулі об'ємного стискання і зсуву та густина мінералів, пор і тріщин (сухих і водонасичених); K_{Ar} , m_{Ar} – алгебраїчні компоненти, які визначаються шляхом оцінки напружено-деформованого стану для компонент-включень із розв'язку стохастичного інтегрального рівняння, ядром якого є похідні функції Гріна [121].

Результати інверсії наведено в табл. 11.6. Зіставлення розрахованих і експериментальних залежностей швидкостей повздожних і поперечних хвиль від тиску у зразках глин і серпентинітів подано на рис. 11.13–11.19. Як видно з наведених даних, отримані значення пружних модулів добре узгоджуються з даними результатів експериментальних досліджень і свідчать про достатню надійність одержаних величин пружних постійних за даними множинної регресійної залежності.

Таблиця 11.5. Усереднені модулі пружності ізотропних полікристалічних агрегатів глинистих мінералів у наближенні Фойгта–Реусса–Хілла, обчислені за даними прогнозних оцінок пружних постійних мінералів

Тип мінералу	Усереднені модулі пружності, ГПа		Усереднені швидкості пружних хвиль, км·с ⁻¹		Густина, ρ , 10 ³ кг/м ³	Сумарна вологість зразків, ω_z , %	Примітка
	Модуль об'ємного стиснення, \bar{K}	Модуль модуль звуку, \bar{G}	Швидкість позадвожньої хвилі, \bar{V}_p	Швидкість поперечної хвилі, \bar{V}_s			
1	2	3	4	5	6	7	8
Структурний тип 1:1							
Каолініт	54,1	29,0	6,07	3,39	2,52	—	1*
	43,1	33,4	5,90	3,64	2,52	—	2* За даними робіт [160, 175]
	54,2	29,8	6,13	3,45	2,50	13	За даними інверсії швидкості пружних хвиль в умовах високих тисків штучних зразків глини [181]
	54,2	29,0	6,07	3,39	2,52	15	За даними інверсії залежності швидкості пружних хвиль від тиску зразків майкопських глин [181]
Галуазит	41,9	18,7	5,64	2,98	2,10	—	1*
Дикіт	61,3	33,8	6,37	3,59	2,62	—	1*
Антигорит	58,1	31,8	6,22	3,50	2,60	—	1*

Продовження табл. 1.1.5

Тип мінералу	Усереднені модулі пружності, ГПа		Усереднені швидкості пружних хвиль, км·с ⁻¹		Густина, ρ , 10 ³ кг/м ³	Сумарна вологість зразків, ω_z , %	Примітка
	модуль об'ємного стиснення, \bar{K}	модуль зсуву, \bar{G}	швидкість поперечної хвилі, \bar{V}_p	швидкість поперечної хвилі, \bar{V}_s			
Структурний тип 1:1							
Лізардит	54,7	29,5	6,07	3,40	2,55	–	1*
	60,0	19,0	5,89	2,78	2,46	–	За даними інверсії залежності швидкості високих тисків серпентиніту [183]
Хризотил	54,7	29,5	6,07	3,40	2,55	–	1*
Серпентин*	58,1	28,3	6,07	3,30	2,60	–	За даними інверсії усередненої кривої (150 зразків) залежності швидкості пружних хвиль серпентиніту в умовах високих тисків [183]
Структурний тип 2:1							
Монтморилоніт	74,3	41,4	7,13	4,03	2,55	–	1*
	72,6	42,4	7,12	4,08	2,55	24	За даними інверсії залежності швидкості пружних хвиль від тиску штучних зразків мономінеральної глини [181]

Продовження табл.11.5

Тип мінералу	Усреднені модулі пружності, ГПа		Усреднені швидкості пружних хвиль, км·с ⁻¹		Густина, ρ, 10 ³ кг/м ³	Сумарна вологість зразків, ω _z , %	Примітка
	модуль об'ємного стискування, \bar{K}	модуль зсуву, \bar{G}	швидкість повздовжньої хвилі, \bar{V}_p	швидкість поперечної хвилі, \bar{V}_s			
Структурний тип 2:1							
Іліт	64,5	35,6	6,34	3,57	2,79	—	1*
	64,5	35,5	6,38	3,57	2,77	20,6	За даними інверсії залежності швидкості пружних хвиль від тиску штучних зразків мономінеральної глини [181]
	64,6	35,7	6,33	3,57	2,798	15	За даними інверсії залежності швидкості пружних хвиль від тиску штучних зразків майкопських глин [181]
	64,6	35,6	6,34	3,57	2,790	15	За даними інверсії залежності швидкості пружних хвиль від тиску штучних зразків глини крейдяного віку [181]

Закінчення табл. 11.5

Тип мінералу	Усереднені модулі пружності, ГПа		Усереднені швидкості пружних хвиль, км·с ⁻¹		Густина, ρ, 10 ³ кг/м ³	Сумарна вологість зразків, ω _z , %	Примітка
	модуль об'ємного стискання, \bar{K}	модуль зсуву, \bar{G}	швидкість поздожньої хвилі, \bar{V}_p	швидкість поперечної хвилі, \bar{V}_s			
Структурний тип 2:1:1							
Хлорит	65,3	36,1	6,49	3,66	2,69	—	1*
	65,2	36,1	6,53	3,68	2,66	15	За даними інверсії залежності швидкості пружних хвиль від тиску штучних зразків майкопських глин [181]
	65,1	36,1	6,48	3,66	2,695	15	За даними інверсії залежності швидкості пружних хвиль від тиску штучних зразків глини крейдяного віку [181]
Структурний тип слюди							
Мусковіт	55,9	30,6	5,78	3,25	2,893	—	1*
	54,8	32,6	5,83	3,35	2,893	—	2*
	56,9	31,7	5,66	3,20	3,097	—	1*
Біюгіт	53,6	27,6	5,40	2,98	3,097	—	2*
	54,5	29,6	5,72	3,21	2,868	—	1*
Флолопіт	56,4	25,9	5,63	3,01	2,868	—	2*
	71,1	39,1	6,31	3,55	3,100	—	1*

Примітка: серпентин* – сукупність мінералів групи серпентину, кількісні співвідношення між якими невідомі; 1* – за даними множинної регресії; 2* – поперечно-ізотропна апроксимація за даними інверсії.

Інверсія статистично усередненої залежності швидкостей по-
вздовжніх і поперечних хвиль від тиску за даними роботи [183]
показала, що сукупність мінералів групи серпентиніту, за модуля-
ми пружності, добре узгоджується з даними для антигориту, ліза-
рдиту і хризотилу, які одержані за даними множинної регресії.

Таблиця 11.6. Залежність величини інтегрального коефіцієнта
анізотропії акустичного тензора від концентрації
однонаправлено орієнтованих зерен іліту вздовж осі X_3
для моделей ламінарної (ГЛ-1) і турбулентної (ГТ-1) структури

Концентрація, %	Інтегральний коефіцієнт анізотропії, %			
	Модель ГЛ-1			Модель ГТ-1
	$\alpha = 1$	$\alpha = 0,1$	$\alpha = 0,05$	$\alpha = 0,05$
0	0	0	0	0
10	3,6	4,5	4,7	3,96
20	7,1	8,7	9,0	7,75
30	10,7	12,5	12,9	11,4
50	17,5	19,3	19,7	18,1
70	23,8	25,1	25,4	24,2
90	29,5	30,0	30,1	29,6
100	32,1	32,1	32,1	32,1

11.5. АНІЗОТРОПІЯ ПРУЖНИХ І АКУСТИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГЛИНИСТИХ ПОРІД

11.5.1. Особливості мінералогічного складу і мікроструктури глинистих порід

Пружні та акустичні властивості глинистих порід визначають-
ся не лише їхнім мінералогічним складом, але й їхньою мікро-
структурою. Під мікроструктурою розумітимемо форму і розмір
глинистих частинок і мікроагрегатів (сукупностей частинок), їх-
ню взаємну орієнтацію і тип структурних зв'язків, тобто сил, які
діють на контактах між твердими структурними елементами.

Серед множини глинистих порід розрізняють п'ять типів мікроструктур – гратчасту, скелетну, матричну, турбулентну і ламінарну [159].

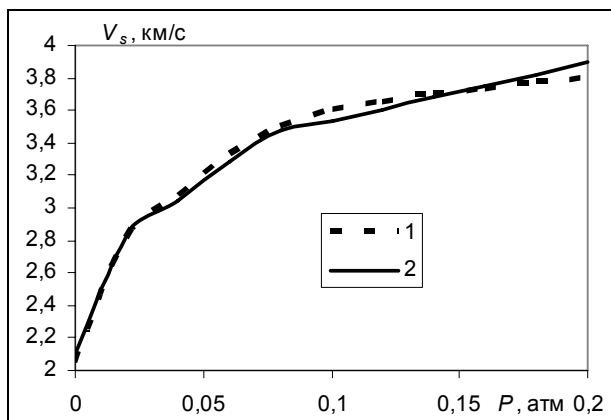


Рис. 11.13. Залежність швидкості повздовжньої хвилі мономінерального штучного зразка глини (каолініту) від тиску ($\omega_{\Sigma} = 13\%$) за даними роботи [181]: 1 – експериментальні дані; 2 – дані інверсії

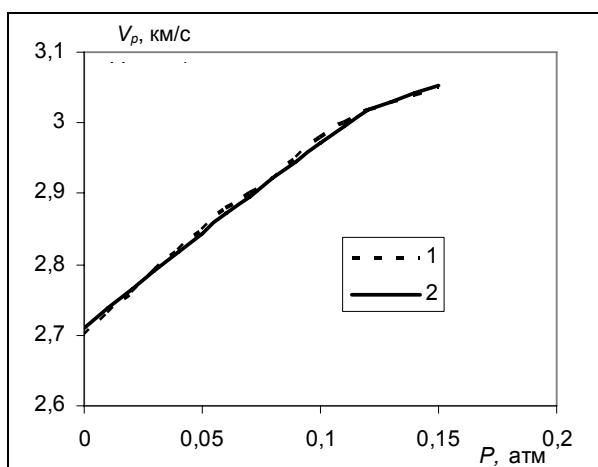


Рис. 11.14. Залежність швидкості повздовжньої хвилі мономінерального штучного зразка глини (іліту) від тиску ($\omega_{\Sigma} = 20,6\%$) за даними роботи [181]: 1 – експериментальні дані; 2 – дані інверсії

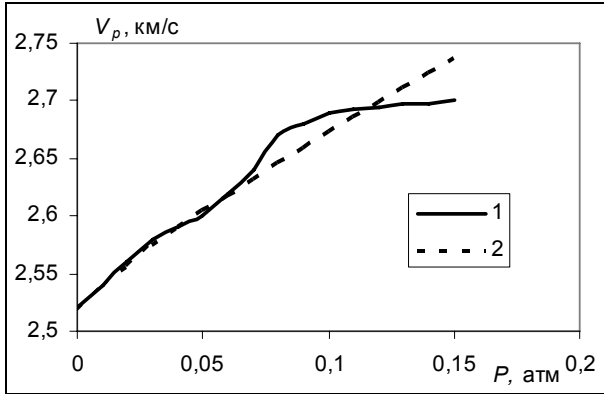


Рис. 11.15. Залежність швидкості повздожньої хвилі мономінерального штучного зразка глини (монтморилоніту) від тиску ($\omega_{\Sigma} = 24\%$) за даними роботи [181]: 1 – експериментальні дані; 2 – дані інверсії

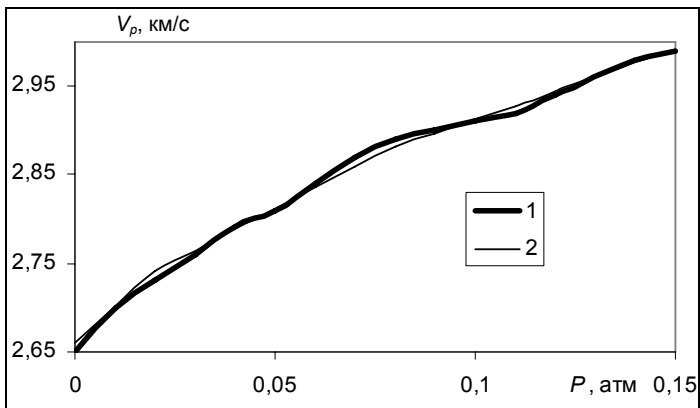


Рис. 11.16. Залежність швидкості повздожньої хвилі природного зразка майкопської глини (іліт – 60 %, каолінит + хлорит – 25 %) від тиску ($\omega_{\Sigma} = 18,5\%$) за даними роботи [181]: 1 – експериментальні дані; 2 – дані інверсії

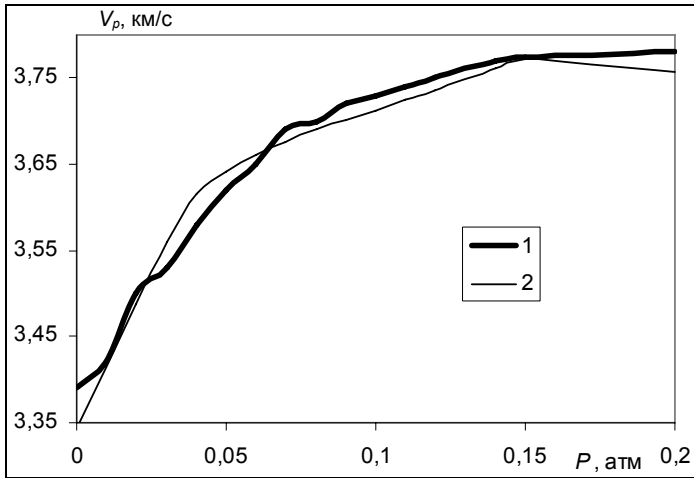


Рис. 11.17. Залежність швидкості повздожньої хвилі природного зразка глини крейдового віку (іліт – 50 %, хлорит – 30 %, каолінит – 20 %) від тиску ($\omega\Sigma = 15,0\%$) за даними роботи [181]: 1 – експериментальні дані; 2 – дані інверсії

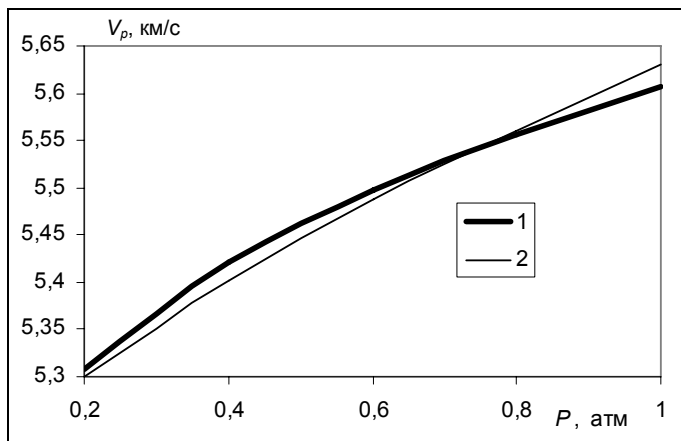


Рис. 11.18. Залежність швидкості повздожньої хвилі серпентиніту (усереднена статистична крива для 50 зразків) від тиску за даними роботи [183]: 1 – експериментальні дані; 2 – дані інверсії

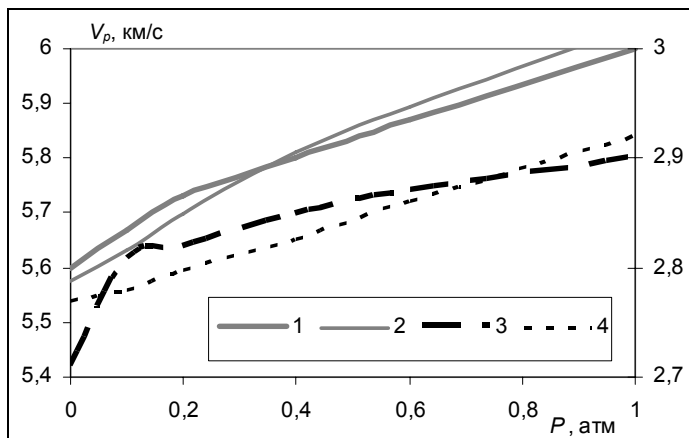


Рис. 11.19. Залежність швидкостей повздовжньої й поперечної хвилі хризотилового серпентиніту (хризотил – 95 %, магнетит – 5 %) від тиску за даними роботи [175]: 1 – експериментальне значення швидкості повздовжньої хвилі; 2 – швидкість повздовжніх хвиль за даними інверсії; 3 – експериментальне значення швидкості поперечної хвилі; 4 – швидкість поперечних хвиль за даними інверсії

Типова гратчаста мікроструктура характерна для глинистих порід на стадії седиментогенезу. Її характерною морфологічною особливістю є присутність ізометричних відкритих граток. Стінки граток складені листоподібними мікроагрегатами глинистих частинок, які контактують між собою за типом площина–торець через водні плівки. Такі контакти називають коагуляційними. Їхня міцність невелика, оскільки вони обумовлені слабкими дальнодіючими молекулярними та іонно-електростатичними силами. Породи з гратчастою мікроструктурою відрізняються високою пористістю (до 80 %) і вологістю (до 300 %).

Якщо у водному басейні накопичуються не глинисті, а піщано-пилувато-глинисті частинки, то формується скелетна мікроструктура. Глинисті породи з такою мікроструктурою складаються головним чином з первинних мінералів, таких як кварц, польовий шпат та ін. Вони і формують однорідний "скелет". Глинистий матеріал розподіляється нерівномірно і не створює суцільної матриці. Глинисті частинки накопичуються зазвичай на поверхні зерен у вигляді "сорочок" або на контактах піщаних і пилуватих частинок, що контактують через тонкі ланцюжки

глинистих частинок – глинисті містки за своєю природою є коагуляційними контактами. При водонасиченні й вібрації можливе руйнування глинистих містків, які зв'язують пиловаті зерна і можливе розрідження породи. Такі глинисті породи (зазвичай суглинки і супісі) виявляють пливунні властивості.

Спочатку молоді глинисті осади при зануренні на глибину ущільнюються. Зокрема, морський мул із текучо-пластичною консистенцією трансформується в щільнішу пластичну глину з матричною мікроструктурою. Для неї характерна наявність суцільної неорієнтованої глинистої маси ("матриці"), у якій довільним чином розташовані орієнтовані пиловаті й піщані зерна, що не контактують одне з одним.

Якщо глинисті породи залягають на великих глибинах, то завдяки впливу ущільнювального тиску і температури розпочинається перебудова мікроструктури. Насамперед відбувається переорієнтація глинистих частинок у напрямку, перпендикулярному до напрямку діючих напруг. При цьому частинки і мікроагрегати в породі розплющуються, суттєво зближуються один з одним і отримують високий ступінь орієнтації.

Завдяки високому ступеню орієнтованості й розташуванню листуватих мікроагрегатів глинистих частинок аналогічно з картиною течії рідини в турбулентному (із завихренням) і ламінарному (прямолінійному) потоках мікроструктури отримали назву турбулентних і ламінарних. Присутність у цих породах міцних фазових контактів кристалізаційної та цементуючої природи спричиняє їхню високу щільність і міцність. Пористість їх не перевищує 20 %. Високий ступінь орієнтації частинок уздовж нашарування викликає розсланцювання породи, унаслідок чого в дуже ущільнених глинах, аргілітах, глинистих сланцях існує значна анізотропія пружних і акустичних властивостей.

Отже, виходячи із зазначеного вище, можна зробити висновок, що при розрахунках ефективних пружних і акустичних властивостей необхідно брати до уваги особливості їхнього мінералогічного складу і мікроструктуру глинистих порід.

Пружні постійні глини крейди ультразвуковим методом були визначені в роботі [184]. За даними електронної мікроскопії глини крейдиного віку мають турбулентну структуру, а матриця пружних постійних глини в поперечно-ізотропному наближенні має такий вигляд (C_{mn} , ГПа):

34,3±1,4	13,1±1,6	10,7±5,4	0	0	0
	34,3±1,4	10,7±5,4	0	0	0
		22,7±0,9	0	0	0
			5,4±0,8	0	0
				5,4±0,8	0
					10,6±1,6.

Для математичного моделювання ефективних пружних постійних глин використовувалася матрична модель [161, 185], у якій включення – сухі й водонасичені пори-тріщини мали форму сфероїдів із співвідношенням півосей (форматом $\alpha = c/a$) $\alpha = 0,1$, $\alpha = 0,05$ і їхня функція розподілу орієнтації була гауссовою. Розглядалась ізотропна матриця з орієнтованими порами і тріщинами різного формату.

Детальніші результати дослідження ФРО глинистих мінералів методом рентгеноструктурного аналізу були наведені в роботах [169, 186]. На полюсних діаграмах функцій розподілу орієнтації кристалографічних осей глинистих мінералів іліт-сметиту, каолініту, іліту текстур глин спостерігаються яскраво виражені напрямки орієнтації кристалографічних осей глинистих мінералів.

За даними функціями розподілу орієнтації були розраховані усереднені пружні постійні в наближенні Фойгта і Реусса [169, 186]. Таким чином, розглянуто результати математичного моделювання ефективних пружних постійних багатокомпонентної матричної моделі глин, структура якої й пружні постійні максимально наближені до реальних глин.

11.5.2. Вплив кристалографічної орієнтації та орієнтації пор і тріщин на анізотропію орієнтованих пружних і акустичних властивостей твердих глин

Методом умовних моментних функцій із застосуванням розрахункової схеми Морі–Танака проведено математичне моделювання анізотропії ефективних пружних постійних твердих глин ламінарної й турбулентної структури.

Модель ГЛ-1 – глина ламінарної структури, твердий скелет і включення однонаправлені кристалографічними осями C пластинчатих зерен глинистих мінералів уздовж осі X_3 сферіодальної форми. Твердий скелет глин був прийнятий таким: іліт – 36 %, смектит – 34 %, каолінит – 17 %, хлорит – 13 %. Для числових розрахунків було взято такі усереднені модулі в наближенні Фойгта–Реусса–Хілла: для іліту – $\bar{K} = 64,5$ ГПа, $\bar{G} = 35,6$ ГПа, $\rho = 2,79$ кг/м³; для смектиту – $\bar{K} = 74,3$ ГПа, $\bar{G} = 41,4$ ГПа, $\rho = 2,55 \cdot 10^3$ кг/м³; для каолініту – $\bar{K} = 54,1$ ГПа, $\bar{G} = 29,0$ ГПа, $\rho = 2,52 \cdot 10^3$ кг/м³; для хлориту – $\bar{K} = 65,3$ ГПа, $\bar{G} = 36,1$ ГПа, $\rho = 2,69 \cdot 10^3$ кг/м³.

У результаті числових розрахунків одержано пружні модулі ізотропного твердого скелета: $K_m = 65,7$ ГПа, $G_m = 36,3$ ГПа, $\rho = 2,6495 \cdot 10^3$ кг/м³ ($C_{11}^m = C_{22}^m = C_{33}^m = 114$ ГПа; $C_{44}^m = C_{55}^m = C_{66}^m = 36,3$ ГПа; $C_{12}^m = C_{13}^m = C_{23}^m = 41,5$ ГПа).

Результати математичного моделювання ефективних пружних постійних моделі ламінарної структури глини (ГЛ-1) з однонаправлено орієнтованими кристалографічними осями C зерен іліту різного формату наведено на рис. 11.20–11.22. Як видно з наведених результатів, пружна постійна C_{11}^* з ростом концентрації орієнтованих зерен збільшується (рис. 11.20, 1, 2), а C_{33}^* (рис. 11.20, 3, 4), навпаки, зменшується. При цьому величина C_{11}^* у моделей з форматом $\alpha = 0,1$ більша, ніж у моделей з форматом $\alpha = 1$, а величина C_{33}^* , навпаки, менша.

Ефективні пружні постійні C_{44}^* з ростом концентрації однонаправлено орієнтованих зерен іліту систематично зменшуються, а C_{66}^* , навпаки, з ростом їхньої концентрації зростають (рис. 11.21). Для ламінарної моделі ГЛ-1 величина ефективної пружної постійної C_{12}^* зростає зі збільшенням концентрації орієнтованих зерен іліту, а C_{13}^* з ростом концентрації однонаправлених зерен зменшуються (рис. 11.22).

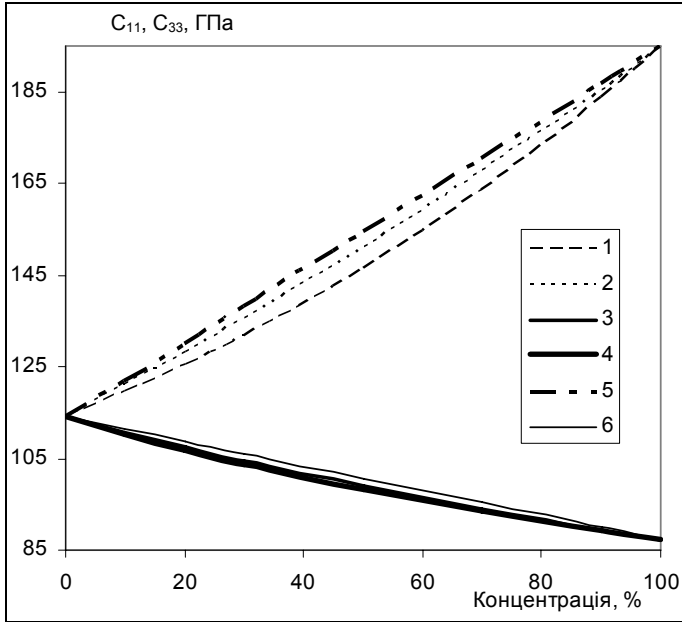


Рис. 11.20. Залежність між ефективними пружними постійними C_{11}^* , C_{33}^* і концентрацією однаправлено орієнтованої вздовж осі X_3 кристалграфічної осі C зерен іліту різного формату моделей ламінарної й турбулентної структури глини: 1 – C_{11}^* моделі ГЛ-1 із зернами формату $\alpha = 1$; 2 – C_{11}^* моделі ГЛ-1 із зернами формату $\alpha = 0,1$; 3 – C_{33}^* моделі ГЛ-1 із зернами формату $\alpha = 1$; 4 – C_{33}^* моделі ГЛ-1 із зернами формату $\alpha = 0,1$; 5 – C_{11}^* моделі ГТ-1 із зернами формату $\alpha = 0,05$; 6 – C_{33}^* моделі ГТ-1 із зернами формату $\alpha = 0,05$

Модель ГТ-1 – глина турбулентної структури, зерна іліту якої орієнтовані відповідно до ФРО, яка визначена за даними рентгеноструктурного аналізу. Результати математичного моделювання ефективних пружних постійних винесені на рис. 11.20–11.22 для формату зерен $\alpha = 0,05$. Зіставлення величин інтегрального коефіцієнта акустичної анізотропії моделей ла-

мінарної й турбулентної структури глин показало (табл. 11.6), що при однакових форматах зерен величина акустичної анізотропії в моделі з односторонньою орієнтацією зерен дещо вища, але не більше 2 %.

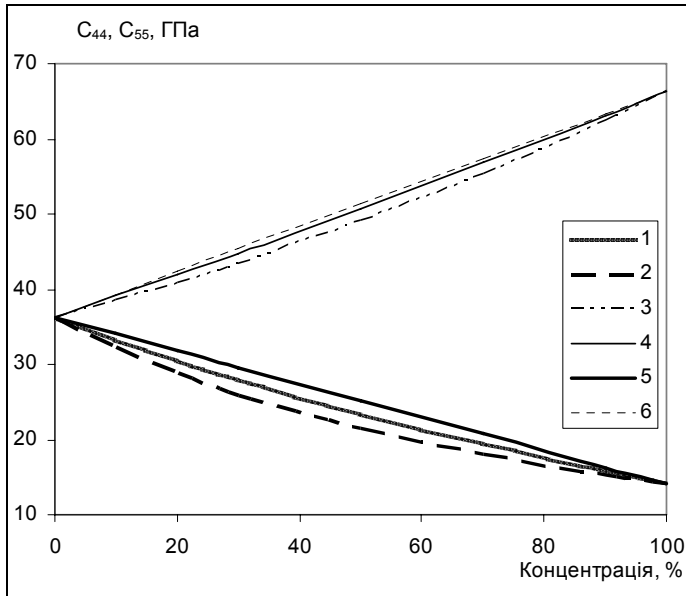


Рис. 11.21. Залежність між ефективними пружними постійними C_{44}^* і C_{66}^* моделей ламінарної (ГЛ-1) й турбулентної (ГТ-1) структури глин і концентрацією односторонньо орієнтованих вздовж осі X_3 кристалографічних осей C зерен іліту різного формату: 1 – C_{44}^* моделі ГЛ-1 із зернами формату $\alpha = 1$; 2 – C_{44}^* моделі ГЛ-1 із зернами формату $\alpha = 0,1$; 3 – C_{66}^* моделі ГЛ-1 із зернами формату $\alpha = 1$; 4 – C_{66}^* моделі ГЛ-1 із зернами формату $\alpha = 0,1$; 5 – C_{44}^* моделі ГТ-1 із зернами формату $\alpha = 0,05$; 6 – C_{66}^* моделі ГТ-1 із зернами формату $\alpha = 0,05$

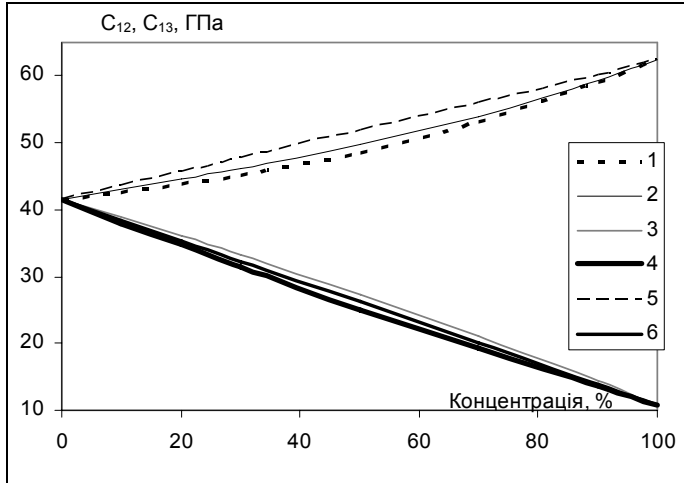


Рис. 11.22. Залежність між ефективними пружними постійними C_{12}^* і C_{13}^* моделей ламінарної (ГЛ-1) й турбулентної (ГТ-1) структури глини і концентрацією односторонньо орієнтованих вздовж осі X_3 кристалографічної осі C зерен літу різного формату: 1 – C_{12}^* моделі ГЛ-1 із зернами формату $\alpha = 1$; 2 – C_{12}^* моделі ГЛ-1 із зернами формату $\alpha = 0,1$; 3 – C_{13}^* моделі ГЛ-1 із зернами формату $\alpha = 1$; 4 – C_{13}^* моделі ГЛ-1 із зернами формату $\alpha = 0,1$; 5 – C_{12}^* моделі ГТ-1 із зернами формату $\alpha = 0,05$; 6 – C_{13}^* моделі ГТ-1 із зернами формату $\alpha = 0,05$.

Для оцінки впливу пористості на ефективні пружні постійні глини ламінарної структури була розглянута модель глини ламінарної структури, яка мала 10 % односторонньо орієнтованих уздовж осі X_3 зерен літу, але вмещувала різні концентрації сухих і водонасичених пор $\alpha = 1$.

На рис. 11.23–11.25 наведено результати математичного моделювання ефективних пружних постійних глини ламінарної структури з різною концентрацією сухих і водонасичених глини.

Ефективні пружні постійні матриці такі (C_{mn}):

119,5	42,5	38,9	0	0	0
	119,5	38,9	0	0	0
		110,6	0	0	0
			33,3	0	0
				33,3	0
					38,5.

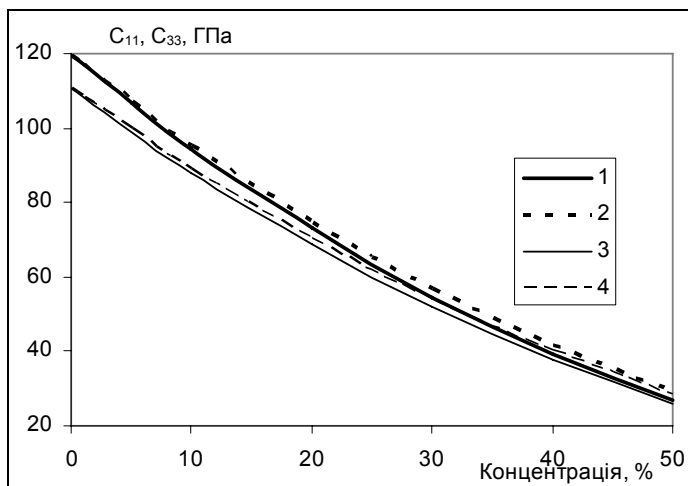


Рис. 11.23. Залежність між ефективними пружними постійними C_{11}^* і C_{33}^* моделей ламінарної структури глини і концентрацією хаотично орієнтованих сухих і водонасичених пор формату $\alpha = 1$: 1 – C_{11}^* сухі; 2 – C_{11}^* водонасичені; 3 – C_{33}^* сухі; 4 – C_{33}^* водонасичені

Як видно з наведених даних, пружні постійні зменшуються з ростом концентрації сухих і водонасичених сферичних пор, але величини C_{11}^* , C_{33}^* , C_{12}^* , C_{13}^* у водонасичених глинах більші, ніж у сухих. Ефективні пружні постійні C_{44}^* і C_{66}^* при водонасиченні не змінюються (рис. 11.24).

Наявність різних систем орієнтації тріщин у глинах не лише змінює співвідношення між пружними постійними, але й пружну анізотропію та пружну симетрію текстури глин. У табл. 11.7 наведено результати математичного моделювання ефективних пружних постійних глин ламінарної структури з різними системами тріщин.

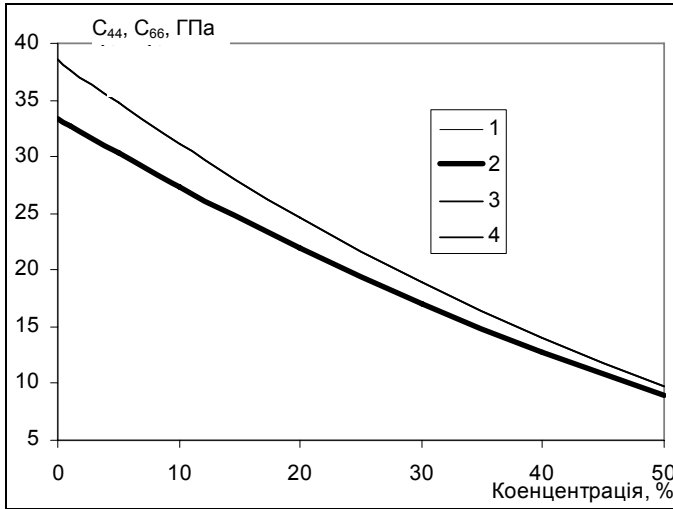


Рис. 11.24. Залежність між ефективними пружними постійними C_{44}^* і C_{66}^* моделей ламінарної структури глин і концентрацією хаотично орієнтованих сухих і водонасичених пор формату $\alpha = 1$: 1; 2 – C_{44}^* сухі й водонасичені; 3, 4 – C_{66}^* сухі й водонасичені

Матриця моделей являла собою твердий скелет із 10 % однаправлено орієнтованих уздовж осі X_3 зерен іліту і 20 % хаотично орієнтованих пор формату $\alpha = 1$. Моделі відрізняються різними системами орієнтації тріщин. Модель 1 мала 1 % однаправлено орієнтованих уздовж осі X_3 тріщин формату $\alpha = 0,05$. Пружна симетрія текстури глин – поперечно-ізотропна і характерні співвідношення між пружними постійними:

$$C_{11}^* = C_{22}^* > C_{33}^*, \quad C_{44}^* = C_{55}^* > C_{66}^*, \quad C_{12}^* > C_{13}^* = C_{23}^*,$$

а величина інтегрального коефіцієнта анізотропії – 10,2 %.

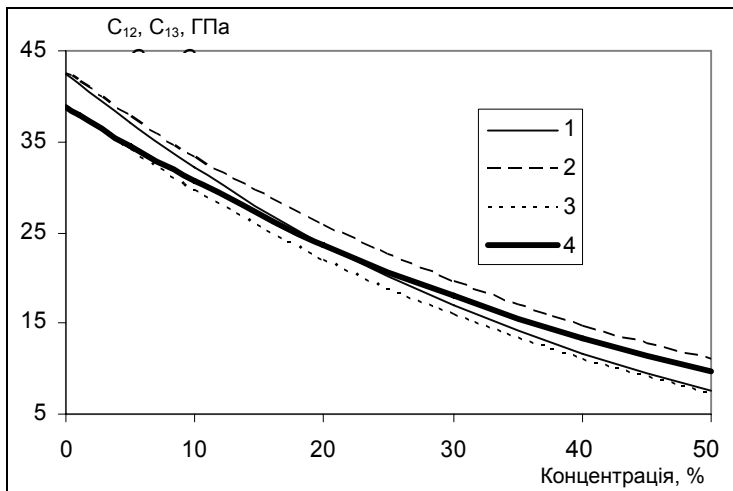


Рис. 11.25. Залежність між ефективними пружними постійними C_{12}^* і C_{13}^* моделей ламінарної структури глин і концентрацією хаотично орієнтованих сухих і водонасичених пор формату $\alpha = 1$: 1, 2 – C_{12}^* сухі й водонасичені; 3, 4 – C_{13}^* сухі й водонасичені

У моделі 2 тріщини орієнтовані довільним чином у площині X_1X_2 . Пружна симетрія текстури цієї моделі теж поперечно-ізотропна, але співвідношення між пружними постійними суттєво змінюються $C_{11}^* = C_{22}^* < C_{33}^*$, $C_{44}^* = C_{55}^* < C_{66}^*$, $C_{12}^* < C_{13}^* = C_{23}^*$, а величина коефіцієнта акустичної анізотропії зменшується і дорівнює 6,9 %.

У випадку моделі 3 з ортогональною системою тріщин змінюється пружна симетрія текстури глин, яка стає ромбічною і співвідношення між пружними постійними визначаються як $C_{33}^* > C_{11}^* > C_{22}^*$, $C_{55}^* > C_{66}^* > C_{44}^*$, $C_{13}^* > C_{23}^* > C_{12}^*$. Величина коефіцієнта анізотропії – 7,2 %.

Таблиця 11.7. Ефективні пружні постійні глини ламінарної структури з різними системами орієнтованих тріщин

Тип моделі	Ефективні пружні постійні C_{mn}^* , ГПа								Інтеграл. коефіцієнт α , анізотропії, %	
	C_{11}^*	C_{22}^*	C_{33}^*	C_{44}^*	C_{55}^*	C_{66}^*	C_{12}^*	C_{13}^*		C_{23}^*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Модель 1 (матриця – 10 % однонаправлена паралельна осі X_3 зерен іліту, 20 % хаотично орієнтованих порфрату, $\alpha = 1$ і 1 % однонаправлено орієнтованих уздовж осі X_3 суцільних тріщин з $\alpha = 0,05$)	68,4	68,4	50,5	19,6	19,6	24,4	20,0	13,41	13,41	10,2
Модель 2 (матриця – 10 % однонаправлено орієнтованих уздовж осі X_3 зерен іліту, 20 % хаотично орієнтованих порфрату $\alpha = 1$ і 2 % хаотично орієнтованих у площині X_1X_2 тріщин з $\alpha = 0,05$)	48,9	48,9	62,8	19,3	19,3	19,6	7,4	13,0	13,0	6,9

Тип моделі	Ефективні пружні постійні C_{mn}^* , ГПа										Інтеграл коефіцієнт анізотропії, %
	C_{11}^*	C_{22}^*	C_{33}^*	C_{44}^*	C_{55}^*	C_{66}^*	C_{12}^*	C_{13}^*	C_{23}^*		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Модель 3 (матриця – 10 % однопорядково орієнтованих уздовж осі X_3 зерен ілту, 20 % хаотично орієнтованих пор формату $\alpha = 1$ і ортогональна система трищин формату $\alpha = 0,05$; 1 % орієнтованих уздовж осі X_1 ; 2 % орієнтованих уздовж осі X_2 ; 0,5 % орієнтованих уздовж осі X_3).	47,8	39,4	52,7	16,4	17,3	17,2	1,1	9,2	7,7	7,2	

Зіставлення результатів математичного моделювання з результатами експериментальних ультразвукових досліджень зразків ядра глини крейди [184] показало, що в реальних текстах глини існує складна орієнтаційна структура тріщинно-порового простору з різними форматами тріщин і пор. Це в сукупності із сильною пружною анізотропією глинистих мінералів спричиняє і значну пружну анізотропію глини. У зв'язку з цим апроксимація Томпсона при оцінці фазових і променевих швидкостей глини видається проблематичною [161, 169, 186].

У результаті проведених досліджень розроблено методологічні й теоретичні основи математичного моделювання ефективних пружних і акустичних властивостей глинистих порід. Створено новий ефективний метод кількісної оцінки пружних постійних глинистих мінералів.

Авторами вперше визначено повні набори матриць пружних постійних основних породотвірних мінералів глинистих порід і проведено глибокий всебічний аналіз параметрів анізотропії об'ємних пружних хвиль. Установлено тісний взаємозв'язок між структурним мотивом і пружною анізотропією глинистих мінералів.

Отримано важливі результати числового моделювання ефективних пружних постійних глини ламінарної й турбулентної структури і встановлено основні закономірності впливу на анізотропію пружних постійних різних систем орієнтації тріщин.

Значна величина коефіцієнта пружної анізотропії глини свідчить про неможливість застосування апроксимації Томпсона [185] для оцінки анізотропії фазових і променевих швидкостей.

12. ВИЗНАЧЕННЯ ЗОН АНОМАЛЬНО ВИСОКОГО ПЛАСТОВОГО ТИСКУ В НАФТОГАЗОНОСНИХ БАСЕЙНАХ

Проблема видобутку нафти і газу з глибокозалягаючих горизонтів з кожним роком стає все актуальнішою. Буріння свердловин на великі глибини, як правило, пов'язано зі значними труднощами, обумовленими наявністю на цих глибинах товщ з аномально-високими тисками флюїдів [120, 140, 187, 188, 189]. Аномально високим називають тиск флюїдів, який перевищує на 20–30 % і більше нормальний гідростатичний тиск, що спричиняє стовпчик води, висота якої дорівнює глибині залягання породи. Відсутність даних про фактичні значення порових і пластових тисків на конкретних глибинах приводить до неточного вибору щільності бурового розчину і викликає різні ускладнення.

Для виявлення зон аномально високих тисків флюїдів застосовують як прямі вимірювання за допомогою глибинних реєструвальних манометрів, так і дані польових сейсмічних і промислово-геофізичних досліджень [120, 140, 188, 189].

Суть технології визначення порового тиску – в його кількісній оцінці за геофізичними даними в глинистій товщі розрізу свердловини та прогнозуванні тиску флюїду нижче фактично досягнутого забою на десятки та сотні метрів. Точність оцінки порового тиску за результатами геофізичних досліджень глин, незалежно від методики, яка використовується, залежить від **правильної побудови лінії нормального ущільнення.**

Найбільш популярні методики ґрунтуються на ідеї, що пористість однозначно пов'язана з ефективним тиском [188, 190]. За наявності аномального тиску пряма лінійна залежність *пористість – ефективний тиск* $K_{\Pi} = f(\Delta\sigma)$ має порушуватись. У випадку рівності пористості в інтервалі нормального та аномального тиску припускають і рівність ефективних напруг $\Delta\sigma$, що надає можливість визначити внутрішньопоровий тиск $P_p = \sigma - \Delta\sigma$. Для таких розрахунків необхідні дані пористості глинистих порід. На однозначній залежності пористості та ефективних напруг базуються і методики "еквівалентних глибин" [188], і "криві нормального ущільнення глин" [190]. Проте однозначність залежності пористості й тиску не доведено. Альтернативним методом електричному каротажу є акустичний каротаж [188, 190].

Результати експериментальних досліджень впливу тиску, температури, мінералогічного складу глин, ступеня їхньої піщанистості й карбонатності на швидкості повздовжніх пружних хвиль показано в роботах [82, 89, 134, 138, 187, 188], що на основі цих даних можна будувати графіки і палетки для урахування відповідних факторів при кількісній оцінці порового тиску за даними АК і ВСП.

Розглядається новий метод кількісної оцінки порового і пластового тиску шляхом інверсії даних вимірювань швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль методами АК і ВСП. В основі методу лежить багатокомпонентна флюїдонасичена тріщинно-порова модель з поровим тиском, напружено-деформований стан якої визначається методом умовних моментних функцій.

12.1. ТЕРМОПРУЖНІ ВЛАСТИВОСТІ ГЛИНИСТИХ МІНЕРАЛІВ

Для розробки методу оцінки пластових і порових тисків необхідні надійні дані про термопружні властивості основних глинистих мінералів, яких дуже мало в літературних джерелах. У зв'язку із цим нами була зроблена спроба визначити термопружні властивості глинистих мінералів шляхом інверсії експериментальних залежностей швидкостей повздовжніх хвиль від тиску і температури на штучних і природних зразках [123, 142, 188]. Зразки являли собою чисті глини різного мономінералогічного складу: гідролюда, монтморилоніт та каолініт і мали різну пористість і водонасиченість.

Результати інверсії швидкостей розповсюдження пружних хвиль при високих тисках і температурі для глин різного мінералогічного складу подано на рис. 12.1–12.15.

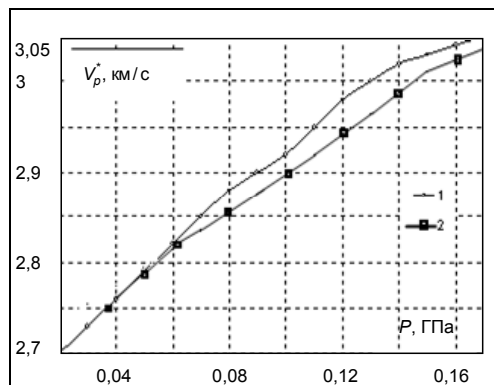


Рис. 12.1. Залежність ефективної швидкості повздовжньої хвилі водонасиченого зразка гідрослюди від тиску за даними інверсії: 1 – експериментальні дані; 2 – дані інверсії

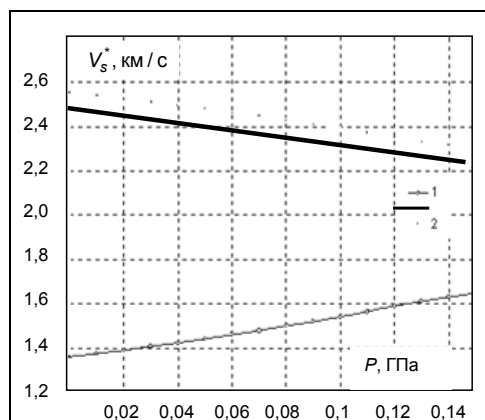


Рис. 12.2. Залежність ефективної швидкості поперечної хвилі й відношення швидкості повздовжньої хвилі до швидкості поперечної хвилі водонасиченого зразка гідрослюди за даними інверсії:

1 – V_s^* ; 2 – V_p^*/V_s^*

де T – температура води, $^{\circ}\text{C}$; C – мінералізація води, %, P – гідростатичний тиск, $\text{кг}/\text{см}^2$.

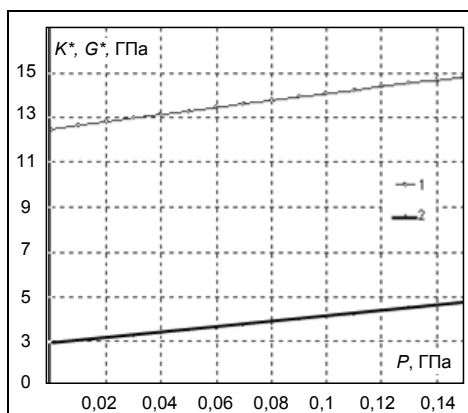


Рис. 12.3. Залежність ефективних пружних модулів стиснення і зсуву водонасиченого зразка гідрослюди від тиску: 1 – модуль стиснення K^* ; 2 – модуль зсуву G^*

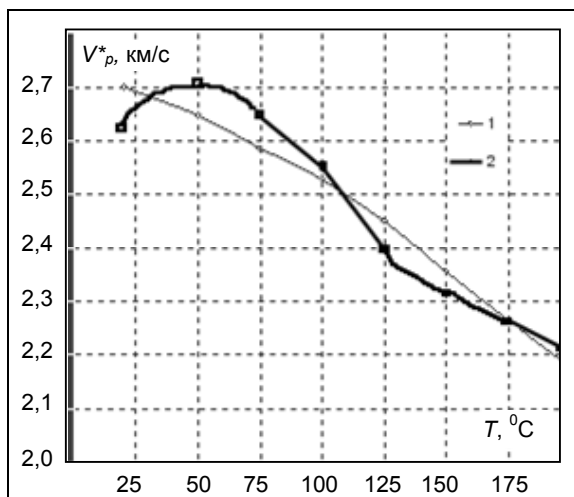


Рис. 12.4. Залежність ефективної швидкості повздовжньої хвилі від температури водонасиченого зразка гідрослюди: 1 – дані інверсії; 2 – експериментальні дані

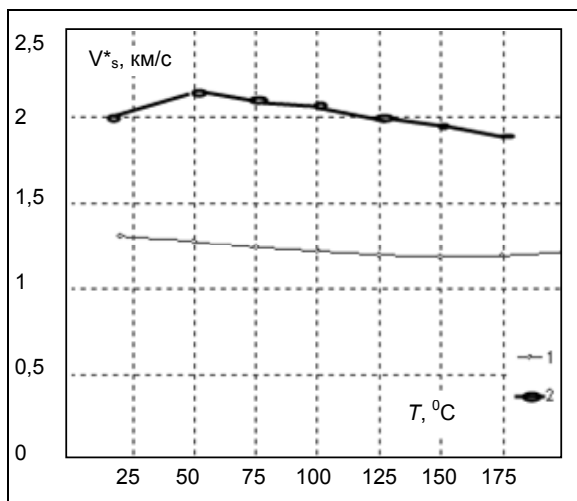


Рис. 12.5. Залежність ефективної швидкості поперечної хвилі від температури водонасиченого зразка гідрослюди за даними інверсії: 1 – V_s^* ; 2 – V_p^*/V_s^*

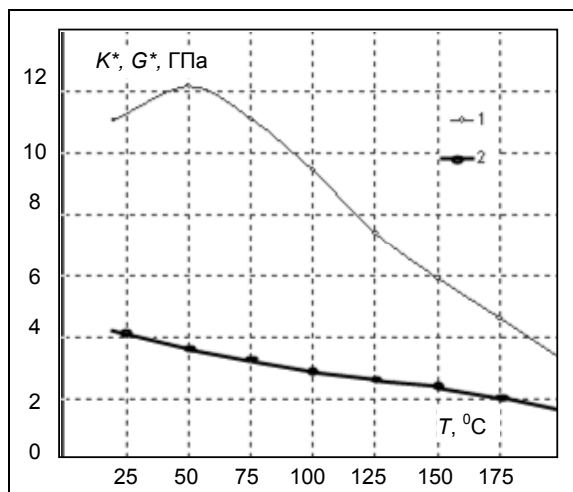


Рис. 12.6. Залежність ефективних пружних модулів стиснення і зсуву водонасиченого зразка гідрослюди від температури: 1 – модуль стиснення K^* ; 2 – модуль зсуву G^*

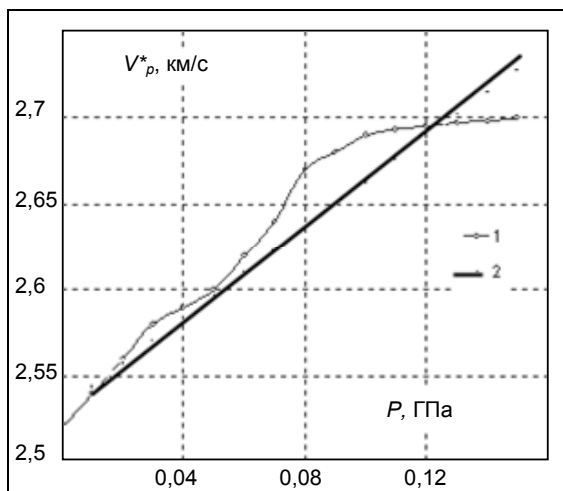


Рис. 12.7. Залежність ефективної швидкості повздовжньої хвилі від тиску водонасиченого зразка монтморилоніту ($K_n = 15,1\%$): 1 – експериментальні дані; 2 – дані інверсії

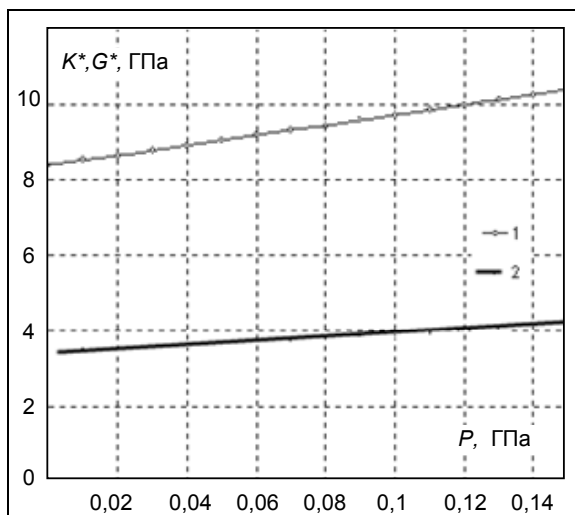


Рис. 12.8. Залежність ефективних пружних модулів стискання і зсуву водонасиченого зразка гідрослюди від тиску: 1 – модуль стискання K^* ; 2 – модуль зсуву G^*

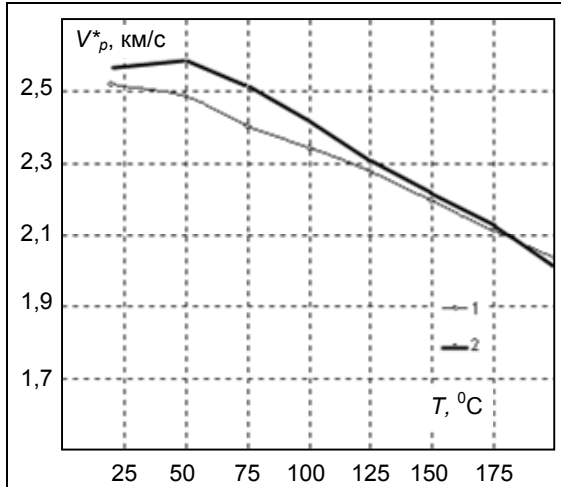


Рис. 12.9. Залежність ефективної швидкості повздовжньої хвилі від температури водонасиченого зразка монтморілоніту: 1 – експериментальні дані; 2 – дані інверсії

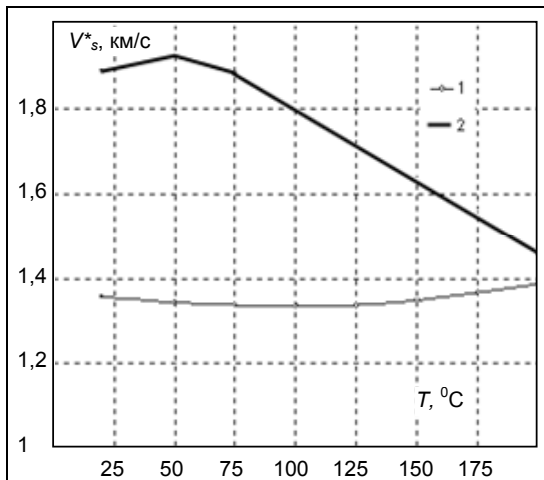


Рис. 12.10. Залежність ефективної швидкості поперечної хвилі й відношення швидкості повздовжньої хвилі до швидкості поперечної хвилі водонасиченого зразка гідрослюди за даними інверсії:

1 – V_s^* ; 2 – V_p^*/V_s^*

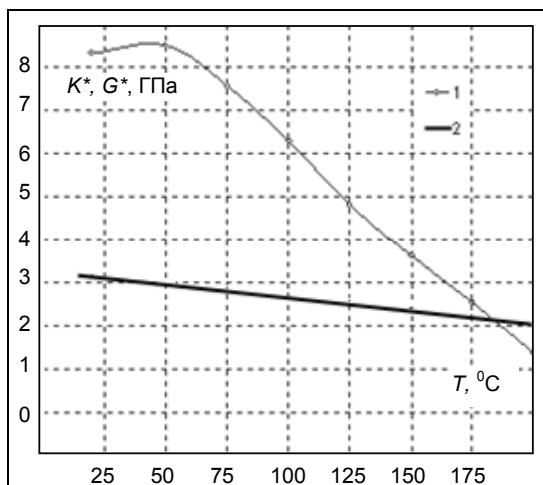


Рис. 12.11. Залежність ефективних пружних модулів стискання і зсуву водонасиченого зразка монтморілоніту від температури:

1 – модуль стискання K^* ; 2 – модуль зсуву G^*

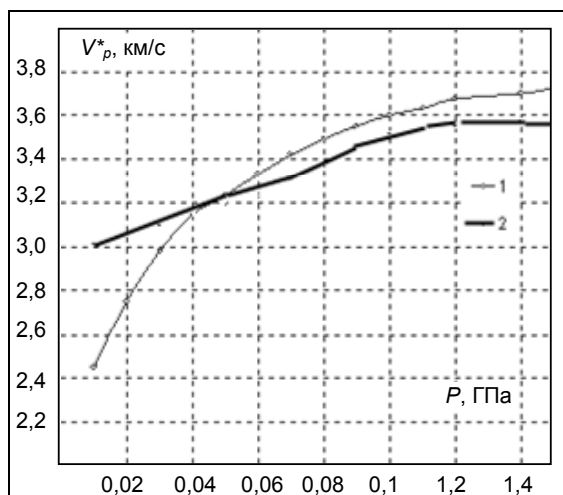


Рис. 12.12. Залежність ефективної швидкості повздовжньої хвилі від тиску водонасиченого зразка каолініту: 1 – експериментальні дані; 2 – дані інверсії

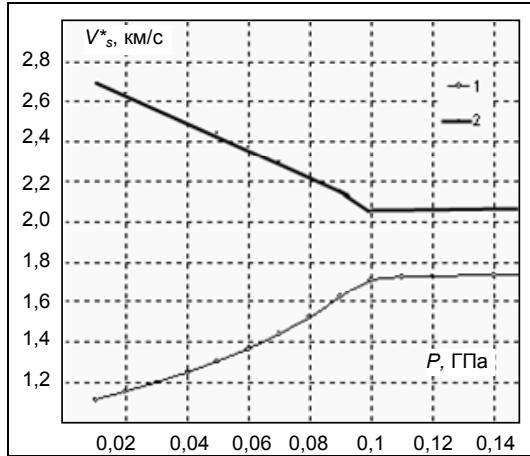


Рис. 12.13. Залежність ефективної швидкості поперечної хвилі й відношення швидкості повздожньої хвилі до швидкості поперечної хвилі водонасиченого зразка каолініту від тиску за даними інверсії: 1 – V_s^* , 2 – V_p^*/V_s^*

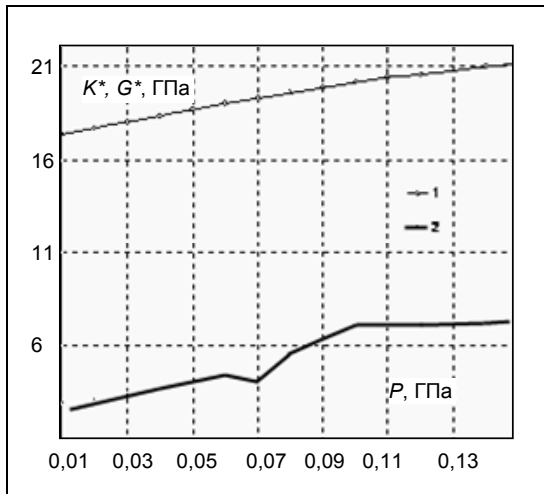


Рис. 12.14. Залежність ефективних пружних модулів стискання і зсуву водонасиченого зразка каолініту від тиску: 1 – модуль стискання K^* ; 2 – модуль зсуву G^*

Як видно з наведених даних, найкраща узгодженість з експериментальними даними розрахованих швидкостей повздожньої хвилі спостерігається для зразків мономінеральних глин – гідрослюди і монтморилоніту. Залежності швидкостей поперечних хвиль від тиску і температури на зразках не визначалися. Результати їхніх числових розрахунків, за даними інверсії, наведено на рис. 12.2, 12.5, 12.8, 12.11, 12.14. Штучні зразки глин мали різну пористість. За даними інверсії, були розраховані спектри розподілу форматів пор і тріщин (див. табл. 12.1), які свідчать про складну структуру порового простору зразків мономінеральних глин, що узгоджується з результатами досліджень інших робіт [123, 142].

При числових розрахунках бралася до уваги мінералізація води, яка суттєво впливає на характер зміни швидкості повздожньої хвилі.

За даними робіт [187–188], швидкість пружних хвиль у мінералізованій воді з підвищенням температури до 75 °С спочатку збільшується, а при її подальшому зростанні монотонно зменшується. Для оцінки швидкості розповсюдження повздожньої хвилі в мінералізованій воді при зміні концентрації, тиску і температури використовувалося регресійне рівняння [187–188]:

$$V_p = 14,10 + 4,21 T - 0,037 T^2 + 1,14 C + 0,18 P.$$

При стисканні ефективні швидкості повздожніх і поперечних хвиль зростають, але відношення $\frac{V_p^*}{V_s^*}$ у гідрослюди і каолініту зменшується з підвищенням тиску (рис. 12.2, 12.7, 12.13). Ефективні модулі пружності K^* і G^* монотонно зростають при збільшенні тиску (рис. 12.3, 12.8, 12.14).

Ефективні швидкості повздожніх і поперечних хвиль штучних зразків глинистих мінералів при нагріванні зменшуються (рис. 12.4, 12.9), але відношення $\frac{V_p^*}{V_s^*}$ спочатку зростає, а потім монотонно зменшується (рис. 12.5, 12.10). Аналогічний характер залежності спостерігається і для ефективного модуля стискання K^* (рис. 12.6, 12.11), але ефективний модуль G^* зсуву з ростом температури монотонно зменшується.

Таблиця 12.1. Розподіл форматів пор штучних водонасичених зразків мономінеральних глин за даними інверсії експериментальної залежності швидкості повздовжніх хвиль від тиску (за даними [188])

Мінералогічний склад зразків		Гідрослюда	Монтморилоніт	Каолініт
Пористість, %		20,6	24	13
Формати пор і тріщин (α) та їхні концентрації (c)	α_1	0,912	0,924	0,991
	c_1	12,39	5,08	4,71
	α_2	0,561	0,716	0,217
	c_2	1,6	5,43	1,07
	α_3	1,18	0,5	0,144
	c_3	1,28	1,9	0,2
	α_4	0,628	0,361	0,21
	c_4	1,56	3,96	0,15
	α_5	0,195	0,211	0,001
	c_5	0,03	1,34	0,29
	α_6	0,728	0,115	0,48
	c_6	2,6	4,83	2,85
	α_7	0,007	0,056	0,005
	c_7	0,4	0,001	0,27
	α_8	0,002	0,174	0,087
	c_8	0,7	1,46	3,47

Визначені за даними інверсії усереднені термопружні властивості та їхні похідні за тиском і температурою гідрослюда, монтморилоніту і каолініту наведено в табл. 12.2. Надійність одержаних оцінок модулів об'ємного стискання і зсуву оцінювалася шляхом зіставлення їх з величинами швидкостей повздовжніх хвиль цих мінералів, одержаних із множинної регресійної залежності для інтервального часу повздовжніх хвиль, установлені на основі обробки експериментальних даних [188]:

$$\Delta T = A + B\omega_{\Sigma} + C\omega_{\Sigma}^2 + D\omega_{\Sigma}^3,$$

де ω_{Σ} – сумарна водонасиченість зразків глинистих мінералів.

Одержані за даними інверсії пружні постійні глинистих мінералів і щільності дають можливість розрахувати швидкості повздовжніх хвиль, наведені в **табл. 12.3**. Швидкості повздовжніх хвиль гідрослюди і монтморилоніту добре узгоджуються з експериментальними даними. Дещо гірше узгоджуються з експериментальними даними результати інверсії для каолініту.

Згідно з експериментальними даними роботи [188] швидкості повздовжніх хвиль каолініту в інтервалі тисків 0,05–0,1 ГПа зростають значно швидше, ніж в інших глинистих мінералах, що пояснюється особливостями їхньої кристалохімічної структури.

Найбільша величина пружних модулів K і G характерна для каолініту: $K = 32,3$ ГПа і $G = 10,6$ ГПа. Величина пружних модулів гідрослюди, основної складової глин, дещо нижча $K = 21,8$ ГПа і $G = 8,6$ ГПа. За величиною коефіцієнта лінійного розширення гідрослюди і монтморилоніти майже не відрізняються.

12.2. ВИЗНАЧЕННЯ АНОМАЛЬНО ВИСОКИХ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ

Інтервали геологічного розрізу з аномально високим пластовим тиском називають зоною АВПТ. Тиски флюїдів усередині таких зон можуть перевищувати гідростатичні в 1,5–2 рази. Усередині зони АВПТ можуть існувати значні латеральні зміни тиску, але зона в цілому характеризується підвищеним пластовим тиском флюїдів. Можливість застосування сейсмоакустичних методів для прогнозування АВПТ визначається зменшенням швидкості розповсюдження сейсмічних хвиль порівняно з нормальним значенням швидкостей для даної глибини залягання.

Таблиця 12.2. Пружні модулі й коефіцієнти термічного розширення твердого скелета глинистих мінералів та їхні похідні за тиском і температурою, одержані за даними інверсії залежності швидкості повздовжніх хвиль від тиску і температури штучних зразків мономінеральних глин (за даними роботи [188])

Мінерал	Модулі об'ємного стискування і зсуву та їхні похідні за тиском і температурою						Густина, г/см ³	Коефіцієнти лінійного розширення та їхні похідні за тиском і температурою			Швидкості повздовжніх хвиль V_p , км/с
	K , ГПа	$\frac{\partial K}{\partial P}$	$\frac{\partial K}{\partial T}$, 10^{-3} , ГПа/°C	G , ГПа	$\frac{\partial G}{\partial P}$	$\frac{\partial G}{\partial T}$, 10^{-3} , ГПа/°C		α , °C	$\frac{\partial \alpha}{\partial P}$	$\frac{\partial \alpha}{\partial T}$, 10^{-8} , ГПа/°C	
Гідро-слода	21,8	0,45	-0,09	8,6	0,03	-0,03	2,52	14,7	-1	5,0	$\frac{3,61}{3,66}$
Монтмо-рилоніт	15,1	0,7	-0,06	6,8	0,3	-0,01	2,35	14,0	-1	2,7	$\frac{3,21}{3,10}$
Каолініт	32,3	1,1	-	10,6	0,5	-	2,54	-	-	-	$\frac{4,28}{3,91}$

Примітка: у чисельнику – за даними інверсії, у знаменнику – експериментальні дані.

Величина зміни швидкості залежить від величини збільшення внутрішнього тиску флюїдів і від величини збільшення пористості порід

Вважається, що ефективний літостатичний тиск на породу визначається як різниця між повним тиском залягаючої вище товщі гірських порід P_c і тиском пластового флюїду P_p . Якщо змінюються обидва тиски – і залягаючих вище порід, і пластового флюїду, то суттєвий вплив на швидкості розповсюдження хвиль здійснює різниця між ними, тобто

$$\Delta P = P_c - P_p.$$

Проте в дійсності, як доведено експериментально, істинне співвідношення між цими тисками має такий вигляд [91, 140, 187]:

$$\Delta P = P_c - nP_p,$$

де $n = \beta_p - \frac{\beta_m}{\beta_p}$ – коефіцієнт внутрішньої деформації, β_p –

об'ємна стисливість усієї породи, а β_m – стисливість матриці породи. Величина n змінюється в різних гірських породах і, крім того, є функцією P_c .

Для апробації розробленого методу визначення порового тиску були використані дані ВСП у свердловині, розташованій на території північно-східного Передкавказзя [188]. На рис. 12.15 наведено графік зміни інтервальних сейсмічних швидкостей в геологічному розрізі цієї свердловини за даними ВСП. Усереднена крива для цього регіону [188] має вигляд прямої лінії й характеризує нормальні зміни сейсмічної швидкості в геологічному розрізі.

Значення інтервальних швидкостей сейсмічних хвиль у глинистій частині розрізу має аномальний характер. У випадку нормального закону ущільнення порід і за відсутності АВПТ швидкості сейсмічних хвиль у глинистих породах мають закономірно зростати з глибиною.

Результати інверсії згладжених швидкостей сейсмічних хвиль наведено на рис. 12.16–12.19. Як видно з наведених даних, результати інверсії добре узгоджуються з даними польових сейсмічних спостережень методом ВСП (рис. 12.15).

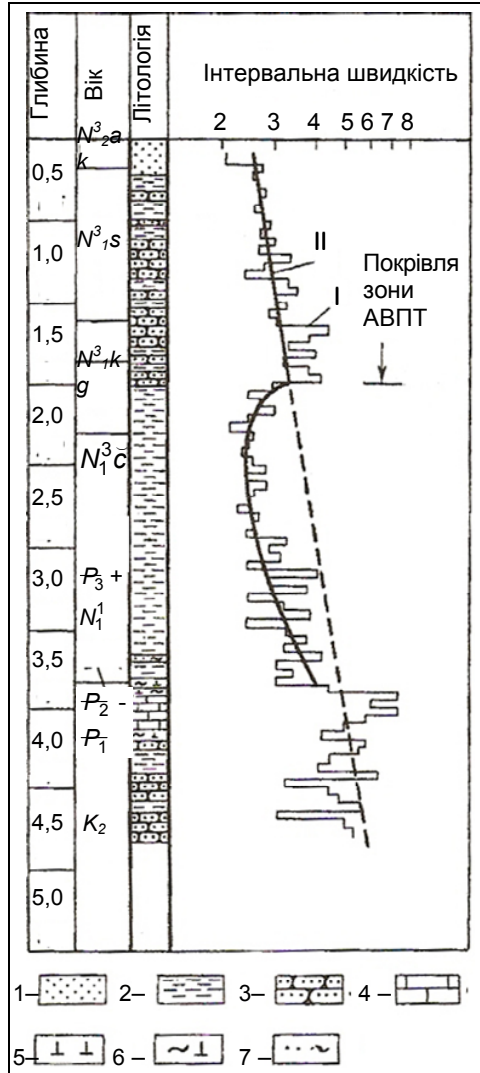


Рис. 12.15. Визначення зон аномально високого пластового тиску (АВПТ) за даними ВСП у північно-східному районі Передкавказзя [188]: 1 – пісок; 2 – глина; 3 – пісковик; 4 – вапняк; 5 – доломіт

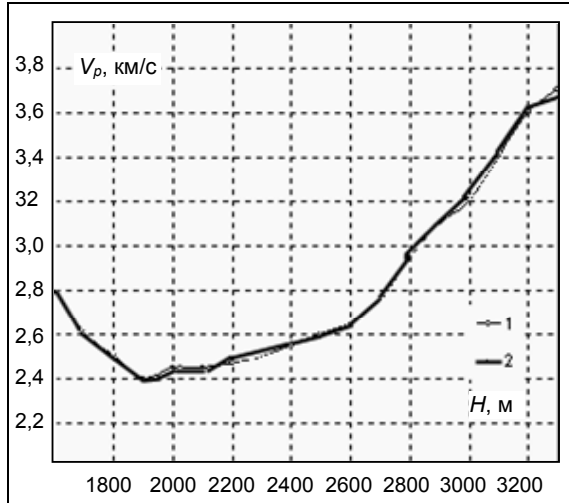


Рис. 12.16. Залежність швидкості сейсмічних хвиль від глибини у свердловині Передкавказзя: 1 – дані польових спостережень методом ВСП; 2 – дані інверсії

На рис. 12.7 наведено результати числових розрахунків швидкостей поперечних хвиль і відношення $\frac{V_p}{V_s}$ у геологічному роз-

різі глинистих порід свердловини за даними інверсії, які свідчать про складний аномальний характер зміни цих параметрів з глибиною у глинистій частині розрізу та підтверджують наявність зони АВПТ і свідчать про зміну пластового тиску. На рис. 12.19 наведено результати визначення порового та ефективного пластового тиску у свердловині Передкавказзя у глинистій частині геологічного розрізу за даними інверсії.

Як видно з наведених даних, у глинистому розрізі спостерігається аномально високий поровий тиск (рис. 12.19, крива 2), величина якого змінюється з глибиною не регулярно. Зміни порового тиску і швидкостей корелюються зі змінами коефіцієнта пористості (рис. 12.18, крива 2). За даними ГДС [188] спостерігається відносне збільшення пористості в зонах аномального пластового тиску.

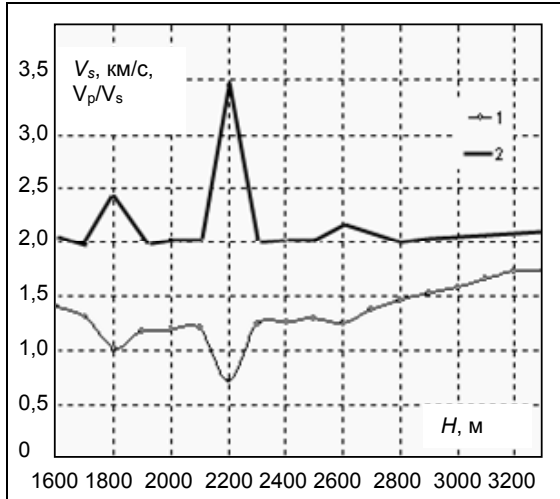


Рис. 12.17. Залежність швидкості поперечної хвилі й відношення швидкості повздовжньої хвилі до швидкості поперечної хвилі у свердловині Передкавказзя за даними інверсії: 1 – V_s ; 2 – V_p/V_s

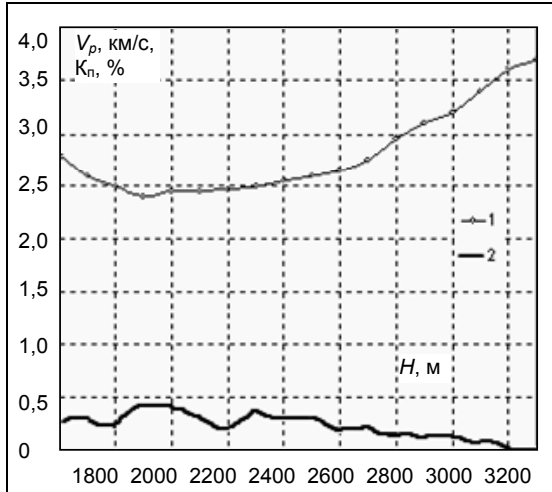


Рис. 12.18. Графік зміни швидкості повздовжньої хвилі коефіцієнта пористості з глибиною у свердловині Передкавказзя за даними інверсії: 1 – V_p ; 2 – K_n

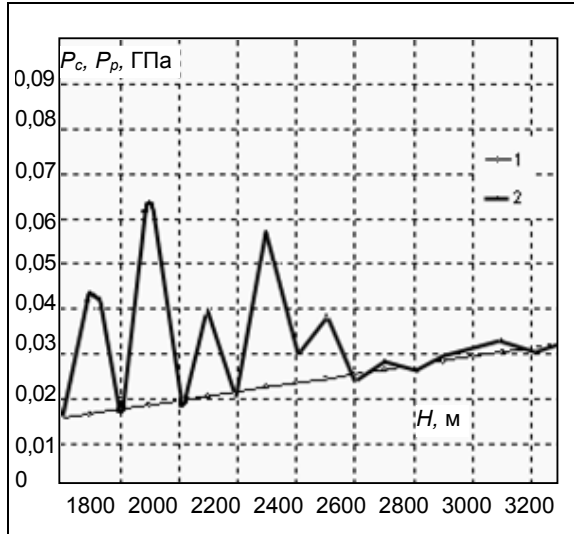


Рис. 12.19. Графік зміни літостатичного тиску (1) і порового тиску (2) флюїду в глибинній частині розрізу свердловини Передкавказзя за даними інверсії

Таким чином, запропонований метод забезпечує визначення не лише положення верхньої границі зони АВПТ, але й кількісну оцінку пористості й порового тиску, що забезпечує суттєве підвищення ефективності виявлення зон АВПТ за даними сейсмоакустики та кількісну оцінку параметрів структури порового простору.

ВИСНОВКИ

У роботі розроблено методологічні й теоретичні основи математичного моделювання ефективних пружних і акустичних властивостей складнобудованих порід-колекторів і глинистих порід, зокрема, винайдено новий ефективний метод кількісної оцінки пружних постійних глинистих мінералів.. На основі теоретичних і методологічних досліджень авторів обґрунтовано і створено автоматизовану систему математичного моделювання ефективних термопружних властивостей геологічного середовища. За результатами математичного моделювання ефективних пружних і акустичних властивостей, ефективної гідродинамічної проникності, польових і лабораторних досліджень розроблено методику кількісної оцінки структури пустотного простору тріщинно-порово-кавернозних колекторів нафти і газу та прогнозу їхньої продуктивності за даними ГДС і петрофізики.

У результаті багаторічних досліджень авторів у напрямі розробки технологій оцінки ємнісно-фільтраційних властивостей та аномально-пластового тиску складнобудованих порід-колекторів отримано такі основні результати:

1. Обґрунтовано вибір параметрів пустотного простору тріщинно-кавернозно-порової математичної моделі теригенного та карбонатного колекторів на основі аналізу даних лабораторних досліджень шліфів і знімків пустотного простору під електронним і поляризаційним мікроскопом.

Установлено, що в моделях складнобудованих колекторів усі можливі структури пустотного простору можна описати дискретним набором форматів пустот у вигляді сфероїдів обертання різного формату. При цьому міжзерновим ізометричним (сферичним і близьким до сферичних) порам відповідають пустоти з форматом 10^0 – 10^{-1} , перехідним пустотам і мікротріщинам – 10^{-1} – 10^{-2} , мікротріщинам – 10^{-2} – 10^{-5} , кавернам – 10^0 – 10^3 .

2. Розроблено метод числових розрахунків ефективних термомпружних і акустичних параметрів багатокомпонентного тріщинуватого флюїдонасиченого геологічного середовища із внутрішнім поровим тиском в умовах високих тисків і температур.

3. Розроблено методологічні й теоретичні основи математичного моделювання ефективних пружних і акустичних властивостей глинистих порід. Створено новий ефективний метод кількісної оцінки пружних постійних глинистих мінералів.

Уперше визначено повні набори матриць пружних постійних основних породотвірних мінералів глинистих порід і проведений глибокий усебічний аналіз параметрів анізотропії об'ємних пружних хвиль. Установлено тісний взаємозв'язок між структурним мотивом і пружною анізотропією глинистих мінералів.

Отримано важливі результати числового моделювання ефективних пружних постійних глин ламінарної й турбулентної структури і встановлено основні закономірності впливу на анізотропію пружних постійних різних систем орієнтації тріщин.

4. Проведено математичне моделювання ефективних швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль, коефіцієнта лінійного термічного розширення та ефективного порового тиску для багатокомпонентного флюїдонасиченого геологічного середовища в умовах високих тисків і температур з урахуванням реальної структури.

5. Отримано нові кількісні результати щодо впливу доломітизації, структури пустотного простору, анізотропії, орієнтації тріщин на акустичні, пружні та гідродинамічні властивості карбонатних порід-колекторів:

- для моделі "доломітизований вапняк" установлено, що з ростом концентрації доломіту монотонно зростають ефективні пружні модулі K^* , G^* та ν^* ;
- вплив тріщинуватості на модуль зсуву набагато сильніший, ніж на модуль об'ємного стиску. Для "тріщинуватого вапняку" залежність $\Delta T_p = f(c_1)$ має нелінійний характер,

а для "порового вапняку" і "кавернозного вапняку" ця залежність має майже лінійний характер. При водонасиченні значення ΔT_p зростає зі збільшенням концентрації значно інтенсивніше порівняно з "газонасиченим вапняком".

- дослідження моделей вапняків з різними системами тріщин і каверн показало, що наявність систем орієнтації пустот змінює пружну симетрію текстури колектора і величину коефіцієнта акустичної анізотропії (симетрію від поперечно-ізотропної до планальної ромбічної й величину коефіцієнта акустичної анізотропії від 1 % до 18,8 %). У складнобудованих вапняках індикатриси фазових швидкостей квазіповздовжніх хвиль відображають характер просторової орієнтації мікротріщин.

6. Установлено, що метод розрахунку ефективної проникності складнобудованих порід-колекторів за наявності кількісно визначеної структури пустотного простору може застосовуватися для визначення фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів з будь-якою системою орієнтованих тріщин. Величина ефективної проникності різко зростає при збільшенні радіуса тріщини. Найбільша ефективна проникність характерна для моделі зі сферичними тріщинами ($\alpha = 1$) і її величина послідовно зменшується для моделей з форматами: $\alpha = 0,1$, $\alpha = 10$, $\alpha = 0,01$, $\alpha = 100$, $\alpha = 0,001$. Симетрія тензора ефективної проникності визначається впорядкованістю тріщинуватості.

7. Розроблено і реалізовано алгоритм і програму розв'язання задачі інверсії експериментальних значень швидкостей пружних хвиль гірських порід в умовах високих тисків і температур з метою визначення термпружних властивостей породотвірних мінералів.

8. Доведено, що термпружні властивості основних породотвірних мінералів різних генетичних типів гірських порід можуть служити важливим довідковим матеріалом при інтерпретації сейсмічних даних і даних геоакустики.

9. Уперше визначено термпружні властивості глинистих мінералів та їхні похідні за тиском і температурою.

10. На основі результатів математичного моделювання ефективних термпружних властивостей геологічного середовища показано, що поровий тиск суттєво впливає на ефективні швидкості повздовжніх і поперечних пружних хвиль геологіч-

ного середовища, насиченого флюїдом. При нагріванні насичених флюїдом гірських порід зростання порового тиску обумовлено різницею між коефіцієнтом термічного розширення твердої матриці й порами та тріщинами, заповненими флюїдом. Різниця між гідростатичним тиском і ефективним поровим тиском змінюється немонотонно при збільшенні зовнішнього тиску і температури.

11. Установлено кореляційні залежності між параметром питомої площі поверхні пустот, який розраховується на основі аналізу структури пустотного простору за даними ГДС чи петрофізики, та дебітами інтервалів. Це дозволяє прогнозувати продуктивність інтервалів розповсюдження колекторів.

12. Розроблено алгоритм методики кількісної оцінки структури пустотного простору складнобудованих порід-колекторів та оцінки їхньої продуктивності на основі багатокомпонентної тріщинно-порово-кавернозної моделі колектора в межах діючих систем інтерпретації даних ГДС, зокрема системи Геопошук.

На основі інтерпретації даних ГДС окремих інтервалів 24 пошуково-розвідувальних свердловин ДДЗ установлено високу ефективність розробленої методики і можливість її застосування при дослідженні порід-колекторів різної літології, типів пустотного простору та флюїдонасичення.

13. Розроблено новий метод кількісної оцінки порового і пластового тиску в умовах природного залягання гірських порід шляхом інверсії даних вимірювань швидкостей повздовжніх і поперечних хвиль методом АК, ВСП і польової сейсморозвідки. Він дозволяє визначати не лише положення верхньої границі зони АВПТ, але й кількісні характеристики пористості та порового тиску, що суттєво підвищує ефективність виявлення зон АВПТ за даними сейсморозвідки і АК.

Таким чином, застосування результатів теоретичних і методичних досліджень авторів забезпечує оцінку характеристик, які визначають колекторські властивості, тип насичення і напружено-деформований стан гірської породи.

Наявні розробки можуть бути включені до інтегрованих систем обробки даних ГДС і сейсморозвідки, що особливо актуально при дослідженні інтервалів розвитку порід-колекторів зі складною структурою пустотного простору та нестандартними умовами високого тиску і температури.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *Котяхов, В. И.* Физика нефтяных и газовых коллекторов / В. И. Котяхов. – М., 1977. – 287 с.
2. *Лукьянов, Э. Е.* Исследование скважин в процессе бурения / Э. Е. Лукьянов – М., 1979. – 248 с.
3. *Дахнов, В. Н.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В. Н. Дахнов. – М., 1975. – 343 с.
4. А. с. 1350643. Способ определения трещинной пористости пород / А. Ф. Боярчук, Г. А. Шнурман, А. Л. Брайловский, И. С. Гольдерберг // Бюл. № 41. – 1987.
5. А. с. 635843. Способ определения пористости трещинно-кавернозных карбонатных пород / Н. Т. Аракчеев, В. В. Бондарь, М. В. Могилевич // Бюл. № 11. – 1981.

6. А. с. 1453351. Радиоволновой интроскоп массива горных пород / Г. Г. Литвинский, В. А. Касьянов // Бюл. № 3. – 1989.

7. *Ивакин, Б. Н.* Акустический метод исследования скважин / Б. Н. Ивакин, Е. В. Карус, О. Л. Кузнецов. – М., 1978. – 320 с.

8. А. с. 254428. Способ обнаружения трещин в горных породах / И. П. Дзедбань, В. Ф. Козяр, А. П. Анпилогов, П. А. Прямов, Д. В. Белоконь // Бюл. № 32. – 1969. – С. 5.

9. *Вишва, С. А.* Визначення структури пустотного простору складнобудованих геологічних середовищ при вирішенні задач промислової геофізики та геофізичного моніторингу небезпечних геологічних процесів / С. А. Вишва, І. М. Безродна // Геоінформатика. – 2003. – № 1. – С. 55–64.

10. *Вишва, С. А.* Кількісна оцінка перспектив нафтогазоносності глибокостанурених відкладів теригенних порід-колекторів на основі визначення їх структури пустотного простору за даними промислової геофізики / С. А. Вишва, І. М. Безродна, О. В. Олійник // Перспективи нафтогазоносності глибокостанурених горизонтів осадових басейнів України : зб. наук. праць. – Івано-Франківськ, 2005. – С. 180–186.

11. *Продайвода, Г. Т.* Метод расчета эффективных упругих постоянных в анизотропных микротрещиноватых горных породах / Г. Т. Продайвода, К. С. Александров, С. А. Вышва, Л. В. Назаренко // Геология и геофизика. – 2000. – Вып. 41, № 3. – С. 436–449.

12. *Маслов, Б. П.* Теоретический метод определения эффективных модулей упругости анизотропных горных пород / Б. П. Маслов, Г. Т. Продайвода // Вест. Киев. ун-та. – 1988. – Вып. 5. – С. 51–56.

13. *Продайвода, Г. Т.* Акустичний метод визначення орієнтації мікротріщин у гірських породах / Г. Т. Продайвода // Вісн. Київ. ун-ту. Геологія. – 1992. – Вип. 7. – С. 23–31.

14. *Продайвода, Г. Т.* Упругая симметрия и параметры анизотропии образцов архейских гнейсов и амфиболитов Кольской сверхглубокой скважины / Г. Т. Продайвода, К. С. Александров // Геология и геофизика. – 1998. – Вып. 39, № 3. – С. 377–387.

15. *Продайвода, Г. Т.* Исследования упругих постоянных гранитоидов и анизотропии распространения объемных упругих волн в них / Г. Т. Продайвода, К. С. Александров, С. А. Выжва // Геофиз. журн. – 2001. – Вып. 23, № 2. – С. 31–54.

16. *Выжва, С. А.* Розробка методу математичного моделювання акустичних характеристик складнобудованих порід-колекторів / С. А. Выжва : автореф. дис. ... канд. геол. наук. – К., 1996. – 21 с.

17. *Выжва, С. А.* Моделювання ефективних акустичних характеристик порід-колекторів зі складною структурою пустотного простору / С. А. Выжва // Вісн. Київ. ун-ту. Геологія. – 1995. – Вип. 13. – С. 23–32.

18. *Продайвода, Г. Т.* Математичне моделювання геофізичних параметрів / Г. Т. Продайвода, С. А. Выжва. – К., 1999. – 112 с.

19. *Продайвода, Г. Т.* Упругие свойства и анизотропия объемных упругих волн известняков и доломитов / Г. Т. Продайвода // Вісн. Київ. ун-ту. Геологія. – 1995. – Вип. 13. – С. 8–23.

20. *Продайвода, Г. Т.* Пружні постійні і анизотропія об'ємних пружних хвиль пісковиків / Г. Т. Продайвода, С. А. Выжва, О. А. Куликов // Вісн. Київ. ун-ту. Геологія. – 1995. – Вип. 13. – С. 3–54.

21. *Выжва, С. А.* Определение структуры пустотного пространства сложнопостроенных пород осадочного чехла и поверхности кристаллического фундамента по данным акустических методов / С. А. Выжва, И. Н. Безродная : тез. Междунар. геофиз. конф. EAGE. – М., 2003.

22. *Дзевань, И. П.* Влияние различных сочетаний межзерновой и вторичной пористости на скорости упругих волн / И. П. Дзевань // Разведочная геофиз. – 1986. – № 103. – С. 12–135.

23. А. с. 553560. Способ акустического каротажа скважин / И. П. Дзевань, Е. В. Карус, О. Л. Кузнецов, Г. Н. Ягодов // Изобретения, промышленные образцы, товарные знаки. – 1977. – № 13. – С. 170.

24. Черноградов, В. Н. Технология обработки и интерпретации данных волнового акустического каротажа / В. Н. Черноградов, А. В. Городнов, Д. Н. Крылов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 7. – С. 3–40.

24. Рафиков, В. Г. Изучение трещинных коллекторов нефтегазовых месторождений Башкирии и Татарии по данным волнового акустического каротажа / В. Г. Рафиков, В. Н. Еникеев, О. Е. Рыскаль // Каротажник. – 2004. – № 68. – С. 7–83.

25. Ильинский, В. М. Геофизические исследования глубоких скважин / В. М. Ильинский, Ю. А. Лимбергер. – М., 1977. – 200 с.

26. Ши́ра, А. І. Перспективи застосування тривимірних моделей пустотного простору для вивчення ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів / А. І. Ши́ра // Проблеми нафтогазової промисловості : зб. наук. праць. – 2005. – Вип. 2. – С. 7–79.

27. Курганский, В. Н. Совместное использование двумерных и многомерных корреляционных связей между физическими и геофизическими параметрами горных пород для оценки емкостных свойств карбонатных пород Припятской впадины / В. Н. Курганский // Новые геофизические исследования на Украине : сб. АН УССР. – К., 1969. – С. 23–244.

28. Курганский, В. Н. Использование данных гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа при выделении карбонатных коллекторов повышенной радиоактивности / В. Н. Курганский, В. В. Храпак // Вест. Киев. ун-та. Геология. – 1990. – Вып. 9. – С. 6–64.

29. Курганский, В. Н. Петрофизические и геофизические методы изучения сложнопостроенных карбонатных коллекторов нефти и газа / В. Н. Курганский. – К., 1998. – С. 167.

30. Белоножко, А. И. Определение емкости пустот по данным разработки месторождений Беларуси / А. И. Белоножко, И. Н. Пасконный, А. А. Бохан // Проблеми нафтогазової промисловості : зб. наук. праць. – К., 2005. – Вип. 2. – С. 8–96.

31. *Дахнов, В. Н.* Методическое руководство по изучению коллекторов со сложной структурой порового пространства методами промысловой геофизики / В. Н. Дахнов, Б. Ю. Вендельштейн. – М., 1981. – 90 с.

32. *Вендельштейн, Б. Ю.* Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов / Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов. – М., 1978. – 318 с.

33. *Добрынин, М. М.* Изучение сложных карбонатных коллекторов. // Геология нефти и газа / М. М. Добрынин. – 1991. – № 5. – С. 30–34.

34. *Добрынин, В. М.* Петрофизика / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников. – М., 1991. – 367 с.

35. *Интерпретация* результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин : справочник; под ред. В. М. Добрынина. – М., 1988. – 475 с.

36. *Багринцева, К. И.* Трещиноватость осадочных пород / К. И. Багринцева. – М., 1982. – 256 с.

37. *Итенберг, С. С.* Интерпретация результатов геофизических исследований скважин / С. С. Итенберг. – М., 1987. – 375 с.

38. *Марморштейн, Л. М.* Петрофизические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах / Л. М. Марморштейн. – М., 1985. – 190 с.

39. *Федишин, В. О.* Наукові засади оцінювання низькопористих колекторів вуглеводневого газу / В. О. Федишин: автореф. дис. ... д-ра геол. наук. – Л., 2003.

40. *Дружинин, А. Б.* К проблеме диагностики петрофизических характеристик горных пород по изотропным эффективным модулям упругости / А. Б. Дружинин // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37, № 9. – С. 13–145.

41. *Куровець, І. М.* Геолого-геофізична характеристика візейських карбонатних відкладів сєлохівського нафтового родовища / І. М. Куровець, П. С. Чепусенко, О. В. Шеремета // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001. – № 1. – С. 3–46.

42. *Шнурман, И. Г.* Методика определения составляющих пористости сложных трещинно-кавернозно-гранулярных коллекторов продуктивных отложений месторождения "Тенгиз" по данным волнового акустического каротажа / И. Г. Шнурман, Г. А. Шнурман // Геофизика. – 1994. – № 3. – С. 2–25.

43. *Петкевич, Г. И.* Информативность акустических характеристик неоднородных анизотропных сред / Г. И. Петкевич. – К., 1975. – 211 с.

44. *Куровець, І. М.* Петрофізична параметрична основа для підрахунку запасів газу в сарматських відкладах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину / І. М. Куровець, Г. Й. Притулко, О. С. Зубко, О. В. Шеремета // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1999. – № 4. – С. 15–24.

45. *Методика* изучения трещиноватых горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа. – Л., 1969. – 129 с.

46. *Коцєруба, Л. А.* Методы насыщения пород-коллекторов окрашенными смолами / Л. А. Коцєруба. – М., 1977. – 95 с.

47. *Красилов, В. А.* Палеоэкосистемы / В. А. Красилов // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1970. – № 4. – С. 144–150.

48. *Афанасьев, Н. Ф.* Автоматизация структурного анализа микрообъектов (горных пород) по их электронно-микроскопическим изображениям / Н. Ф. Афанасьев, Р. А. Бочко, А. А. Чигирев // Вест. Моск. ун-та. Сер. 3. – Т. 13. – С. 263–270.

49. *Башмаков, В. А.* Методы исследования на ЭВМ морфологии пустотного пространства пород-коллекторов / В. А. Башмаков, В. И. Ключев Т. А. Югай, Н. Е. Кабухина // Цифровая обработка геол.-геофиз. инф. сложнопостроен. сред (на примере Прикаспийской впадины). – Саратов, 1988. – С. 41–48.

50. *Вижва, С. А.* Програмно-апаратний комплекс обробки графічної інформації РІР і його використання для вирішення задач промислової геофізики / С. А. Вижва, О. М. Кожан : матеріали наук. конф. професорсько-викладацького складу геол. ф-ту, 13–14 трав. – К., 1999. – С. 44–45.

51. *Нестеренко, М. Ю.* Проблемні питання методичного забезпечення лабораторних робіт з визначення параметрів порід-колекторів / М. Ю. Нестеренко // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001. – № 4. – С. 92–97.

52. *Кобранова, В. Н.* Определение петрофизических характеристик по образцам / В. Н. Кобранова, Б. И. Извеков, С. Л. Пацевич, М. Д. Шварцман. – М., 1977. – 432 с.

53. *Вербицкий, Т. З.* Математическое моделирование в сейсморазведке / Т. З. Вербицкий, Р. С. Починайко, Ю. П. Стародуб, А. С. Федоришин. – К., 1985. – 275 с.

54. *Дзевань, И. П.* Физико-технические основы акустического метода изучения трещинно-кавернозных горных пород в комплексе геофизических исследований скважин / И. П. Дзевань : автореф. дис. д-ра техн. наук. – М., 1984. – 47 с.

55. *Федоришин, А. С.* Влияние ориентированной системы трещин на анизотропию скоростей распространения упругих волн в твердых телах (исследование горных пород) / А. С. Федоришин // Докл. АН УССР. Сер. А. Физ.-мат. науки. – 1975. – № 9. – С. 810–814.

56. *Петровский, А. П.* Информационное обеспечение и модельные представления интегральной интерпретации геолого-геофизических данных при изучении нефтегазоносных структур / А. П. Петровский // Геофиз. журн. – 2004. – Вып. 26, № 3. – С. 77–86.

57. *Лукин, А. Е.* Генетические типы трещиноватости пород глубокозалегающих нефтегазоносных комплексов / А. Е. Лукин, С. Б. Ларин // Геол. журн. – 2003. – № 3. – С. 9–25.

58. *Дьяконова, Т. Ф.* Применение ЭВМ при интерпретации данных геофизических исследований скважин / Т. Ф. Дьяконова. – М., 1991.

59. *Ленский, В. А.* О возможности оценки проницаемости карбонатных коллекторов по упругим свойствам / В. А. Ленский, В. Н. Еникеев, А. Л. Ишбулатова и др. // Каротажник. – 2004. – № 11. – С. 90–100.

60. *Зверев, Г. Н.* Оптимальная линейная фильтрация каротажных диаграмм / Г. Н. Зверев, Р. Х. Шакиров // Геофиз. исследования в нефтяных скважинах, испытание пластов и отбор керна – М., 1972. – С. 30–54.

61. *Элланский, М. М.* Методика комплексной обработки промыслово-геофизических материалов и керна при изучении продуктивных коллекторов с помощью математических методов и ЭВМ / М. М. Элланский // Нефтегазовая геология и геофизика. – М., 1975. – 61 с.

62. *Ингерман, В. Г.* Автоматизированная интерпретация результатов для геофизических исследований скважин / В. Г. Ингерман. – М., 1984. – 224 с.

63. *Красножон, М. Д.* Оцінка нафтогазонасиченості теригенних відкладів за даними геофізичних досліджень колекторів / М. Д. Красножон // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001. – № 4. – С. 71–80.

64. *Красножон, М. Д.* Інтегрована інтерпретація матеріалів геофізичних досліджень нафтогазових свердловин / М. Д. Красножон : автореф. дис. ... д-ра геол. наук. – К., 2002. – 40 с.

65. *Косаченко, В. Д.* Комп'ютеризована методика побудови геологічних моделей нафтогазових родовищ у зв'язку з підрахунком запасів вуглеводнів / В. Д. Косаченко : автореф. дис. ... канд. геол. наук – К., 2002. – 18 с.

66. *Моисеенко, А. С.* Измерительно-вычислительные комплексы для геофизических исследований скважин / А. С. Моисеенко, М. Б. Раппорт. – М., 1981.

67. *Производственная система интерпретации ГИС с применением ПЭВМ: метод. рекомендации / под ред. А. И. Саломасова.* – Краснодар, 1992.

68. *Обработка и интерпретация данных промысловой геофизики на ЭВМ: справочник / под ред. И. Н. Сохранова.* – М., 1989.

69. *Красножон, М. Д.* Промислово-геофізична геоінформатика. Технологічний аспект / М. Д. Красножон, А. Є. Кулінкович // **Георетичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики.** – К., 2001.

70. *Карпенко, А. Н.* Изучение методами ГИС газоносных тонкослоистых толщ на малых глубинах / А. Н. Карпенко // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики. – К., 2001.

71. *Красножон, М. Д.* Комп'ютеризована технологія підрахунку запасів вуглеводнів за матеріалами ГДС / М. Д. Красножон, В. Д. Косаченко // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики. – К., 2001.

72. *Автоматизованное рабочее место интерпретатора ГИС на ПЭВМ : инструкция.* – К., 1998. – 112 с.

73. *Система "Геопошук" : Инструкция до використання / под ред. М. Д. Красножона.* – К., 2002. – 72 с.

74. *Александров, К. С.* Упругие свойства минералов / К. С. Александров, Г. Т. Продайвода // Кристаллография. – 1993. – Т. 38, вып. 5. – С. 214–234.

75. *Казаченко, Е. Д.* Анализ моделей для расчета упругих характеристик сцементированных осадочных пород / Е. Д. Казаченко, М. Г. Марков // Геофизика. – 2003. – № 1. – С. 32–40.

76. *Хорошун, Л. П.* К теории насыщенных пористых сред / Л. П. Хорошун // Прикладная механика. – 1976. – Т. 12, № 12. – С. 35–41.

77. *Хорошун, Л. П.* Методы теории случайных функций в задачах о макроскопических свойствах микронеоднородных сред / Л. П. Хорошун // Прикладная механика. – 1978. – Т. 14, № 2. – С. 3–17.

78. *Хорошун, Л. П.* О влиянии газонасыщенности массива на возможность выбросов в окрестности горных выработок / Л. П. Хорошун, Р. Н. Исафилов // Прикладная механика. – 1981. – Т. 17, № 5. – С. 13–18.

79. *Брыскин, А. В.* Способ расчета упругих параметров минералов по свойствам горных пород / А. В. Брыскин, Е. Н. Тен // Геология и геофизика. – 1990. – № 10. – С. 60–65.

80. *Крылов, С. В.* Упругие свойства силикатных минералов и кристаллических горных пород для изотропной модели / С. В. Крылов, А. В. Брыскин, Е. Н. Тен // Геология и геофизика. – 1990. – № 12. – С. 101–113.

81. *Хорошун, Л. П.* Методы автоматизированного расчета физико-механический постоянных композитных материалов / Л. П. Хорошун, Б. П. Маслов. – К., 1980. – 156 с.

82. *Продайвода, Г. Т.* Акустика текстур гірських порід / Г. Т. Продайвода. – К., 2004. – 144 с.

83. *Маслов, Б. П.* Нелинейные упругие свойства стохастически неоднородных сред / Б. П. Маслов // Прикладная механика. – 1973. – Т. 9, № 8. – С. 91–95.

84. *Маслов, Б. П.* Новый метод математического моделирования процессов разрушения в литосфере / Б. П. Маслов, Г. Т. Продайвода, С. А. Выжва // Геоинформатика. – 2006. – № 3. – С. 53–61.

85. *Хорошун, Л. П.* Статистическая механика и эффективные свойства материалов / Л. П. Хорошун, Б. П. Маслов, Е. Н. Шикун, Л. В. Назаренко. – К., 1993. – 380 с.

86. *Нур, А.* Использование сейсмических свойств горных пород для изучения и мониторинга пластов-коллекторов / А. Нур // Сейсмическая томография / под ред. Г. Нолета. – М., 1990. – С. 213–250.

87. *Хорошун, Л. П.* Нелинейные свойства композитных материалов стохастической структуры / Л. П. Хорошун, Б. П. Маслов. – К., 1993. – 132 с.

88. *Продайвода, Г. Т.* Механіка суцільного середовища / Г. Т. Продайвода. – К., 1999. – 200 с.

89. *Продайвода, Г. Т.* Акустика текстур гірських порід / Г. Т. Продайвода. – К., 2004. – 144 с.

90. *Продайвода, Г. Т.* Метод инверсии азимутальной сейсмической анизотропии океанической верхней мантии в функцию распределения ориентаций минералов / Г. Т. Продайвода, І. В. Віршило, Т. Г. Продайвода // Геофиз. журн. – 2004. – Вип. 26, № 5. – С. 103–108.

91. *Смехов, Е. М.* Вторичная пористость горных пород-коллекторов нефти и газа / Е. М. Смехов, Т. В. Дорофеева. – Л., 1987. – 96 с.

92. *Кашуба, Г. О.* Теоретичні та методичні основи визначення ємнісних параметрів порід-колекторів за даними інтерпретації акустичних хвильових полів / Г. О. Кашуба : автореф. дис. ... канд. геол. наук. – Івано-Франківськ, 2004. – 18 с.

93. *Продайвода, Г. Т.* Исследования упругих постоянных гранитоидов и анизотропии распространения объемных упругих волн в них / Г. Т. Продайвода, К. С. Александров, С. А. Выжва // Геофиз. журн. – 2001. – Вип. 23, № 2. – С. 31–54.

94. *Александров, К. С.* Анизотропия упругих свойств минералов и горных пород / К. С. Александров, Г. Т. Продайвода. – Новосибирск, 2000. – 354 с.

95. *Хорошун, Л. П.* Методы автоматизированного расчета физико-механических постоянных композитных материалов / Л. П. Хорошун, Б. П. Маслов. – К., 1980. – 156 с.

96. *Продайвода, Г. Т.* Проблемы сейсмоакустики анизотропных геологических сред / Г. Т. Продайвода // Вест. Киев. ун-та. Геология. – 1991. – № 17. – С. 117–128.

97. *Saito Tokumi.* Geophys. Explor. / Tokumi Saito, Mamoru Abe, Tanko Butsurei. – 1984. – Vol. 37. – № 1. – P. 15–26.

98. *Ви́жва, С. А.* Петрофізичні дослідження як основа для розробки моделі структури пустотного простору складнопобудованих карбонатних порід-колекторів / С. А. Ви́жва, Г. Т. Продайвода, І. М. Безродна // Перспективи нарощування та збереження енергетичних ресурсів України : зб. наук. праць. – Івано-Франківськ, 2006. – С. 110–121.

99. *Совершенствование* методики петрофизических и промышленно-геофизических исследований с целью оценки геологической информативности тензорных петрофизических характеристик при поисках и разведке нефти и газа в пределах ДДВ : отчет о НИР / КГУ; № ГР 01830041861; Инв. № 0285.0 051464. – К., 1984. – 111 с.

100. *Хорошун, Л. П.* Математическое моделирование эффективных петрофизических характеристик анизотропных горных пород / Л. П. Хорошун, П. В. Лещенко, Г. Т. Продайвода // Изв. АН УССР. – Физика Земли. – 1990. – № 3. – С. 63–75.

101. *Продайвода, Г. Т.* Основы сейсмоакустики : навч. посібн. / Г. Т. Продайвода. – К., 2001. – 296 с.

102. *Авербух, А. Г.* Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке / А. Г. Авербух. – М., 1982. – 232 с.

103. *Александров, К. С.* Анизотропия упругих свойств минералов и горных пород / К. С. Александров, Г. Т. Продайвода. – Новосибирск, 2001. – 354 с.

104. *Продайвода, Г. Т.* Математичне моделювання впливу тиску і температури на швидкості пружних хвиль гірських порід / Г. Т. Продайвода, Б. П. Маслов, С. А. Вижива // Геофиз. журн. – 2000. – Вип. 22, № 3. – С. 113–118.

105. *Маслов, Б. П.* Напряженно-деформированное состояние в матрице стохастически армированных композитов / Б. П. Маслов // Механика композитных материалов. – 1989. – № 3. – С. 396–402.

106. *Маслов, Б. П.* Дисперсия и рассеяние упругих волн трещиноватой геологической средой / Б. П. Маслов, Г. Т. Продайвода // Геофиз. журн. – 1998. – Вип. 20, № 2. – С. 38–45.

107. *Маслов, Б. П.* Полные наборы физических постоянных нелинейной микроструктурной теории двухфазной упругой смеси, вычисленные для ряда конструкционных материалов / Б. П. Маслов, Я. Я. Рушицкий, А. П. Коваленко // Прикл. механика. – 1996. – Т. 32, № 4. – С. 18–26.

108. *Механика композитов: в 12 т. / под ред. А. Н. Гузя.* Т. 3. Статистическая механика и эффективные свойства материалов. – К., 1993. – 390 с.

109. *Николаевский, В. Н.* Механика насыщенных пористых сред / В. Н. Николаевский, К. С. Баснецов, А. Т. Горбунов, Г. А. Зотов. – М., 1970. – 339 с.

110. *Продайвода, Г. Т.* Нелинейные упругие свойства различных генетических типов горных пород / Г. Т. Продайвода, Б. П. Маслов, Т. Г. Продайвода // Геофиз. журн. – 2002. – Вип. 24, № 6. – С. 130–142.

111. *Грегори, А. Р.* Физические свойства горных пород по лабораторным и промыслово-геофизическим исследованиям и их значение для интерпретации результатов сейсморазведки / А. Р. Грегори // Сейсмическая стратиграфия / под ред. Ч. Пейтона. – М., 1982. – Ч. I. – С. 36–103.

112. *Продайвода, Г. Т.* Пружна симетрія і параметри анізотропії метаморфічних порід Криворізької надглибокої свердловини / Г. Т. Продайвода, Д. А. Безродний, І. М. Безродна, О. М. Кожан // Вісн. Київ. ун-ту. Геологія. – 2002. – Вип. 24. – С. 91–95.

113. *Вижва, С. А.* Оцінка структури пустотного простору кристалічних порід-колекторів за даними акустичних методів / С. А. Вижва, І. М. Безродна // Мінеральні ресурси України. – 2004. – № 2. – С. 38–42.

114. *Вижва, С. А.* Прогноз и оценка структуры пустотного пространства, емкостных и фильтрационных свойств сложнопостроенных пород-коллекторов на основе данных промысловой геофизики / С. А. Вижва, І. М. Безродна // НТВ "Каротажник". – 2005. – № 3–4. С. 118–127.

115. *Вижва, С. А.* Прогноз фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів на основі визначення структури пустотного простору за даними комплексу методів ГДС / С. А. Вижва, І. М. Безродна // Геоінформатика. – 2005. – № 1. – С. 67–70.

116. *Безродна, І. М.* Дослідження тріщинуватості складнопобудованих порід-колекторів та оцінка її впливу на фільтраційні характеристики / І. М. Безродна // Вісн. Київ. ун-ту. Геологія. – 2005. – Вип. 34. – С. 34–37.

117. *Вижва, С. А.* Петрофізичні дослідження як основа для розробки моделі структури пустотного простору складнопобудованих карбонатних порід-колекторів / С. А. Вижва, Г. Т. Продайвода, І. М. Безродна // Перспективи наרוшування та збереження енергетичних ресурсів України : зб. наук. праць. – Івано-Франківськ, 2006. – С. 110–121.

118. *Итенберг, С. С.* Интерпретация результатов карбонатных сложных коллекторов / С. С. Итенберг, Г. А. Шнурман. – М., 1984. – 256 с.

119. *Разработка, опытно-методическое опробование комплекса компьютерных методов прогноза продуктивности сложно построенных карбонатных коллекторов на больших глубинах : отчет о НИР / Киев. гос. ун-т. – № ГР 0289U003546. – К., 1990. – 94 с.*

120. *Геолого-математическая* модель формирования и размещения залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине : тр. Укр НИГРИ. – М., 1985. – Вып. XXXIII. – 126 с.

121. *Ладыкова, Ю. Ф.* Изучение коллекторов северо-западной части ДДВ в условиях, близких к пластовым / Ю. Ф. Ладыкова, В. В. Олейник, И. В. Ягнещен и др. – Львов, 1986. – 212 с.

122. *Безродна, І. М.* Методика кількісної оцінки структури пустотного простору складнобудованих порід-колекторів і прогнозу їхньої продуктивності за даними ГДС та петрофізики / І. М. Безродна : дис. ... канд. геол. наук. – К., 2007.

123. *Разработка*, опытно-методическое опробование комплекса компьютерных методов прогноза продуктивности сложно построенных карбонатных коллекторов на больших глубинах : отчет о НИР / Киев. гос. ун-т. – № ГР 0289U003546. – К., 1990. – 94 с.

124. *Кількісна* оцінка структури порового простору складнобудованих порід-колекторів за даними сейсмоакустичних досліджень : звіт про НДР / Геол. ін-т Київ. ун-ту. – № ГР 0200U022345. – К., 2000. – 73 с.

125. *Вдосконалення* методики кількісної інтерпретації даних широкополосного каротажу при вивченні складнобудованих порід-колекторів : звіт про НДР / Київ. держ. ун-т. – № ГР 0195U026404. – К., 1995. – 64 с.

126. Сейсморозвідувальні роботи МСГТ на Чаплинській площі в північно-західній частині ДДЗ : звіт / ТЦОГІ. – № ДР У-01-274/4. – К., 2003. – 91 с.

127. *Клубова, Т. Г.* Глинистые коллекторы нефти и газа / Т. Г. Клубова. – М., 1988. – 157 с.

128. *Александров, К. С.* Упругие свойства породообразующих минералов. П. Слоистые минералы / К. С. Александров, Т. В. Рыжова // Изв. АН СССР. Геофизика. – 1961. – № 12. – С. 1799–1804.

129. *Беликов, Б. П.* Упругие свойства породообразующих минералов и горных пород / Б. П. Беликов, К. С. Александров, Т. В. Рыжова. – М., 1970. – 274 с.

130. *Александров, К. С.* Вычисление упругих параметров горных пород по минеральному составу / К. С. Александров, Б. П. Беликов, Т. В. Рыжова // Изв. АН СССР. Геология. – 1968. – № 2. – С. 3–19.

131. *Маслов, Б. П.* Напряженно-деформированное состояние в матрице стохастически армированных композитов / Б. П. Маслов, // Механика композитных материалов. – 1989. – № 3. – С. 396–402.

132. *Продайвода, Г. Т.* Математичне моделювання ефективних пружних постійних стратифікованого середовища з довільною пружною симетрією шарів / Г. Т. Продайвода, П. Я. Чолач // Вісн. Київ. ун-ту. Геологія. – 1998. – Вип. 15. – С. 45–56.

133. *Поваренных, А. С.* Анизотропия упругих свойств и структурный мотив породообразующих минералов / А. С. Поваренных, Г. Т. Продайвода // Конституция и свойства минералов. – 1978. – Вип. 10. – С. 88–96.

134. *Поваренных, А. С.* Кристаллохимическая классификация минеральных видов / А. С. Поваренных. – К., 1966. – 548 с.

135. *Берч, Ф.* Плотность и состав верхней мантии (первое приближение при предположении оливинового состава) / Ф. Берч // Земная кора и верхняя мантия. – М., 1972. – С. 27–50.

136. *Поваренных, А. С.* О значении усредненных упругих колебаний минералов / А. С. Поваренных, Г. Т. Продайвода, А. Ю. Серга // Минералог. сб. Львов. ун-та. – 1972. – № 26, вып. 1. – С. 46–63.

137. *Поваренных, А. С.* О природе корреляционных связей между физическими свойствами главнейших породообразующих минералов / А. С. Поваренных, Г. Т. Продайвода // Геол. журн. – 1972. – Т. 32, вып. 6. – С. 39–48.

138. *Поваренных, А. С.* О зависимости скорости упругих волн минералов от кристаллографических факторов / А. С. Поваренных, Г. Т. Продайвода // ДАН АН СССР. – 1979. – Т. 248, № 1. – С. 216–219.

139. *Авчян, Г. М.* Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях / Г. М. Авчян, А. А. Матвеевко, З. Б. Стефанкевич. – М., 1979. – 224 с.

140. *Александров, Б. Л.* Аномально высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах / Б. Л. Александров. – М., 1987. – 216 с.

141. Давления пластовых флюидов / А. Е. Гуревич, М. С. Крайчик, Н. Б. Батыгина и др. – Л., 1987. – 223 с.

142. Добрынин, В. М. Методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений / В. М. Добрынин, В. А. Серебряков. – М., 1978. – 232 с.

143. Sellier, E. Estimation of the effective porosity of the Dogger oolitic limestone in the Villeperdue oil-field / E. Sellier, Ph. Bousquet, R. Boichard, R. Brun. – Paris Basin, 1991. – С. 241–248.

144. Kuster, G. T. Velociti and Attenuation of Seismic Waves in Two-Phase Media (Part 1) / G. T. Kuster, M. N. Toksoz // Geophysics. – Vol. 39, № 5. – P. 687–606.

145. Voight, W. Lehrbuch der Kristallophysik / W. Voight. – Leipzig, 1928. – 962 S.

146. Reuss, A. Berechnung der Fließgrenze von Mischkristallen auf Grund der Plastizitätsbedingung für Einkristalle / A. Reuss // Z. Angew. Math. Mech. – 1929. – Vol. 9, № 1. – P. 49–58.

147. Hashin, Z. On some variational principles in anisotropic elasticity / Z. Hashin, S. Shtrikman // J. Mech. and Phys. Solids. – 1962. – Vol. 10. – P. 335–342.

148. Eshelby, J. D. The determination of the elastic field of an ellipsoidal inclusion and related problems / J. D. Eshelby // Proc. Roy. Soc. London. Ser. A. – 1957. – Vol. 241. – P. 376–396.

149. Hudson, J. A. A higher order approximation to the wave propagation constants for the cracked solid / J. A. Hudson. – 1986. – Vol. 87, № 1. – P. 265–274.

150. Biot, M. A. Theory of elasticity and consolidation for a porous anisotropic solid / M. A. Biot // J. Appl. Physics. – 1955. – Vol. 26, № 2. – P. 182–186.

151. Knapp, R. B. Differential thermal expansion of pore fluids: Fracture Propagation and Microearthquake Production in not Pluton Environments / R. B. Knapp, J. E. Knight // J. Geophys. Res. – 1977. – Vol. 82, № 17. – P. 2515–2522.

152. *Prodaivoda, G. T.* Estimation of thermoelastic properties of rock-forming minerals / G. T. Prodaivoda, B. P. Maslov, T. G. Prodaivoda // *Russ. Geol. and Geophys.* – 2004. – Vol. 45, № 3. – P. 389–404.

153. *Mori, T.* Average Stress in Matrix and Average Elastic Energy of Materials with misfitting inclusions / T. Mori, K. Tanaka // *Acta Metallurgica.* – 1973. – Vol. 21, № 4. – P. 571–574.

154. *Gibson, R. L.* Permeability Estimation From Velocity Anisotropy in Fractured Rock / R. L. Gibson, M. N. Toksöz // *J. Geophys. Res.* – 1990. – Vol. 95. – № B10. – P. 15643–15655.

155. *Walsh, J. R.* The Effect of Pressure on Porosity and the Transport Properties of Rock / J. R. Walsh, W. F. Brace // *G. Geophys. Res.* – 1984. – Vol. 89. – P. 9425–9431.

156. *Juszkiewicz, Z.* Estimation of the Characteristic Frequencies For Fluid Flow in Cracked Solid / Z. Juszkiewicz // *Acta Geophys. Polon.* – 1987 (1988). – Vol. 35. – № 3. – P. 239–247.

157. *Klimentos, T.* Relationship among compressional wave attenuation, porosity, clay content and permeability in sandstones / T. Klimentos, C. McCann // *Geophysics.* – 1990. – Vol. 55. – № 8. – P. 998–1014.

158. *Burns, D. R.* Technical note sandstone pore aspect ratio spectra from direct observations and velocity inversion / D. R. Burns, C. H. Cheng, R. H. Wilkens // *J. Rock Mech. Min. Sci.* – 1990. – Vol. 27, № 4. – P. 315–323.

159. *Cheng, C. H.* Inversion of seismic velocities for the pore aspect ratio spectrum of a rock / C. H. Cheng, M. H. Toksoz // *Geophys Res.* – 1979. – Vol. 84, № 313. – P. 7533–7543.

160. *Snow, D. T.* Anisotropic permeability of fractured Media / D. T. Snow // *Water. Resour. Res.* – 1969. – Vol. 5. – P. 1273–1289.

161. *Duffy, T. S.* Thermal expansion of Mantle and Core Materials at very high Pressures / T. S. Duffy, T. J. Ahrens // *Geophys. Res. Lett.* – 1993. – Vol. 20, № 11. – P. 1103–1106.

162. *Kern, H.* The Effect of High Temperature and high confining Pressure on Compressional Wave velocity in Quartz-Bearing and Quartz-Free Igneous and Metamorphic Rocks / H. Kern // *Tectonophysics.* – 1978. – Vol. 44. – P. 155–203.

163. *Kern, H.* Temperature Derivatives of Compressional and Shear Wave Velocities in Crustal and Mantle Rocks of 6 Kbar. Confining Pressure / H. Kern, A. Richter // *J. Geophys.* – 1981. – Vol. 49. – P. 47–56.

164. *Kern, H.* A model of velocity structure beneath Calabria southern Italy, based on laboratory data / H. Kern, V. Schenk // *Earth. Planet. Sci. Lett.* – 1988. – Vol. 87. – P. 325–337.

165. *Kern, H.* Pressure and temperature dependence of V_p and V_s in rocks from the superdeep well and from surface analogues at Kola and nature of velocity anisotropy / H. Kern, T. Popp, F. Gorbachevich, A. Zharikov, K. V. Lobanov, Yu. P. Smirnov // *Tectonophysics.* – 2001. – Vol. 338. – P. 113–134.

166. *Birch, F.* The velocity of compressional waves in rocks to 10 Kilobars / F. Birch // *J. Geophys. Res.* – 1960. – Vol. 65. – P. 1083–1102.

167. *Anderson, O. L.* High-temperature Elastic Constant data on Minerals Relevant to Geophysics / O. L. Anderson, D. Isaak, H. Oda // *Rev. Geophys.* – 1992. – Vol. 30, № 1. – P. 57–90.

168. *Frissillo, A. L.* Linear Thermal Coefficients of Orthopyroxene to 1000 °C / A. L. Frissillo, S. T. Bulan // *J. Geophys. Res.* – 1972. – Vol. 77, № 10. – P. 7115–7117.

169. *McSkimin, H.Y.* Elastic moduli of quartz versus hydrostatic pressure at 25⁰ and 195,8⁰ C / H.Y. McSkimin, P. Andrearch, R. N. Fhurston // *J. Appl. Phys.* – 1965. – Vol. 36, № 3.

170. *Hill, R.* A self-consistent mechanics of composite materials / R. Hill // *J. Mech and Phys. Solids.* 1965. – Vol. 13, № 4. – P. 213–222.

171. *Banthia, B. S.* Ultrasonic shear-wave velocities in Rocks subjected to simulated overburden oressure and internal pore pressure / B. S. Banthia, M. S. King, J. Fatt // *Geophysics.* – 1965. – Vol. 30, № 1. – P. 117–121.

172. *Burns, D. R.* Sandstone Pore Aspect Ratio Spectra from Direct Observation and Velocity Inversion / D. R. Burns, C. H. Cheng, R. H. Wilkens // *J. Rock Mech. Sci. & Geomech. Abstr.* – 1990. – Vol. 27, № 4. – P. 315–323.

173. *Bayuk, J. O.* Elastic module of anisotropic clay / J. O. Bayuk, M. Ammerman, E. M. Chesnokov // *Geophysics.* – 2007. – Vol. 72, № 5. – P. D107–D117.

174. *Katahara, K. W.* Clay minerals elastic properties / K. W. Katahara // 66th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts. – P. 1691–1694.

175. *Sato, H.* First-principles studies on the elastic constants of a 1:1 layered kaolinite mineral / H. Sato, K. Ono, C. Jonston, A. Yamagishi // *American Mineralogist*. – 2005. – Vol. 90. – P. 1824–1826.

176. *Vanghan, M.* Elasticity of muscovite and its relationship to crystal structure / M. Vanghan // *J. Geophys. Res.* – 1986. – Vol. 91, № 85. – P. 4657–4664.

177. *Newnham, R. E.* Elastic anisotropy in minerals / R. E. Newnham, H. S. Yoon // *Mineralog. Mag.* – 1973. – Vol. 39, № 301. – P. 78–84.

178. *Wenk, H.-R.* Preferred orientation and elastic anisotropy of illite-rich shale / H.-R. Wenk, I. Lanardelli, H. Franz, K. Nihei, S. Nakagava // *Geophysics*. – 2007. – Vol. 72, № 2. – P. E69–E75.

179. *Birch, F.* Composition of the earth's mantle / F. Birch // *Geophys. J.* – 1961. – Vol. 4. – P. 295–311.

180. *Davies, G. F.* The Estimation of elastic properties from analogue Compounds / G. F. Davies // *Geophys. J. R. astr. Soc.* – 1976. – Vol. 44. – P. 625–647.

181. *Hazen, R. M.* Bulk modulus-volume relationship for cation-anion polyhedral / R. M. Hazen, L. W. Finger // *J. Geophys. Res.* – 1974. – Vol. 84, № 12. – P. 6723–6728.

182. *Hazen, R. M.* Relationship Between crystal structure and compressibility in oxides and silicates / R. M. Hazen, L. W. Finger // *Ann. Dept. Dir. Geophys. Lab. Carnegie Inst., 1977–1978. Washington, D. C.* – 1978. – P. 848–850.

183. *Wang, H. F.* Elastic constant systematics / H. F. Wang // *Phys. and Chem. Miner.* – 1978. – Vol. 3, № 3. – P. 251–261.

184. *Anderson, O. L.* The bulk modulus-volume relationship for oxide compounds and related geophysical problems / O. L. Anderson, J. E. Nafe // *J. Geophys. Res.* – 1965. – Vol. 70. – P. 3951–3963.

185. *Александров, Б. Л.* Аномально высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах / Б. Л. Александров. – М., 1987. – 216 с.

186. *Продайвода, Г. Т.* Поперечно-ізотропна апроксимація пружних постійних анізотропного середовища / Г. Т. Продайвода, П. Я. Чолач // Вісн. Київ. ун-ту. Геологія. – 1998. – Вип. 15. – С. 56–61.

187. *Cristensen, N. I.* Poisson's ratio and crystal seismology / N. I. Cristensen // J. Geophys. Res. – 1996. – Vol. 101, № 132. – P. 3139–3156.

188. *Wang, H. F.* Ultrasonic velocities in Cretaceous shales from the Williston Basin / H. F. Wang, L. E. Jones // Geophysics. – 1981. – Vol. 46. – P. 288–297.

189. *Horuby, B.* Anisotropic effective-medium modeling of the elastic properties of shales / B. Horuby, L. M. Schwartz, J. A. Hudson // Geophysics. – 1994. – Vol. 59, № 10. – P. 1570–1583.

190. *Lanardelli, I.* Preferred orientation and elastic anisotropy in shales / I. Lanardelli, H.-R. Wenk, Y. Ren // Geophysics. – 2007. – Vol. 72, № 2. – P. D33–D40.

Наукове видання

ПРОДАЙВОДА Георгій Трохимович
ВИЖВА Сергій Андрійович
БЕЗРОДНА Ірина Миколаївна
ПРОДАЙВОДА Трохим Георгійович

**КОМП'ЮТЕРНА ТЕХНОЛОГІЯ
ОЦІНЮВАННЯ ЄМНІСНО-ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ
ТА АНОМАЛЬНОГО ПЛАСТОВОГО ТИСКУ
СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ ПОРІД
КОЛЕКТОРІВ НАФТИ І ГАЗУ
ЗА ДАНИМИ ГЕОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СКВАЖИН
І ПЕТРОФІЗИКИ**

Монографія

Редактор *Л. Л. Воронцова*
Художній редактор *Л. П. Шевченко*

Оригінал-макет виготовлено Видавничо-поліграфічним центром "Київський університет"



Підписано до друку 03.12.10. Формат 60x84^{1/16}. Вид. № 65. Гарнітура Times New Roman.
Папір офсетний. Друк офсетний. Наклад 100. Ум. друк. арк. 23,3. Обл.-вид. арк. 25,0. Зам. № 210-1129.

Видавничо-поліграфічний центр "Київський університет"

01601, Київ, б-р Т.Шевченка, 14, кімн. 43,

☎ (38044) 239 32 22; (38044) 239 31 72; тел/факс (38044) 239 31 28

Свідоцтво внесено до Державного реєстру ДК № 1103 від 31.10.02