

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

На правах рукопису

Старостін Андрій Вікторович

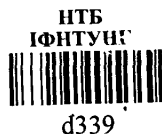
УДК 553.982.04 : 550.83

**ГЕОФІЗИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ З МЕТОЮ КОНТРОЛЮ
ВИЛУЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ У ПРОЦЕСІ РОЗРОБКИ
ПРОДУКТИВНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ СКЛАДНОЇ БУДОВИ
(на прикладі родовищ ДДЗ)**

Спеціальність 04.00.22 – Геофізика

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Науковий керівник
Д.Д. Федоришин
доктор геол. наук, професор



Івано-Франківськ – 2009

d 339

ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП	5
1 Аналітичний огляд проблеми застосування геофізичних методів при контролі за розробкою нафтогазових родовищ ДДЗ зі складною будовою порід-колекторів	12
1.1 Аналіз моделей визначення коефіцієнта проникності порід-колекторів геофізичними методами	17
1.2 Аналіз можливостей імпульсного нейтронного методу для визначення поточних значень коефіцієнта насичення у процесі вилучення вуглеводнів	36
2 Визначення кількісних характеристик фільтраційних властивостей порід-колекторів складної будови за даними ГДС	45
2.1 Порівняльна характеристика методик визначення коефіцієнта проникності за даними геофізичних досліджень свердловин	46
2.2 Аналіз чинників, які впливають на характеристики зв'язку фільтраційно-ємнісних властивостей	53
2.2.1 Дослідження впливу фільтраційних властивостей породи на функцію зміни електричного опору від коефіцієнта водонасичення	64
2.3 Методичні аспекти визначення коефіцієнта проникності за результатами геофізичних досліджень свердловин	73
2.4 Аналіз зв'язку фільтраційних властивостей колекторів з розподілом діаметру зерен скелету породи та класифікація колекторів	87
3 Дослідження характеру насичення продуктивних порід-колекторів складної будови з метою контролю за розробкою нафтогазових родовищ ДДЗ методами ГДС .	97
3.1 Моделювання нейтронних характеристик продуктивних покладів, представлених породами-колекторами складної будови	97
3.2 Визначення поточного коефіцієнта насичення колекторів складної будови методом імпульсного нейтронного каротажу	122
3.2.1 Використання методу гамма-спектрометрії для корекції значень часу життя теплових нейтронів у породах поліміктового складу	127
3.2.2 Дослідження поточного коефіцієнта газонасичення у процесі закачування і вилучення газу на природних сховищах газу	131
3.3 Застосування акустичного каротажу для визначення	

	коефіцієнта пористості порід складної будови	144
3.3.1	Аналіз чинників, що впливають на достовірність визначення коефіцієнта пористості методом акустичного каротажу	145
3.3.2	Методика оцінки впливу цементу породи на швидкість проходження пружних хвиль	164
4	Фільтраційна модель Пролетарського газоконденсатного родовища	175
4.1	Стислий опис геолого-петрофізичної характеристики продуктивних порід-колекторів	175
4.1.1	Характеристика петрофізичних властивостей колекторів	177
4.2	Дослідження зміни умов накопичення осадів за даними геофізичних методів досліджень свердловин	185
4.3	Визначення коефіцієнта проникності колекторів продуктивних покладів Пролетарського родовища	193
4.4	Характеристика фільтраційної моделі Пролетарського газоконденсатного родовища	205
	Висновки	215
	Додаток А	218
	Додаток Б	226
	Додаток В	240
	Додаток Д	247
	Додаток Е	253
	Додаток Ж	259
	Додаток З	263
	Список використаних джерел	273

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

БК - боковий каротаж

БКЗ - бокове каротажне зондування

В - візейський горизонт

ГДС - геофізичні дослідження свердловин

ГК - гамма-каротаж

ДДЗ - Дніпровсько-Донецька западина

ІК - індукційний каротаж

K_n - коефіцієнт нафтонасичення

K_g - коефіцієнт газонасичення

$K_{г\text{ пот}}$ - поточний коефіцієнт газонасичення

K_p - коефіцієнт пористості

ІННКт - імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж за тепловими нейтронами

НК - нейтронний каротаж

ПЕО - позірний електричний опір

ПР - промивальна рідина

$D_{зп}$ - діаметр зони проникнення

R_n - параметр насичення

R_p - параметр пористості

ПСГ - природне сховище газу

$\tau_{ск}$ - час життя теплових нейтронів

АК - акустичний каротаж

ВСТУП

Актуальність теми. Головним завданням економічного розвитку України є забезпечення збільшення видобутку вуглеводнів та підвищення ефективності зберігання природного газу в ПСГ. Пріоритетним напрямком розв'язання цього завдання є використання геофізичних методів з метою контролю вилучення вуглеводнів і оптимізації процесу їх розробки.

Продуктивні відклади багатьох газових і газоконденсатних родовищ України представлені породами складної будови, що характеризуються значною диференціацією колекторських і фізичних властивостей. Петрофізичні моделі таких порід відносяться до багатопараметричних, що, відповідно, знижує достовірність визначення петрофізичних параметрів за результатами геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Проблема підвищення ефективності контролю вилучення вуглеводнів із порід-колекторів складної будови пов'язана з удосконаленням системи інтерпретації геофізичної інформації. Незважаючи на різноманітність методик інтерпретації ГДС, наведена вище проблема є актуальною особливо для продуктивних відкладів складної будови.

Використання сучасних геофізичних комплексів досліджень і впровадження комп'ютерної обробки геофізичних даних розширює можливості застосування просторових моделей розподілу геологічних та геофізичних параметрів для визначення поточних значень насиченості і фільтраційних властивостей порід-колекторів складної будови, що, в свою чергу, підвищує достовірність геофізичного контролю розробки родовищ вуглеводнів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Науковий напрямок дисертаційної роботи безпосередньо пов'язаний з виробничими планами ДП “Полтавське управління геофізичних робіт” з контролю розробки газонафтових родовищ та експлуатації газосховищ, а також спільними науково-дослідними роботами кафедри геофізичних досліджень свердловин ІФНТУНГ і ДП “Науканафтогаз” (НДР за темою:

“Методичне забезпечення промислово-геофізичних досліджень складно-побудованих колекторів” (державний реєстраційний № 0104U009219)) та НАК “Нафтогаз України” (НДР за темою: “Удосконалення методики визначення характеру насичення порід-колекторів за даними нейтронних і електричних методів” (державний реєстраційний № 0108U010040)).

Мета і завдання дослідження. Головною метою дослідження є науково обґрунтоване моделювання фільтраційних і нейтронних властивостей порід-колекторів складної будови, визначення фільтраційних властивостей і поточного коефіцієнта насичення продуктивних пластів з метою контролю вилучення вуглеводнів у процесі розробки родовищ.

Для досягнення поставленої мети у роботі необхідно вирішити наступні завдання:

- провести аналіз методик визначення коефіцієнта проникності порід-колекторів за інформацією геофізичних досліджень свердловин;
- дослідити вплив структури порового простору на характеристику зв'язку параметрів геофізичних полів від коефіцієнта проникності порід;
- дослідити зв'язок характеру флюїдонасичення породи з фільтраційно-ємнісними властивостями порід-колекторів складної будови;
- удосконалити методику визначення коефіцієнта проникності за даними геофізичних досліджень свердловин;
- провести моделювання нейтронних параметрів продуктивних покладів та дослідити їх зв'язок з об'ємом пор і поточними значеннями коефіцієнта газонасичення для порід складної будови;
- удосконалити методику визначення поточного значення коефіцієнта газонасичення для порід з полімінеральним складом скелета породи за даними імпульсного нейтронного каротажу;
- розробити технологічний підхід спостереження за ефективністю закачування і відбору газу з його природних сховищ;
- дослідити зв'язок швидкості проходження пружних хвиль у породі-колекторі зі щільністю і формою контактів зерен скелета;

- провести ідентифікацію порід за структурою порового простору з використанням геофізичної інформації і побудувати просторові схеми розповсюдження порід з однаковими структурними властивостями;

- розробити методологію побудови диференційованої моделі фільтраційних властивостей продуктивних порід за геофізичною інформацією з метою контролю оптимальної технології вилучення вуглеводнів.

Об'єкт досліджень. Теригенні породи-колектори газових і газоконденсатних родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ).

Предмет досліджень. Геофізичні моделі фільтраційних і нейтронних властивостей продуктивних порід та методики визначення параметрів геофізичного контролю вилучення вуглеводнів.

Методи дослідження. Статистичне оброблення результатів лабораторних і свердловинних геофізичних досліджень порід-колекторів, представлених породами з полімінеральним і мономінеральним складом скелета та аналіз теоретичних і експериментальних моделей петрофізичних характеристик продуктивних комплексів.

Фактичний матеріал. Результати геофізичних досліджень свердловин, фондові матеріали з геологічної будови газових і газоконденсатних родовищ ДДЗ (Пролетарське, Кулічихінське, Розпашнівське, Тимофієвське, Яблунівське), результати геолого-промислових досліджень, лабораторні петрофізичні аналізи кернавого матеріалу.

Наукова новизна одержаних результатів. Проведені теоретичні і практичні дослідження дали змогу одержати такі наукові і практичні результати:

- уперше доведено, що висока відносна похибка визначення коефіцієнта проникності за геофізичними даними зумовлена використанням інтегральних характеристик порового простору колектора для встановлення емпіричних залежностей. Встановлено, що параметри геометрії пор є домінуючими чинниками, які впливають на диференціацію

фільтраційних властивостей порід-колекторів складної будови за умови однакового об'єму пор;

- уперше встановлено, на підставі модельних досліджень, що показники степеневі функції параметра збільшення електричного опору колектора і коефіцієнта водонасичення залежать від розподілу фільтраційних властивостей порід-колекторів;

- уперше обґрунтовано, що головною умовою для уніфікації методики визначення коефіцієнта проникності за геофізичною інформацією є необхідність проведення ідентифікації порід за параметрами структури порового простору;

- уперше, на підставі досліджень нейтронної моделі порід складної будови, запропоновано розробку просторових схем розподілу часу життя теплових нейтронів у скелеті породи з урахуванням мінералогічної і літологічної характеристики продуктивних порід, на основі яких удосконалено методику визначення поточного коефіцієнта насичення, що дає змогу підвищити ефективність контролю за вилученням вуглеводнів;

- розроблено і науково обґрунтовану нову технологію використання методу нейтронного каротажу для спостереження за ефективністю закачування і відбору газу з природних газових сховищ;

- науково обґрунтовано нову технологію оцінки впливу властивостей цементу та ступеня щільності зерен скелета на інтервальний час проходження пружної хвилі під час визначення коефіцієнта пористості методом акустичного каротажу;

- удосконалено технологію побудови фільтраційної моделі на основі ідентифікації порід за ознакою структури порового простору та седиментаційного каротажного аналізу і результатів визначення коефіцієнта проникності за геофізичною інформацією, що сприяє оптимізації вилучення вуглеводнів з продуктивних пластів.

Зазначені положення виносяться на захист.

Практичне значення одержаних результатів. Розроблена диференційована модель фільтраційних властивостей продуктивних відкладів Пролетарського газоконденсатного родовища дала змогу раціонально підійти до вибору свердловин, які знаходяться у сприятливих умовах, для подальшого вилучення газу з покладів. Запропонована методика побудови фільтраційної моделі родовища на основі седиментаційного каротажного аналізу і результатів визначення коефіцієнта проникності за геофізичною інформацією дасть змогу оптимізувати технологію розробки родовищ.

Розроблена методика визначення поточного коефіцієнта насиченості пластів методом імпульсного нейтронного каротажу для порід-колекторів складної будови впроваджена у ДП “Полтавське управління геофізичних робіт”. Дана методика дає змогу контролювати зміну поточного коефіцієнта насиченості у процесі експлуатації нафтогазових родовищ і природних сховищ газу.

Особистий внесок здобувача. Основні теоретичні і практичні результати, що винесені на захист одержані здобувачем особисто. Проведено статистичний аналіз даних лабораторних досліджень кернавого матеріалу, а також результатів геофізичних досліджень свердловин, що дало можливість встановити природу високої відносної похибки визначення коефіцієнта проникності за геофізичними параметрами. На основі одержаних результатів уніфіковано методику визначення коефіцієнта проникності порід-колекторів і запропоновано новий підхід до створення геолого-фільтраційних моделей на основі використання кількісної і якісної геолого-геофізичної інформації. Проведено моделювання нейтронних характеристик порід-колекторів складної будови ДДЗ і встановлено закономірності впливу мінерального скелета породи на час життя теплових нейтронів. Удосконалено методику використання імпульсного нейтронного каротажу для визначення поточного коефіцієнта насиченості порід складної мінеральної будови скелета.

Апробація результатів дисертації. Основні результати дисертаційних досліджень, викладених у дисертації, доповідались на наукових і науково-технічних конференціях, а саме: на науково-технічній конференції професорсько-викладацького складу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, (м. Івано-Франківськ, 1998); на 5-й Міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України – 98” (м. Полтава, 1998); на Міжнародній науково-практичній конференції “Наукові дослідження – теорія та експеримент 2005” (м. Полтава, 2005); на Міжнародній науково-практичній конференції, “Розвиток наукових досліджень” (м. Полтава, 2005); на Міжнародній науковій конференції “Проблеми геології та нафтогазоносності Карпат” НАН України ІГТГК, (м. Львів, 2006).

Публікації. Результати дисертації опубліковано у 15 роботах, із них наукових статей – 10, тез доповідей – 5, одноосібних статей – 2, тез доповідей без співавторів – 2. За темою дисертації опубліковано в журналах, рекомендованих ВАК України, 9 статей.

Обсяг і структура роботи. Дисертація складається з вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел, додатків. Дисертація містить 144 друкованих сторінок тексту, 12 таблиць, 48 рисунків, 85 найменувань використаних джерел та 7 додатків. Загальний обсяг роботи – 281 сторінка.

Автор вважає своїм обов’язком висловити щире подяку науковому керівникові доктору геологічних наук, професору Федоришину Д.Д. за допомогу і постійну підтримку в процесі виконання дисертаційної роботи.

Автор висловлює подяку докторові фізико-математичних наук Петровському О.П., докторові геолого-мінералогічних наук, професору Маєвському Б.Й., докторові геологічних наук, професору Карпенку О.М., кандидатові геолого-мінералогічних наук, професору Степанюку В.П., кандидатові геолого-мінералогічних наук, доценту Жученко Г.О., кандидатові геолого-мінералогічних наук, доценту Федоріву В.В.,

асистентові Федаку І.О., заступникові директора “Харківтрансгаз” Ткачу О.І. і головному геологу Камалову Н.І.. За допомогу у повсякденній роботі автор висловлює подяку співробітникам ДП “Полтавське УГР”, начальникові управління Гладуну В.В., головному геофізику Нейдліну Г.С., головному інженерові Волинському О.О., начальникові КІП Трум А.А..

РОЗДІЛ 1

АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ПРОБЛЕМИ ЗАСТОСУВАННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ МЕТОДІВ ПРИ КОНТРОЛІ ЗА РОЗРОБКОЮ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ ДДЗ ЗІ СКЛАДНОЮ БУДОВОЮ ПОРІД- КОЛЕКТОРІВ

Розвиток нафтогазової промисловості України зумовлює необхідність підвищення ефективності використання геофізичних методів для контролю за вилученням запасів нафти або газу з порового простору продуктивних порід-колекторів. Нафтогазові родовища Дніпровсько-Донецької западини характеризуються різними стадіями розробки. На багатьох родовищах продуктивні відклади в значній ступені обводнені, що може бути пов'язано з підйомом міжфлюїдних контактів, нерівномірним вилученням вуглеводнів, з прориванням вод, які нагнітають, і впливом системи розробки. Контроль процесів вилучення вуглеводнів і обводнення покладів можна здійснювати тільки комплексом геофізичних методів дослідження свердловин.

Динаміка видобутку нафти і газу є інтегрованим відображенням властивостей геологічного середовища і ефективності впливу на продуктивні пласти. Основними параметрами для оцінки оптимальності системи розробки є рівень максимального видобутку, стабільність рівня максимального видобутку, властивості працюючого пласта, дослідження термодинамічних умов, положення міжфлюїдних контактів, поточний коефіцієнт насиченості пласта, продуктивність і неоднорідність пласта та інші.

Питання використання геофізичних методів для контролю і проектування оптимальної системи розробки ставить необхідність спостережень за динамікою параметрів розробки і дослідження геологічних чинників, що обумовлюють можливість прогнозу ефективності вилучення і обводнення продуктивних пластів. Головним напрямком вирішення проблеми є моделювання фізичних процесів зв'язку геологічних і фізичних параметрів, а також моделювання розподілу фільтраційних властивостей у геологічному просторі продуктивної товщі.

Моделювання є однією з основних категорій теорії пізнання, на яких базується дослідження геологічного середовища (наприклад, нейтронні і фільтраційні властивості порід-колекторів). Моделювання спрямоване на дослідження форми, структури і характеристики взаємозв'язків фізичних і геологічних параметрів.

Геологічні характеристики колекторів нафти і газу, у більшості випадків, мають складну структуру порового простору і полімінеральний склад скелета породи. Колектори зі складною будовою характеризуються невизначеністю зв'язку між геологічними і фізичними параметрами. Геологічні параметри не завжди відображаються у фізичному полі. Така ситуація призводить до ускладнень визначення параметрів, які контролюють вилучення вуглеводнів.

Розробка фізико-геологічних моделей гірської породи з складною будовою скелета потребує оптимального вибору процедур створення моделі. Індивідуальний вплив окремих геологічних параметрів середовища, що пов'язані з умовами первинного або вторинного формування колектора, обумовлює необхідність чіткого розмежування форми побудови моделі. Наприклад, при дослідженні зв'язку електричного опору порід колекторів з коефіцієнтом залишкової водонасиченості суттєво впливають вторинні процеси утворення порового простору, що відображаються у колекторі, тобто утворення пілітизованої поверхні уламків породи. Пілітизація не призводить до зменшення відкритої пористості, а зумовлює збільшення об'єму залишкової води у скелеті. В цьому випадку електричний опір породи зменшується тільки за рахунок пілітизації. Таким чином, при побудові фізико-геологічної моделі необхідно особливу увагу приділяти характеристиці протікання фізичного процесу зміни у поровому просторі на стадії діагенезу. Окрім того, за інформацією [1, 2, 3], в процесі розробки родовища виникає взаємодія порід-колекторів з водою, яка нагнітається, і порушується рівновага на границях твердої і рідкої фаз, а також падіння пластового тиску на початкових стадіях розробки, навіть за умови його

наступної підтримки, призводить до незворотних або частково зворотних деформацій колектора.

Гірські породи продуктивних комплексів багатьох нафтогазових родовищ ДДЗ (Пролетарського, Розпашнівського, Абазовського та інших) характеризуються полімінеральним складом скелета породи, а також вторинними процесами породоутворення колектора (Яблунівське родовище) і відносяться до складнобудованих порід-колекторів. За складний колектор нами приймається порода з полімінеральним складом твердої частини і вторинних змін у скелеті породи, тобто, мікротріщинуватість та наявність пілітизації твердих зерен скелета. Інтерпретація результатів геофізичних досліджень значно ускладнюється при дослідженні складнобудованих колекторів. Основним напрямком підвищення її достовірності є геофізичне моделювання зв'язків фізичних і геологічних властивостей за умови включення характеристик, які описують складну будову породи-колектора.

Для розширення можливостей контролю за вилученням запасів важливим питанням є прогнозування процесу вилучення. Прогноз вилучення з порового простору колектора нафти або газу потребує встановлення інтервалів, на яких можливе випереджуюче обводнення, а також виявлення прошарків, які не приймають участь у роботі покладу. Його можна проводити шляхом спрямованих режимних досліджень об'єму вилучення за умови визначення поточних значень коефіцієнта насичення пластів у функції часу. Головним джерелом інформації для проведення режимних досліджень є використання даних геофізичних досліджень [4]. Слід зауважити, що при розрахунку початкових запасів, які є головним параметром контролю вилучення, фільтраційно-ємнісні параметри використовуються тільки у вигляді середнього значення для покладів і об'єктів. Враховуючи цей факт, стає зрозуміло, що неоднорідність продуктивних об'єктів описується інтегральними параметрами, а це може призвести до суттєвих помилок.

Більшість нафтових і газоконденсатних родовищ ДДЗ характеризуються неоднорідністю. Яка для покладів нафтогазових родовищ поділяється на мікронеоднорідність і макронеоднорідність.

Мікронеоднорідність для порід теригенного типу зумовлена фракційним складом частинок скелета, частковим вкладом за розміром, щільністю розподілу уламків, формою, ступенем їх відсортованості, типом цементу, і формою порових каналів. Характеристика розподілу уламкового матеріалу за розміром суттєво впливає на перетин і властивості поверхні порових каналів.

Мінеральний склад скелета породи обумовлює ступінь відсортованості частинок скелета, форму і розмір скелета за ознаками густини і міцності окремих мінералів. Породи з поліміктовим складом скелета в більшій ступені є неоднорідними за фільтраційно-колекторськими властивостями і, окрім того, за петрофізичними параметрами.

Макронеоднорідність характеризує роздрібненість продуктивних пластів непроникними прошарками і лінзами, зміну проникної частини покладів за потужністю для монолітних продуктивних пластів, нерівномірність фільтраційно-ємнісних властивостей пластів в просторовому положенні.

Вказані види неоднорідностей нафтогазоносних пластів викликають нерівномірність потоку рідини або газу і перешкоди для вилучення запасів. Досвід експлуатації нафтогазових покладів однозначно вказує на те, що ефективність нафтових родовищ і ступінь вилучення запасів з пластів суттєво залежить від мікро- і макронеоднорідності [5].

Дослідження діапазону варіації фільтраційно-ємнісних властивостей і петрофізичних параметрів у продуктивних відкладах на родовищах ДДЗ (Тимофіївському, Кулічихінському, Пролетарському) вказують на значні зміни величин. Урахування неоднорідностей є дуже важливим на етапі контролю за вилученням вуглеводнів з пласта. Макронеоднорідність, яка проявляється в структурно-літологічних особливостях будови резервуара, з

урахуванням часу формування покладу може призвести до утворення локальної зони недонасичення пласта-колектора.

Розглянута проблема ставить необхідність детального опису об'єкта розробки і розділення порід-колекторів за фільтраційно-ємнісними властивостями, використовуючи всю наявну геофізичну інформацію розвідувальних і експлуатаційних свердловин. Головною особливістю деталізації є взаємне вивчення розташування покладів з різними фільтраційними і ємнісними властивостями у вертикальному і латеральному напрямках. Вертикальна неоднорідність фільтраційних властивостей може призвести до випереджуючого обводнення. Нашими дослідженнями, на прикладі Семенівського родовища [6], показано, що висока проникність прошарків у підошовній частині покладу призвела до швидкого обводнення свердловини за рахунок випереджуючого прориву води з цієї частини. Відомі нафтогазові родовища України, в більшості випадків, відносяться до багатопластових покладів, що в свою чергу характеризуються значною неоднорідністю властивостей.

Побудова детальної геолого-фільтраційної моделі за геофізичними даними дає можливість проводити прогноз відхилень від прийнятої оптимальної схеми розробки до реальних геологічних умов родовищ, особливо, на пізніх стадіях розробки, а також оптимізувати процес нагнітання і вилучення газу в підземних сховищах.

Висвітлені два основних напрямки підвищення ефективності використання геофізичних методів для контролю за вилученням запасів нафти і газу з продуктивних пластів за рахунок побудови геолого-фільтраційних моделей і визначення поточного характеру насичення є головною метою досліджень у дисертаційній роботі.

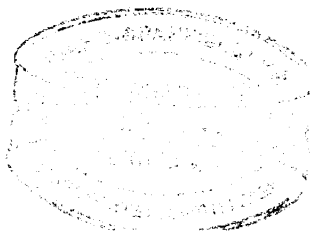
1.1. Аналіз моделей визначення коефіцієнта проникності порідколекторів геофізичними методами

Геофізична інформація широко використовується для визначення коефіцієнта проникності і дає змогу створювати геолого-фільтраційні моделі продуктивних відкладів. На теперішній час відома значна кількість методів його визначення, які розроблені вченими Морозовим Г.С., Султановим С.А., Добриніним В.М., Дахновим В.Ю., Елланським М.М., Вендельштейном Б.Ю., Карпенком О.М. та ін. Одним з головних напрямків визначення проникності є використання емпіричних залежностей фільтраційних і петрофізичних параметрів. Але без урахування геологічних особливостей родовища одержані залежності можуть призвести до значних похибок. Особливо це спостерігається при вивченні геологічних структур, що характеризуються складною будовою і гетерогенною структурою порового простору в межах одного родовища.

Породи продуктивних комплексів багатьох нафтогазових родовищ ДДЗ (Пролетарського, Розпашнівського, Тимофіївського та інших) представлені пісковиками з поліміктовим і олігоміктовим складом скелета, зустрічаються породи з дрібнозернистою і алевролітовою фракціями. Це обумовлює різний характер структури порового простору.

На сьогодні запропоновано значну кількість емпіричних залежностей для визначення коефіцієнта проникності породи на основі використання геофізичної інформації. В загальному, їх можна поділити на три групи за визначенням K_{np} : чисті пісковики з доброю укладкою зерна скелета породи; слабглинисті колектори з складною структурою порового простору; пісковики з великим діапазоном зміни вмісту глинистого матеріалу.

Визначення K_{np} для породи, яка складена однорідними кварцовими зернами з високим ступенем відсортваності і слабкозаглинизована, Морозовим Г.С. [7] пропонується модель, в якій використовується коефіцієнт



d 339

збільшення опору (P_n). Визначення сталих залежностей проводилось на основі статистичних оброблень вимірювань на керованому матеріалі:

$$K_{np} = 50 P_n^{0.5}, \quad (1.1)$$

де K_{np} - коефіцієнт проникності,

P_n – параметр насичення.

Дослідження коефіцієнтів залежності проводились експериментально для певної площі [7, 8]. Досвід використання залежності для порід пісковиків мономіктового складу вказує на практичну ефективність її використання для однорідних за діаметром зерен порід колекторів.

Для колекторів зі значною глинистістю, що характеризуються складною структурою порового простору рекомендується складніша формула [10]:

$$K_{np} = B \sqrt{P_n K_n}, \quad (1.2)$$

де K_{np} - коефіцієнт проникності,

P_n – параметр насичення,

K_n - коефіцієнт пористості,

B - постійний коефіцієнт, який визначається геологічними умовами.

Необхідно зазначити, що P_n є функцією параметрів K_g і K_n , що характеризують вільний об'єм порового простору. Структура порового простору визначає фільтраційні властивості колектора. Представлена залежність має доцільність тому, що фізично обґрунтована, тобто вона вказує на зв'язок залишкової води порового простору з динамічною пористістю для конкретного геологічного середовища.

Для розширення можливостей урахування неоднорідностей і структурних особливостей порового простору Добринін В.М. і Султанов С.А.

[11] додатково використовують параметр середньої товщини плівки зв'язаної води $\tau_{зв.ср.}$. Модель, описується залежністю:

$$P_H = \frac{0.700 \cdot P_n^{1.075}}{(2.013 \cdot 10^5 \tau_{зв.ср.})^{2.15}} \cdot K_{np}^{1.075}, \quad (1.3)$$

де K_{np} - коефіцієнт проникності,

P_n – параметр насичення,

P_n – параметр пористості,

$\tau_{зв.ср.}$ - середня товщина плівки зв'язаної води.

Для встановлення коефіцієнтів залежності використовують результати лабораторних досліджень на родовищі, що досліджується. Значення товщини плівки зв'язаної води ($\tau_{зв.}$) визначаються на зразках керна у лабораторних умовах. Розрахунки величини $\tau_{зв.}$ є дуже складною операцією і не завжди коректною. В роботі [12] рекомендується використовувати осереднене значення $\tau_{зв.ср.}$. Проведені дослідження з моделювання проникності на зразках порід з колекції (Кулічихінська площа) вказують на значний діапазон зміни товщини плівки зв'язаної води. Ефективність використання залежності зумовлена необхідністю ідентифікувати породи родовища за величиною товщини плівки зв'язаної води. Як відомо, товщина плівки щільно пов'язана з структурою порового простору, діаметром каналів фільтрації, що обмежує використання представленої формули.

В 1950р. вченими Віллі і Роузом [8] запропоновано дещо іншу залежність, яка використовує параметр об'єму порового простору і коефіцієнт збільшення опору. Її також пропонується використовувати для пісковиків з кварцовим складом скелета. Залежність описується степеневою формою:

$$K_{np} = C^2 P_n K_n^2, \quad (1.4)$$

де C – постійна, яка залежить від конкретних геологічних умов регіону,

K_n – коефіцієнт пористості,

P_n – параметр насичення.

Науковими роботами Дахнова В.Н. [10] для дрібнозернистої теригенної породи пропонується використовувати формулу:

$$K_{np} = A \frac{P_n^{\frac{2}{n}}}{P_n^{\frac{b}{m}}}, \quad (1.5)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності,

P_n – параметр насичення,

P_n – параметр пористості,

b, n, m – сталі коефіцієнти.

Структурні коефіцієнти b, n, m визначаються на основі встановлених петрофізичних залежностей $P_n = f(K_{\phi})$ і $P_n = f(K_n)$ на зразках керна порового матеріалу для конкретної геологічної площі. Вона, на основі електропровідності породи-колектора, зв'язує об'єм вільного порового простору і характер насичення з фільтраційними властивостями. На нашу думку, для пластів з однорідною структурою порового простору і наявністю результатів досліджень фізичних властивостей на зразках керна, ця модель може забезпечити високу достовірність визначення коефіцієнта проникності, але завжди залишається проблема вибору сукупності порід з однаковими структурними параметрами порового простору.

Фірмою Шлюмберже [8] для колекторів, що характеризуються малою глинистістю, запропоновано наступну залежність:

$$K_{np}^2 = C \frac{K_n^3}{K_{\phi}}, \quad (1.6)$$

де K_{np} - коефіцієнт проникності,
 K_n - коефіцієнт пористості,
 $K_{зв}$ - коефіцієнт звивистості,
 C - коефіцієнт пропорційності.

Коефіцієнт пропорційності змінюється в межах від 250 до 79 і характеризує породу-колектор за зміною насичення порового простору від нафти до газу. Особливістю залежності є використання як об'єму порового простору, так і кількості зв'язаної води. Визначення значень параметрів K_n , $K_{зв}$ проводиться у лабораторних умовах і використовується для визначення коефіцієнта C статистичними методами оброблення. Для використання залежності на етапі інтерпретації необхідно переходити до геофізичних методів, які визначають K_n , $K_{зв}$. Цей крок збільшує похибки визначення коефіцієнта проникності за рахунок чинників, що впливають на результати вимірювань фізичних полів. Окрім того, представлена модель описує зв'язок частки зв'язаної води у поровому просторі до одиниці об'єму пор і не враховує складність структури порового простору, що знижує достовірність її використання.

Тимуром В. [9] запропоновано залежність, в якій використано параметр ефективної пористості. Вона представлена наступним чином:

$$K_{np} = \frac{(100 \cdot K_{n.эф})^2}{K_{\epsilon}^2} \cdot K_{n.эф}^{-5}, \quad (1.7)$$

де K_{np} - коефіцієнт проникності,
 K_{ϵ} - коефіцієнт водонасиченості,
 $K_{n.эф}$ - коефіцієнт ефективної пористості.

За фізичною основою представлений зв'язок подібний до формули (1.6) фірми Шлюмберже. Різна форма представлення емпіричних залежностей не впливає на ефективність використання останніх, оскільки не враховується структура порового простору.

Широкого застосування набула методика визначення коефіцієнта проникності за результатами методів власних потенціалів і природної радіоактивності. Передумовою є встановлений зв'язок між параметром проникності і глинистості для порід з мономіктовим складом скелета породи [12, 13]. Ця методика використовується для визначення коефіцієнта проникності в колекторах, що характеризуються значним коливанням глинистої фракції. Залежності $K_n = f(\alpha_{nc})$, $K_{np} = f(\Delta I_\gamma)$ встановлюються статистичними методами оброблення результатів свердловинних вимірювань і лабораторних досліджень. Використання вказаних залежностей має перевагу при дослідженні низькопористих колекторів.

В роботі Долюї Л.П. [14] вказується на доцільність застосування комплексного параметру $B = \alpha_{nc}/\Delta I_\gamma$ для визначення коефіцієнта проникності. Відношення характеризує геолого-петрофізичні властивості колекторів і в значній мірі обумовлює проникність. Залежність описується поліномом,

$$K_{np} = aB^3 + bB^2 + cB + d, \quad (1.8)$$

де a, b, c, d – коефіцієнти, що визначаються за емпіричними залежностями на підставі результатів досліджень кернавого матеріалу.

Було відмічено, що щільність зв'язку K_n та K_{np} зростає при використанні комплексного параметру B у порівнянні з використанням тільки одного параметру [15, 16].

Недостатня вивченість впливу структури порового простору на зв'язок коефіцієнта проникності з об'ємом пор, які приймають участь у фільтрації, створює підстави для використання додаткових параметрів, що описують властивості колекторів. Елланським М.М. [17] запропоновано модель для визначення коефіцієнта проникності газонасичених колекторів, в якій використовувався параметр d_m :

$$K_{np} = 7 \cdot 10^7 K_{n.эф} \cdot d_m; \quad (1.9)$$

$$K_{np} = 3 \cdot 10^8 \cdot \frac{d_m}{P_n^2}, \quad (1.10)$$

де K_{np} - коефіцієнт проникності,

P_n - параметр пористості,

d_m - медіанний діаметр зерен, що складають скелет породи,

$K_{n.эф}$ - коефіцієнт ефективної пористості.

Розв'язком цієї системи рівнянь відносно P_n і d_m визначають коефіцієнт проникності. Наведена залежність принципово відрізняється від попередніх, тому що в ній є спроба описати мінливість структури порового простору, оскільки медіанний діаметр уламків може характеризувати звивистість порових каналів [18]. Складність використання моделі пов'язана з необхідністю урахування результатів гранулометричного аналізу порід на зразках керна.

М.М. Елланським у 2001 р. [19, 20] зроблена спроба представити єдину теоретичну модель проникності продуктивних відкладів нафтогазових родовищ. Модель запропоновано для порід з міжгранулярним типом порового простору, у якій припускається, що порода характеризується середовищем з системою звивистих циліндричних капілярів. Фізична основа представленої моделі побудована на дослідженні проходження електричного струму у поровому просторі і зв'язку електричних і фільтраційних властивостей. Для опису фільтраційної моделі використано рівняння Козені-Кармана, яке описує фільтрацію газу у циліндричних капілярах. Циліндричні капіляри мають коловий перетин. Враховуючи параметри, що характеризують електропровідність колектора, рівняння Козені-Кармана представлено у наступній формі:

$$K_{np.абс} = \frac{\varphi \cdot (1 - K_{сз}) r_n^2}{8T^2}, \quad (1.11)$$

де r_n – радіус порових каналів,
 $K_{\text{вз}}$ – коефіцієнт зв’язаної води,
 φ – сумарний перетин усіх капілярів;
 T – звивистість каналів.

Рівняння (1.11) рекомендується використовувати для визначення абсолютного коефіцієнта проникності.

Для опису фільтраційної моделі порід-колекторів з міжгранулярним типом порового простору відомі й інші математичні моделі з різними варіантами геометрії пор, які з урахуванням граничних умов описували взаємозв’язки характеристик порового простору.

Розглянемо ідентичність характеристик порового простору для деяких моделей.

Одним з перших дослідників структури порового простору був Сліхтер С. (1899р.) [21], який запропонував гранулярну модель у вигляді геометрично досконало упакованих однакових сферичних зерен (діаметром d) з геометрією порового простору у вигляді ромбоедра. Було доведено, що зміна коефіцієнта пористості пов’язана з ступенем упаковки зерен, що характеризується величиною кута (β) грані ромбоедра. На основі цієї моделі С.Сліхтер представив залежність, яка зв’язує основні характеристики колекторів, тобто пористість, діаметр зерен, проникність і геометрію пор:

$$K_{np} = 6.28 \cdot 10^{-3} K_n^{1.38} d^2 / (1 - K_n), \quad (1.12)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності,
 K_n – коефіцієнт пористості,
 d – діаметр зерен.

Представлена математична модель, для певної форми каналу, дає змогу описати зв’язок петрофізичних параметрів колекторів.

На відміну від моделі С.Сліхтера у 1933р. К.Терцагі пропонує математичну модель для однакових сферичних зерен, але з хаотичною

упаковкою. Опис моделі здійснюється також з умовними припущеннями: перетин каналу фільтрації має форму трикутника; довжина каналу співпадає з числом часток на одиницю площі. Гідравлічний радіус розраховується при умові трикутнікові форми каналу з однаковими сторонами і дорівнює $r_0 = \sqrt{S/12\sqrt{3}}$. Фільтраційна модель породи-колектора описується рівнянням:

$$K_{np} = AK_n^2 d^2 / (1 - K_n)^{2/3}, \quad (1.13)$$

де $A = 0,0188$ – коефіцієнт рівняння, що відповідає за форму трикутника,
 K_{np} – коефіцієнт проникності,
 K_n – коефіцієнт пористості,
 d – діаметр зерен.

Значення коефіцієнта A підтверджено результатами модельних експериментів.

В цій дисертаційній роботі [22] проведено порівняльний аналіз розрахованих значень діаметра зерен скелета породи за математичними моделями фільтрації Сліхтера С., Терцагі К. та Козені І. з умовним гідравлічним радіусом. Для розрахунків величини d і умовного гідравлічного радіуса $r = (K_{np}/K_n)^{1/2}$ [12] використані результати лабораторних досліджень керна відібраного з візейських і турнейських відкладів Тимофіївського, Кулічихінського і Яблунівського газоконденсатних родовищ (ДДЗ) (додаток А). Величина діаметра d , розраховувалась за формулами:

- для моделі Сліхтера С.:

$$d' = \sqrt{(1 - K_n) \cdot K_{np} / 6,25 \cdot 10^{-3} \cdot K_n^{1,38}}; \quad (1.14)$$

- для моделі Терцагі К.:

$$d'' = \sqrt{(1 - Kn)^{2/3} \cdot Knp / 0.0188 \cdot Kn^2} ;$$

(1.15)

- для моделі Козені І.:

$$d''' = \sqrt{120(1 - Kn)^2 \cdot Knp / Kn^3} ;$$

(1.16)

де K_{np} - коефіцієнт проникності,
 K_n – коефіцієнт пористості,
 d – діаметр зерен.

Результати розрахунків наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1. –

Результати розрахунків параметрів порового простору

№ п/п	K _n , %	K _{np} , ×10 ⁻³ мкм ²	P _n	Гідравлічний радіус, 10 ⁻⁶ м	Діаметр зерен за моделлю:		
					С.Сліхтера d ₁ , ×10 ⁻³ м	Тарцегі d ₂ , ×10 ⁻³ м	І.Козені d ₃ , ×10 ⁻³ м
1	2	3	4	5	6	7	8
1	5,10	0,20	106,00	0,20	0,09	0,15	0,25
2	5,20	7,60	441,00	1,21	0,52	0,89	1,50
3	5,38	0,61	61,50	0,34	0,14	0,24	0,41
4	5,70	0,80	103,00	0,37	0,16	0,26	0,43
5	6,10	0,10	461,00	0,13	0,05	0,09	0,14
6	6,20	0,23	287,00	0,19	0,08	0,13	0,20
7	6,40	1,16	567,20	0,43	0,18	0,28	0,43
8	6,42	0,03	160,00	0,07	0,03	0,04	0,07
9	6,44	0,43	405,00	0,26	0,11	0,17	0,26
10	6,50	0,33	107,00	0,23	0,09	0,15	0,22
11	6,56	0,33	107,00	0,22	0,09	0,15	0,22
12	6,70	0,45	126,90	0,26	0,11	0,17	0,25
13	7,03	0,28	145,00	0,20	0,08	0,12	0,18
14	7,10	5,60	156,60	0,89	0,36	0,55	0,81
15	7,12	30,90	92,30	2,08	0,84	1,29	1,89
16	7,19	1,71	381,90	0,49	0,20	0,30	0,44
17	7,30	4,90	81,80	0,82	0,33	0,50	0,73
18	7,30	1,63	86,80	0,47	0,19	0,29	0,42
19	7,61	1,83	341,60	0,49	0,19	0,29	0,42
20	7,85	41,90	147,00	2,31	0,91	1,35	1,90
21	7,90	16,80	72,20	1,46	0,57	0,85	1,19
22	8,00	4,03	70,20	0,71	0,28	0,41	0,57
23	8,37	2,64	368,00	0,56	0,22	0,32	0,43
24	8,42	0,02	277,00	0,05	0,02	0,03	0,04
25	8,50	18,60	62,30	1,48	0,57	0,83	1,12

Продовж. табл. 1.1.

1	2	3	4	5	6	7	8
26	8,50	0,14	228,00	0,13	0,05	0,07	0,10
27	8,51	1,40	82,10	0,41	0,16	0,23	0,31
28	8,51	1,40	82,10	0,41	0,16	0,23	0,31
29	8,52	0,63	137,82	0,27	0,10	0,15	0,21
30	8,60	1,14	56,40	0,36	0,14	0,20	0,27
31	8,88	0,50	254,00	0,24	0,09	0,13	0,17
32	9,00	0,60	67,00	0,26	0,10	0,14	0,19
33	9,06	2,15	57,30	0,49	0,19	0,26	0,35
34	9,13	21,40	186,00	1,53	0,58	0,82	1,08
35	9,40	2,24	55,80	0,49	0,18	0,26	0,34
36	9,50	3,30	60,00	0,59	0,22	0,31	0,40
37	9,60	10,70	38,30	1,06	0,40	0,55	0,71
38	9,66	5,54	61,50	0,76	0,28	0,39	0,51
39	9,66	0,22	190,00	0,15	0,06	0,08	0,10
40	9,66	2,30	200,00	0,49	0,18	0,25	0,33
41	9,67	5,09	69,80	0,73	0,27	0,38	0,48
42	9,67	5,09	69,80	0,73	0,27	0,38	0,48
43	9,70	32,30	69,40	1,82	0,68	0,95	1,21
44	9,84	2,98	58,50	0,55	0,20	0,28	0,36
45	9,86	5,52	54,06	0,75	0,28	0,38	0,49
46	10,00	1,40	134,30	0,37	0,14	0,19	0,24
47	10,10	25,10	57,70	1,58	0,58	0,80	1,01
48	10,10	14,00	87,20	1,18	0,44	0,60	0,75
49	10,20	18,70	53,80	1,35	0,50	0,68	0,86
50	10,30	11,10	58,14	1,04	0,38	0,52	0,65
51	10,33	2,29	59,30	0,47	0,17	0,24	0,29
52	10,38	1,07	75,30	0,32	0,12	0,16	0,20
53	10,40	57,70	106,40	2,36	0,87	1,17	1,46
54	10,50	5,60	50,40	0,73	0,27	0,36	0,45
55	10,60	2,56	63,36	0,49	0,18	0,24	0,30
56	10,70	2,33	79,50	0,47	0,17	0,23	0,28
57	10,70	3,15	78,20	0,54	0,20	0,27	0,33
58	10,70	0,45	123,00	0,21	0,07	0,10	0,12
59	10,70	222,90	103,10	4,56	1,66	2,23	2,75
60	10,80	4,20	88,60	0,62	0,23	0,30	0,37
61	10,80	13,20	110,00	1,11	0,40	0,54	0,66
62	10,90	28,80	52,50	1,63	0,59	0,79	0,96
63	10,90	2,51	61,70	0,48	0,17	0,23	0,28
64	10,90	86,60	43,71	2,82	1,02	1,36	1,67
65	11,00	16,30	85,20	1,22	0,44	0,59	0,71
66	11,10	2,00	97,00	0,42	0,15	0,20	0,25
67	11,17	12,74	95,20	1,07	0,39	0,51	0,62
68	11,20	21,50	57,40	1,39	0,50	0,66	0,80
69	11,20	28,60	64,30	1,60	0,58	0,76	0,92
70	11,20	12,40	55,36	1,05	0,38	0,50	0,61
71	11,20	90,10	125,00	2,84	1,02	1,35	1,63
72	11,30	6,70	62,60	0,77	0,28	0,36	0,44
73	11,30	6,70	62,60	0,77	0,28	0,36	0,44

Продовж. табл. 1.1.

1	2	3	4	5	6	7	8
74	11,30	2,63	78,84	0,48	0,17	0,23	0,27
75	11,30	5,03	55,40	0,67	0,24	0,32	0,38
76	11,40	19,60	79,00	1,31	0,47	0,62	0,74
77	11,40	9,70	92,00	0,92	0,33	0,43	0,52
78	11,52	75,10	84,70	2,55	0,91	1,19	1,43
79	11,60	5,89	52,20	0,71	0,25	0,33	0,40
80	11,70	173,00	64,00	3,85	1,37	1,78	2,12
81	11,70	41,30	78,60	1,88	0,67	0,87	1,03
82	11,80	49,60	57,80	2,05	0,73	0,94	1,12
83	11,80	5,85	64,00	0,70	0,25	0,32	0,38
84	11,90	6,25	40,90	0,72	0,26	0,33	0,39
85	11,90	17,20	43,80	1,20	0,43	0,55	0,65
86	11,93	2,95	127,80	0,50	0,18	0,23	0,27
87	12,07	25,50	48,20	1,45	0,51	0,66	0,77
88	12,10	113,00	40,00	3,06	1,08	1,39	1,62
89	12,10	246,00	39,20	4,51	1,59	2,05	2,40
90	12,10	111,50	118,40	3,04	1,07	1,38	1,61
91	12,10	11,40	68,90	0,97	0,34	0,44	0,52
92	12,10	119,00	60,70	3,14	1,11	1,42	1,67
93	12,20	57,80	36,80	2,18	0,77	0,98	1,15
94	12,20	22,20	59,30	1,35	0,48	0,61	0,71
95	12,30	24,00	67,90	1,40	0,49	0,63	0,73
96	12,50	264,00	50,00	4,60	1,61	2,04	2,36
97	12,60	160,00	39,80	3,56	1,25	1,58	1,82
98	12,60	16,50	39,50	1,14	0,40	0,51	0,58
99	12,60	27,90	33,40	1,49	0,52	0,66	0,76
100	12,60	25,00	75,20	1,41	0,49	0,62	0,72
101	12,68	345,20	64,20	5,22	1,82	2,30	2,65
102	12,70	39,40	41,80	1,76	0,61	0,78	0,89
103	12,70	80,60	48,20	2,52	0,88	1,11	1,28
104	12,70	38,10	47,30	1,73	0,60	0,76	0,88
105	12,70	7,00	58,50	0,74	0,26	0,33	0,38
106	12,70	80,60	48,20	2,52	0,88	1,11	1,28
107	12,70	23,60	46,10	1,36	0,48	0,60	0,69
108	12,70	5,50	69,00	0,66	0,23	0,29	0,33
109	12,75	23,60	46,10	1,36	0,47	0,60	0,69
110	12,80	29,50	39,60	1,52	0,53	0,67	0,76
111	12,80	15,70	52,50	1,11	0,39	0,49	0,56
112	13,00	72,40	38,77	2,36	0,82	1,03	1,17
113	13,00	78,70	30,93	2,46	0,85	1,07	1,22
114	13,10	210,00	35,00	4,00	1,39	1,73	1,96
115	13,10	58,10	35,20	2,11	0,73	0,91	1,03
116	13,10	43,90	43,05	1,83	0,63	0,79	0,90
117	13,20	3,32	78,90	0,50	0,17	0,22	0,24
118	13,20	299,70	95,20	4,76	1,65	2,05	2,32
119	13,20	314,00	89,10	4,88	1,68	2,10	2,37
120	13,23	204,80	65,60	3,93	1,36	1,69	1,91
121	13,30	31,20	33,60	1,53	0,53	0,66	0,74

Продовж. табл. 1.1.

1	2	3	4	5	6	7	8
122	13,30	91,30	73,70	2,62	0,90	1,12	1,27
123	13,33	73,70	91,00	2,35	0,81	1,01	1,13
124	13,40	84,40	39,12	2,51	0,86	1,07	1,20
125	13,40	8,30	64,90	0,79	0,27	0,34	0,38
126	13,40	70,50	47,50	2,29	0,79	0,98	1,10
127	13,50	144,00	22,00	3,27	1,12	1,39	1,55
128	13,50	48,30	57,20	1,89	0,65	0,80	0,90
129	13,57	311,00	48,30	4,79	1,64	2,03	2,27
130	13,60	235,00	33,00	4,16	1,42	1,76	1,96
131	13,60	12,70	36,10	0,97	0,33	0,41	0,46
132	13,60	59,30	36,00	2,09	0,72	0,88	0,99
133	13,70	27,10	62,90	1,41	0,48	0,59	0,66
134	13,80	25,80	79,50	1,37	0,47	0,57	0,64
135	13,80	107,30	63,60	2,79	0,95	1,17	1,30
136	13,80	15,50	60,70	1,06	0,36	0,44	0,49
137	13,98	110,20	47,00	2,81	0,96	1,17	1,29
138	14,10	308,00	31,80	4,67	1,59	1,93	2,13
139	14,10	182,00	29,80	3,59	1,22	1,48	1,63
140	14,10	182,00	32,89	3,59	1,22	1,48	1,63
141	14,20	261,00	30,30	4,29	1,45	1,76	1,94
142	14,20	418,00	30,40	5,43	1,84	2,23	2,45
143	14,20	309,00	32,70	4,66	1,58	1,92	2,11
144	14,20	301,00	27,20	4,60	1,56	1,89	2,08
145	14,20	47,90	50,30	1,84	0,62	0,76	0,83
146	14,20	13,30	49,00	0,97	0,33	0,40	0,44
147	14,20	128,00	25,83	3,00	1,02	1,23	1,36
148	14,20	301,00	29,65	4,60	1,56	1,89	2,08
149	14,20	92,30	58,70	2,55	0,86	1,05	1,15
150	14,20	380,00	67,10	5,17	1,75	2,13	2,34
151	14,29	13,41	65,10	0,97	0,33	0,40	0,43
152	14,30	231,00	32,20	4,02	1,36	1,65	1,80
153	14,30	176,00	31,00	3,51	1,19	1,44	1,57
154	14,30	48,20	44,60	1,84	0,62	0,75	0,82
155	14,40	60,80	32,10	2,05	0,69	0,84	0,92
156	14,40	61,50	47,90	2,07	0,70	0,84	0,92
157	14,40	143,10	41,00	3,15	1,06	1,29	1,40
158	14,46	17,30	38,10	1,09	0,37	0,44	0,49
159	14,50	278,00	30,00	4,38	1,47	1,78	1,94
160	14,50	91,40	51,20	2,51	0,85	1,02	1,11
161	14,50	67,70	46,20	2,16	0,73	0,88	0,96
162	14,50	32,70	41,20	1,50	0,51	0,61	0,66
163	14,60	36,60	38,70	1,58	0,53	0,64	0,70
164	14,60	36,60	38,70	1,58	0,53	0,64	0,70
165	14,70	40,40	39,10	1,66	0,56	0,67	0,72
166	14,70	49,00	41,80	1,83	0,61	0,73	0,80
167	14,70	78,80	43,60	2,32	0,78	0,93	1,01
168	14,80	439,00	30,60	5,45	1,82	2,18	2,36
169	14,80	145,00	25,70	3,13	1,05	1,25	1,36

Продовж. табл. 1.1.

1	2	3	4	5	6	7	8
170	14,80	54,10	43,20	1,91	0,64	0,77	0,83
171	14,80	46,30	48,40	1,77	0,59	0,71	0,77
172	14,80	57,60	37,10	1,97	0,66	0,79	0,85
173	14,85	56,90	30,60	1,96	0,65	0,78	0,84
174	14,90	44,40	49,70	1,73	0,58	0,69	0,74
175	14,90	22,50	44,00	1,23	0,41	0,49	0,53
176	15,00	15,10	26,90	1,00	0,33	0,40	0,43
177	15,00	20,50	37,60	1,17	0,39	0,46	0,50
178	15,00	43,80	48,70	1,71	0,57	0,68	0,73
179	15,00	195,00	28,97	3,61	1,20	1,43	1,54
180	15,00	3,90	28,47	0,51	0,17	0,20	0,22
181	15,01	108,50	50,50	2,69	0,90	1,07	1,15
182	15,10	87,80	28,20	2,41	0,80	0,95	1,02
183	15,10	189,00	31,60	3,54	1,18	1,40	1,50
184	15,10	189,00	31,60	3,54	1,18	1,40	1,50
185	15,10	68,30	49,80	2,13	0,71	0,84	0,90
186	15,10	26,10	49,70	1,31	0,44	0,52	0,56
187	15,20	23,00	35,90	1,23	0,41	0,48	0,52
188	15,30	48,50	33,50	1,78	0,59	0,70	0,75
189	15,38	62,40	24,90	2,01	0,67	0,79	0,84
190	15,40	19,40	36,60	1,12	0,37	0,44	0,47
191	15,40	4,08	35,90	0,51	0,17	0,20	0,21
192	15,40	86,60	73,00	2,37	0,79	0,93	0,99
193	15,50	84,00	30,90	2,33	0,77	0,91	0,96
194	15,60	63,60	42,50	2,02	0,67	0,78	0,83
195	15,70	207,00	25,00	3,63	1,20	1,40	1,48
196	15,70	37,50	43,00	1,55	0,51	0,60	0,63
197	15,80	59,30	29,10	1,94	0,64	0,74	0,78
198	15,90	218,00	40,00	3,70	1,22	1,42	1,49
199	16,00	113,00	30,80	2,66	0,87	1,01	1,06
200	16,00	87,00	32,40	2,33	0,76	0,89	0,93
201	16,00	104,10	45,40	2,55	0,84	0,97	1,02
202	16,00	29,80	47,70	1,36	0,45	0,52	0,55
203	16,10	46,70	36,40	1,70	0,56	0,65	0,68
204	16,10	31,80	31,50	1,41	0,46	0,53	0,56
205	16,10	492,00	29,00	5,53	1,81	2,10	2,20
206	16,10	92,90	36,10	2,40	0,79	0,91	0,95
207	16,20	795,00	27,40	7,01	2,29	2,65	2,77
208	16,20	105,00	40,80	2,55	0,83	0,96	1,01
209	16,20	109,40	59,10	2,60	0,85	0,98	1,03
210	16,21	88,00	24,10	2,33	0,76	0,88	0,92
211	16,24	103,00	23,10	2,52	0,82	0,95	0,99
212	16,24	103,00	23,10	2,52	0,82	0,95	0,99
213	16,30	155,00	29,90	3,08	1,01	1,16	1,21
214	16,30	375,00	26,10	4,80	1,56	1,81	1,88
215	16,30	206,00	30,50	3,56	1,16	1,34	1,39
216	16,30	840,00	25,80	7,18	2,34	2,71	2,82
217	16,30	30,70	44,00	1,37	0,45	0,52	0,54

Продовж. табл. 1.1.

1	2	3	4	5	6	7	8
218	16,40	615,00	24,00	6,12	1,99	2,30	2,39
219	16,40	114,20	34,40	2,64	0,86	0,99	1,03
220	16,40	288,00	26,23	4,19	1,36	1,57	1,63
221	16,40	270,00	30,70	4,06	1,32	1,52	1,58
222	16,40	49,60	33,30	1,74	0,57	0,65	0,68
223	16,50	126,00	23,90	2,76	0,90	1,03	1,07
224	16,50	126,00	23,90	2,76	0,90	1,03	1,07
225	16,50	382,00	26,84	4,81	1,56	1,80	1,86
226	16,50	20,50	50,00	1,11	0,36	0,42	0,43
227	16,50	332,00	29,00	4,49	1,46	1,68	1,74
228	16,60	639,00	22,70	6,20	2,01	2,31	2,39
229	16,60	78,20	35,40	2,17	0,70	0,81	0,84
230	16,70	131,80	33,00	2,81	0,91	1,04	1,07
231	16,70	44,10	32,80	1,63	0,53	0,60	0,62
232	16,70	44,50	36,00	1,63	0,53	0,61	0,62
233	16,70	223,00	29,50	3,65	1,18	1,36	1,40
234	16,80	94,20	27,70	2,37	0,77	0,88	0,90
235	16,80	105,80	33,80	2,51	0,81	0,93	0,95
236	16,80	44,50	31,50	1,63	0,53	0,60	0,62
237	16,90	176,00	34,70	3,23	1,04	1,19	1,22
238	17,00	208,00	31,40	3,50	1,13	1,28	1,31
239	17,20	293,00	29,90	4,13	1,32	1,50	1,53
240	17,25	30,80	20,90	1,34	0,43	0,49	0,49
241	17,29	99,70	20,50	2,40	0,77	0,87	0,89
242	17,30	248,00	21,00	3,79	1,21	1,37	1,40
243	17,30	47,20	32,70	1,65	0,53	0,60	0,61
244	17,30	135,00	36,70	2,79	0,89	1,01	1,03
245	17,30	516,00	29,40	5,46	1,75	1,98	2,02
246	17,30	345,00	26,00	4,47	1,43	1,62	1,65
247	17,40	362,00	25,40	4,56	1,46	1,65	1,67
248	17,40	443,00	25,30	5,05	1,61	1,82	1,85
249	17,40	588,00	24,60	5,81	1,86	2,10	2,13
250	17,50	935,00	21,00	7,31	2,33	2,63	2,67
251	17,50	306,00	29,70	4,18	1,33	1,51	1,52
252	17,50	123,00	37,50	2,65	0,85	0,95	0,97
253	17,70	71,80	25,90	2,01	0,64	0,72	0,73
254	17,80	113,80	27,30	2,53	0,80	0,90	0,91
255	17,90	141,00	18,60	2,81	0,89	1,00	1,00
256	17,90	471,00	26,10	5,13	1,63	1,82	1,83
257	17,90	450,00	28,30	5,01	1,59	1,78	1,79
258	18,10	438,00	25,80	4,92	1,55	1,73	1,73
259	18,20	15,83	21,90	0,93	0,29	0,33	0,33
260	18,20	184,70	27,00	3,19	1,01	1,12	1,12
261	18,20	61,80	29,24	1,84	0,58	0,65	0,65
262	18,20	69,20	30,00	1,95	0,62	0,68	0,68
263	18,30	306,00	19,50	4,09	1,29	1,43	1,42
264	18,30	334,00	19,00	4,27	1,35	1,49	1,49
265	18,30	52,60	27,20	1,70	0,53	0,59	0,59

Продовж. табл. 1.1.

1	2	3	4	5	6	7	8
266	18,32	414,40	36,20	4,76	1,50	1,66	1,65
267	18,37	593,00	33,70	5,68	1,79	1,98	1,97
268	18,40	174,00	17,40	3,08	0,97	1,07	1,06
269	18,70	693,00	20,90	6,09	1,90	2,10	2,07
270	18,80	314,00	21,80	4,09	1,28	1,40	1,38
271	18,90	387,00	32,50	4,53	1,41	1,55	1,52
272	19,00	207,00	18,20	3,30	1,03	1,13	1,11
273	19,10	334,00	24,90	4,18	1,30	1,42	1,39
274	19,20	239,20	31,00	3,53	1,10	1,20	1,17
275	19,30	416,00	17,10	4,64	1,44	1,57	1,53
276	19,30	49,90	22,70	1,61	0,50	0,54	0,53
277	19,30	416,00	17,10	4,64	1,44	1,57	1,53
278	19,30	49,90	21,65	1,61	0,50	0,54	0,53
279	19,50	264,00	18,40	3,68	1,14	1,23	1,20
280	19,70	224,00	16,30	3,37	1,04	1,12	1,09
281	19,70	884,00	30,80	6,70	2,06	2,23	2,16
282	19,80	331,00	17,00	4,09	1,26	1,36	1,31
283	19,80	240,00	24,32	3,48	1,07	1,15	1,12
284	19,90	364,00	14,00	4,28	1,31	1,41	1,36
285	20,00	362,00	16,00	4,25	1,30	1,40	1,35
286	20,00	395,00	20,00	4,44	1,36	1,46	1,41
287	20,10	735,00	18,70	6,05	1,85	1,99	1,91
288	20,20	639,00	21,60	5,62	1,72	1,84	1,77
289	20,30	1239,00	17,70	7,81	2,38	2,55	2,44
290	20,30	313,00	28,50	3,93	1,20	1,28	1,23
291	20,60	533,00	19,30	5,09	1,54	1,64	1,57
292	20,60	533,00	19,67	5,09	1,54	1,64	1,57
293	20,70	758,00	20,90	6,05	1,83	1,95	1,85
294	21,20	1103,00	17,80	7,21	2,17	2,28	2,15
295	21,30	785,00	15,00	6,07	1,82	1,92	1,80
296	21,71	1085,00	19,30	7,07	2,11	2,20	2,06
297	22,00	774,00	14,00	5,93	1,76	1,83	1,70
298	22,20	425,00	13,90	4,38	1,30	1,34	1,25
299	22,20	202,00	20,20	3,02	0,89	0,93	0,86
300	22,70	751,00	14,00	5,75	1,69	1,74	1,60

Статистичний аналіз зв'язку умовного гідравлічного радіусу r з діаметром зерен, який розраховано за формулами (1.14, 1.15, 1.16) вказує на високу степінь зв'язку. Коефіцієнт кореляції дорівнює $R^2 = 0.86 \div 0.99$.

Таким чином, зв'язок діаметра зерен з умовними гідравлічним радіусом для моделі Сліхтера С. (1.14) характеризується максимальним коефіцієнтом кореляції ($R^2=0,99$), а для моделі Козені І. (1.16) мінімальним ($R^2=0,86$) (рис. 1.1).

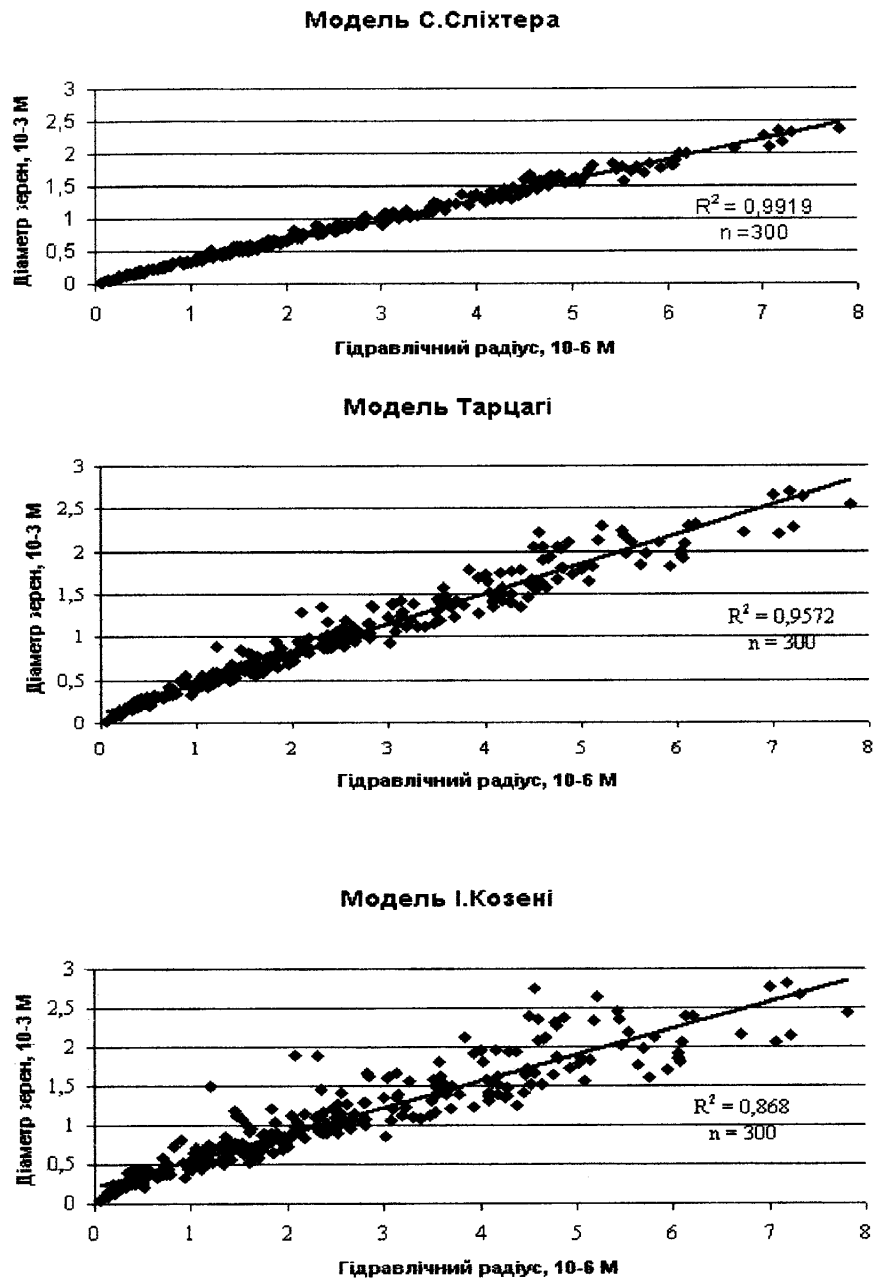


Рис. 1.1. Характеристика зв'язку діаметра зерен з гідравлічним радіусом для пісковиків візейських і турнейських відкладів Тимофіївського, Кулічихінського і Яблунівського газоконденсатних родовищ (ДДЗ).

Для моделі Козені І. (1.16) зниження коефіцієнта кореляції ймовірно зумовлено описом колектора не консолидованою моделлю з випадковою упаковкою зерен, а значення K_n і K_{np} одержані на зразках керна відносяться до консолидованих пісковиків.

Головною умовою практичного використання моделей є однорідність діаметра зерен скелета породи з різним ступенем упаковки, тобто для чистих пісковиків, які за гранулометричною характеристикою мають невеликий варіаційний розмах діаметра зерен. При значній розбіжності варіації розподілу діаметра зерен скелета, використання моделей приводить до великої відносної похибки ($\delta > 40\%$) визначення фільтраційних характеристик.

Проведений аналіз різних моделей фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів на зразках кернавого матеріалу вказує на певні межі використання моделей. Це свідчить про те, що застосування моделі Козені для встановлення єдиної теоретичної моделі [19] не повністю обгрунтовано.

На основі опису фільтраційної моделі породи формулою Козені-Кармана Дахновим В.Н. у 1972р. [10] було також запропоновано використати властивості гірських порід проводити електричний струм для визначення коефіцієнта проникності. Одержана залежність має вигляд:

$$K_{np} = \tau_{зв}^2 (1 - P_n^{-\frac{1}{n}})^3 P_n^{\frac{2}{n}} / P_n \quad (1.17)$$

де $\tau_{зв}$ - середня товщина плівки зв'язаної води,

P_n - параметр пористості,

K_{np} - коефіцієнт проникності,

P_n - параметр насичення

Основними параметрами в цій формулі, які потребують адаптації до конкретних геологічних умов, є товщина плівки зв'язаної води і показник ступеня n . Для визначення середньої товщини плівки зв'язаної води

використовують лабораторні дослідження кернаого матеріалу, за якими розраховуються середні значення для конкретного родовища. Відсутність кернаого матеріалу значно ускладнює визначення товщини плівки зв'язаної води. Діапазон зміни товщини плівки зв'язаної води за результатами досліджень [23] характеризується значною величиною (від 0,4 до 0,7 мкм). Коливання товщини плівки $\tau_{зв}$ приводить до великої похибки визначення $K_{пр}$; окрім того функція зміни товщини $\tau_{зв}$ має нелінійний характер.

В роботі [24] пропонується розширити можливості використання формули (1.17) за рахунок застосування залежності між об'ємом порового простору і товщиною плівки зв'язаної води $\tau_{зв} = f(K_n)$, яка встановлюється за лабораторними дослідженнями для геологічного простору. Величина коефіцієнта пористості визначається за геофізичними даними і використовується для розрахунку товщини плівки зв'язаної води. Використання залежності $\tau_{зв} = f(K_n)$ значно підвищує достовірність визначення коефіцієнта проникності.

Різний підхід авторів [16, 17, 24] до використання формули Козені-Кармана для представлення моделі фільтрації, яка описується параметрами з електропровідності породи-колектора, в загальному, сходиться до необхідності адаптації моделі до геолого-петрофізичних характеристик родовищ. Методичні аспекти відрізняються тільки необхідними параметрами адаптації, тобто величиною максимального радіуса і товщиною плівки зв'язаної води. У природних умовах товщина плівки зв'язаної води є функцією радіусу порових капілярів [25], з іншої боку, розподіл радіусу пор за діаметром у породи-колекторі визначає структуру порового простору. Розглянуті способи пов'язані з необхідністю урахування геометричних параметрів структури порового простору. В дисертаційній роботі будуть розглянуті можливості урахування структури порового простору.

В роботі [26, 27] пропонується альтернативна методика оцінки проникності, яка базується на комплексуванні геофізичних і гідродинамічних досліджень свердловин. За основу рекомендовано приймати результати

гідродинамічних досліджень як еталон. Така методика має різні позитивні і негативні риси, але загалом має право на існування. Використання результатів лабораторних досліджень проникності, може бути не завжди коректним за рахунок: невеликого об'єму керна у порівнянні з глибинністю геофізичних методів, через неможливість адекватно моделювати у лабораторії процес, який протікає у пласті.

Розглянуті моделі визначення коефіцієнта проникності за інформацією геофізичних методів дало можливість визначити основні напрямки встановлення залежностей фільтраційно-ємнісних і геофізичних параметрів, виявити джерела перешкод при створенні емпіричних моделей для порід з складною будовою.

1.2. Аналіз можливостей імпульсного нейтронного методу для визначення поточних значень коефіцієнта насичення у процесі вилучення вуглеводнів

Проведення контролю зміни значень коефіцієнта поточного нафтогазонасичення у експлуатаційних свердловинах може бути здійснено методами імпульсного нейтронного каротажу (ІНК) та методом вуглецево-кисневого каротажу (СО-каротажу) [28]. Метод СО-каротажу потребує застосування складної індивідуальної свердловинної апаратури і висококваліфікованого складу операторів та інтерпретаторів, а метод ІНК широко використовується у геофізичних організаціях, які в основному забезпечені серійною геофізичною апаратурою. Визначення початкових значень коефіцієнта насичення проводиться в необсаджених свердловинах, які пробурені на етапі пошуку та розробки покладу. Головним методом досліджень на цьому етапі є електрометрія.

Використання електрометрії в експлуатаційних свердловинах, обсаджених металевими колонами, на Україні ще не проводиться. Можливості розглянуті в роботі [29].

Перспективним напрямком застосування методу електрометрії для контролю за початковим і поточним коефіцієнтом насичення є впровадження спеціальної конструкції експлуатаційних свердловин, в яких продуктивна частина перекрита склопластиковими трубами. Основним видом каротажу в таких свердловинах є індукційний (ІК) та ядерно-магнітний каротаж. Базові вимірювання у свердловинах проводять методами ІК після закінчення побудови свердловини до початку вилучення вуглеводнів, а наступні вимірювання проводяться за встановленими термінами, які визначаються проектом на розробку родовища. Активне використання технології склопластикових труб проводиться на родовищах Татарстану. Будова експлуатаційних свердловин на газових родовищах України формується на основі металевих експлуатаційних колон.

Метод імпульсного нейтронного каротажу використовується достатньо тривалий період. Так, перший серійний прилад ІГН-4 був виготовлений на Київському заводі «Геофізприлад» в 1965 році для досліджень свердловин великого діаметра. В тому ж році Трестом «ТНГФ» розроблено апаратуру ІГН-42 діаметром 42 міліметри, яка дала можливість проводити дослідження у свердловинах, обладнаних насосно-компресорними трубами. В наш час застосовується двохзондова апаратура ІГН-9, АІНК-42 та АІНК-43. Ця апаратура забезпечує реєстрацію теплових нейтронів і часових спектрів гамма-квантів радіаційного поглинання теплових нейтронів. Результати оброблення виміряної інформації дозволяють отримувати параметри нейтронних властивостей продуктивного пласта, до яких відносяться: макроперетин поглинання теплових нейтронів, довжина пробігу сповільнення швидких нейтронів і коефіцієнт дифузії теплових нейтронів.

Науково-дослідними організаціями і виробничими підприємствами, як вітчизняними так і закордонними, розроблені різні модифікації методики визначення характеру насичення продуктивних пластів та оцінки поточної насиченості колекторів методами ІНК. Значний вклад у розвиток теоретичної і експериментальної бази методу імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу

зробили вчені Алексеев Ф.А., Кантор С.А., Шимелевич Ю.С., Школьников А.С., Поляченко А.Л., Кожевников Д.А., Путкарадзе Л.А., Головацкая І.В., Козачок І.О., Кулінкович А.Е., Резванов Р.А.

Методика кількісної оцінки коефіцієнта поточного нафтогазонасичення за даними метода ІНК зумовлена взаємозв'язком часу життя теплових нейтронів у продуктивному пласті з величиною коефіцієнта пористості і нафтогазонасиченості. Враховуючи, що просторово-часовий розподіл нейтронів у двохшаровому середовищі (свердловина-пласт) залежить від співвідношення нейтрон-поглинаючих властивостей пласта та свердловини, необхідно проводити розрахунковий контроль співвідношення декрементів затухання нейтронів і враховувати його на етапі інтерпретації. Необхідною умовою ефективності проведення досліджень є наступне: нейтрон-поглинаючі властивості продуктивного пласта повинні бути менші ніж у свердловинному середовищі. За цієї умови зменшується вплив свердловини на залежність часового розподілу щільності теплових нейтронів, яка за формою наближаються до експоненціальної $e^{-\tau/\tau_{\max}}$ (де τ – час життя теплових нейтронів, $\tau_{\max}$ – максимальний час життя теплових нейтронів). Похибка визначення часу життя теплових нейтронів значно знижується.

Характеристика нейтронних властивостей багатокomпонентного середовища, окремі фази якого просторово відокремлені, приймається як адитивна модель:

$$\lambda = \sum \lambda_i P_i, \quad (1.18)$$

де λ_i – декремент затухання у i -тій складовій;

P_i – частка окремих складових в одиниці об'єму середовища.

Нейтронні властивості нафтогазонасного пласта ($\lambda_{\text{нгп}}$) теригенного типу з незначною глинистістю можна представити відомою моделлю [30, 31, 32]:

$$\lambda_{\text{нгп}} = \lambda_{\text{ск}}(1 - K_n) + K_n(\lambda_g K_g + \lambda_h K_h + \lambda_c K_c), \quad (1.19)$$

де $\lambda_v, \lambda_n, \lambda_g$ – декременти затухання нейтронів у воді, нафті і газі;
 K_n – коефіцієнт пористості;
 K_v, K_n, K_g – коефіцієнти водо-, нафто-, газонасичення пор скелета породи.

Визначення коефіцієнта нафтогазонасичення за цією моделлю можливе за умови, коли $\lambda_v \gg \lambda_{нг}$. Ця умова виконується при високій мінералізації пластової води ($C_v > 35$ г/дм³). Для родовищ ДДЗ характерна висока мінералізація пластових вод. Досвід використання моделі вказує на достатню точність визначення K_n, K_g для мономіктових незаглинизованих пісковиків.

Дослідження, що висвітлені у наукових працях [32, 33, 34, 35, 36, 37], вказують на вплив мінеральної мінливості скелета породи на величину $\lambda_{нгп}$. Діапазон зміни $\lambda_{нгп}$ за рахунок мінерального складу скелета може змінюватись до 10^8 дс⁻¹. За таких умов визначення поточних значень $K_{нг}, K_{гп}$ характеризується великою похибкою до 35-40 %. Вказана модель (1.19) мало ефективна при дослідженні покладів, представлених поліміктовими пісковиками і порід з високою глинистістю.

Для підвищення точності використання нейтронних властивостей гірських порід під час визначення коефіцієнта насиченості пластів впроваджені різні технологічні і методичні дії.

У роботах Султанова С.А. [1] на прикладі Ромашкінського нафтового родовища та модельних досліджень описана методика нагнітання у свердловину двох водних розчинів з різними нейтронними (λ_v) властивостями за рахунок хлорвмісту (CaCl_2). Нагнітання розчинів проводиться у продуктивний пласт, який розкритий перфорацією. Після кожного циклу нагнітання розчину в інтервалі продуктивного пласта проводять вимірювання декремента затухання теплових нейтронів. Для визначення коефіцієнта залишкового нафтонасичення ($K_{нз}$) використовується додаткова інформація з $K_n, \lambda_n, \lambda_v$. У випадку використання двох розчинів розрахунки проводяться за формулою:

$$K_{нз} = 1 - \frac{\lambda_{нл1} - \lambda_{нл2}}{\lambda_{с1} - \lambda_{с2}} \cdot \frac{1}{K_n},$$

$$\lambda_{ск} = \frac{1}{1 - K_n} \left(\lambda_{нл1} \frac{\lambda_n - \lambda_{с2}}{\lambda_{с1} - \lambda_{с2}} - \lambda_{нл2} \frac{\lambda_n - \lambda_{с1}}{\lambda_{с1} - \lambda_{с2}} - K_n \cdot K_n \right). \quad (1.20)$$

де $K_{нз}$ – коефіцієнт залишкової нафтонасиченості,

$\lambda_{нл1}, \lambda_{нл2}$ – декременти затухання нейтронів у пласті до нагнітання розчину (1) та після (2),

$\lambda_{с1}, \lambda_{с2}$ – декременти затухання нейтронів у воді до нагнітання розчину (1) та після (2),

$\lambda_{ск}$ – декремент затухання нейтронів у скелеті,

λ_n – декремент затухання нейтронів у нафті,

K_n – коефіцієнт пористості,

K_n – коефіцієнт нафтонасичення.

Методика нагнітання у пласт двох водних розчинів з різними нейтронними властивостями дає змогу в складнопобудованих пісковиках (поліміктового складу) визначати декремент затухання скелета породи. Визначене значення $\lambda_{ск}$ характеризується як дійсна величина нейтронних властивостей продуктивної породи і тому, вплив скелета породи на визначення поточного коефіцієнта насичення виключається.

На жаль розглянута методика не набула широкого використання, що обумовлено великою трудомісткістю робіт, а також поглинаючими властивостями пластів.

В роботах [8, 38] розглянута методика кількісної оцінки нафтонасиченості на основі використання реперних пластів з відомими максимальними і мінімальним значеннями нафтонасичення. Така методика дає змогу враховувати систематичні похибки пов'язані з різницею між дійсними і визначеними значеннями часу життя теплових нейтронів. Інформація про нейтронні властивості реперних пластів одержується

вимірюванням в кожній свердловині у водоносному пласті і у нафтоносному з максимальною насиченістю.

Для урахування впливу глинистості ($C_{гл}$) на виміряні значення декременту затухання у реперних пластах і у пластах, що досліджуються, проводять вимірювання навпроти глинистого пласта і розраховують виправлене значення (λ_e) за формулою:

$$\lambda_e = \lambda_i - C_{gl} (\lambda_{gl} - \lambda_{ск}). \quad (1.21)$$

де $\lambda_{ск}$ – декремент затухання нейтронів у скелеті,
 λ_{gl} – декремент затухання нейтронів у глині,
 λ_i – декремент затухання нейтронів у глинистому пласті,
 C_{gl} – коефіцієнт глинистості.

Вимірювання проводяться окремо для водоносного $\lambda_{вп.p}^6$ ($K_n=0$) і нафтоносного $\lambda_{нп.p}^6$ ($K_n \approx 100\%$) пластів. За одержаною інформацією будується залежність $\lambda^6 = f(K_n, K_n)$, на основі якої розраховується точне значення коефіцієнта насичення. Для зменшення похибки рекомендується проводити розрахунки λ_n за результатами хімічного аналізу.

Однією з основних проблем використання цієї методики є умова: однорідність нейтронних властивостей скелета породи водонасиченої і нафтонасиченої частини пласта. При дослідженні порід з полімінеральним складом скелета майже неможливо вибрати однорідний пласт. Невиконання умови однорідності значно збільшує похибку визначення $K_{н\text{ пот}}$.

Контроль за змінами коефіцієнта насичення пласта в працях [33, 38] пропонується проводити різночасовими вимірюваннями з наступним зіставленням двох діаграм ІНК. Яка, одна з діаграм контрольна, вимірювання якої здійснені у свердловині до початку експлуатації об'єкта. Друга діаграма характеризує поточне насичення пласта. Такий методичний підхід дає змогу

виключати вплив мінливості мінерального скелета породи і хімічної неоднорідності нафти. Декремент затухання теплових нейтронів у скелеті змінюватись не буде.

Складністю застосування методики є те, що в комплексі геофізичних досліджень свердловин по закінченні буріння не завжди включаються дослідження імпульсних нейтронних методів і одержання фонових замірів проблематичне. Особливо це проявляється у свердловинах старого фонду при вивченні поточних коефіцієнтів насичення. Враховуючи складності одержання фонові діаграми, в роботі [38] пропонується статистично відновлювати фонову криву ІНК шляхом оброблення діаграми ІННК-т, що сумісна з діаграмами стандартного комплексу ГДС, який записаний в тій самій свердловині в умовах початкової нафтонасиченості. Методика базується на встановленні кореляційного зв'язку між нейтронними параметрами і колекторськими властивостями.

Головною проблемою методики є необхідність обґрунтування статистичного зв'язку нейтронних і колекторських параметрів для пластів реперного класу. Розрахунки параметрів рівняння регресії і його використання проводяться для кожної свердловини. Моделювання фонові діаграми ІНК в межах кожного продуктивного пласта за умови, що насиченість колекторів у свердловині не відрізнялась від насиченості пластів реперного класу, виконується на основі виведеного рівняння регресії.

Можливість використання цієї методики пов'язана з необхідністю контролю однорідності нейтронних параметрів продуктивних пластів в межах родовища. Це окрема задача, шляхи вирішення якої розглянуті у наступних розділах.

Запропонована адитивна модель декременту затухання теплових нейтронів (1.17), як було вказано вище, не може бути використана для порід складної будови.

З метою підвищення достовірності визначення коефіцієнта поточного насичення нами показано [39], що необхідно проводити розрахунки

нейтронних параметрів скелета породи за інформацією про мінливість мінерального складу скелета породи.

Проведений аналіз використання методів ІНК для визначення коефіцієнта насичення, вказують на те, що питання з удосконалення методики і технологічних підходів не втратило актуальності досліджень цієї проблеми.

Висновки

На основі аналізу застосування геофізичної інформації для контролю за розробкою нафтогазових родовищ і вилучення запасів нафти і газу зроблені такі висновки:

1. Процес контролю розробки нафтогазових родовищ геофізичними методами ускладнюється в умовах досліджень продуктивних комплексів, представлених породами складної будови. Основні чинники, які впливають на достовірність геофізичного контролю розробки нафтогазових родовищ, є неоднорідності геологічної будови, структури прового простору і полімінерального складу скелета породи, що робить актуальним питання удосконалення інтерпретації комплексу геофізичних методів досліджень свердловин.

2. Аналіз великої кількості різноманітних залежностей визначення коефіцієнта проникності в умовах вертикальної і латеральної неоднорідності фільтраційних властивостей продуктивних комплексів, представлених породами-колекторами складної будови, не забезпечує можливості створення детальної фільтраційної моделі за геофізичними даними, яка дозволить проводити прогноз відхилень прийнятої оптимальної схеми розробки до реальних геологічних умов родовищ особливо на пізніх стадіях розробки і технології вилучення і закачування газу у природні сховища газу.

3. Аналіз геофізичних методів, які застосовуються для визначення поточного коефіцієнта насичення у продуктивних пластах представлених складнобудованими породами вказує на значні проблеми урахування

неоднорідності мінерального складу. Це обумовлює необхідність удосконалення методики інтерпретації імпульсного нейтронного каротажу за рахунок моделювання нейтронних властивостей породи з складною будовою.

РОЗДІЛ 2

ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКІСНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ СКЛАДНОЇ БУДОВИ ЗА ДАНИМИ ГДС

Широке коло задач геолого-промислового аналізу розробки нафтогазових родовищ пов'язано з необхідністю створення просторових геолого-фільтраційних моделей. Створення таких моделей за результатами досліджень кернавого матеріалу обмежує можливості деталізації фільтраційних властивостей продуктивних порід в латеральному плані. Використання результатів геофізичних досліджень розширює можливості вивчення розподілу коефіцієнта проникності у вертикальному і латеральному напрямку.

Геофізична інформація з розподілу параметрів фізичних полів дає можливість досліджувати характеристику геологічної структури, вивчати взаємозв'язки структурної та мінералогічної неоднорідності з параметрами фізичного поля. Процес утворення гірських порід та дія постседиментаційних перетворень, в основному, визначає властивості геологічного розрізу, структуру порового простору нафтогазових родовищ та обумовлює взаємозв'язки фізичних полів, які вимірюються у свердловинах.

Дослідження фільтраційних властивостей порід-колекторів з метою оцінки ефективності вилучення запасів вуглеводнів з нафто- та газонасичених покладів дало можливість оптимізувати систему розробки родовища вуглеводнів. Використання геофізичних даних для визначення коефіцієнта проникності детально розглянуто у попередньому розділі. Дослідження порід зі складною будовою ставить необхідність розробки алгоритму визначення фільтраційних властивостей, який дозволить адаптуватись до зміни будови і мінерального складу породи.

Розробка диференційної геолого-фільтраційної моделі за даними ГДС дало можливість проводити прогноз відхилень від прийнятої оптимальної схеми розробки до реальних геологічних умов експлуатації родовищ.

2.1. Порівняльна характеристика методик визначення коефіцієнта проникності за даними геофізичних досліджень свердловин

Аналіз емпіричних залежностей коефіцієнта проникності і геофізичних параметрів дозволив одержати загальну уяву про можливості використання геофізичних методів для визначення фільтраційних властивостей колекторів.

Для оцінки достовірності визначення коефіцієнта проникності колекторів і з’ясування граничних значень похибок, проведемо випробування деяких залежностей на колекції зразків пісковиків гранулярного типу з Кулічихінського та Тимофіївського газоконденсатних родовищ. В таблиці 2.1 наведені результати розрахунку відносної похибки при визначенні коефіцієнта проникності. Вибрані зразки керна відносяться до порід пісковиків візейського віку, що характеризуються подібними умовами осадо накопичення. Для прикладу порівняння можливостей визначення коефіцієнта проникності вибрані моделі, що запропоновані фірмою Шлюмберже, Віллі і Роузом і Дахновим В.Н.

Таблиця 2.1. –

Результати розрахунків похибки визначення коефіцієнта проникності

№ п/п	K _п , %	K _{пр} , ×10 ⁻³ мкм ²	K _{зв} , %	Розраховане значення коефіцієнта проникності за формулами					
				Фірма Шлюмберже		Віллі і Роуза		Козені-Кармана	
				K _{пр} ^p , ×10 ⁻³ мкм ²	Відносна, похибка δ, %	K _{пр} ^p , ×10 ⁻³ мкм ²	Відносна, похибка δ, %	K _{пр} ^p , ×10 ⁻³ мкм ²	Відносна, похибка δ, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	5,4	0,3	60,0	0,14	86,00	0,01	97,83	0,03	96,99
2	6,4	0,4	50,0	0,34	16,11	0,02	94,32	0,12	69,50
3	7,3	1,6	20,6	2,93	83,34	0,29	82,11	3,82	139,02
4	8,2	5,9	12,0	12,25	107,67	1,61	72,70	19,72	234,29
5	8,4	16,1	12,9	11,40	29,21	1,56	90,28	17,43	8,28
6	8,8	1,3	33,0	2,00	54,04	0,28	78,77	1,34	3,13
7	8,8	1,8	37,5	1,55	13,85	0,21	88,28	0,84	53,18
8	9,08	2,15	33,8	2,10	2,47	0,31	85,68	1,32	38,65
9	9,2	19,6	11,4	19,17	2,18	3,23	83,54	28,60	45,90
10	9,8	2,9	33,6	2,67	8,01	0,46	84,13	1,59	45,23
11	9,8	2,98	33,6	2,67	10,48	0,46	84,56	1,59	46,70
12	9,8	4,6	18,0	9,30	102,08	1,71	62,90	10,42	126,59

Продовж. табл. 2.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	9,8	11	21,2	6,70	39,08	1,21	89,00	6,67	39,38
14	10	15,9	21,0	7,26	54,36	1,37	91,39	7,15	55,01
15	10,3	2,3	14,7	16,18	603,56	3,37	46,32	19,59	751,65
16	10,3	4,2	39,0	2,30	45,26	0,43	89,67	1,02	75,77
17	10,5	5,6	20,3	8,99	60,52	1,88	66,35	8,73	55,96
18	10,5	5,6	24,0	6,43	14,84	1,33	76,32	5,42	3,25
19	10,5	3,3	23,1	6,94	110,37	1,44	56,46	6,06	83,59
20	10,9	22,1	19,1	11,36	48,60	2,59	88,27	11,19	49,39
21	11,2	34,4	10,0	44,96	30,69	11,59	66,32	59,58	73,19
22	11,4	3,6	25,6	7,23	100,95	1,76	51,08	5,34	48,22
23	11,7	7,2	22,5	10,12	40,61	2,64	63,38	8,26	14,69
24	11,8	7,7	24,0	9,13	18,54	2,40	68,77	6,97	9,46
25	12,4	28,4	16,3	22,96	19,14	6,98	75,43	22,47	20,87
26	12,6	160,3	9,4	72,44	54,81	24,06	84,99	88,71	44,66
27	12,6	184,3	5,0	256,05	38,93	90,57	50,86	361,48	96,13
28	12,6	16,5	8,4	90,72	449,82	30,47	84,64	114,81	595,81
29	12,6	160,3	9,4	72,44	54,81	24,06	84,99	88,71	44,66
30	12,6	184,3	5,0	256,05	38,93	90,57	50,86	361,48	96,13
31	12,6	27,9	11,5	48,40	73,48	15,75	43,54	55,24	98,01
32	12,7	39,4	7,7	110,56	180,60	38,08	3,35	142,20	260,90
33	12,8	19,3	19,7	17,29	10,40	5,51	71,44	14,55	24,62
34	12,9	12,5	11,2	54,76	338,10	18,77	50,19	61,90	395,24
35	13,1	10,8	20,9	16,47	52,49	5,48	49,27	12,99	20,27
36	13,1	10,3	20,9	16,47	59,89	5,48	46,81	12,99	26,11
37	13,2	9,7	15,0	32,71	237,22	11,43	17,84	31,81	227,94
38	13,4	203,7	9,2	90,97	55,34	34,45	83,09	106,48	47,73
39	13,6	59,3	12,6	50,70	14,50	19,19	67,63	52,27	11,85
40	13,6	235	8,0	125,77	46,48	49,83	78,80	151,24	35,64
41	13,6	235,2	8,0	125,77	46,53	49,83	78,81	151,24	35,70
42	13,7	250	6,5	194,75	22,10	80,00	68,00	244,33	2,27
43	14,0	103,8	9,3	101,52	2,19	42,11	59,43	114,17	9,99
44	14,1	308	7,8	147,44	52,13	63,17	79,49	173,13	43,79
45	14,1	308,9	7,8	147,44	52,27	63,17	79,55	173,13	43,95
46	14,1	228,5	6,0	249,18	9,05	109,60	52,03	310,06	35,69
47	14,5	278	5,0	390,22	40,37	185,38	33,32	489,59	76,11
48	14,6	3,6	32,0	9,73	170,15	3,89	8,14	4,45	23,59
49	14,9	68,4	9,7	112,50	64,48	52,96	22,57	118,48	73,22
50	15,0	15,1	12,5	69,12	357,75	32,17	113,05	65,86	336,15
51	15,1	703	5,3	392,22	44,21	201,70	71,31	471,13	32,98
52	15,2	359	5,9	322,83	10,07	166,54	53,61	378,35	5,39
53	15,2	359,2	5,9	322,83	10,12	166,54	53,64	378,35	5,33
54	15,3	651	6,5	271,27	58,33	140,51	78,42	310,16	52,36
55	15,7	216	12,7	76,78	64,45	39,27	81,82	69,92	67,63
56	15,9	592	5,2	475,70	19,64	273,17	53,86	548,89	7,28
57	16,0	113	13,7	69,83	38,20	36,88	67,36	60,47	46,49
58	16,0	35,3	10,5	118,89	236,79	64,48	82,66	114,83	225,28
59	16,2	795	5,2	509,00	35,98	304,17	61,74	578,70	27,21
60	16,3	840	7,0	281,22	66,52	165,11	80,34	299,82	64,31

Продовж. табл. 2.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
61	16,3	349,1	10,9	116,64	66,59	65,54	81,23	109,43	68,65
62	16,4	461	6,5	334,08	27,53	200,22	56,57	360,35	21,83
63	16,7	1446	3,2	1455,4	0,65	972,64	32,74	1715,7	18,65
64	16,7	63,8	11,3	116,72	82,95	68,75	7,77	105,86	65,92
65	16,8	104	10,9	127,71	22,80	76,45	26,49	116,81	12,32
66	16,9	118	13,0	91,40	22,55	54,43	53,87	77,44	34,37
67	17,1	36,8	17,0	55,37	50,45	32,90	10,59	40,33	9,60
68	17,1	317,3	4,9	666,42	110,03	448,52	41,36	730,25	130,14
69	17,2	239	8,5	225,37	5,70	145,32	39,20	218,88	8,42
70	17,7	299,4	8,3	257,58	13,97	176,81	40,94	245,82	17,89
71	17,7	299,4	8,3	257,58	13,97	176,81	40,94	245,82	17,89
72	17,9	471	4,9	764,39	62,29	566,31	20,24	806,05	71,14
73	17,9	668,6	7,4	335,15	49,87	238,27	64,36	326,27	51,20
74	17,9	590	7,1	364,08	38,29	259,91	55,95	357,88	39,34
75	18,1	980	3,4	1641,4	67,49	1291,1	31,75	1797,2	83,39
76	18,2	1180	5,8	573,47	51,40	432,59	63,34	579,56	50,88
77	18,2	207,2	13,1	112,41	45,75	78,16	62,28	89,19	56,95
78	18,2	207,2	13,1	112,41	45,75	78,16	62,28	89,19	56,95
79	18,3	334	10,6	174,54	47,74	125,39	62,46	150,09	55,06
80	18,4	163	9,5	220,88	35,51	162,28	0,44	196,13	20,33
81	18,5	720,3	7,8	333,02	53,77	252,40	64,96	311,27	56,79
82	18,5	1094,4	5,9	582,05	46,82	453,63	58,55	578,37	47,15
83	18,7	693	8,2	311,21	55,09	240,05	65,36	284,53	58,94
84	18,8	314	7,7	358,63	14,21	281,51	10,35	331,78	5,66
85	19,2	1330	5,5	748,74	43,70	635,31	52,23	730,38	45,08
86	19,3	135	15,9	91,00	32,59	70,20	48,00	62,29	53,86
87	19,3	115,4	12,5	147,23	27,58	116,34	0,82	113,52	1,63
88	19,5	742,7	7,2	457,71	38,37	390,56	47,41	417,35	43,81
89	19,6	135,9	15,9	95,31	29,87	75,94	44,12	64,40	52,61
90	19,7	179,4	9,3	282,87	57,67	240,37	33,98	238,75	33,08
91	19,7	179,4	9,3	282,87	57,67	240,37	33,98	238,75	33,08
92	19,84	611,9	5,4	857,01	40,06	780,46	27,55	815,88	33,33
93	19,9	1957	3,7	1842,07	5,87	1753,2	10,41	1845,21	5,71
94	20,1	328	7,4	474,54	44,68	430,35	31,21	419,10	27,78
95	20,3	1239,4	5,0	1070,77	13,61	1031,1	16,81	1012,67	18,29
96	20,3	1451,2	6,2	696,39	52,01	656,33	54,77	633,96	56,31
97	20,3	1239	7,7	451,50	63,56	416,40	66,39	391,62	68,39
98	20,4	346,3	8,0	424,48	22,58	394,04	13,79	363,11	4,85
99	20,5	414,4	7,3	517,33	24,84	489,64	18,16	450,85	8,80
100	20,7	758	5,2	1049,67	38,48	1048,9	38,38	970,43	28,02
101	20,7	846	5,4	973,36	15,05	969,03	14,54	894,19	5,70
102	21,1	540	7,2	579,87	7,38	583,92	8,13	494,85	8,36
103	21,1	540,2	7,2	579,87	7,34	583,92	8,09	494,85	8,39
104	21,2	1014,2	6,1	819,40	19,21	847,29	16,46	721,56	28,85
105	21,2	1000	6,9	640,41	35,96	654,10	34,59	549,65	45,04
106	21,3	785	7,8	508,28	35,25	517,91	34,02	422,04	46,24
107	21,4	1797,6	3,8	2171,82	20,82	2401,47	33,59	2040,33	13,50
108	22	774	7,4	622,24	19,61	682,15	11,87	509,39	34,19

Продовж. табл. 2.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
109	22,3	150,2	12,6	223,52	48,82	239,05	59,15	152,12	1,28
110	22,8	1079,9	9,7	403,10	62,67	463,62	57,07	296,97	72,50
Середнє значення відносної похибки					56,27		54,09		66,05

Найбільш розповсюдженою у використанні є емпірична залежність, яку запропоновано фірмою Шлюмберже [40]:

$$K_{np.abc} = C(K_n^3 / K_{ze})^2, \quad (2.1)$$

де $K_{np.abc}$ – коефіцієнт абсолютної проникності,
 K_n – коефіцієнт пористості,
 K_{ze} – коефіцієнт залишкової водонасиченості,
 C – коефіцієнт пропорційності.

Фільтраційна модель за цією формулою описується двома параметрами: коефіцієнтами пористості і залишкової водонасиченості, які визначаються за геофізичною інформацією. На рис.2.1(а) представлена характеристика зіставлення фактичних і розрахованих значень $K_{np.abc}$ за формулою фірми Шлюмберже. Зв'язок розрахованих значень коефіцієнта проникності і фактичних, визначених у лабораторних умовах, характеризується коефіцієнтом кореляції 0,86. Щільність зв'язку, в загальному, допустима для проведення геологічних висновків і прогнозування петрофізичних параметрів. Для вибраної колекції зразків – це є оптимальний варіант коефіцієнтів лінії регресії, тому що вона співпадає з рівнянням $Y_i = X_i$. Іншими словами, для вибраної моделі коефіцієнти рівняння є оптимальними до геологічних умов середовища. Підвищити коефіцієнт кореляції можна тільки за рахунок урахування локальної неоднорідності структури порового простору.

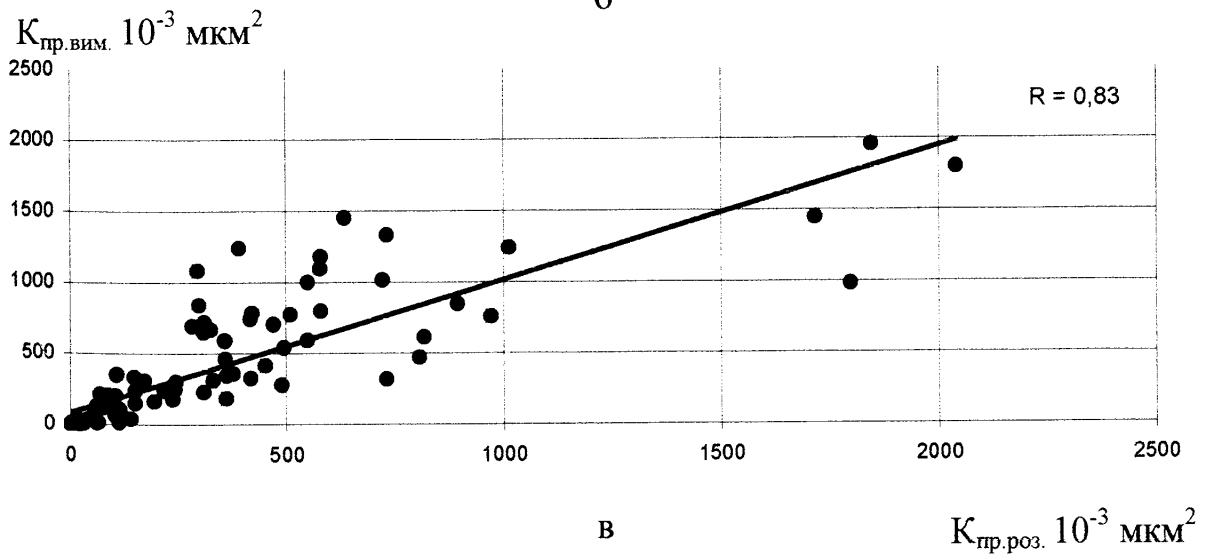
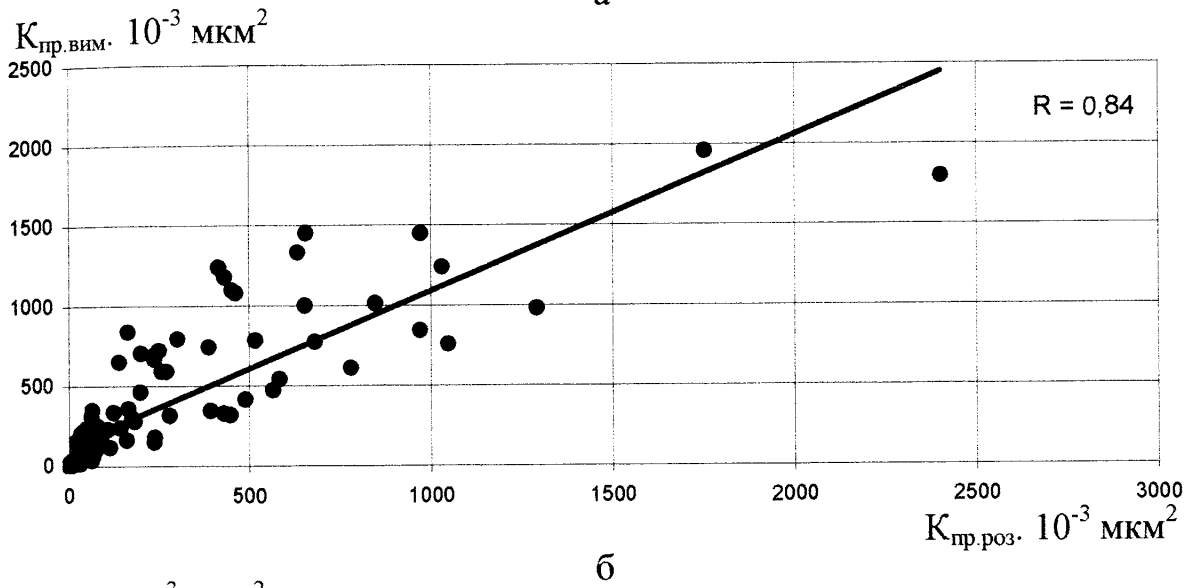
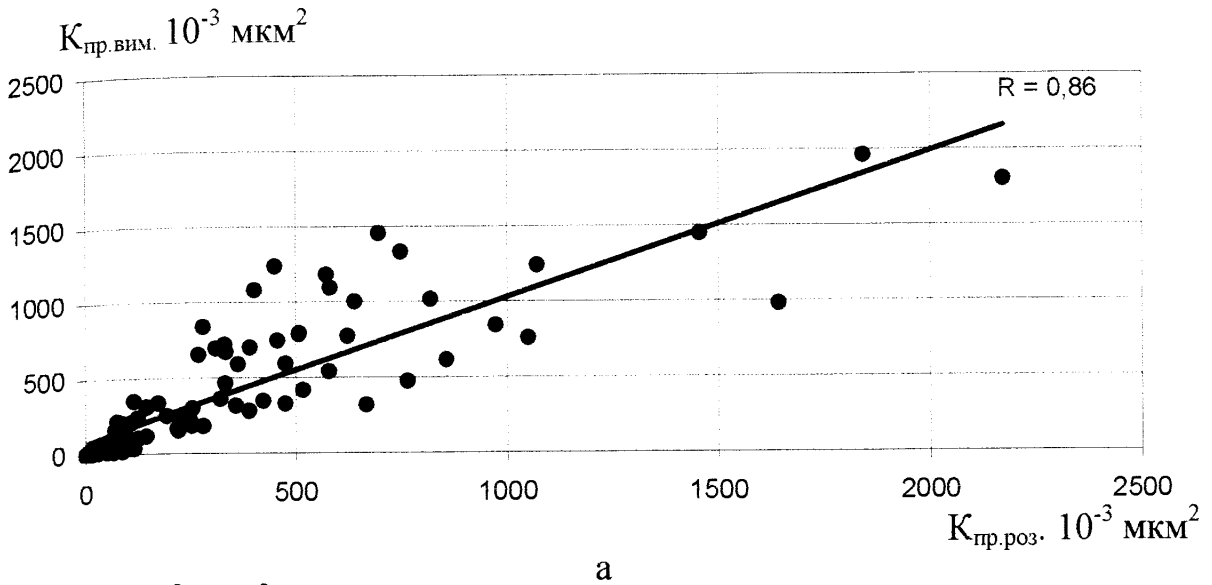


Рис.2.1. Порівняльна характеристика визначення коефіцієнта проникності методами:

- а – фірми Шлюмберже;
- б – Віллі і Роуза;
- в – Дахнова В.Н.

з рис. 2.1 (а) видно, що абсолютна похибка зростає зі збільшенням значень коефіцієнта проникності і характеризується мультиплікативною формою відношення результатів вимірювань і похибки. Середня відносна похибка прогнозу коефіцієнта проникності за цією моделлю складає 56,27 % (див. табл. 2.1). Велика відносна похибка за умов достатньо високої щільності зв'язку ($R=0,86$) може бути пояснена значною диференціацією параметрів структури порового простору, які не можуть бути враховані для цієї моделі.

Розглянемо наступну модель Віллі і Роуза [40] для визначення коефіцієнта проникності, яка відрізняється від попередньої можливістю зміни коефіцієнтів рівняння (d, p) окремо для коефіцієнта пористості і залишкової водонасиченості:

$$K_{np.abc} = C(K_n^d / K_{зв}^p), \quad (2.2)$$

де $K_{np.abc}$ – коефіцієнт абсолютної проникності,
 K_n – коефіцієнт пористості,
 $K_{зв}$ – коефіцієнт залишкової водонасиченості,
 C – коефіцієнт пропорційності,
 d, p – сталі коефіцієнти.

Коефіцієнти C, d, p визначаються емпірично, вони відповідають особливостям геологічної будови родовища. Розрахунки проведено на зразках розглянутої колекції.

На рисунку 2.1(б) представлена характеристика узгодженості фактичних і розрахованих значень $K_{np.abc}$ за формулою Віллі і Роуза, яка вказує на те, що залежність характеризується близькими значеннями коефіцієнта кореляції і відносної похибки до попередньої моделі. В області виміряних значень коефіцієнта проникності $200 \times 10^{-3} \div 750 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ спостерігається заниження розрахункових значень $K_{np.роз}$, а у попередньому випадку діапазон значень був інший (див. рис. 2.1а), що свідчить про різні характеристики моделей визначення коефіцієнта проникності у широкому діапазоні значень.

При визначенні коефіцієнта проникності за формулою Дахнова В.Н., використовується рівняння Козені–Кармана і середня товщина плівки зв'язаної води ($\tau_{зв\text{ ср}}$)

$$K_{пр} = \tau_{зв}^2 (1 - P_n^{-\frac{1}{n}})^3 P_n^{\frac{2}{n}} / P_n, \quad (2.3)$$

де $\tau_{зв}$ - середня товщина плівки зв'язаної води,

P_n – параметр пористості,

$K_{пр}$ - коефіцієнт проникності,

P_n – параметр насичення

n – структурний параметр.

Розрахунки наведені у таблиці 2.1 і графічне представлення на рис. 2.1(в). Залежність характеризується нижчим коефіцієнтом кореляції ($R=0,83$) і значно більшою середньою відносною похибкою (66,05 %).

Слід зазначити, що вказані залежності мають достатньо високу щільність зв'язку, коефіцієнт кореляції складає 0,83–0,86, але розраховані значення коефіцієнта проникності характеризуються великою середньою відносною похибкою 54,09 - 66,05 (див. табл. 2.1). Вільні коефіцієнти емпіричних залежностей, які зумовлені параметрами геологічного простору, визначались на основі однакового методичного підходу, що дає можливість порівнювати результати розрахунків.

Проведений нами аналіз моделей [41] визначення коефіцієнта проникності шляхом пошуку емпіричних залежностей геофізичних і петрофізичних параметрів колектора на вибраній колекції зразків, вказує на значні проблеми з точністю визначення коефіцієнта проникності. Особливістю проведеного порівняльного аналізу моделей для вибраної колекції зразків є те, що визначені коефіцієнти залежностей характеризуються оптимальністю до геологічних умов розрізу, з якого складена колекція зразків. Порівняння проводилось за однією схемою для різних моделей, а це забезпечує урахування

систематичної і випадкової похибки розрахунків. Розглянемо можливі причини збільшеної похибки визначення коефіцієнта проникності за даними геофізичних методів.

2.2. Аналіз чинників, які впливають на характеристики зв'язку фільтраційно-ємнісних властивостей

Пористе середовище відноситься до нерегулярних систем, що обумовлює необхідність використання значної кількості параметрів для опису внутрішньої будови порового простору. Імовірно, що певні параметри для характеристики колекторів є важливішими, а деякі другорядними. Для вибору головних параметрів будемо користуватися такими критеріями: 1) властивості повинні дозволяти вирішувати практичні задачі; 2) параметри повинні представляти набір ознак, за якими можна визначати характеристику геологічного об'єкту. Тому, при формуванні робочої моделі необхідно з одного боку врахувати всі можливі чинники, що максимально наближують до дійсної складної геологічної ситуації, а з іншого – скоротити їх до мінімуму, забезпечивши цим можливість практичного моделювання і використання математичного апарату. Виконання вказаних умов ускладнено для характеристики фільтраційної моделі продуктивних відкладів.

Дослідженню фільтраційних властивостей колекторів присвячено значну кількість наукових праць: Шейдеггер А.Е. 1960р., Енгельгардт В. 1964р., Коллінз Р. 1964р., Ханін А.А. 1969р., Храмова В.Г. 1971р., Іванов В.А. 1974р., Баренблатт Г.І. 1984р. Свікнушен В.М. 1970р. Антонінін Г.І. 1978р. та інші. Ці дослідження вказують на те, що на величину коефіцієнта проникності колектора, окрім об'єму пор, впливає і структура порового простору. Характеристика будови порового простору зумовлена складним співвідношенням різних параметрів. До основних структурних параметрів можна віднести розмір пор та їх форму, шляхи з'єднання між порами, властивості порових стінок, кількість великих і малих пор, їх співвідношення

та інші. Визначення цих параметрів у лабораторних умовах пов'язано зі значними труднощами проведення досліджень та відсутністю достатньої кількості керна, що обмежує одержання необхідної кількості параметрів, особливо, при локальній неоднорідності геологічної будови.

Велика кількість структурних параметрів і складність їх визначення для опису порового простору порід продуктивних комплексів обумовлює необхідність використання інтегральних параметрів будови колекторів. До інтегрального параметру, який задовольняє, в першому наближенні, умовам механіки суцільних середовищ, відноситься відкрита та загальна пористість. Дослідження руху неоднорідної рідини в поровому просторі вказує на те, що структура порового простору робить основний вплив на розподіл фаз рідини і динаміку зв'язку між скелетом породи і рідиною, яка насичує колектор. Характеристика зв'язку структури порового простору з флюїдом є додатковою інформацією, яка також описується інтегральним параметром - коефіцієнтом водонасиченості (ефективної пористості). Таким чином, для характеристики структури порового простору, в широкому застосуванні, приймають інтегральні параметри – відкриту пористість та коефіцієнт водонасиченості; їх використовують для опису фільтраційних властивостей колектора.

Використання інтегральних характеристик, що описують структуру порового простору колектора, для побудови емпіричних залежностей фільтраційних характеристик з геофізичними параметрами зумовлює можливість застосування встановлених зв'язків тільки для локального геологічного об'єкта, який описують однаковими геометричними параметрами порового простору. Тобто, використовувати їх як універсальні залежності неможливо [41].

Насправді, якщо об'єм порового простору (K_n) впливає на здатність породи пропускати рідини або газ, тоді K_n не може визначати опір стінок пор на потік флюїду, довжину шляху між двома умовними точками (звивистість), діаметр пор та інші. Зміна цих довільних параметрів може призвести до зміни

K_{np} , а об'єм пор залишиться незмінним. Цей фактор пояснює високу відносну похибку визначення коефіцієнта проникності за даними інтегральних характеристик, що описують структуру порового простору колектора, а також за інформацією ГДС.

Для зменшення похибки визначення коефіцієнта проникності за геофізичними даними необхідно спрямувати основні напрямки досліджень на створення моделей проникності гірських порід з використанням комплексних геофізичних параметрів і на розробку технологічних схем ідентифікації геологічних об'єктів за ознаками геометрії і структури порового простору на основі використання геофізичних досліджень в свердловинах. При дослідженні зв'язку коефіцієнта проникності з геофізичними параметрами слід приділити увагу питанню характеристики структури порового простору.

До основних фізичних властивостей порід-колекторів нафтогазових покладів відносяться: об'єм порового простору, особливості взаємозв'язку рідинних фаз, які насичують пори; структура порового простору породи; властивості мінерального скелета. За визначенням Ханіна А.А., Енгельгарда В. [13, 18] структура порового простору колектора є функцією питомої поверхні і геометрії пор. Таким чином, взаємозв'язок фізичних властивостей порід-колекторів заданого геологічного об'єкту буде обумовлено, в основному, структурою порового простору. Слід зазначити, що пористість і питома поверхня мають чітку фізичну визначеність, і їх кількісні характеристики можна визначати експериментально, як геологічними, так і геофізичними методами. Дослідження кількісної оцінки геометрії пор у лабораторних умовах пов'язано зі значними економічними та технологічними проблемами (метод ртутної порометрії та інші).

Багато наукових праць [21, 23, 42, 43] присвячені дослідженню геометрії пор, але єдиного погляду на практичну оцінку цього параметра не запропоновано. Можливість визначення параметра геометрії порового простору дозволить встановлювати залежності усіх фізичних властивостей порід-колекторів за даними пористості, питомої поверхні, геометрії пор і

характеристик мінерального скелета. Тому, вирішення проблеми оцінки геометрії пор відноситься до актуальної практичної задачі.

Структура порового простору гірських порід настільки складна і багатогранна, що визначення кількісних характеристик пов'язано з необхідністю створення багатопараметричної моделі. Наприклад, поверхня порового простору може бути описана такими параметрами: формою, градієнтом нахилу, відстанню між точками дотику зерен скелета, формою уламків, формою каналу, звивистістю, об'ємом порового простору, питомою поверхнею та інші. Збільшення параметрів опису структури порового простору приводить до зростання невизначеності опису породи. Така постановка задачі з встановлення параметричної оцінки геометрії порового простору значно ускладнює практичне визначення характеристик колекторів.

Розглянемо можливості уніфікованого комплексного підходу до оцінки параметра геометрії порового простору, який може об'єднати структуру об'єму порового простору, діаметр пор, характеристику водонасиченості та інші параметри.

Коефіцієнт водонасиченості є одним із параметрів, що характеризує об'єм і структуру порового простору. Визначення коефіцієнта водонасичення колектора у лабораторних умовах проводиться методами капіляриметрії. Криві капіляриметрії вказують на розподіл його від тиску і відображають структуру порового простору і особливості геометрії пор. Зв'язок залишкової водонасиченості з структурою порового простору обумовлює можливість вивчення залежності водонасиченості від коефіцієнта проникності. Левереттом М. у 1941р. з метою корекції умов вимірювання капіляриметричних кривих запропоновано функцію, яка враховує фізичні властивості породи і рідини, що насичує колектор:

$$J(K_s) = \frac{P_K}{\sigma \cos \Theta} \sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}}, \quad (2.4)$$

де P_k – капілярний тиск,
 K_{np} – коефіцієнт проникності,
 K_e – коефіцієнт водонасиченості,
 K_n – коефіцієнт пористості,
 σ – поверхневий натяг.

В роботі Шейдегера А.Е. [42] показано, що функція М. Леверетта є універсальною характеристикою структури порового простору. Встановлено, що залежності $K_{e3} = J((P_k / \sigma \cos \Theta) \sqrt{K_{np} / K_n})$ для різних продуктивних горизонтів характеризуються власними значеннями $J(K_e)$ – функції для конкретного геологічного району, тобто вона описує фільтраційно-ємнісні властивості колектора з урахуванням структури порового простору.

Для зручної кількісної інтерпретації кривих капілярометрії і урахування параметрів зв'язку залишкової водонасиченості з тиском початку вилучення рідини з капілярів Дж. Томіром [25] запропоновано описувати залежність (2.4) гіперболою в логарифмічних координатах:

$$\ln\left(\frac{1 - K_e}{1 - K_{e3}}\right) = -\chi / \ln \frac{P_k}{P_0}, \quad (2.5)$$

де $(1 - K_e)$ – відносний об'єм пор, зайнятий нафтою при капілярному тиску P_k ,
 $(1 - K_{e3})$ – відносний об'єм пор, який зайнятий нафтою при нескінченному капілярному тиску,

P_0 – тиск початку витіснення рідини,

χ – показник ступеня гіперболи.

З рівняння (2.5) і експериментальних досліджень було встановлено, що показник ступеня гіперболи χ є параметр, що характеризує сукупність властивостей мікробудови порового простору. Значення структурного коефіцієнта змінюється в межах 0,5–2,0; зі збільшенням діаметра пор збільшується і величина коефіцієнта. Дослідження властивостей коефіцієнта χ дало можливість встановити, що при фіксованому значенні χ залежність

коефіцієнта водонасиченості K_v від характеристик колектора, представлених формулою $p_k / \sigma \cos \Theta \cdot \sqrt{K_{np} / K_n}$, оцінюється високим коефіцієнтом кореляції.

Статистичне оброблення результатів вимірювань K_{np} , K_n , K_v , χ , яке проведено Івановим В.А. [25] показує, що залежність $K_{np} = f(K_v)$ також приймає майже функціональний зв'язок за умов фіксованого значення χ . Коефіцієнт кореляції характеризується великими значеннями $R > 0,95$. Зіставлення теоретичних і експериментальних досліджень колекторів вказує на те, що для високої ступені укладки зерен, однакового діаметра, величина коефіцієнта χ змінюється у невеликих межах - від 0,6 до 0,7. Встановлена характеристика коефіцієнта χ дає змогу описувати породу за властивостями порового простору. Тобто, коефіцієнт χ є універсальною характеристикою структури порового простору і описує сукупність властивостей мікробудови породи-колектора.

Розглянемо особливості будови порового простору на основі аналізу результатів методу ртутної порометрії. Дослідження методом ртутної порометрії відноситься до експериментального моделювання властивостей порового простору, що дає можливість розширити уяви про закономірності зв'язку параметрів порід-колекторів.

Результати вимірювань методом ртутної порометрії на зразках керна для порід пісковиків і гравелітів відібраного з візейських відкладів Яблунівського газоконденсатного родовища представлені в таблиці 2.2. Відкрита пористість визначалась за стандартною методикою [13, 43], а коефіцієнт проникності розраховано за результатами ртутної порометрії.

Для порівняння структури порових просторів використовуються медіанний, максимальний і ефективний радіуси порових каналів. Медіанний радіус характеризує середнє значення радіуса з усього діапазону виміряних значень для даного зразка. Максимальний радіус визначався з гістограми розподілу порових каналів за розмірам.

Таблиця 2.2. –

**Характеристика структури порового простору порід-колекторів за
даними ртутної порометрії (Яблунівська площа)**

№ п/п	Лабора- торний номер зразка	Радіус порових каналів, мкм			Густина, $\times 10^3$ кг/м ³	Відкрита порис- тість, %	Проникність за даними ртутної порометрії, $\times 10^{-3}$ мкм ²
		макси- мальний	ефек- тивний	середній			
1	2	3	4	5	6	7	8
Свердловина №2							
1	1466	26,7	9,00	3,20	2,30	11,68	111,90
2	1467	41,6	19,60	6,80	2,28	14,02	639,70
3	1468	41,6	12,20	3,90	2,27	15,06	264,10
4	1469	26,7	9,50	2,10	2,34	14,17	151,00
5	1470	41,6	20,10	10,00	2,42	9,46	454,80
6	1471	41,6	14,60	4,10	2,32	12,85	326,60
7	1472	26,7	12,10	9,20	2,36	9,93	172,40
8	1473	41,6	16,10	7,20	2,23	16,58	512,20
9	1474	26,7	9,50	4,70	2,20	16,62	177,80
10	1477	11,0	4,60	2,70	2,31	12,58	31,60
11	1478	15,5	5,50	2,00	2,21	16,61	59,10
12	1479	26,7	5,70	1,70	2,17	17,17	66,40
13	1480	15,6	5,50	2,90	2,21	15,82	57,00
14	1481	11,0	4,10	1,80	2,21	16,63	33,20
15	1482	15,6	5,90	2,20	2,25	15,10	62,10
16	1483	15,6	4,20	2,30	2,28	13,21	28,30
Свердловина №3							
17	1484	15,6	3,00	0,49	2,32	12,83	14,00
18	1485	26,8	9,20	2,70	2,39	11,76	118,20
19	1486	26,7	8,20	2,40	2,28	13,64	109,50
20	1487	15,6	6,50	4,30	2,18	17,66	88,20
21	1488	11,0	4,40	2,60	2,17	16,76	38,00
22	1490	26,8	6,40	0,10	2,32	13,84	68,10
23	1492	41,6	14,10	6,30	2,24	15,59	369,50
24	1493	26,7	8,70	5,80	2,17	17,20	154,90
25	1494	41,6	14,30	5,60	2,23	15,54	378,90
26	1495	26,8	10,90	3,50	2,34	2,69	183,00
27	1496	41,7	16,10	12,00	2,24	15,44	476,60
28	1497	26,8	11,00	6,60	2,35	12,78	184,60
29	1498	26,8	7,5	1,70	2,35	13,50	90,90
30	1499	26,7	8,40	1,70	2,21	16,35	138,50
31	1500	6,6	2,30	2,80	2,37	9,96	9,70
32	1502	41,6	13,70	4,70	2,25	14,56	326,60
33	1503	41,6	14,60	4,20	2,33	11,71	297,30
34	1504	26,7	9,30	3,50	2,21	15,27	156,80
35	1505	26,7	9,10	3,30	2,26	15,60	151,90
36	1506	26,8	14,30	10,00	2,33	12,63	301,90

Продовж. табл. 2.2.

1	2	3	4	5	6	7	8
37	1508	15,6	7,10	5,60	2,31	14,29	86,70
38	1509	15,6	7,40	5,30	2,21	16,09	104,30
39	1510	15,6	5,20	2,70	2,40	12,70	3932,00
40	1511	26,7	14,00	10,20	2,38	11,18	260,00
41	1512	15,6	7,10	6,30	2,20	16,18	98,30
42	1513	15,6	6,40	4,00	2,27	15,44	79,50
43	1514	11,0	3,00	1,00	2,58	7,92	8,60
44	1515	8,5	1,90	1,00	2,31	15,49	7,00
45	1516	3,9	1,40	0,80	2,46	7,00	1,60
46	1517	6,9	3,20	1,50	2,40	9,36	11,80
47	1520	41,6	15,20	4,30	2,30	12,81	351,30
48	1521	6,9	3,60	2,30	2,34	12,50	20,00
49	1522	26,8	11,60	4,40	2,37	12,48	199,90
50	1526	41,6	17,00	3,20	2,29	13,20	454,50
51	1527	26,7	11,70	3,50	2,29	12,93	210,40
52	1529	41,6	14,70	3,80	2,35	10,87	277,70
53	1530	26,7	9,50	3,00	2,28	13,45	144,40
54	1531	6,6	1,90	0,30	2,24	15,85	6,60
55	1534	3,9	1,60	0,60	2,41	10,44	3,10
56	1535	11,0	3,50	1,00	2,37	12,06	18,10
57	1536	11,0	2,90	0,70	2,26	13,59	13,70
58	1537	6,6	2,60	1,30	2,51	6,70	5,50
59	1539	26,7	10,30	2,20	2,34	11,22	141,00
61	1542	26,8	9,60	1,10	2,43	10,17	111,10
62	1543	41,6	16,80	8,60	2,30	11,94	401,90
63	1544	6,6	2,60	1,60	2,28	13,70	11,40
Свердловина №5							
64	2819	8,5	4,30	6,70	2,36	12,49	27,30
65	2820	6,6	2,80	1,80	2,32	12,61	11,90
66	2821	26,8	12,90	10,50	2,07	23,60	469,60
67	2822	26,8	8,60	5,60	2,11	21,27	188,60
68	2823	6,6	1,80	0,26	2,26	16,21	6,40
69	2824	26,8	13,60	12,50	2,01	25,23	554,10
70	2835	15,6	9,80	8,60	2,06	23,03	261,40
71	2840	15,6	10,20	9,40	2,00	24,95	314,50
72	2842	15,6	10,30	9,40	2,11	21,09	237,30
73	2844	15,6	9,70	9,40	1,97	26,39	888,50
74	2852	26,8	10,90	9,40	2,31	13,77	329,10
75	2881	6,9	4,60	4,20	2,32	13,36	33,10
76	2882	6,9	4,00	3,20	2,21	17,72	34,10
Свердловина №6							
77	1545	41,6	16,90	12,00	2,25	14,00	472,90
78	1546	26,7	13,30	8,00	2,22	14,88	313,00
79	1547	41,6	17,00	9,40	2,23	15,47	531,70
80	1549	11,0	5,30	4,00	2,27	14,08	46,30
81	1550	26,7	9,30	4,20	2,29	13,13	134,70
82	1551	11,0	3,80	2,30	2,30	13,00	22,50

1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Свердловина №11</i>							
83	1552	15,6	6,10	4,50	2,30	12,83	56,10
84	1555	26,7	10,10	5,50	2,23	15,70	189,00
85	2983	41,6	18,80	11,00	2,37	13,54	565,80
86	2989	26,8	11,70	6,00	2,37	11,13	181,60
87	2992	41,7	13,90	5,40	2,35	11,10	256,50
88	2993	26,8	10,80	7,60	2,22	12,56	173,50
89	3010	6,6	2,00	0,58	2,63	3,49	1,60
90	3016	6,6	1,86	0,23	2,42	9,63	4,00

Ефективний радіус розраховується за формулою:

$$r_{ef} = 0.75 \left(\int_0^{100} \frac{dV_{Hg}}{P_K^2} \right)^{1/2}, \quad (2.6)$$

де P_K^2 – капілярний тиск,

dV_{Hg} - частка загального об'єму пор, яка заповнена ртуттю при підвищенні тиску,

r_{ef} - ефективний радіус,

0,75 – коефіцієнт, величина якого зумовлена властивостями ртуті.

Формула одержана з рівнянь Лапласа і Перселла [13]. Числове значення інтегралу дорівнює площі, що обмежена графіком функції $1/P_K^2$ від об'єму ртуті, яка заповнює частку об'єму порового простору при зміні тиску. З формули (2.6) видно, що ефективний радіус відображає характеристику порового простору з мікрокапілярної будови пор. Слід зауважити, що пори повинні мати сполучення. Функція зміни об'єму надходження ртуті в залежності від тиску чітко характеризує розподіл радіусів капілярів за розмірами і їх відношенням. Ефективний радіус є параметр, який можна використати для ідентифікації структури порового простору.

Розглянемо можливості ідентифікації породи-колектори за структурою порового простору на прикладі дослідження залежності фільтраційних

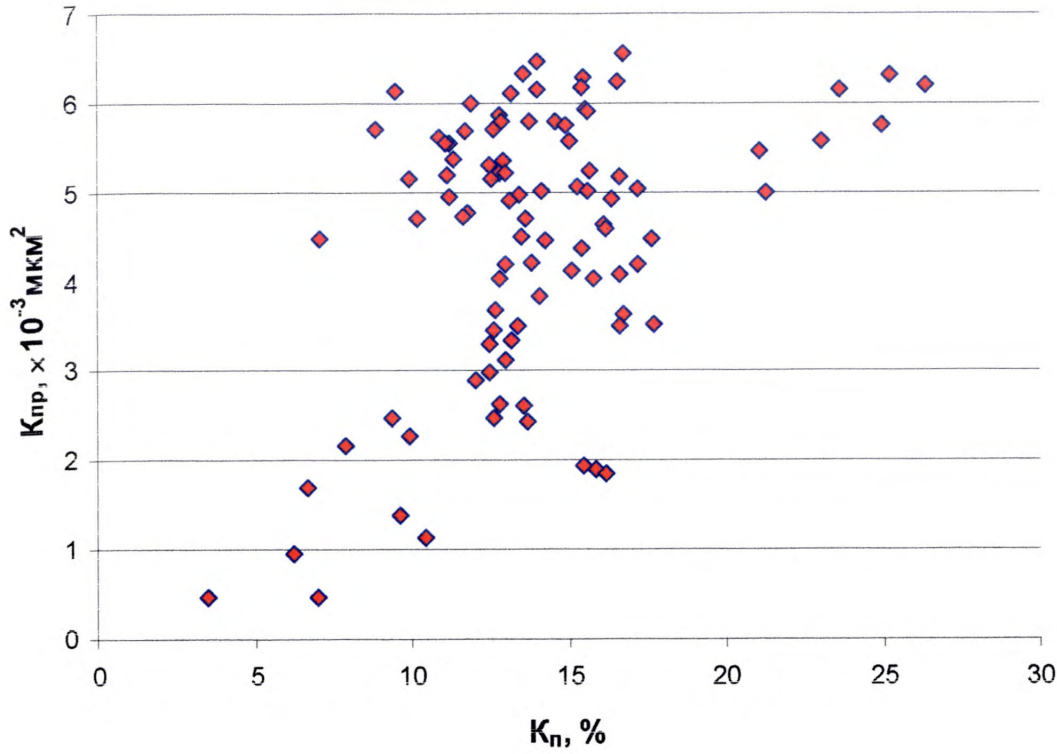
властивостей від об'єму пор. Для побудови залежності $K_{np} = f(K_n)$ використані результати досліджень, що наведені у таблиці 2.2.

На рис. 2.2 (а) приведена залежність коефіцієнта проникності від коефіцієнта пористості, що характеризується значним розкидом точок. При апроксимації її лінійною залежністю, коефіцієнт кореляції склав 0,18, тобто залежність у двопараметричному просторі не існує.

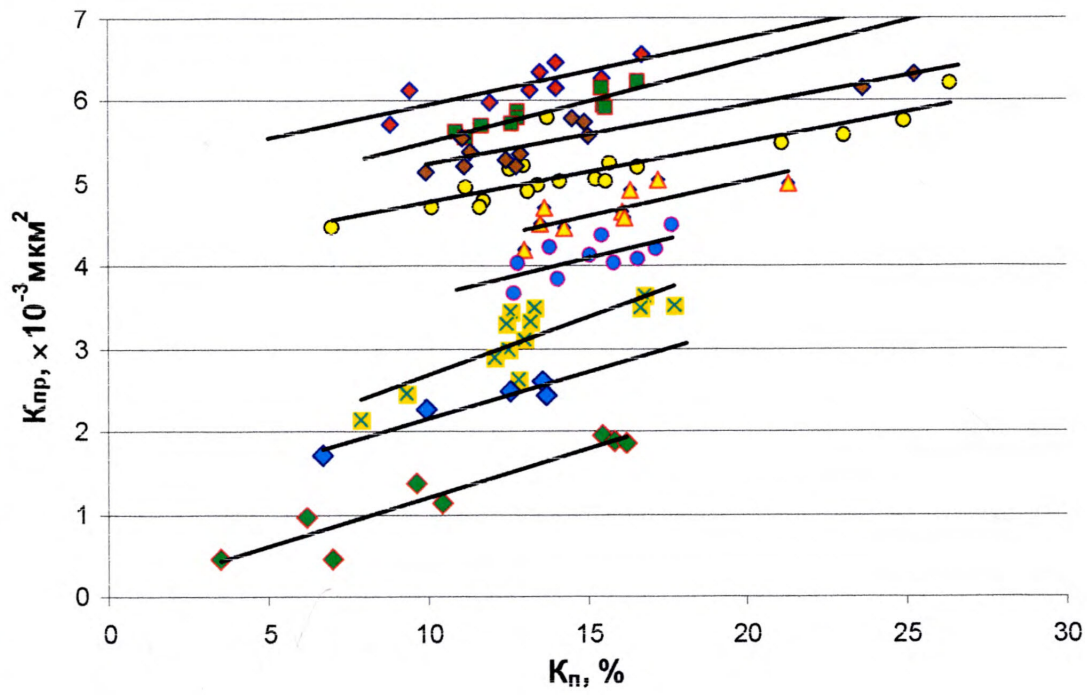
Використаємо інформацію про ефективний радіус (r_{ef}) для дослідження причин низької ступені зв'язку проникності і пористості. Залежність $K_{np} = f(K_n)$ побудуємо в обмеженому діапазоні зміни ефективного радіусу, тобто виберемо такі значення коефіцієнта проникності і пористості, для яких величина ефективного радіуса змінюється у невеликому діапазоні. Як видно з таблиці 2.2 діапазон зміни радіуса має межі від $1,4 \times 10^{-6}$ м до $20,1 \times 10^{-6}$ м.

Враховуючи обмеженість експериментального матеріалу, крок зміни радіусу r_{ef} вибирався з варіацією від 3×10^{-6} до $1,6 \times 10^{-6}$ м. Так, для верхнього графіка на рис. 2.2 (б), крок діапазону знаходиться у межах $20,1 \times 10^{-6} \div 16,8 \times 10^{-6}$ м, а для нижнього – у межах $2,0 \times 10^{-6} \div 1,4 \times 10^{-6}$ м. Побудовані залежності коефіцієнта проникності від пористості з урахуванням зміни ефективного радіусу наведена на рисунку 2.2 (б). Індивідуальні залежності $K_{np} = f(K_n)$, при однакових значеннях r_{ef} , характеризуються високими коефіцієнтами кореляції від 0,78 до 0,92. Видно, що на характеристику зв'язку проникності і пористості суттєво впливає структура порового простору, а використання величини r_{ef} дає змогу зробити розподіл залежностей за властивостями порового простору.

Наведені дослідження розподілу об'єму поступлення ртуті в залежності від величини тиску нагнітання, вказують на можливість використання ртутної порометрії для ідентифікації зразків за структурою порового простору при побудові залежності коефіцієнта проникності та пористості. На необхідність ідентифікації порід для моделей гранулярних колекторів також вказується в роботі [44].



а)



б)

Рис.2.2. Зв'язок коефіцієнта проникності з коефіцієнтом пористості Яблунівської площі (лінії регресії розподілені за ефективним радіусом від 3×10^{-6} до $1,6 \times 10^{-6}$ м).

Розглянемо взаємозв'язок максимального радіусу пор з гідравлічним радіусом для порід пісковиків і гравелітів. Залежність наведена на рисунку 2.3. При побудові залежності було використано не максимальний діаметр, а нормований максимальний діаметр за коефіцієнтом пористості (d_{max}/K_n). Таке нормування вказує на умовну частку діаметра до одиниці об'єму порового простору. Зв'язок гідравлічного радіусу з нормованим максимальним діаметром характеризується коефіцієнтом кореляції 0,93, що вказує на високу щільність взаємозв'язку. В нижній частині рисунку (рис. 2.3) виділяється група точок, що характеризується відмінними від загальної залежності властивостями фільтраційно-ємнісних параметрів. Виділені зразки за літотипом відносяться до гравелітів (свердловина № 5). Лінії регресії першої і другої сукупності майже паралельні, що підтверджує єдиний закон зв'язку, але з різними параметрами структури порового простору.

Аналіз експериментального моделювання колектора методом ртутної порометрії на зразках порід Яблунівського ГКР вказує на домінуючий вплив параметрів структури порового простору на фільтраційні властивості колектора.

Результати дослідження можливості використання ефективного радіусу r_{ef} або коефіцієнта χ для корекції впливу структури порового простору на характеристику залежності $K_{np} = f(K_n)$ вказують на можливість визначення коефіцієнта проникності для геологічних умов, що характеризується ідентичністю за подібними властивостями структури порового простору. Для виділеного геологічного об'єкта завжди буде існувати залежність $K_{np} = f(K_n)$, що характеризується високим коефіцієнтом кореляції.

2.2.1. Дослідження впливу фільтраційних властивостей породи на функцію зміни електричного опору від коефіцієнта водонасичення. Визначення коефіцієнта проникності методами геофізичних досліджень ускладнюється відсутністю прямого зв'язку параметрів фізичного поля з фільтраційними властивостями.

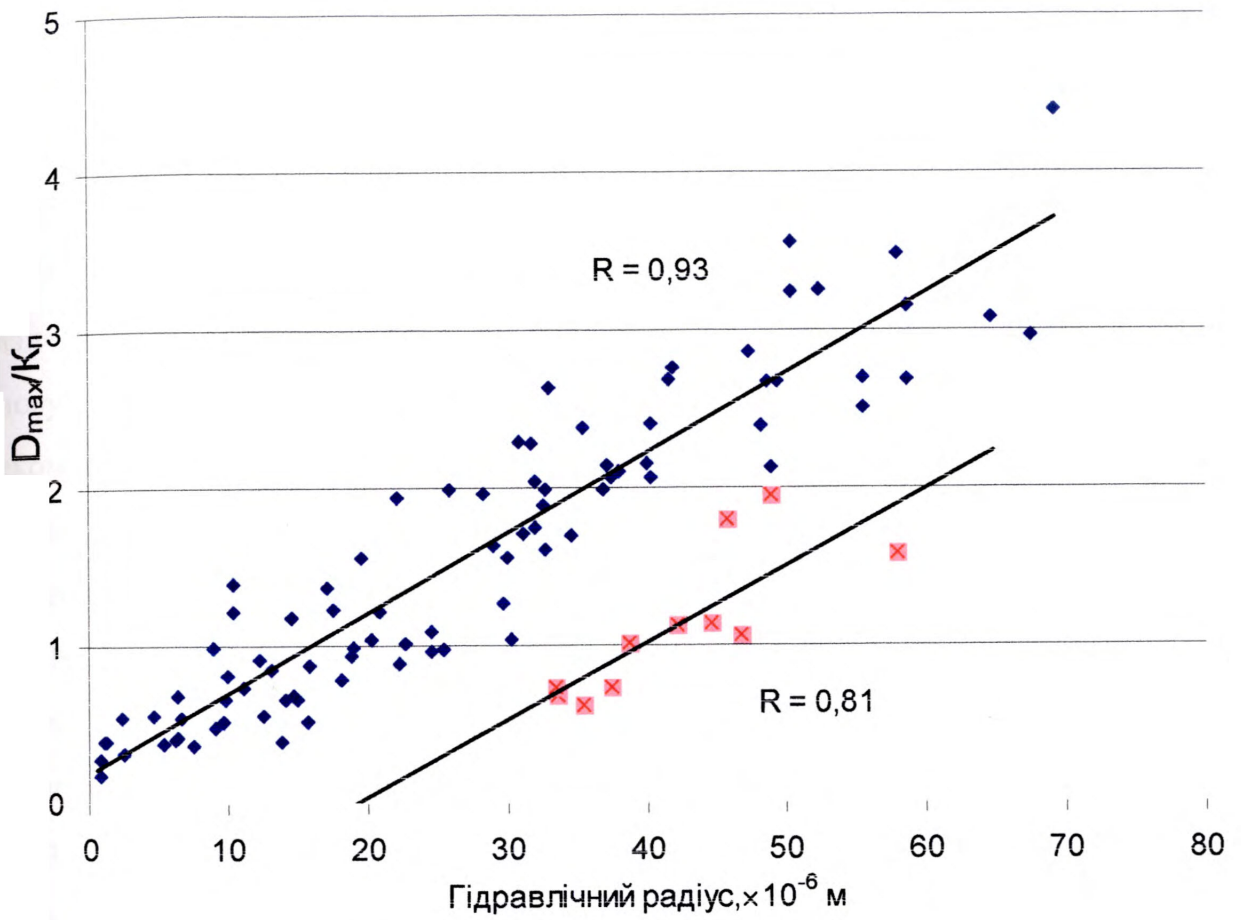


Рис. 2.3. Характеристика порового простору за даними ртутної порометрії, для пісковиків та гравелітів візейського віку Яблунівського родовища:

◆ - пісковики,

× - гравеліти.

Один з існуючих параметрів, яким є різниця потенціалів фільтрації, що виникає за умови утворення зони проникнення у процесі розкриття пласта, дало можливість вивчати фільтраційні властивості, але величину потенціалу дуже складно зареєструвати. Характеристика електропровідності колектора пов'язана з властивостями рідини, об'ємом порового простору і поверхневою провідністю, яка зумовлена питомою поверхнею, що дає можливість визначити фільтраційні властивості, але розділити складові електропровідності у реальних умовах дуже проблематично. Окрім того, для порід складної будови частка дрібнодисперсної фракції є збільшеною і не пов'язана з фільтраційними властивостями. Використання сталих величин фізичних параметрів, якщо вони залежать від декількох параметрів, не дає змогу достовірно розв'язувати поставлену задачу. Тому, нами вперше рекомендується використовувати залежність фізичних і геологічних параметрів, як критерій оцінки впливу структури порового простору на фільтраційні властивості порід-колекторів.

В роботі проведено дослідження зв'язку зміни електричного опору при вилученні порової води з колектора за умови зростання тиску, з вмістом залишкової води. Виходячи з рівняння М. Леверетта (2.4) градієнт зміни залежності об'єму вилученої води від величини тиску, напряду залежить від структури порового простору. Результати досліджень дозволяють одержати критерій для оцінки фільтраційних властивостей.

До альтернативної методики визначення кривих капілярного тиску відноситься методика центрифугування, яка дає можливість встановлювати зв'язок динаміки коефіцієнта водонасиченості з електропровідністю колектора. В роботах Вендельштейна Б.Ю., Горбенко А.С. [45, 46] показано, що цей метод у порівнянні з класичним методом напівпроникної мембрани, дає високу ступінь зіставлення результатів визначення $K_{зв}$.

Для дослідження зв'язку структури порового простору з функцією зміни електричного опору від вмісту залишкової води використані результати вимірювань P_n і K_v , які одержані методом центрифугування. Зразки керна, які

описують візейські і турнейські відклади, вибрані з Кулічихінського, Тимофіївського і Пролетарського родовищ (додаток Б). Для виділення впливу окремих аргументів функції колекція зразків була поділена на групи. Кожна група характеризується однаковими значеннями коефіцієнта пористості ($K_n = \text{const}$ у межах $2\Delta_0$), інші фізичні властивості зразків мають власну варіацію значень. Дослідження групи зразків за умовою стабілізації об'єму порового простору дало можливість вивчати вплив геометрії пор. Для підкреслення впливу структури порового простору нами досліджується залежність $P_H = f(K_e, r)$, тобто коефіцієнт водонасичення нормується величиною середнього гідравлічного радіуса r . Для визначення величини r за моделлю Тарцагі пропонується приймати величину $r = Kn / S_y$, де S_y - питома поверхня порового простору, величина якої визначається за рівнянням Козені І.:

$$S_y = C \cdot \sqrt{\frac{Kn^3}{Knp}}, \quad (2.7)$$

де C – коефіцієнт пропорційності,

K_{np} – коефіцієнт проникності,

K_n – коефіцієнт пористості,

Підставивши значення питомої поверхні у рівняння (2.7) отримуємо значення гідравлічного радіусу.

$$r = C \cdot \sqrt{\frac{Knp}{Kn}}, \quad (2.8)$$

Роботами Діярова Д.О., Іванова В.А, [47] також експериментально підтверджено зв'язок максимального радіусу пор з величиною $\sqrt{Knp / Kn}$.

Нормалізувавши величину K_e значенням гідравлічного радіуса, дослідимо властивості залежності $P_H = f(K_e, \sqrt{Knp / Kn})$.

На рисунку 2.4 наведені залежності параметру насичення (P_n) і нормалізованого значення K_s для двох груп зразків (діапазон зміни коефіцієнта пористості представлено на графіку). Встановлені залежності описуються степеневою функцією і характеризуються високим коефіцієнтом кореляції ($R=0,94\div 0,98$). Видно, що градієнти одержаних функцій, які описуються показником ступеня m , відрізняються між собою. Розглянемо два зразка: один з $K_{np}=2,350$ мкм², для якого показник ступеня m складає 1,47, а другий з $K_{np}=0,00401$ мкм² і $m = 2,0$. Такі значення коефіцієнтів залежності вказують на різну швидкість витіснення води з порового простору і відмінні характеристики початку витіснення, тобто, на різний характер розподілу співвідношень діаметра порових каналів. Це дійсно за умовою, що $K_n = const$.

На рис. 2.4 спостерігається характерний зв'язок положення ліній графіків з коефіцієнтом проникності. Відмічено, що при однакових об'ємах порового простору графіки залежностей розташовуються з початку осі координат за зростанням коефіцієнту проникності.

Одержана нами характеристика розподілу функції $P_n = f(K_s, r)$ вказує на залежність коефіцієнтів функції від структури порового простору [48].

Розглянемо випадок коли $K_{np} = const$. У вибірку ввійшли зразки, які мають різний об'єм порового простору і однаковий коефіцієнт проникності $K_{np} = 2,350$ мкм² і $K_{np} = 2,835$ мкм². Для них коефіцієнт m знаходиться у межах $1,47 \div 1,473$. Зразки з $K_{np} = 0,1769$ мкм² і $K_{np} = 0,229$ мкм² характеризуються коефіцієнтом m в межах $1,60 \div 1,65$. Подібна характеристика свідчить про те, що для різних об'ємів порового простору швидкість витіснення води залежить від діаметра пор і для цих конкретних зразків геометрія пор різна.

Розглянемо зразки з $K_{np} = 0,0194$ мкм² і $K_{np} = 0,0172$ мкм², для яких коефіцієнт пористості також різний. Перший з них характеризується параметром $m = 1,70$, а другий – $m = 1,33$. Зменшення значення коефіцієнта m вказує на те, що характеристика зв'язку залежить в більшій мірі від геометрії пор, а в меншій від радіусу пор.

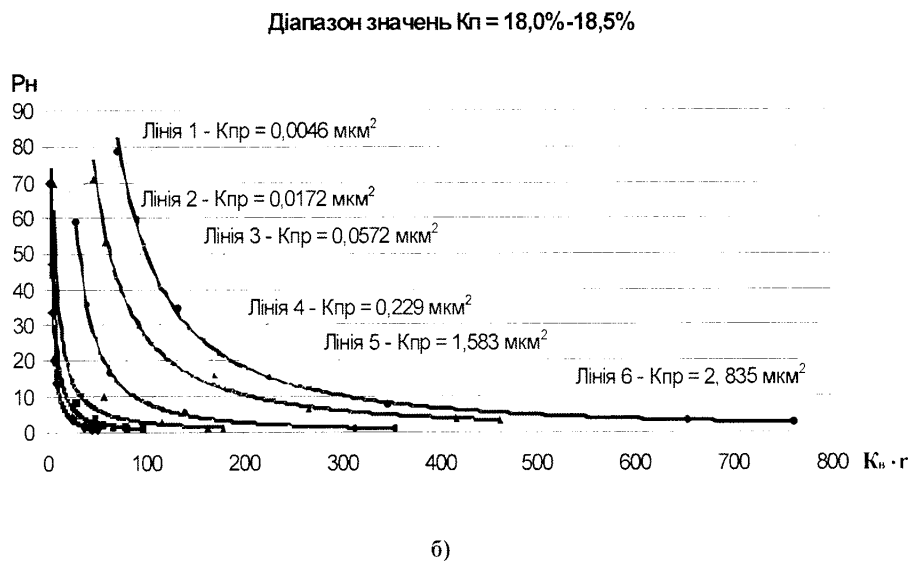
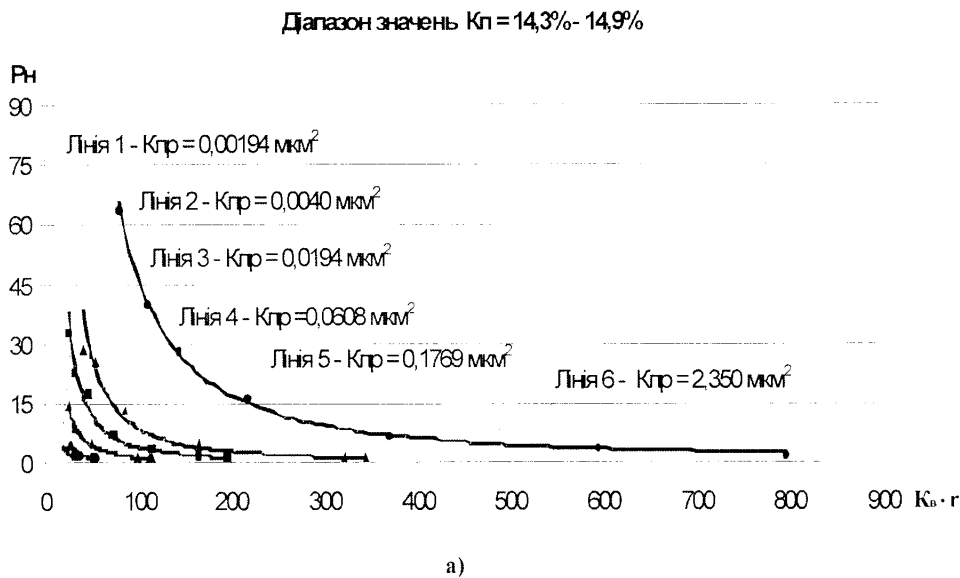


Рис. 2.4. Залежність параметру насичення і нормованого параметру коефіцієнта водонасичення ($K_b \cdot r$), за даними аналізу керна з Тимофіївського, Кулічихінського, Пролетарського родовищ.

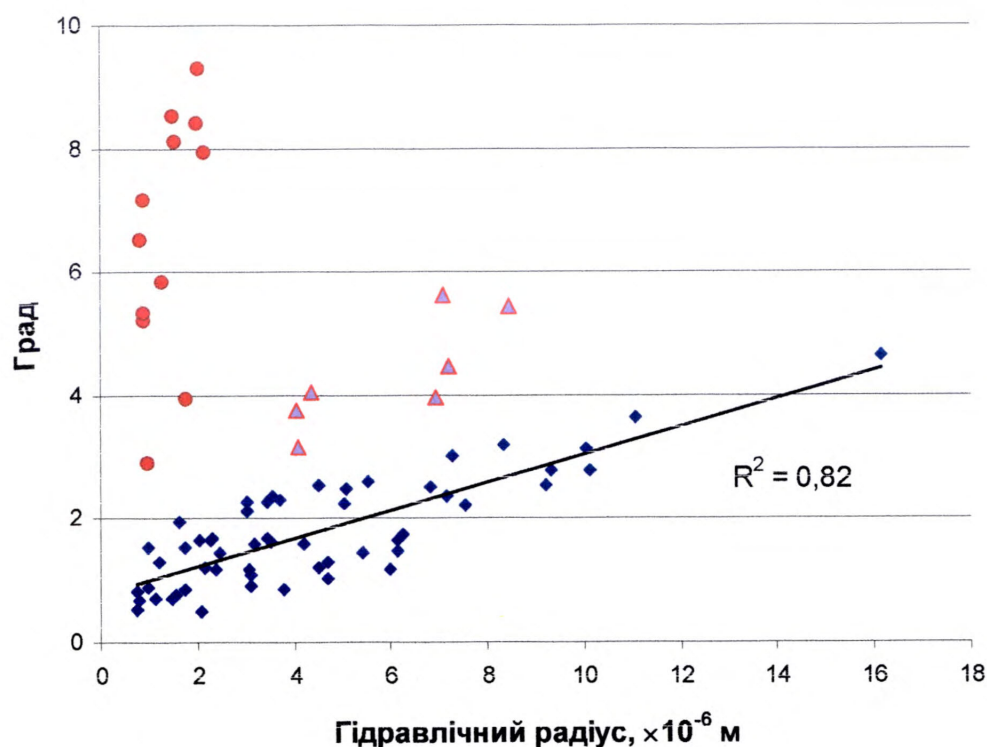
Результатами аналізу встановлено чіткій зв'язок параметрів ступеневої функції $P_H = f(K_e, r)$ з розподілом коефіцієнта проникності за умови рівності об'єму порового простору. Це вказує на значний вплив коефіцієнта проникності на параметр насиченості.

Розширимо границі вивчення зв'язку колекторських властивостей з водонасиченням і характером вилучення води з колектора. Розглянемо функцію $P_H = AK_e^{-m}$ і вивчимо зміну градієнта G витіснення води в різних діапазонах зміни аргументу K_e . Попередні дослідження вказують на те, що при різних тисках вилучення води з колектора, спостерігається зміна градієнта функції $P_H = AK_e^{-m}$, що залежить від колекторських властивостей. Для зручності використання функції з метою визначення характеру насичення порового простору колектора за електропровідністю пласта, її в палеточному варіанті переводять в лінійну, шляхом використання логарифмічного масштабу, що приховує зміну градієнта в різних діапазонах вимірювальної величини.

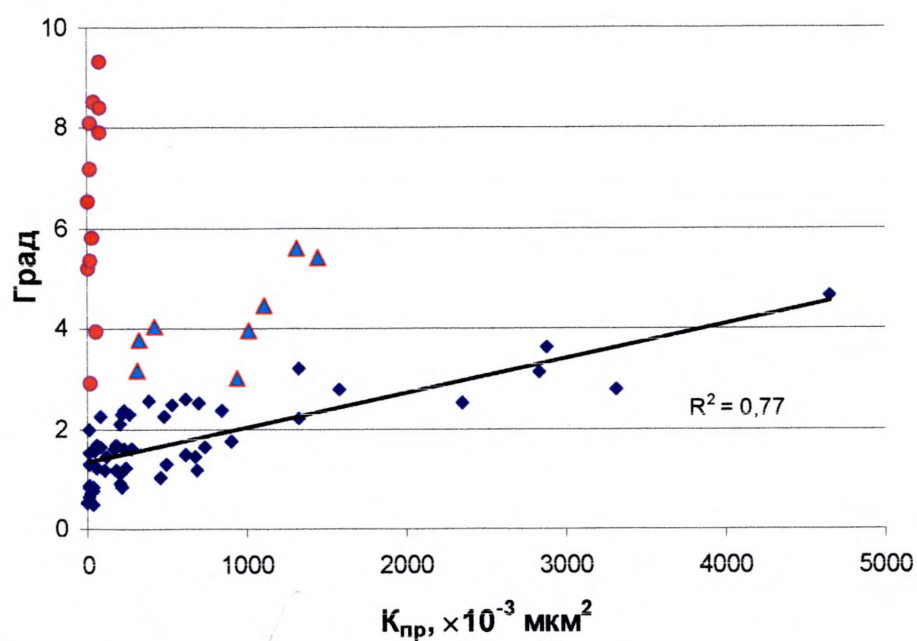
Для кожного зразка, на якому проведено центрифугування розраховувалось значення G за відомою формулою $\Delta f(K_e)/\Delta K_e$. Спочатку розглянемо зміну градієнта в діапазоні значень водонасиченості ΔK_e від 97% до 55%. Зміна величини G в цьому діапазоні вказує на невеликі значення градієнта, тобто діапазон зміни коефіцієнта водонасиченості на багато більший, ніж діапазон зміни електричних властивостей зразків. Повільне зростання опору зразка при збільшенні кількості обертів центрифуги зумовлено в основному об'ємом води, яка вилучається з порового простору, що характеризується порами великого радіусу.

Зі збільшенням кількості обертів центрифуги (тиску на поровий флюїд) градієнт функції зростає. Для дослідження зв'язку фільтраційно-ємнісних властивостей з швидкістю вилучення фільтрату визначались значення G для діапазону від K_{e3} до $K_e=35\%$. Результати представлені на рисунку 2.5.

Розглянемо зв'язок G з величиною гідралічного радіусу. На рис. 2.5(а) видно, що на перший погляд точки займають хаотичний розподіл.



а)



б)

● - 1 група ▲ - 2 група ◆ - 3 група

Рис. 2.5. Зв'язок градієнта функції $P_n = f(K_v)$, при вилученні флюїду, з параметрами колекторських властивостей (Тимофіївське, Кулічихінське, Пролетарське родовища).

Аналіз окремих зразків з позиції фільтраційно-ємнісних властивостей, літології і стратиграфічної характеристики вказує, що перша група відповідає дрібнозернистим пісковицям з високою пористістю і відносно невеликою проникністю, які відносяться до порід Пролетарського родовища. Достатньо висока пористість ($K_n = 16,0 \div 17,5$) і невеликий радіус пор при витісненні води зумовлює високий градієнт.

Для другої групи характерна відносно висока пористість і проникність. Ця група відноситься до пісковиць грубозернистих, але зі збільшеною часткою дрібних пор.

Зменшення градієнта на кінцевій стадії вилучення для третьої групи точок пояснюється тим, що зразки не мають мікропор, тобто при досягненні певного тиску фільтрат з пор вилучається майже повністю за виключенням міктокапіляр. Залишкова водонасиченість невелика $K_{ze} = 5,1 \div 8,0$. Для цієї групи чітко спостерігається залежність градієнта від колекторських властивостей (r).

Слід зазначити, що для такої групи зразків вилучення запасів з родовища необхідно проводити за спеціальною схемою розробки з урахуванням необхідного тиску для вилучення.

На рис. 2.5(б) наведена залежність градієнта функції $P_n = f(K_e)$ від коефіцієнта K_{np} . Характеристика зв'язку G з K_{np} чітко вказує, що існує вплив об'єму порового простору на вилучення флюїду.

З аналізу залежності зміни характеру насичення від тиску зроблено висновок про те, що починаючи з певної величини тиску (початковий стан) залежність $P_n = f(K_e)$ характеризує більше вплив капілярних властивостей порового середовища, ніж залишкову водонасиченість, а в межах великих значень тиску збільшується вплив структури порового простору на величину залишкової водонасиченості.

Дослідження зв'язку градієнта зміни опору пласта від тиску вилучення флюїду з пор вказує на чітку обумовленість зміни електропровідності породи від структури і геометрії пор. Тобто, динаміка зміни фізичного параметру

(електропровідності) пов'язана з структурою порового простору. За коефіцієнтами зв'язку можна проводити розділення порід-колекторів на групи з однаковими властивостями порового простору та використовувати динамічний параметр зв'язку як критерій оцінки впливу структури порового простору на фільтраційні властивості порід-колекторів.

Розглянута залежність фільтраційної характеристики порід-колекторів від будови порового простору вказує на те, що головною особливістю методики визначення K_{np} за геофізичною інформацією повинна бути технологія, у якій надається перевага проведенню ідентифікації порід за характеристиками порового простору, а не визначаються параметри структури порового простору. Ідентифікація дозволить виділити групу порід з однаковою будовою пор для яких характерний щільний зв'язок K_{np} з K_n .

2.3. Методичні аспекти визначення коефіцієнта проникності за результатами геофізичних досліджень свердловин

Визначення коефіцієнта проникності за геофізичною інформацією розширює можливості деталізації геолого-фільтраційної моделі. Використання геофізичних даних потребує проведення лабораторних досліджень керн з метою визначення коефіцієнтів емпіричних залежностей і локального налаштування параметрів алгоритмів. Необхідно зауважити, що лабораторні методи визначення фільтраційно-ємнісних властивостей покладів мають недоліки: дискретність визначення властивостей в розрізі свердловини; складність прив'язки кернового матеріалу до глибини; складність підготовки зразків керн для досліджень; утворення вторинних тріщин в зразках породи при вилученні керн з свердловини і підготовці до спеціальної форми; обмеженість об'єму і геометричних розмірів зразка та інші. В цьому випадку доцільно проводити дослідження на великому об'ємі кернового матеріалу, які вибрані з різних регіонів. Це дає можливість проводити фізичне моделювання на основі використання системи вибору ідентифікованого параметру ємнісно-

фільтраційних властивостей за рахунок формування групи зразків, для яких один з параметрів є сталою величиною у межах інтервалу визначеності, тобто $2\Delta_0$ (Δ_0 – абсолютна похибка).

Гідродинамічні дослідження є найбільш об'єктивними при одержанні інформації про фільтраційні властивості покладів в межах присвердловинного простору. Але ці методи визначають тільки інтегральну характеристику в інтервалі перфорації продуктивних відкладів і не дозволяють скласти детальну фільтраційну модель родовища.

Для визначення коефіцієнта проникності за геофізичними методами необхідно встановити ознаки фізичних полів, які пов'язані з структурою порового простору і провести ідентифікацію продуктивних розрізів на основі геофізичної інформації, за умовами басейну осадонакопичення, які впливають на формування структури порового простору.

Дослідження зв'язків фільтраційних властивостей порід і геофізичних параметрів проведено на колекції зразків гірських порід, які відібрані з Кулічихінської, Тимофіївської, Яблунівської і Матвіївської площ (додатки А, В). Вибір зразків теригенних порід з різних стратиграфічних горизонтів і літологічних характеристик (крупно-, середньо- і дрібнозернистих пісковиків) зроблено для пошуку узагальненої моделі зв'язку K_{np} з геофізичними параметрами.

На першому етапі проведено оцінку зв'язку коефіцієнта абсолютної проникності з об'ємом порового простору (рис 2.6). Побудова залежності проводилась в лінійному масштабі - коефіцієнт пористості і у логарифмічному - коефіцієнт проникності. Представлення цієї залежності дало можливість скласти уяву про однорідності фільтраційних властивостей порід нафтогазових родовищ ДДЗ.

На рис. 2.6 спостерігається, що коефіцієнт кореляції невисокий і вказана залежність описує фільтраційну модель з низькою ступінню достовірності; відносна похибка велика ($\delta = 0,63$). Це пояснюється тим, що вибрані зразки описують породи з родовищ ДДЗ, які мають різні геологічні умови.

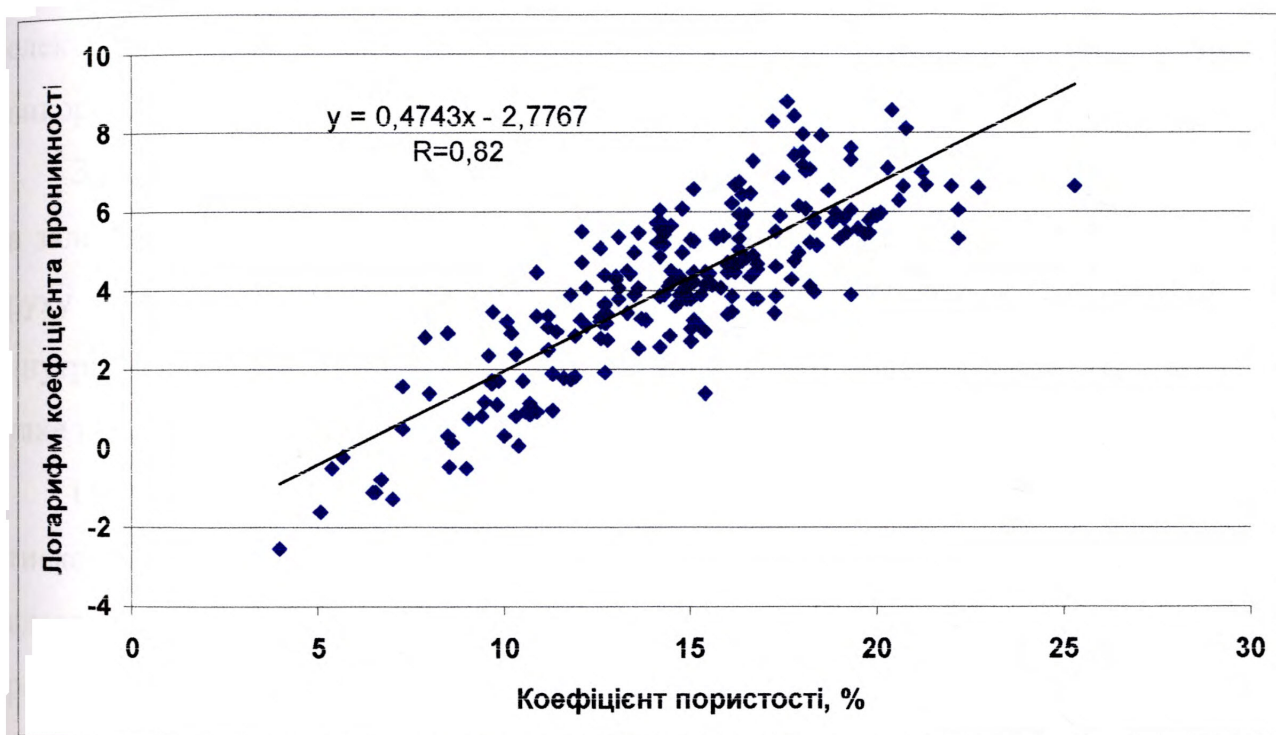


Рис. 2.6. Узагальнена залежність коефіцієнта проникності від коефіцієнта пористості для пісковиків родовищ ДДЗ.

Аналіз зв'язку K_{np} з фізичними параметрами порід-колекторів проводився на різних моделях. Враховуючи проведені дослідження, що вказує на чітку залежність K_{np} від коефіцієнта пористості за умови ідентичності структури порового простору, необхідно визначитися з комплексними фізичними параметрами, які пов'язані з властивостями порового простору.

Фізичні параметри, такі як електропровідність, сповільнення теплових нейтронів, швидкість проходження пружних хвиль в певних пропорціях пов'язані з фільтраційно-ємнісними властивостями порід і структурою порового простору. За основу вибрано електропровідність, а точніше частка електричного опору, яка відповідає одиниці об'єму порового простору, тобто використовується параметр, який визначається відношенням $B=P_n/\Delta T(K_n)$.

Застосування такого параметру дає змогу підкреслити зміну опору породи в залежності від особливостей шляху руху іонів у поровому просторі. Шлях руху іонів обумовлено об'ємом порового флюїду і структурною будовою внутрішнього простору (звивистість, діаметр зерен, адсорбційні властивості і таке інше).

Проведено дослідження зв'язку зміни електропровідності колектора з тиском вилучення порової води підтверджують прямий зв'язок електричних властивостей з будовою порового простору [22]. Окрім того, найбільш розповсюджені моделі електропровідності колекторів [19, 46, 49, 50, 51, 52] вказують на залежність електричного опору порід від вільної частки флюїду в порах і поверхневої електропровідності, а поверхнева електропровідність відображає структуру порового простору. На рис. 2.7 представлено зв'язок коефіцієнта проникності з параметром B .

Необхідно зауважити, що величина об'єму порового простору (K_n) визначається за результатами методу акустичного каротажу. Залежність (див. рис. 2.7) характеризується збільшенням коефіцієнту кореляції ($R=0,87$), що підтверджує зв'язок електричних властивостей породи з будовою порового простору.



Рис. 2.7. Узагальнена залежність коефіцієнта проникності від комплексного геофізичного параметру для пісковиків родовищ ДДЗ.

Одержана залежність для широкого класу порід гранулярного типу описується рівнянням

$$\ln K_{np} = -C_1 \ln(P_n / \Delta T(K_n)) + C_2 \quad (2.9)$$

де C_1, C_2 – коефіцієнти рівняння

P_n – параметр пористості,

K_n – коефіцієнт пористості,

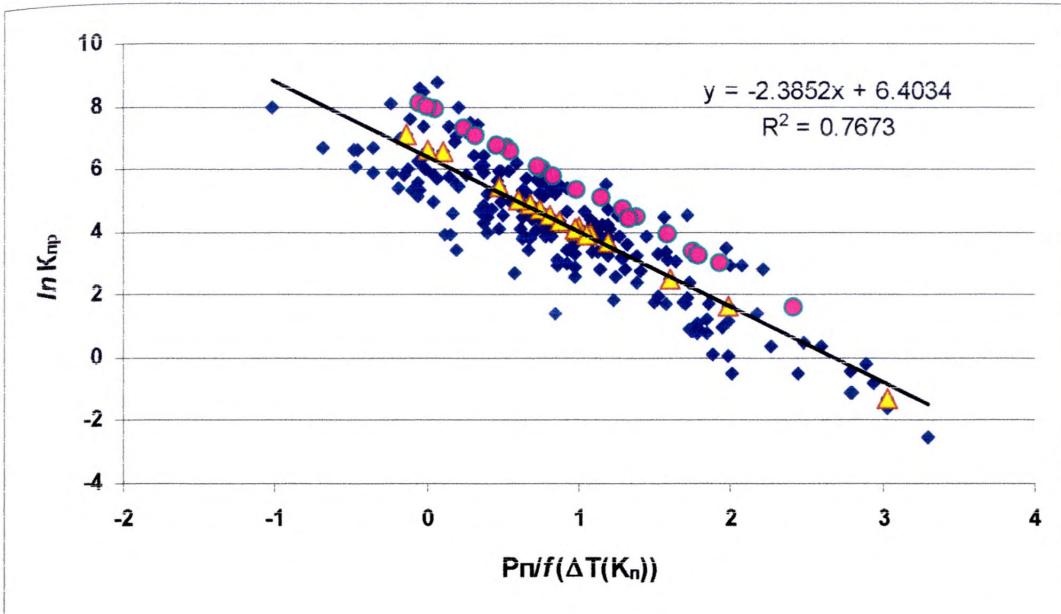
ΔT – час проходження повздовжніх хвиль.

Проведемо аналіз розподілу точок залежності. Діапазон зміни коефіцієнта проникності для фіксованого значення параметру В достатньо великий. Так, при $B=1,14 \div 1,17$ коефіцієнт проникності змінюється від $0,016 \text{ мкм}^2$ до $0,248 \text{ мкм}^2$. Розділимо зразки колекції за значенням коефіцієнта C_2 , тобто виберемо колекцію зразків для яких коефіцієнт C_2 є величиною сталою.

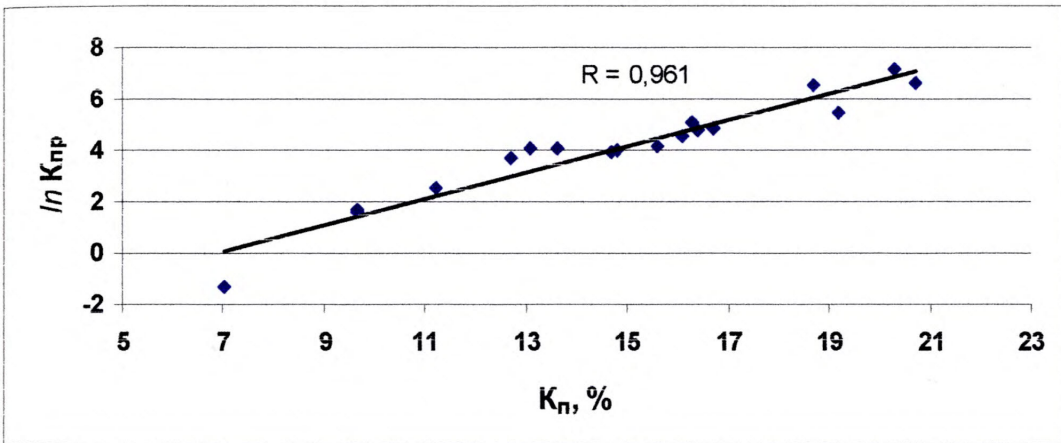
На рис. 2.8(а) приведено характеристику зв'язку пористості та проникності в якій виділено дві групи точок для яких значення C_2 є фіксовані. Так, для верхньої групи - $C_2=7,98$, а для нижньої - $C_2 = 6,61$. Для виділених точок проведемо оцінку зв'язку $K_{np} = f(K_n)$. Одержані залежності наведені на рис. 2.8 (б,в), характеризуються високими коефіцієнтами кореляції ($R=0,95 \div 0,96$). Невеликі розбіжності зумовленні загальним спектром похибок процесу виміру параметрів K_{np} , K_n на керновому матеріалі.

Високий коефіцієнт кореляції зв'язку $K_{np} = f(K_n)$ вказує на те, що вільний коефіцієнт C_2 є параметром, який об'єднує зразки з подібною функцією зміни будови порового простору. Ці зміни обумовлюють існування моделі, для якої спостерігається пропорційність у зміні фільтраційно-ємнісних параметрів K_{np} , K_n . Проведемо дослідження ознак, будови породи колектора, які обумовлюють такий характер залежності.

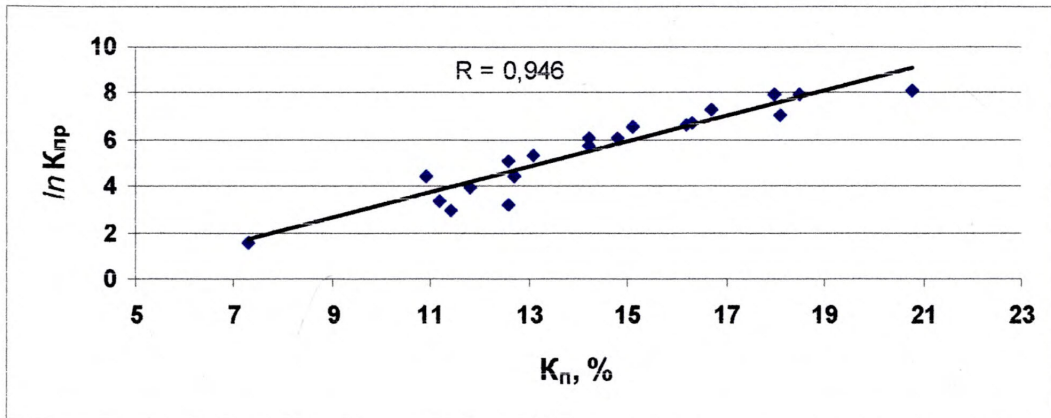
Розглянемо модель фільтрації рідини у породі-колекторі, для якої розподіл діаметра капілярів подібний до експериментальної моделі і записується відомим рівнянням [25]:



а)



б)



в)

● - 1 група ▲ - 2 група ◆ - 3 група

Рис. 2.8. Виділення границь точок з однаковим значенням коефіцієнта C_2 , характеристика зв'язку коефіцієнтів проникності і пористості.

$$K_{np} = 0,5(\sigma \cos \Theta)^2 K_n \int_0^1 \frac{dK_\epsilon}{p_\kappa^2(K_\epsilon)}, \quad (2.10)$$

де σ – поверхневий натяг,
 Θ – кут змочування,
 p_κ - капілярний тиск,
 K_n – коефіцієнт пористості,
 K_{np} - коефіцієнт проникності,
 K_ϵ – коефіцієнт водонасиченості.

В роботі [25] на основі рівняння (2.10) і (2.5) запропоновано модель проникності породи-колектора, яка описується формулою:

$$K_{np} = 0,25(r_{\max})^2 \sqrt{2\chi} \cdot K_1(2\sqrt{2\chi}) \cdot K_n, \quad (2.11)$$

де $K_1(2\sqrt{2\chi})$ - модифікована циліндрична функція Макдональда [53],

K_{np} - коефіцієнт проникності,
 K_n – коефіцієнт пористості,
 $r_{\max}$ – максимальний радіус пор.

З рівняння (2.11) спостерігається, що залежність $K_{np} = f(K_n)$ може характеризувати пропорційність параметрів K_{np} , K_n за умов відповідної зміни значень $r_{\max}$ і коефіцієнта χ . Дійсно за умов $K_n = \text{const}$ збільшення коефіцієнта проникності обумовлено зростанням радіусу пор і зменшенням значення структурного коефіцієнта.

Використовуючи результати досліджень кернового матеріалу (таблиця 2.3) проведемо аналіз зв'язків фільтраційних властивостей з параметрами K_n , $r_{\max}$, χ . На рис. 2.9 (а) наведена залежність коефіцієнта проникності від коефіцієнта пористості.

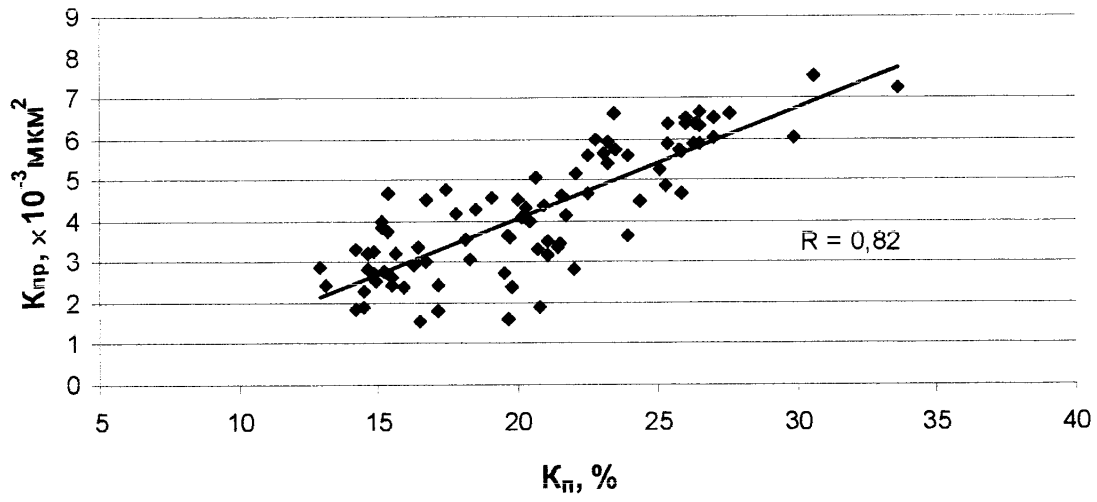
Таблиця 2.3. –

результати експериментальних досліджень параметрів порового простору
(за Івановим В.А.)

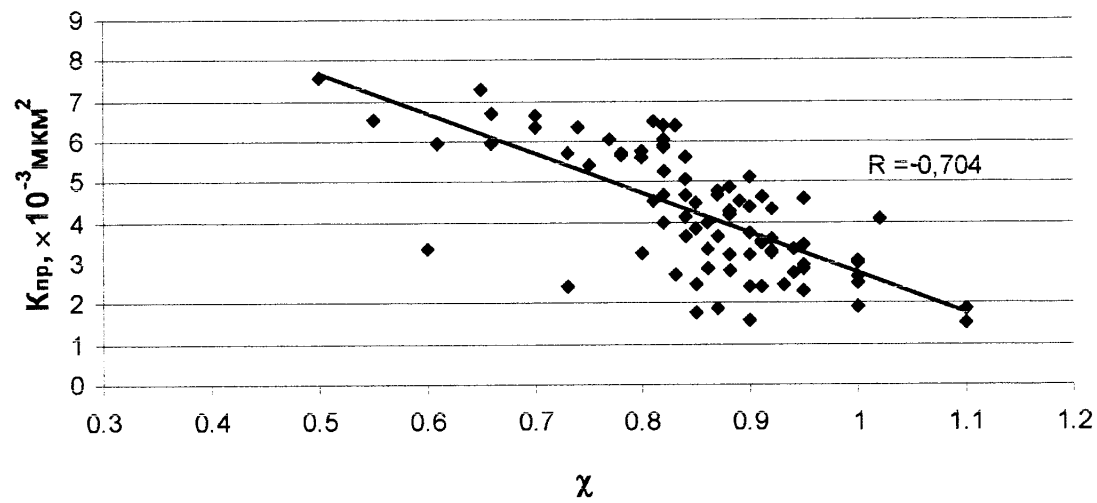
№ п/п	K _п , %	K _{пр} , ×10 ⁻³ мкм ²	Коефіцієнт гамма	Максимальний радіус пор, 10 ⁻⁶ м
1	2	3	4	5
1	20,9	80	0,9	11,3
2	26,4	600	0,82	20,4
3	26	600	0,83	21,2
4	26	670	0,81	21,3
5	23,4	750	0,7	18,6
6	22,1	170	0,9	16
7	25,4	575	0,7	13
8	21,7	62,2	0,84	7,85
9	17,1	6	0,85	3,2
10	26,3	353	0,82	16,2
11	22,5	106	0,87	11,4
12	17,1	11,6	0,85	3,92
13	29,9	422	0,82	16,4
14	25,1	194	0,82	12,4
15	21,1	24	0,88	5,95
16	23,9	38	0,84	5,95
17	25,9	109	0,84	9,3
18	19,6	4,9	0,9	2,95
19	23,1	287	0,78	13,5
20	21,1	33	0,91	7,45
21	25,8	306	0,73	12,5
22	26,5	359	0,82	16,5
23	27,6	755	0,7	17,6
24	26,5	558	0,74	16,5
25	22,5	267	0,84	16,5
26	25,4	353	0,82	16,5
27	23,5	316	0,8	15,4
28	21,5	31,9	0,95	8
29	19,06	96	0,95	14,9
30	25,3	129,6	0,88	12
31	25,9	295	0,78	13,5
32	15,1	53	0,82	8,3
33	16,5	4,7	1,1	4,65
34	20,6	155	0,84	11,4
35	21,4	28,1	0,86	5,95
36	15,9	11	0,73	2,98
37	19,8	10,9	0,9	4,4
38	15,1	47	0,85	8,4
39	20,4	55	0,86	8,3
40	23,9	271	0,8	13,5
41	14,2	6,5	0,87	3,73

Продовж. табл.2.3.

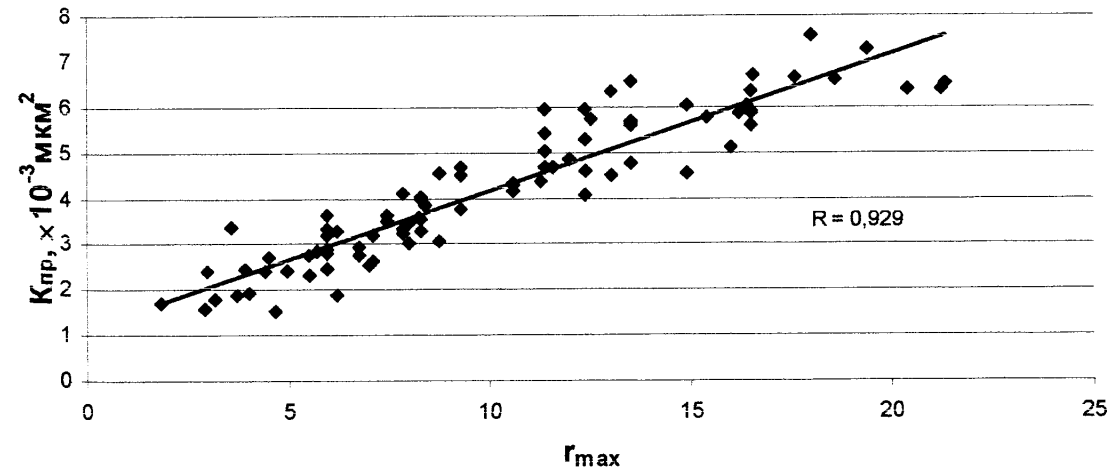
1	2	3	4	5
42	27	415	0,77	14,9
43	13,6	5,5	0,6	1,86
44	30,6	1912	0,5	18
45	26,5	786	0,66	16,55
46	27	694	0,55	13,5
47	16,4	28,5	0,6	3,6
48	22,8	389	0,66	12,4
49	33,6	1437	0,65	19,4
50	20	92,7	0,81	8,75
51	23,2	387	0,61	11,4
52	14,8	15	0,83	4,5
53	23,2	222	0,75	11,4
54	20,8	6,7	1	4,03
55	18,3	21	1	8,75
56	16,24	18,7	0,95	6,77
57	19,6	37,9	0,87	7,45
58	14,5	6,6	1,1	6,2
59	16,7	20	1	8
60	15,5	14	1	7,12
61	24,4	88,5	0,85	9,3
62	20,7	27,7	0,94	7,85
63	18,1	35,2	0,91	8,29
64	18,5	73	0,88	10,6
65	14,9	12,5	1	6,99
66	20,3	76	0,92	10,6
67	14,2	27	0,92	8,29
68	22	17	0,95	5,72
69	14,8	26	0,8	6,2
70	19,5	15,5	0,94	5,52
71	15,6	24,4	0,9	7,1
72	15,5	11,3	0,91	4,96
73	14,6	16,6	0,88	5,96
74	15,35	108	0,82	11,6
75	15,36	42,9	0,9	9,3
76	17,8	64,9	0,88	10,6
77	21,6	100	0,91	12,4
78	16,72	91,8	0,89	13
79	17,4	116	0,87	13,5
80	14,6	25,3	0,92	7,85
81	12,86	17,6	0,86	5,95
82	20,1	58,1	1,02	12,4
83	13,07	11,6	0,93	5,95
84	19,7	36,1	0,92	8,26
85	14,5	9,96	0,95	5,5
86	15,2	16,02	0,94	6,78



а)



б)



в)

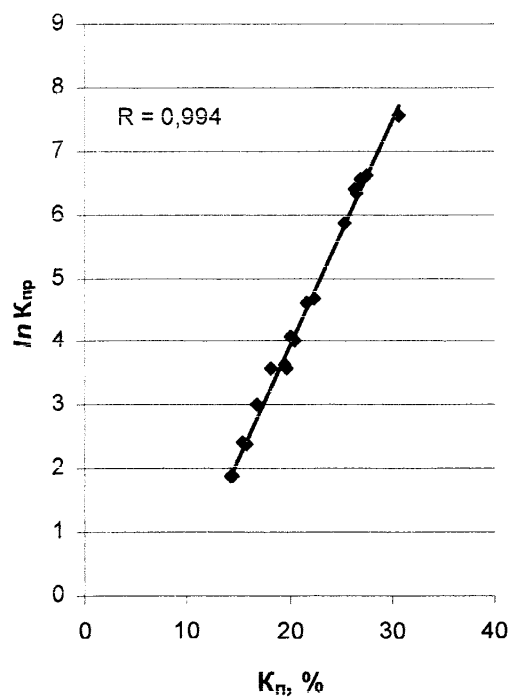
Рис.2.9. Характеристика зв'язку фільтраційних і колекторських властивостей, для пісковиків теригенних порід.

Залежність характеризується середнім значенням коефіцієнта кореляції, що вказує на значну диференціацію проникності при сталому значенні коефіцієнта пористості. Такий характер залежності вказує на вплив інших чинників на щільність зв'язку.

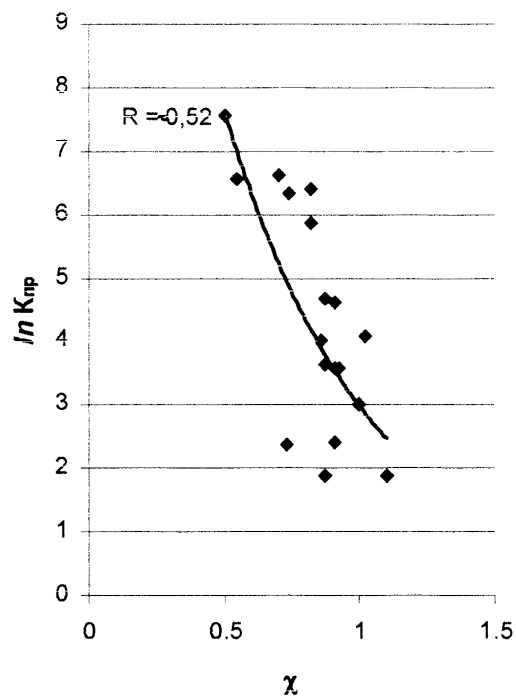
На рис. 2.9 (б, в) наведені залежності фільтраційних властивостей і параметрів порового простору (r_{max} , χ), що характеризуються різними коефіцієнтами кореляції. Так, для залежності $K_{np}=f(\chi)$ коефіцієнт кореляції складає 0,704, а для залежності $K_{np}=f(r_{max})$ – $R = 0,929$. Характер зміни коефіцієнта кореляції доводить, що параметр r_{max} є домінуючим чинником, який зумовлює пропорційну залежність коефіцієнта проникності і пористості. Частка впливу структурного коефіцієнта χ на фільтраційні властивості є меншою, але, як було доведено за результатами аналізу ртутної порометрії, максимальний радіус не є єдиним чинником, який визначає щільність залежності проникності і пористості. Аналіз залежностей вказує на вплив структурного коефіцієнта порового простору на фільтраційні властивості колектора.

Для поглиблення аналізу впливу структури порового простору на фільтраційні властивості виберемо зразки, для яких спостерігається висока щільність зв'язку коефіцієнта проникності і пористості. На рис. 2.10 (а) залежність $K_{np}=f(K_n)$ для відібраних точок характеризується високим коефіцієнтом кореляції.

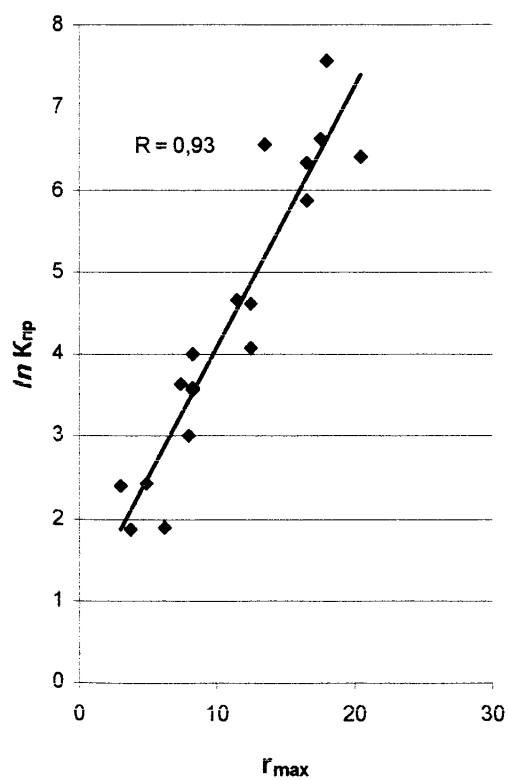
Залежність $K_{np}=f(\chi)$ (рис. 2.10 (б)) має малий коефіцієнт кореляції 0,704, що вказує на меншу частку вкладу структурного коефіцієнта у загальну залежність. Залежність $K_{np}=f(r_{max})$ характеризується значно кращою щільністю зв'язку, коефіцієнт кореляції дорівнює 0,93. Встановлена щільність зв'язку $K_{np}=f(r_{max})$ і $K_{np}=f(\chi)$ підтверджує залежність коефіцієнта проникності від параметрів структури порового простору кожен з яких має певну частку впливу. На рис. 2.10 (г) наведена залежність коефіцієнта проникності від комплексного параметру r_{max}/χ , який може вказати на взаємозв'язок максимального радіуса і структурного коефіцієнта.



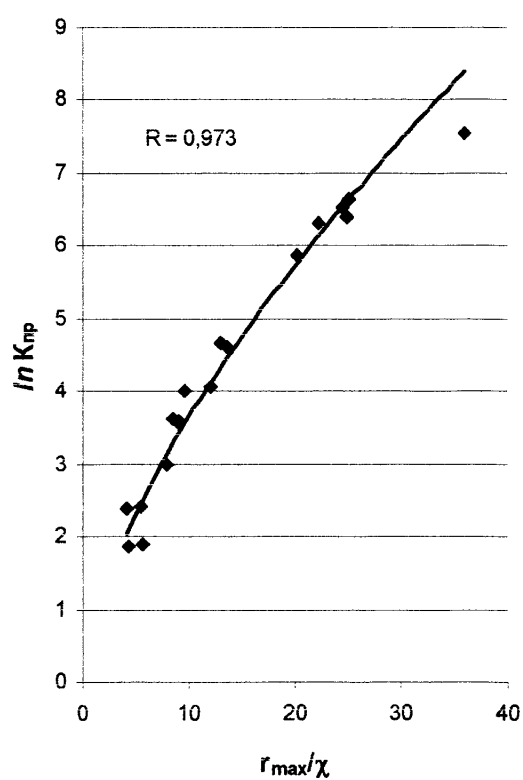
а)



б)



в)



г)

Рис.2.10. Залежності фільтраційних і колекторських властивостей для групи зразків з однією структурою порового простору для пісковиків теригенних порід.

Представлена залежність характеризується високим коефіцієнтом кореляції $R=0,97$. Значна щільність зв'язку коефіцієнта проникності з комплексним параметром r_{max}/χ вказує на те, що для вибраних зразків, де існує висока щільність зв'язку $K_{np}=f(K_n)$, ця залежність визначається структурою порового простору, тобто максимальним радіусом і структурним коефіцієнтом.

Аналіз моделей фільтраційних властивостей колектора на основі електропровідності порового простору (2.9) і на основі параметрів структурних і ємнісних властивостей (2.11), вказує на те, що коефіцієнт C_2 можна характеризувати, як функцію двох змінних, максимального радіусу пор r_{max} і структурного коефіцієнта χ , який описує геометрію порового простору. Окрім того, коефіцієнт C_2 дає змогу групувати зразки порід, для яких існує залежність $K_{np} = a_1 K_n \pm a_2$ (a_1, a_2 – сталі що характеризують геологічний простір), яка описується високим коефіцієнтом кореляції.

Розглянуті нами характеристики зв'язку коефіцієнта проникності з геофізичним параметром дало можливість запропонувати залежність для визначення фільтраційних властивостей. Визначальною ознакою застосування геофізичної інформації для визначення K_{np} є необхідність ідентифікації зразків за структурою порового простору [54]. Розглянуті параметри структури порового простору, які впливають на зв'язок коефіцієнта проникності і пористості визначаються на керновому матеріалі в лабораторних умовах і деякі з них відносяться до спеціальних досліджень (ртутна порометрія, капіляриметрія та інші).

Одержання цієї інформації пов'язано зі значними труднощами під час лабораторних досліджень та відбору кернового матеріалу. Така ситуація зумовлює необхідність пошуку застосування геофізичної інформації для ідентифікації порід продуктивних відкладів за структурою порового простору. Один з варіантів побудови фільтраційної моделі на основі ідентифікації порід розглянуто в нашій роботі [55]. Можливості ідентифікації порід за структурою порового простору розглядаються у наступних розділах.

2.4. Аналіз зв'язку фільтраційних властивостей колекторів з розподілом діаметра зерен скелета породи та класифікація колекторів

Одним з головних чинників, що впливає на фільтраційні властивості колекторів і характеристики зв'язку коефіцієнта проникності і пористості є діаметр порових каналів. Вивчення розподілу діаметра пор колектора можна провести за результатами гранулометричного аналізу. Діаметр уламкового матеріалу скелета породи і ступеня упаковки є основним чинником, що формує діаметр пор і визначає характеристику порового простору. На необхідність проведення типізації порід при визначенні проникності за геофізичними даними викладено у роботі [56]. Характеристика уламкового матеріалу порід-колекторів описується за результатами досліджень. Дослідження гранулометричного аналізу базувалося на лабораторних вимірюваннях зразків вибраних з візейських відкладів Тимофіївського, Кулічихінського родовищ (додаток Д).

Для проведення аналізу фільтраційних властивостей використано фізичне моделювання на основі вибору фіксованого параметра ємнісно-фільтраційних властивостей. Таким параметром вибрано об'єм порового простору. Це пов'язано з тим, що на зв'язок коефіцієнта проникності і пористості окрім об'єму порового простору впливають й інші чинники. Використання системи фіксованого параметру можливо за рахунок великої кількості зразків у колекції ($N=239$), на базі якої формуються групи зразків. Діапазон варіації параметру (K_n) визначається межами інтервалу $2\Delta_0$.

Опис кривої розподілу кількості зерен за діаметром при умові $K_n=const$ проводився за такими ознаками: середній розмір зерен, коефіцієнт асиметрії, діаметр частинок з максимальною модою, варіаційним розмахом.

Використовуючи зразки з однаковою пористістю, досліджено вплив форми кривої розподілу діаметра уламків скелета на фільтраційні властивості порід колекторів. Вибрані значення пористості за умови $K_n=const$ дозволяють врахувати вплив складової об'єму порового простору на зв'язок K_{np} від типу

кривої розподілу діаметрів зерен. Дослідженнями було виділено три типи форм кривих. До першого типу відносяться породи з нормальною характеристикою розподілу і невеликим коефіцієнтом асиметрії ($0,01 \div 0,09$); до другого типу відносяться породи з нормальною характеристикою розподілу і наявністю значного додатного або від'ємного коефіцієнта асиметрії; до третього типу відносяться породи з нормальним характером розподілу і змінним коефіцієнтом крутості (E^m , ексцес), тобто характеристика розподілу має низькоградієнтну або високоградієнтну форму. Необхідно зазначити, що варіаційний розмах для всіх характеристик майже однаковий.

На рисунках 2.11, 2.12 представлені приклади типів характеристики розподілу діаметра твердих частинок породи. На рис. 2.11(а,б) зображені зразки для яких частка одного з діаметрів зерен перевищує 50%, коефіцієнт варіації невеликий, а модальне значення знаходиться у діапазоні значень $0,10 \div 0,25$ мм (рис. 2.11(а)), та в діапазоні $0,25 \div 0,50$ (рис. 2.11 (б)). Видно, що при однаковій частці модальних значень розподілу зерен, але різних діаметрах, коефіцієнт проникності залежить від їх діаметра. Збільшення діаметра (середнє значення діапазону сита) від $0,17 \times 10^{-3}$ м до $0,37 \times 10^{-3}$ м приводить до збільшення проникності від $K_{np}=0,1046 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $K_{np}=0,9114 \cdot 10^{-3}$ мкм². Таким чином, при однакових значеннях об'єму порового простору, для першого типу характеристики розподілу, проникність породи буде залежати від ступеня сортування зерен і геометрії порового простору. Зі збільшенням діаметра зерен, просвітленість зростає. На рис. 2.11 (в,г) наведено приклад який підтверджує попередній висновок. Об'єм порового простору $K_n=16,1\%$.

Розмір зерен з середнім діаметром $0,175 \times 10^{-3}$ м є домінуючим і має частку у загальному об'ємі більше 60%. Як видно, різниця значень K_{np} невелика $\Delta K_{np}=0,0488 \cdot 10^{-3}$ мкм². Незначне зростання K_{np} (рис.2.11(г)) зумовлено збільшенням частки зерен діаметром $0,37 \times 10^{-3}$ м (з 10% до 18%). Тобто, для однакового об'єму порового простору зростання частки з більшим діаметром приводить до збільшення гідравлічного радіусу.

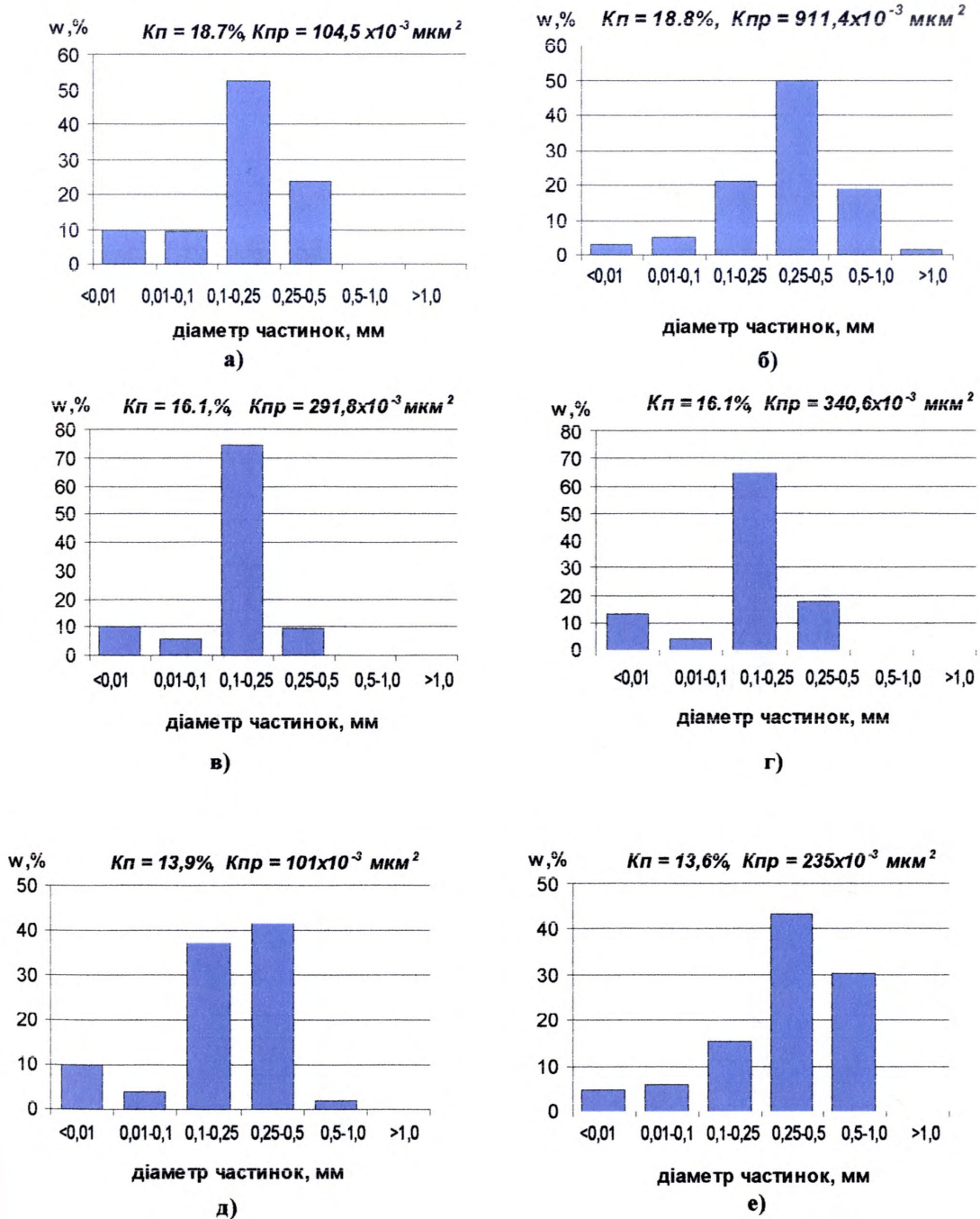
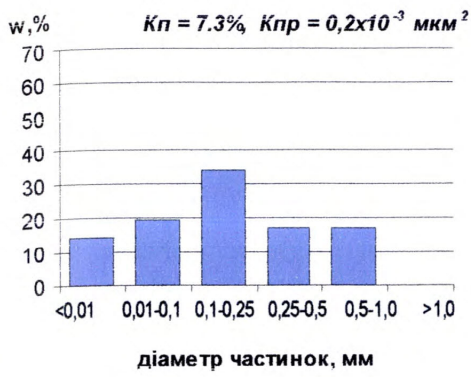
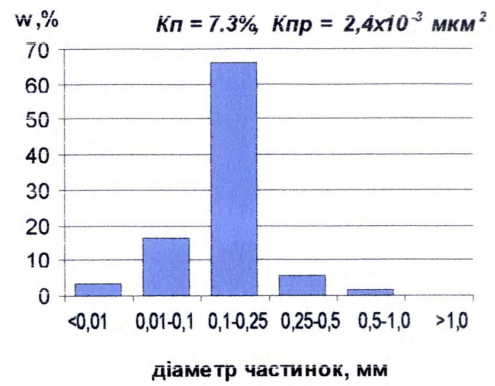


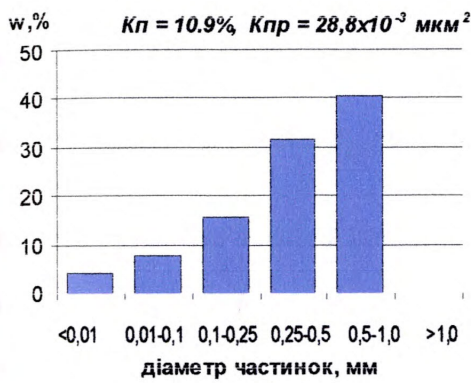
Рис. 2.11. Типи характеристик розподілу діаметра твердих частинок породи і ємнісно-фільтраційних властивостей для пісковиків теригенних порід



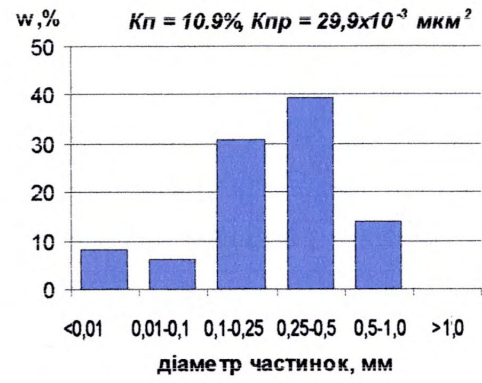
а)



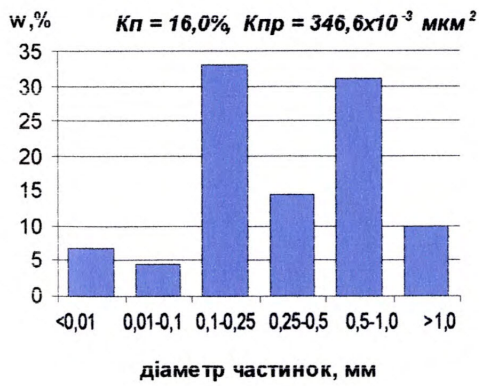
б)



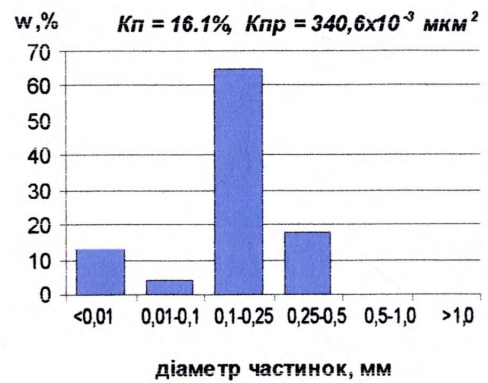
в)



г)



д)



е)

Рис. 2.12. Типи характеристик розподілу діаметра твердих частинок породи і ємнісно-фільтраційних властивостей для пісковиків теригенних порід

Відмітимо, що для першого типу форми розподілу зерен за діаметром, гірська порода характеризується високим ступенем сортування зерен у басейні осадонакопичення, тобто частка зерен одного діаметра перевищує 60% і тому, на величину проникності впливає в основному значення середнього діаметра зерен і частки зерен більшого діаметра.

Формування пористого середовища здійснюється, як правило, багатофракційною сумішшю зерен і не завжди у формі кульок. Діаметр зерен, як правило, поділяється на N класів у межах від 1 до N .

Кожен клас характеризується певними діаметром зерен d_g ($g = 1 \dots N$). Діаметри класів зерен утворюють геометричний ряд. Кількісна частка кожного g класу дорівнюватиме n_g і буде виконуватися умова $\sum_{g=1}^N n_g = 1$. Коефіцієнт пористості для багатофракційної суміші завжди буде меншим ніж при одному діаметрі і визначатиметься декрементом пористості. Для характеристики породи за декрементом пористості приймається коефіцієнт суміші α_p ($\alpha_p = d_p/d_{p-1}$), де p приймає усі значення від 1 до $(N-1)$. Загальний декремент пористості дорівнює сумі окремих значень декременту [18, 57].

$$\Delta_d = \sum_{p=1}^{N-1} \sum_{g=1}^{N-p} \alpha_p n_g n_{g+p} \quad (2.12)$$

де n_g - кількісна частка зерен,
 α_p - коефіцієнт суміші представлених зерен,
 p - приймає значення від 1 до $(N-1)$,
 Δ_d - загальний декремент пористості.

Різниця пористості модельного значення і реального, тобто багатофракційного, буде залежати від кількості зерен меншого діаметра суміші. Для першого типу характеристики розподілу різниця буде достатньо мала і порода характеризуватиметься відносно високою пористості. Для цього типу геометрію порового простору можна описати наближено моделлю

Сліхтера С. [21] тому, що невелика частка зерен меншого діаметра у незначній ступені змінює об'єм і геометрію пор.

Розглянемо приклад форми розподілу зерен скелета за діаметром – другого типу. На рис.2.11 (д,е) представлені зразки, що характеризуються нормальною функцією розподілу і однаковими модальними значеннями, але з додатною та від'ємною асиметрією. Для визначення коефіцієнта асиметрії варіаційного ряду розподілу діаметрів сит гранулометричного аналізу і враховуючи поліномінальний (другої ступені) характер при виборі, використати стандартну оцінку неможливо. Пропонується наступна формула:

$$A^m = (m^{M_0} - m_1^- - m_2^- - \dots m_N^-) - (m^{M_0} - m_1^+ - m_2^+ - \dots m_P^+) / m^{M_0} \quad (2.13)$$

де A^m – коефіцієнт асиметрії,

m^{M_0} - величина частки при модальному значенні,

m_N^- - величина частки менше m^{M_0} ,

m_P^+ - величина частки більше m^{M_0} .

Характеристика варіаційного ряду за значеннями A^m вказує на те, що коли переважають варіанти менші за m^{M_0} , то коефіцієнт асиметрії від'ємний і порода представлена дрібнозернистими фракціями. Якщо у варіаційному ряді перевищують варіанти більші за m^{M_0} , то коефіцієнт асиметрії додатний. В цьому випадку порода характеризується крупнозернистою фракцією.

На рис. 2.11 (д) спостерігається від'ємна асиметрія ($A^m=0,098$). Від'ємна асиметрія вказує на перевагу фракцій з меншим діаметром зерен у скелеті породи. Цей чинник пояснює відносне зменшення проникності зразка при однакових об'ємах порового простору. Додатна асиметрія характеристики розподілу зерен за діаметром вказує на зростання частки зерен з більшим діаметром (рис. 2,11 (е)), що привело до збільшення коефіцієнта проникності і при одному значенні коефіцієнта пористості. Для другого типу форми

розподілу, при умові $K_n = \text{const}$, коефіцієнт проникності буде залежати від коефіцієнта асиметрії.

Приклад третього типу форми розподілу діаметра зерен скелета породи представлено на рис. 2.12 (а,б). Зразки характеризуються однаковими модальними значеннями діаметрів зерен і нормальним законом розподілу. За коефіцієнтом крутизни характеристики розподілу, зразок на рис. 2.12 (а) відмічається значенням меншим за нуль ($E^m = -0,97$) і має пологоу форму, а зразок рис. 2.12 (б) більшим за нуль ($E^m = 4,7$). При однакових модальних значеннях і $K_n = \text{const}$ ($K_n = 7,3\%$) цей коефіцієнт вказує на можливі зміни коефіцієнта проникності колектора. При значенні коефіцієнта крутизни меншому за нуль, розподіл можна описати як рівномірний. При рівномірному розподілі виникає ситуація, при якій маленькі зерна розташовуються у проміжках між великими, що призводить до зменшення коефіцієнта пористості. Цей приклад підтверджує теоретичну залежність (2.13) декременту пористості від кількості фракцій і коефіцієнта суміші. Збільшення коефіцієнта варіації, розміру зерен, при умові, що коефіцієнт крутості менший за нуль, призводить до ускладнення геометрії порового простору. З прикладу видно, що при виборі зразків з однаковим об'ємом порового простору коефіцієнт крутості впливає на коефіцієнт проникності, тобто рівномірний розподіл приводить до зменшення просвітленості у порах за рахунок заповнення пор зернами дрібних фракцій. Такі статистичні оцінки розподілу діаметра зерен використані для критерійного опису структури порового простору.

Окрім розглянутих типів форм розподілу діаметра зерен, можна виділити і четвертий, хаотичний тип. На рис. 2.12 (в) наведена форма розподілу асиметрично зростаюча, а на рис. 2.12 (г) спостерігається нормальний закон розподілу. Як видно, при однакових значеннях K_n , K_{np} характер розподілу принципово різний. На рис. 2.12 (г,е) порівнюємо, при однакових значеннях K_n , K_{np} , двомодальний і нормальний закони розподілу. Для таких форм розподілу важко встановити залежність з проникністю. При однакових значеннях ємнісних і фільтраційних параметрів, структура порового простору

однакова, тобто різна форма розподілу діаметра зерен може створювати однакову структуру простору [22].

Слід зазначити окремо, що при однаковій кількості глинистої фракції і $K_n = \text{const}$ на величину коефіцієнта проникності більше впливає частка зерен з малим діаметром ніж глинистість породи, хоча, як правило, використовується залежність $K_{np} = f(\Delta J_\gamma)$ (ΔJ_γ – двійний різницевий параметр) для характеристики проникності порід. Такий факт ймовірно пояснюється тим, що із збільшенням ΔJ_γ для порід, які знаходяться у мілководному басейні накопичення осадових, збільшується і частка зерен малого діаметра та припускається, що це збільшення пропорційне.

Математичні моделі структури порового простору породи для визначення взаємозв'язків параметрів колекторських властивостей на основі опису гранулометричного складу з найбільшою достовірністю будуть описувати породи для першого типу форми розподілу зерен за діаметром. Кожний тип форми розподілу діаметра зерен має власну функцію зв'язку з коефіцієнтом проникності при фіксованих значеннях K_n , але враховуючи багатфакторний вплив, як діаметра частинок, так і співвідношення часток фракції, побудувати математичну модель складно. Це пояснює активне використання статистичних методів моделювання.

У загальному виходить, що характер розподілу діаметра зерен скелета теригенних порід гранулярного типу визначає диференціацію фільтраційних властивостей порід-колекторів за умови однакових об'ємів порового простору. Класифікація розподілу зерен скелета за діаметром, дало можливість проводити ідентифікацію об'єкту за геологічними ознаками структури порового простору. На виділених ділянках з однаковою характеристикою розподілу діаметра зерен скелета існує конкретна залежність фільтраційних і геофізичних параметрів, що дає змогу визначати коефіцієнт проникності за методикою описаною в розділі. Загальноприйняті форми ідентифікації порід-колекторів за ознакою стратиграфічного і літологічного поділу не завжди відображають фільтраційні властивості порід.

Висновки

На основі аналізу фізичних і фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід зроблені такі висновки:

1. Вперше доведено, що висока відносна похибка визначення коефіцієнта проникності за геофізичними даними зумовлена використанням інтегральних характеристик опису порового простору колектора при встановленні емпіричних залежностей (коефіцієнта пористості, залишкової водонасиченості).

2. Дослідженнями зв'язку фільтраційно-ємнісних властивостей з фізичними параметрами доведено, що параметри структура порового простору є домінуючими чинниками (розмір пор та їх форма, шляхи з'єднання між порами, властивості порових стінок, кількість великих пор і малих, їх співвідношення та інші), які впливають на диференціацію фільтраційних властивостей порід-колекторів складної будови за умов однакового об'єму пор.

3. На підставі модельних досліджень взаємозв'язків параметрів порід-колектору з фізичних властивостей одержані нові результати, які зводяться до наступних:

- встановлено, що показники степеневі функції параметра збільшення електричного опору колектора і коефіцієнта водонасичення залежать від розподілу фільтраційних властивостей порід-колекторів;

- показано, що при однаковому об'ємі порового простору градієнт віддачі води з порових каналів визначається середнім радіусом пор, їх геометрією і ступінню упаковки зерен породи;

- досліджено, що градієнт зміни опору породи зі збільшенням тиску вилучення флюїду з порового простіру має чітку залежність від структури і геометрії пор, що дозволяє проводити розмежування колекції зразків на групи за ознаками властивостей порового простору, і використовувати поділ на

групи, як критерій ідентифікації порід для визначення коефіцієнта проникності.

4. На основі даних лабораторних досліджень кернавого матеріалу теоретично і практично доведено, що головною умовою для уніфікації методики визначення коефіцієнта проникності за геофізичною інформацією необхідно проведення ідентифікації порід за властивостями структури порового простору, а не збільшення кількості параметрів моделі з структурних характеристик пор.

5. Доведено, що за результатами гранулометричного аналізу порід можна проводити класифікацію ідентичності зв'язку параметрів розподілу діаметра зерен скелета з фільтраційними властивостями за умовою однакового об'єму порового простору.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ ХАРАКТЕРУ НАСИЧЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ СКЛАДНОЇ БУДОВИ З МЕТОЮ КОНТРОЛЮ ЗА РОЗРОБКОЮ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ ДДЗ МЕТОДАМИ ГДС

Метод імпульсного нейтронного каротажу є головним при визначенні характеру насичення продуктивних відкладів на етапі розробки газових родовищ. Можливість визначення поточного коефіцієнта насичення пласта та положень міжфлюїдних контактів визначається суттєвою різницею нейтронних характеристик флюїдів, тобто нафти і мінералізованої води.

На достовірність визначення характеру насичення впливає багато чинників, які можуть знівелювати аномальний ефект між нейтронними властивостями вуглеводнів і пластової води. До таких чинників відноситься концентрація вмісту хлору в пластовій воді, об'єм порового простору, параметри свердловинних умов, мінеральний склад скелета колекторів та інші.

Для колекторів складної будови характерним є неадекватне відображення характеру насичення в нейтронних полях. Існуючі методики визначення характеру насичення в цих умовах не завжди задовільняють вимогам точності при розв'язанні геологічних задач. Моделювання нейтронних характеристик продуктивних пластів дало можливість визначитися з граничними умовами використання імпульсного нейтронного каротажу для визначення характеру насичення і вказати шляхи удосконалення методики визначення поточного коефіцієнта насичення пластів-колекторів.

3.1. Моделювання нейтронних характеристик продуктивних відкладів, представлених породами-колекторами складної будови

Модель середовища дає можливість досліджувати взаємозв'язки геологічних і фізичних параметрів породи-колектора. Модель, з одного боку, адаптує наші уявлення у вигляді системи рівнянь в реальну характеристику

об'єкту, а з іншого боку, представляє експериментальні дослідження у вигляді замкнутої системи об'єктивно існуючих законів, що характеризують геологічне середовище. Система рівнянь визначається параметричним описом геологічного об'єкта і необхідними межами вирішення геологічної задачі [58]. Геологічне середовище є складнобудованою і неорганізованою структурною системою, яка може описуватися різними фізичними законами, деякі з яких можуть взаємовиключати один одного, але, в решті-решт, описують реальні взаємозв'язки параметрів геологічного об'єкта. Формалізація процесу проведення моделювання дає змогу чітко визначати можливості одержання параметричного опису геологічного об'єкта на основі існуючої виміральної інформації і спрямовувати процес моделювання на вирішення поставленої задачі [59].

Моделювання нейтронних характеристик порід-колекторів газових родовищ України проводиться для теригенного комплексу порід мономіктового і поліміктового складу скелета породи. Головною особливістю нейтронної моделі є те, що вибрані нейтронні параметри для опису моделі визначаються імпульсним нейтронним каротажем у свердловинних умовах, а саме: імпульсним нейтрон-нейтронним каротажем за надтепловими нейтронами (ІННК-нт), імпульсним нейтрон-нейтронним каротажем за тепловими нейтронами (ІННК-т).

З достатньою для практики точністю, дослідження нейтронних властивостей гірських порід можна описати такими інтегральними параметрами, як: час сповільнення швидких нейтронів τ_s , довжина сповільнення L_s , довжина термалізації L_{th} , довжина дифузії теплових нейтронів L_ϕ , час життя теплових нейтронів τ_n і коефіцієнт дифузії D .

Дослідження просторово-часового розподілу теплових нейтронів і коефіцієнта дифузії можна проводити методами імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу. Параметри, що характеризують нейтронні властивості гірських порід є функцією багатьох чинників: концентрації водню у поровому просторі породи, мінерального складу скелета (особливо у породах з

полімінеральним складом), густини гірської породи, характеру флюїдонасичення, вмісту хлору у водах, який насичує породу-колектор, ємнісно-фільтраційних властивостей.

Для розв'язання геологічних задач методами нейтронного каротажу, необхідно спрогнозувати розподіл цих параметрів, тобто вирішити пряму задачу і проаналізувати розбіжності (похибку), які виникають при вимірюванні у свердловинних умовах. Вони можуть бути вирішені тільки тоді, коли існує тісний зв'язок між нейтронними і геологічними параметрами. Розв'язання прямої задачі обґрунтовується наступним: основами нейтронних методів у межах математичних моделей переносу елементарних частинок в геологічному середовищі; умовами вимірювання; впливом на результати вимірювання геометрії і властивостей присвердловинної зони; оптимізацією системи спостереження для вимірювання геофізичних параметрів; взаємозв'язками нейтронних і геологічних параметрів.

Достовірність розв'язання багатьох геологічних питань суттєво підвищується за умови комплексного використання декількох нейтронних параметрів, значення яких встановлюються імпульсним нейтронним методом у свердловинах, а також - результатів дослідження взаємозв'язків нейтронних параметрів з геолого-геофізичною інформацією для конкретних родовищ.

В практиці аналізу геофізичних досліджень для опису нейтронних властивостей частіше використовуються параметри часу життя теплових нейтронів τ_n і коефіцієнта дифузії D . Для розрахунку часу життя теплових нейтронів і коефіцієнта дифузії нами використані наступні формули [30]:

$$\tau_n = \left(\nu \sum_{i=1}^m N_i \sigma_{ai} \right)^{-1} ; \quad (3.1)$$

$$D = \frac{\nu}{3} \left(\sum_{i=1}^m N_i \sigma_{si} \right)^{-1} , \quad (3.2)$$

де $v = 2,2 \cdot 10^5 \sqrt{\frac{t^0 + 273}{293}} \text{ см/с,}$ - швидкість руху теплових нейтронів
(швидкість дорівнює $2,2 \cdot 10^5 \text{ см/с}$ при $t^0 = 20^\circ \text{C}$),

t^0 – температура $^\circ\text{C}$,

σ_{ai} – перетин поглинання теплових нейтронів ядрами i -го елемента,
 см^2 ,

σ_{si} – перетин розсіювання теплових нейтронів ядрами i -го елемента, см^2 ,

$N_i = \frac{A \rho n_i}{M}$ – кількість ядер i -го елемента в 1 см^3 сполуки,

A – число Авогадро, дорівнює величині $6,026 \cdot 10^{23}$ молекул в речовині
масою 1 г'моль ,

ρ – густина речовини, кг/м^3 ,

n_i – кількість атомів i -го елемента в молекулі сполуки,

M - молекулярна маса.

Розрахунки часу життя теплових нейтронів для основних породоутворюючих мінералів проводились за інформацією про характеристики взаємодії окремих хімічних елементів [35, 60, 61]. Основні породоутворюючі елементи O, Si, Al, Fe, Ca, Na, K, Mg, H, C за перетином поглинання теплових нейтронів характеризуються невеликими (від десятих до одиниць Барн) значеннями, за винятком аномально низьких значень для водню та кисню. В ряді хімічних елементів виділяються калій і залізо з підвищеним перетином поглинання ($2,07$ – $2,62$ Барн). В гірських породах присутні в невеликій кількості елементи з аномально великими значеннями розрізу поглинання (перевищуючими на два-три порядки) – це бор, кадмій, іридій, хлор, гадоліній, індій, які суттєво впливають на значення часу життя теплових нейтронів в породі.

Гірська порода розглядається як багатоконпонентне середовище. Основні компоненти осадової гірської породи – мінеральний скелет, вода, нафта і газ у поровому просторі представляються адитивною моделлю. Під час розрахунку нейтронних параметрів багатоконпонентного середовища спочатку визначали

значення нейтронних параметрів кожної із компонент, а потім нейтронні характеристики породи в цілому за наступними формулами:

$$\tau_n = \left(\sum_{i=1}^m \frac{q_i}{\tau_i} \right)^{-1} ; \tag{3.3}$$

$$D = \left(\sum_{i=1}^m \frac{q_i}{D_i} \right)^{-1} ; \tag{3.4}$$

де $q_1, q_2, \dots, q_m$ – відносний об’ємний вміст компонент,
 $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_m$ – значення середнього часу життя теплових нейтронів у окремих компонентах (мінералах) породи (мкс),
 $D_1, D_2, \dots, D_m$ – значення коефіцієнта дифузії нейтронів в окремих компонентах (мінералах) породи, см²/с,
 τ_n – час життя теплових нейтронів,
 D – коефіцієнт дифузії.

Розраховані значення параметрів нейтронних характеристик основних мінералів, що представляють породи ДДЗ наведені у таблиці 3.1 за результатами опису шліфів з мінерального складу.

Таблиця 3.1 –

Нейтронні дифузні характеристики мінералів та гірських порід

Мінерали і гірські породи	Склад (формула)	ρ , г/см ³	τ , мкс	$D \times 10^5$, см ² /с
1	2	3	4	5
Глинозем	Al ₂ O ₃	3,4	440	2,10
Каолін	Al ₂ O ₃ ·2SiO ₂ ·2H ₂ O	2,61	320	0,80
Гідрослюда	(K,H ₃ O)Al ₂ (OH ₂) [(Al,Si) ₄ O ₁₀]H ₂ O (KH ₇ O ₁₃ Al ₆ Si ₄)	2,2	204	0,48

Продовж. табл.3.1.

1	2	3	4	5
Монтморилоніт	$\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$	2,1	460	0,97
Байделліт	$\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{SiO}_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$	2,4	310	0,40
Вапнякова глина	Глина – 75%, CaCO_3 -25%	–	440	1,9
Мергель	Глина – 15%, CaCO_3 -85%	–	600	2,1
Кварц	SiO_2	2,65	1100	2,7
Ортоклаз	$\text{K(AlSiO}_3\text{O}_8)$	2,6	281	3,1
Альбіт	$\text{Na(AlSiO}_3\text{O}_8)$	2,6	630	2,8
Анортит	$\text{Ca(Al}_2\text{SiO}_2\text{O}_8)$	2,6	660	3,0
Хлорит	$(\text{Mg}_5\text{Fe}_5\text{Al}_2\text{O}_{18} \times \text{H}_8\text{Si}_3)\text{Al}_2(\text{OH})_4[\text{SiO}_5]$	3,1	114	0,41
Біотит	$\text{K(Mg,Fe)}_3(\text{OH,F})_2 \times [\text{AlSi}_3\text{O}_{10}](\text{KMg}_3\text{Fe}_3\text{O}_{12} \times \text{H}_2\text{F}_2\text{AlSi}_3)$	2,91	118	1,7
Мусковіт	$\text{KAl}_2(\text{OH})_2[\text{AlSi}_3\text{O}_{10}]$ $(\text{KAl}_3\text{O}_{12}\text{H}_2\text{Si}_3)$	2,8	205	2,2
Флогопіт	$\text{KMg}_3(\text{OH,F})_2 \times [\text{AlSi}_3\text{O}_{10}]$ $(\text{KMg}_3\text{O}_{12}\text{H}_2\text{F}_2 \times \text{AlSi}_3)$ $\text{Al}_2(\text{OH})_4[\text{Si}_2\text{O}_5]$	2,78	257	1,4
Кальцит	CaCO_3	2,7	630	2,2
Доломіт	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$	2,9	960	1,9
Гіпс	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	2,3	250	0,6
Ангідрит	CaSO_4	2,9	360	2,7
Гематит	Fe_2O_3	5,1	50	1,1
Гетит	(FeO_2H)	4,2	64	0,41
Сидерит	$\text{Fe}[\text{CO}_3]$	3,9	90	1,2
Гранат	$(\text{Mg}_3\text{Al}_2\text{Si}_3\text{O}_{12})$	2,74	604	2,0-2,9
Галіт	NaCl	2,15	6	1,7
Вода	H_2O	1,0	207	0,36
Нафтеніві вуглеводні	C_nH_{2n}	0,85	210	0,34

У випадку, коли відомо тільки елементний хімічний склад скелета породи, нейтронні параметри визначаються за формулами:

$$\tau_{n,k} = \left(\nu A \cdot \rho \sum_{i=1}^m \frac{P_i}{100 N_i} \sigma_{ai} \right)^{-1}; \quad (3.5)$$

$$D_{n,k} = \frac{\nu}{3} \left(A \cdot \rho \sum_{i=1}^m \frac{P_i}{100 N_i} \sigma_{si} \right)^{-1}, \quad (3.6)$$

де P_i – масовий вміст i -го елемента в породі (%),

N_i – атомна маса i -го елемента,

ρ – густина породи (кг/м^3),

$\tau_{n,k}$ – середній час життя багатоконпонентного мінералу,

$D_{n,k}$ – коефіцієнт дифузії багатоконпонентного мінералу,

A – число Авогадро, дорівнює величині $6,026 \cdot 10^{23}$ молекул в речовині масою 1 г·моль,

$$\nu = 2,2 \cdot 10^5 \sqrt{\frac{t^0 + 273}{293}} \text{ см/с}, \quad - \text{ швидкість руху теплових нейтронів}$$

(швидкість дорівнює $2,2 \cdot 10^5$ см/с при $t=20^\circ\text{C}$),

σ_{si} – перетин розсіювання теплових нейтронів ядрами i -го елемента, см^2 .

Середній час життя теплових нейтронів у мінералах, які входять до складу гірської породи, змінюється в широких межах (див. табл. 3.1). Найменшими значеннями τ характеризуються мінерали, що вміщують елементи з великим перетином поглинання теплових нейтронів – рідкоземельні елементи, кадмій, бор, хлор, марганець, титан, залізо та інші, а найбільшими – графіт, кварц та інші мінерали. Для головних породоутворюючих мінералів, що складають скелет породи продуктивних товщ більшості нафтових і газових родовищ ДДЗ, спостерігається значний діапазон зміни значень τ_m (в межах $60 \div 1100$ мкс).

Проведений аналіз опису шліфів гірських порід зразків керна з газових родовищ Розпашнівського, Кулічихінського, Абазовського, Березівського, Юліївського, Пролетарського, Яблунівського та інших, дає узагальнену характеристику мінерального складу скелета та цементу породи. Відклади продуктивних горизонтів відносяться, в основному, до девонського, турнейського і візейського ярусів. Вони представлені пісковиками мономіктового, олігоміктового і поліміктового мінерального складу.

Пісковики поліміктового складу на 80-85% складаються з уламкового матеріалу, характер якого наступний: 20-50% кварцу та кварцитів, до 30% польових шпатів (калієвих і натрієвих). Окрім того, в пісковиках поліміктового складу зустрічаються мусковіт, біотит, хлорит, уламки ортоклазу. Максимальний вміст слюд до 10-12 %. Польові шпати представлені у вигляді ізоморфних сумішей алюмокремнієвих солей в основному калієвого і натрієвого типу.

Цемент пісковиків поліміктового складу в середньому представлений тими ж компонентами, що і пісковики кварцові. Це глинистий, карбонатний з перевагою тієї чи іншої компоненти. Зустрічаються домішки хлориту, кварцу, бариту та інших мінералів. В окремих зразках зустрічається цемент досить складного мінерального складу. Наприклад, гетит-хлорит-кварцево-баритоглинисто-карбонатний.

Мінеральний склад цементу пісковиків мономіктових переважно глинистий, рідше карбонатно-глинистий, дуже рідко карбонатний, піритовий. Деякі мінеральні різновиди цементу за даними термічного і рентген-структурного аналізів представлені каолінітом і гідрослюдою в різних співвідношеннях. Як правило, 90-95% об'єму глинистого цементу складає каолініт. Структура глинистого каолінового цементу дуже пориста, що пов'язано з високою впорядкованістю кристалів в процесі катагенезу.

Карбонатна речовина цементу за даними лабораторних методів дослідження представлена кальцитом, доломітом та сидеритом. За типом

співвідношення цементу з уламковими зернами виділяються плівковий, контактено-поровий, рідше базально-поровий типи цементу.

Розподіл цементу в колекторі, його мінеральний склад, а також кількісний вміст є важливим параметром при використанні нейтронних методів для визначення характеру насичення продуктивних пластів.

За результатами аналізу мінерального складу порід в таблиці 3.2 наведені результати розрахунків часу життя теплових нейтронів для скелета породи. Мінеральний склад характерний для більшості нафтогазових родовищ України.

Для вивчення впливу мінерального складу породи на нейтронні параметри у моделі приймалась реальна варіація мінерального складу скелета і цементу. Кількісна характеристика вмісту мінералів охарактеризована незначною варіацією в межах середніх значень, які відповідають досліджуваному розрізу. Це дало можливість чітко відобразити вплив мінерального складу породи на час життя теплових нейтронів.

В таблиці 3.2 вказаний значний діапазон зміни часу життя теплових нейтронів у скелеті. Породи з полімінеральним складом характеризуються значним зменшенням величини $\tau_{ск}$.

Таблиця 3.2 –

Розрахункові значення часу життя теплових нейтронів для твердої фази гірських порід мономіктового і поліміктового складу скелета породи

№ п/п	Опис породи	Мінеральний склад скелета, хімічна формула		Вміст у породі, %	Густина, 10 ³ кг\м ³	Час, мкс
1	2	3	4	5	6	7
1	Пісковик глинистий, каолінітовий	кварц каолінит	SiO ₂	80	2,65	736,2
			Al ₂ (OH) ₄ [Si ₂ O ₅] (Al ₂ O ₉ H ₄ Si ₂)	20		
2	Пісковик глинистий, гідрослю-дистий	кварц гідрослюда	SiO ₂	80	2,7	582,2
			(K,H ₃ O)Al ₂ (OH) ₂ [(Al,Si) ₄ O ₁₀]H ₂ O (KH ₇ O ₁₃ Al ₆ Si ₄)	20		
3	Пісковик з глинисто-залізистим цементом	кварц	SiO ₂	80	2,75	518,9
		каолінит	Al ₂ (OH) ₄ [Si ₂ O ₅] (Al ₂ O ₉ H ₄ Si ₂)	12		
		сидерит	Fe[CO ₃]	8		

1	2	3	4	5	6	7
4	Пісковик з глинисто-карбонатним цементом	кварц каолінит доломіт	SiO_2 $\text{Al}_2(\text{OH})_4[\text{SiO}_5]$ $(\text{Al}_2\text{O}_9\text{H}_4\text{Si}_2)$ $\text{CaMg}[\text{CO}_3]_2$ $(\text{CaMgC}_2\text{O}_6)$	80 12 8	2,67	863,3
5	Пісковик з залізистим цементом	кварц гетит	SiO_2 $\text{FeO}(\text{OH})$ (FeO_2H)	80 20	3,0	253,96
6	Пісковик з піритовим цементом	кварц пірит	SiO_2 FeS_2	80 20	3,16	258,5
7	Пісковик глинисто-каолінітовий	кварц каолінит	SiO_2 $\text{Al}_2(\text{OH})_4[\text{SiO}_5]$ $(\text{Al}_2\text{O}_9\text{H}_4\text{Si}_2)$	70 30	2,65	626,8
8	Пісковик поліміктовий глинисто-каолінітовий	кварц альбіт мусковіт каолінит	SiO_2 $\text{Na}[\text{AlSi}_3\text{O}_8]$ $\text{KAl}_2(\text{OH})_2[\text{AlSi}_3\text{O}_{10}]$ $(\text{KAl}_3\text{O}_{12}\text{H}_2\text{Si}_3)$ $\text{Al}_2(\text{OH})_4[\text{Si}_2\text{O}_5]$ $(\text{Al}_2\text{O}_9\text{H}_4\text{Si}_2)$	50 20 10 20	2,66	530,3
9	Пісковик поліміктовий глинисто-каолінітовий	кварц ортоклаз мусковіт каолінит	SiO_2 $\text{K}[\text{AlSi}_3\text{O}_8]$ $\text{KAl}_2(\text{OH})_2[\text{AlSi}_3\text{O}_{10}]$ $(\text{KAl}_3\text{O}_{12}\text{H}_2\text{Si}_3)$ $\text{Al}_2(\text{OH})_4[\text{Si}_2\text{O}_5]$ $(\text{Al}_2\text{O}_9\text{H}_4\text{Si}_2)$	50 20 10 20	2,65	437,5
10	Пісковик поліміктовий глинисто-каолінітового складу	кварц альбіт флогопіт каолінит	SiO_2 $\text{Na}[\text{AlSi}_3\text{O}_8]$ $\text{KMg}_3(\text{OH},\text{F})_2 \times$ $[\text{AlSi}_3\text{O}_{10}]$ $(\text{KMg}_3\text{O}_{12}\text{H}_2\text{F}_2 \times \text{AlSi}_3)$ $\text{Al}_2(\text{OH})_4[\text{Si}_2\text{O}_5]$ $(\text{Al}_2\text{O}_9\text{H}_4\text{Si}_2)$	50 20 10 20	2,67	559,6
11	Пісковик поліміктовий глинисто-каолінітовий	кварц альбіт біотит каолінит	SiO_2 $\text{Na}[\text{AlSi}_3\text{O}_8]$ $\text{K}(\text{Mg},\text{Fe})_3(\text{OH},\text{F})_2$ $\times [\text{AlSi}_3\text{O}_{10}]$ $(\text{KMg}_3\text{Fe}_3\text{O}_{12} \times$ $\text{H}_2\text{F}_2\text{AlSi}_3)$ $\text{Al}_2(\text{OH})_4[\text{Si}_2\text{O}_5]$ $(\text{Al}_2\text{O}_9\text{H}_4\text{Si}_2)$	50 20 10 20	2,69	444,3
12	Пісковик поліміктовий глинисто-каолінітовий	кварц ортоклаз біотит каолінит	SiO_2 $\text{K}[\text{AlSi}_3\text{O}_8]$ $\text{K}(\text{Mg},\text{Fe})_3(\text{OH},\text{F})_2$ $\times [\text{AlSi}_3\text{O}_{10}]$ $(\text{KMg}_3\text{Fe}_3\text{O}_{12} \times$ $\text{H}_2\text{F}_2\text{AlSi}_3)$ $\text{Al}_2(\text{OH})_4[\text{Si}_2\text{O}_5]$ $(\text{Al}_2\text{O}_9\text{H}_4\text{Si}_2)$	50 20 10 20	2,69	372,14

1	2	3	4	5	6	7
13	Пісковик поліміктовий глиnistий з домішками хлориту	кварц альбіт мусковіт хлорит каолініт	SiO ₂ Na[AlSi ₃ O ₈] KAl ₂ (OH) ₂ [Al× Si ₃ O ₁₀] (KAl ₃ O ₁₂ H ₂ Si ₃) (Mg,Fe) ₅ Al (OH) ₈ ×[AlSi ₃ O ₁₀] (Mg ₅ Fe ₅ Al ₂ O ₁₈ × H ₈ Si ₃) Al ₂ (OH) ₄ [SiO ₅] (Al ₂ O ₉ H ₄ Si ₂)	50 20 5 5 20	2,66	480,5
14	Пісковик поліміктовий глиnistий з домішками гранату	кварц альбіт мусковіт гранат каолініт	SiO ₂ Na[AlSi ₃ O ₈] KAl ₂ (OH) ₂ [Al× Si ₃ O ₁₀] (KAl ₃ O ₁₂ H ₂ Si ₃) Mg ₃ Al ₂ [SiO ₄] ₃ (Mg ₃ Al ₂ Si ₃ O ₁₂) Al ₂ (OH) ₄ [SiO ₅] (Al ₂ O ₉ H ₄ Si ₂)	50 20 5 5 20	2,68	580,1
15	Пісковик поліміктовий глиnistий з домішками гетиту	кварц альбіт мусковіт гетит каолініт	SiO ₂ Na[AlSi ₃ O ₈] KAl ₂ (OH) ₂ [Al× Si ₃ O ₁₀] (KAl ₃ O ₁₂ H ₂ Si ₃) FeO(OH) (FeO ₂ H) Al ₂ (OH) ₄ [SiO ₅] (Al ₂ O ₉ H ₄ Si ₂)	50 20 5 5 20	2,74	412,7

Виконані розрахунки показують, що діапазон зміни величини часу життя $\tau_{ск}$ теплових нейтронів знаходиться в межах 280÷860 мкс. Для порід мономіктового складу скелета (з вмістом кварцу в межах 80–95 % в скелеті) значення $\tau_{ск}$ характеризується межами 626–860 мкс, а для поміктового складу - 580–280 мкс.

Зміна часу життя теплових нейтронів для мономіктових порід пов'язана зі зміною частки мінералу кварцу і заміщенням глинистою фракцією. Зміна мінерального складу скелета породи для поліміктових порід, тобто включення мінералів польових шпатів, слюд і акцесорів показує, що аномальний вплив на $\tau_{ск}$ мають мінерали мусковіт, біотит, ортоклаз, хлорит, гетит та інші.

Аналіз мінерального і хімічного складу скелета показує, що основними аномально утворюючими хімічними елементами нейтронних властивостей є елементи калію і заліза. Концентрація калію в порід визначається вмістом

польових шпатів, слюдистих мінералів і цементу. З глинистих мінералів, що входять у цемент, монтморилоніт і гідрослюда також характеризуються значною концентрацією калію. Але основним цементоутворюючим мінералом досліджуваного розрізу є каолініт (60–80 %), який не вміщує калій. Тому, на нейтронні властивості породи глинистий цемент буде впливати тільки у випадку присутності гідрослюди або монтморилоніту. Наприклад, якщо скелет породи складається з кварцу (80 %) і каолініту (20 %), то $\tau_{ск}=736,1$ мкс, а якщо з кварцу (80 %) і гідрослюди (20 %), то $\tau_{ск}=582,1$ мкс. Як видно, значення $\tau_{ск}$ сильно змінюється. Великий діапазон зміни величини $\tau_{ск}$ може суттєво впливати на визначення $K_{нз}$, $K_{нз}$, якщо його не враховувати.

Коефіцієнт дифузії теплових нейтронів для мінералів змінюється в межах $(0,5\div3,5)\times10^5$ см²×с⁻¹ в залежності від вмісту у мінералах кристалізаційної і плівкової води. Для мінерального каркасу найбільш розповсюджених гірських порід нафтогазових родовищ діапазон зміни параметра D становить $(0,8\div3,0)\times10^5$ см²×с⁻¹.

Великий діапазон зміни нейтронних властивостей скелета породи приводить до значних ускладнень у використанні імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу для визначення коефіцієнта насичення колектора. Це обумовлює необхідність розробки технології урахування неоднорідностей часу життя теплових нейтронів у скелеті породи.

З цією метою для порід продуктивного комплексу конкретного родовища проводиться дослідження мінерального і літологічного складу порід-колекторів і за результатами мікро- і макродосліджень визначається величина часу життя теплових нейтронів. Розрахунки проводяться з урахуванням стратиграфічних характеристик продуктивних горизонтів на основі усереднення за схемою – поєднання стратиграфічної і геофізичної характеристики гірських порід. При дослідженні порід, що характеризуються переважно кварцовим мінералом в скелеті породи, розподіл нейтронних характеристик буде обумовлений мінеральним складом цементної компоненти. Тобто, час життя теплових нейтронів залежить від кількості

глинистої фракції і її мінерального складу (див. табл.3.2). Як правило, для одного родовища тип глинистого цементу однорідний, наприклад Кулічихінське і Пролетарське родовище. Це дає можливість для розрахунку часу життя теплових нейтронів використовувати наступну формулу:

$$\tau_{ск}^{-1} = \lambda_{ск} = \frac{\lambda_{кв} (1 - K_n - K_{гл}) + \lambda_{гл} K_{гл}}{1 - K_n}, \quad (3.7)$$

де $\lambda_{кв}$ – дектемент затухання теплових нейтронів для мінералу кварцу,
 $\lambda_{гл}$ – дектемент затухання теплових нейтронів для глинистих мінералів,
 $\tau_{ск}$ - час життя теплових нейтронів у скелеті,
 $\lambda_{ск}$ - дектемент затухання теплових нейтронів у скелеті,
 K_n - коефіцієнт пористості,
 $K_{гл}$ - коефіцієнт глинистості,

Використовуючи значення часу життя теплових нейтронів для стратиграфічних горизонтів і продуктивних комплексів будується схема розподілу нейтронних параметрів в скелеті породи. Особливістю побудови схеми є проведення інтерполяції значень $\tau_{ск}$ на основі використання інформації про характеристику умов накопичення осадів, тобто повинні бути враховані особливості літологічних змін у межах родовища.

Наведемо приклад розподілу нейтронних характеристик порід-колекторів на двох родовищах – Яблунівському і Юліївському, які принципово відрізняються за мінеральним складом скелета. За результатами опису шліфів з мінерального складу скелета породи по свердловинах проведено розрахунки часу життя теплових нейтронів у скелеті породи.

Породи продуктивного комплексу турнейського віку Яблунівського газоконденсатного родовища представлені пісковиками і гравелітами. Пісковики характеризуються, як щільні, середньо- і крупнозернисті. Основний мінеральний склад скелета – кварц (90–95 %) і кварцит (10–5 %). Цемент представлений глинистими мінералами каолінітом, гідрослюдою з

домішками кальциту і доломіту. Головним мінералом цементу є каолінит. Гравеліти щільні можуть переходити в гравелітовий пісковик. Уламковий матеріал характеризується низьким ступенем відсортованості. За мінеральним складом гравеліти олігоміктові складаються з зерен кварцу (70–94 %) і уламків кварциту 6–30 %). Цемент за типом контактово-поровий та регенований. Кількість цементу складає 6–15 %. Мінеральний склад цементу глинистий частково алевритовий. Основні мінерали цементу каолінит з невеликими домішками гідрослюди.

За результатами розрахунків для Яблунівського родовища побудовані схеми розподілу нейтронних параметрів $\tau_{ск}$ (рис. 3.1, 3.2). Розподіл величини $\tau_{ск}$ вказує на монотонний характер зміни значень часу життя теплових нейтронів. Загальний діапазон зміни параметру $\tau_{ск}$ має невелику диференціацію, яка не перевищує 3 %, що вказує на достатню однорідність і можливість використовувати схему для розрахунку коефіцієнта насичення. У межах свердловини № 5 збільшення величини $\tau_{ск}$ обумовлено зменшенням частки гідрослюдистого цементу.

Для Юліївського родовища продуктивні породи кори вивітрювання представлені широкою гамою метаморфізованих порід. Вони складаються з порід плагіогранітів біотитових, плагіогранітів з лінзовидними виділеннями кварцу (сверд. 7, 3, 11, 28), плагіоклазитів (сверд. 10), амфіболіту (сверд. 15, 9), плагіомігматиту (свердл. 14). За результатами мінерального опису порід складено схему розподілу параметру $\tau_{ск}$.

На рис. 3.3 представлена схема розподілу параметру $\tau_{ск}$. Для спостереження за зміною нейтронних властивостей порід на родовищі, представлені літологічні різновиди у маленькому діапазоні глибин (3610м – 3660м). На схемі спостерігається значна диференціація часу життя теплових нейтронів. Такий характер розподілу $\tau_{ск}$ вказує на значні зміни мінерального скелета і присутність калію і заліза у хімічному складі компонентів.

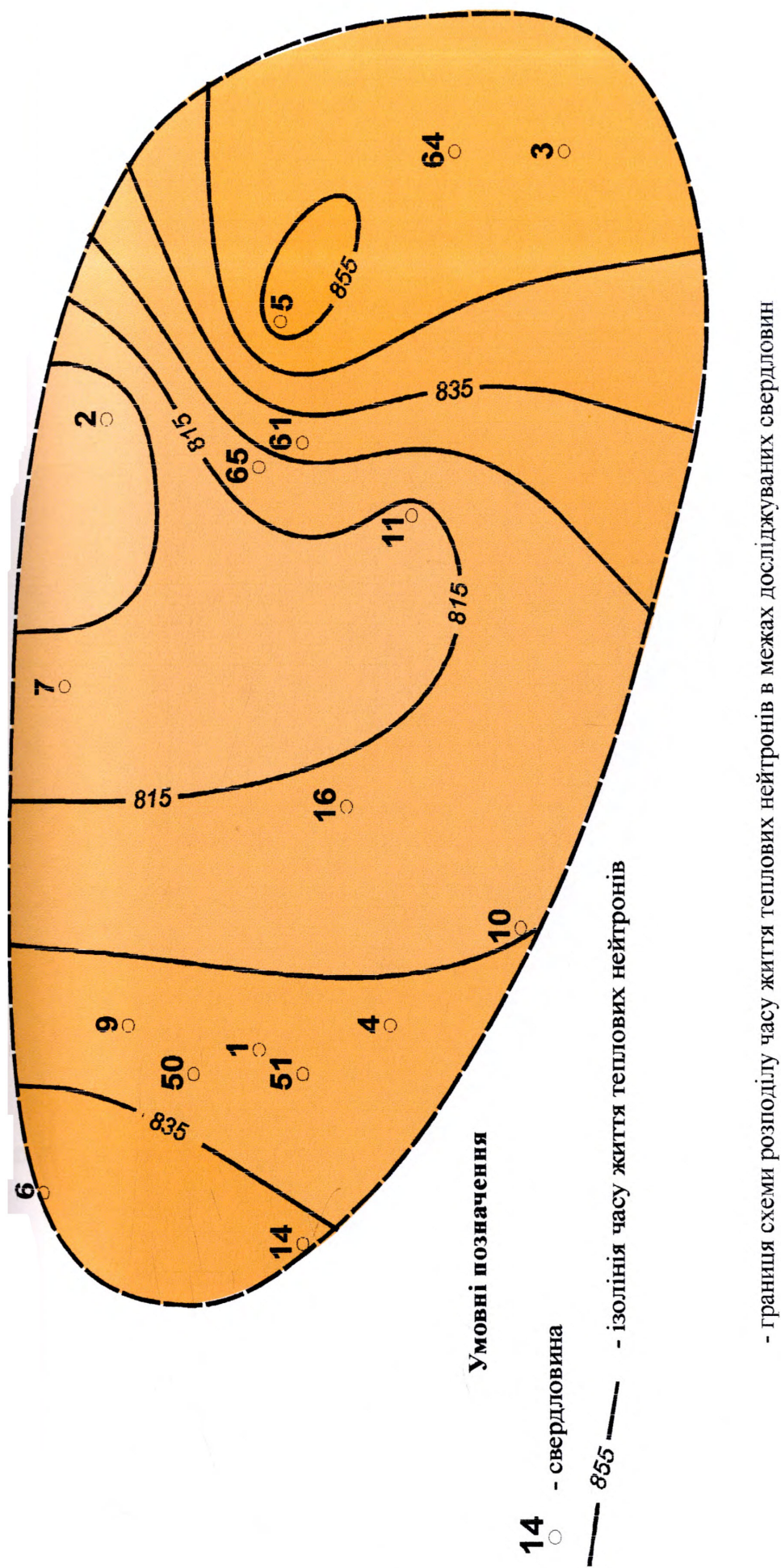


Рис.3.1. Схема розподілу часу життя теплових нейтронів у скелеті порід-пісковиків турнейського віку Яблунівського родовища.

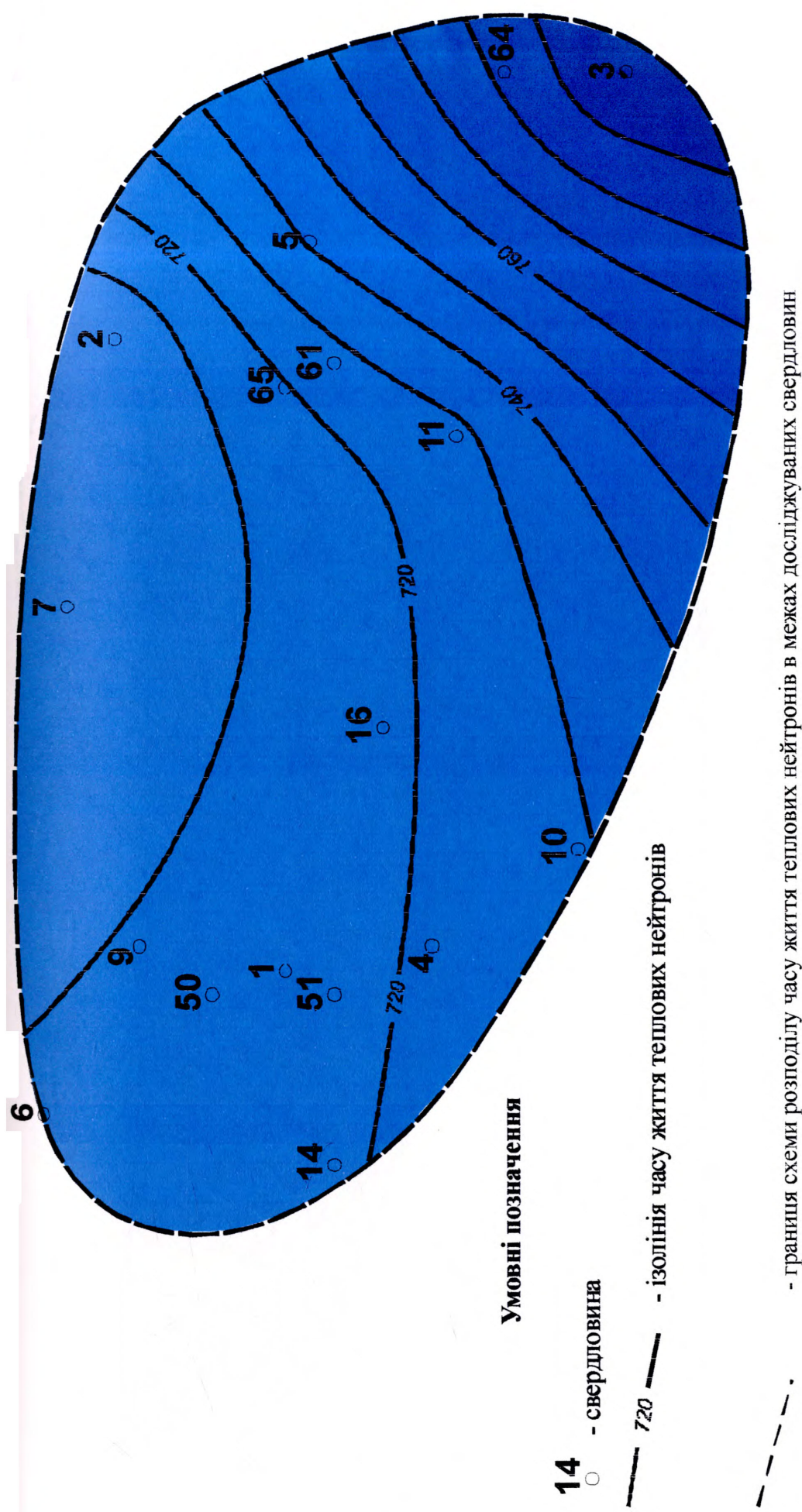


Рис.3.2. Схема розподілу часу життя теплових нейтронів у скелеті порід-гравелітів турнейського віку Яблунівського родовища.

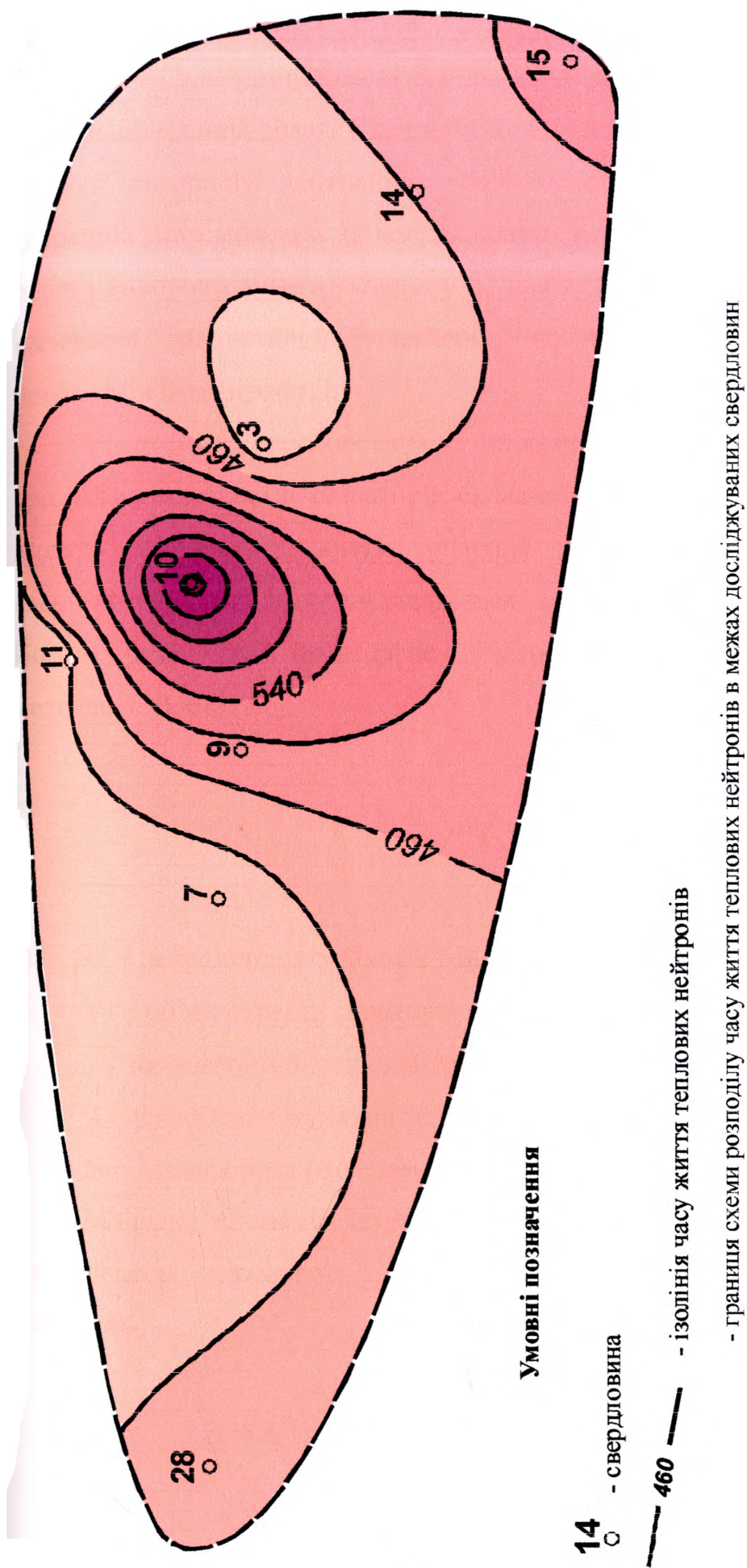


Рис. 3.3. Схема розподілу часу життя теплових нейтронів у скелеті порід кори вивітрювання Юліївського родовища.

Для розрахунку коефіцієнта насичення порід-колекторів необхідно вибрати значення $\tau_{ск}$ диференційовано для кожної ділянки (свердловини).

Використання розрахунків нейтронних характеристик скелета породи за схемою розподілу нейтронних характеристик скелета для конкретного родовища дало можливість контролювати зміну літологічних характеристик порід і використовувати величину $\tau_{ск}$ для визначення поточного коефіцієнта насичення продуктивних-колекторів, що значно підвищує достовірність результатів інтерпретації.

Проведемо дослідження зв'язку нейтронних властивостей продуктивних пластів-колекторів складної будови з характером насичення. Модель зміни часу життя теплових нейтронів для породи-колектора насиченого флюїдом представляється як багатокомпонентне середовище. Його окремі фази просторово відокремлені, і описуються адитивною моделлю [30, 62]:

$$\tau_n^{-1} = \lambda = \sum_{i=1}^N (\lambda_i * V_i), \quad (3.8)$$

де λ_i – декремент затухання в i -ій складовій,
 V_i – об'єм окремої складової в одиниці об'єму породи,
 τ - час життя теплових нейтронів,
 λ - декремент затухання теплових нейтронів,
 N_i – атомна маса i -го елемента.

Модель зв'язку декремента затухання теплових нейтронів з коефіцієнтом поточного газонасичення представляється наступним рівнянням:

$$\lambda_n = \lambda_{ск} (1 - K_n - K_{гн}) + \lambda_{гн} K_{гн} + \lambda_g K_n K_g + \lambda_e K_n K_e \quad (3.9)$$

де $\lambda_{\text{п}}, \lambda_{\text{ск}}, \lambda_{\text{гл}}, \lambda_{\text{в}}, \lambda_{\text{г}}$ – декременти затухання теплових нейтронів відповідно у пласті, мінеральному скелеті, глинистому цементі, воді і газі, що заповнюють поровий простір,

$K_{\text{п}}$ - коефіцієнт пористості,

$K_{\text{гл}}$ - коефіцієнт глинистості,

$K_{\text{г}}$ - коефіцієнт газонасиченості.

Нейтронні параметри водного розчину солей у роботі визначаються за формулами (3.5) і (3.6), а безпосередньо солі – за формулами (3.3) і (3.4). Вміст солей у пластових водах подається в іонній або еквівалентній формі. Еквівалент іона дорівнює його атомній масі або молекулярній масі кислотного радикала, поділений на його валентність. Еквіваленти іонів звичайно представляються в міліграм-еквівалентах на 100г розчину, що дало можливість перейти до відносного вагового вмісту кожного елемента у розчині. Для спрощення розрахунків також використовувалась емпірична формула:

$$\tau_{n,g} = 7,55 \left(5,47 \cdot 10^{-4} C + 3,69 \cdot 10^{-2} \rho_g \right)^{-1}; \quad (3.10)$$

де C – вміст $NaCl$ в грамах на літр води,

ρ_g - густина розчину (кг/м^3) ($\rho_g = 1 + 0,64C$),

$\tau_{n,g}$ - час життя теплових нейтронів в пластовій воді.

Середній час життя теплових нейтронів в пластових водах більшості нафтових і газових родовищ ДДЗ становить від 43 мкс до 205 мкс (прісна вода); він залежить від вмісту в розчинах хлоридів (в основному $NaCl$).

Середній час життя теплових нейтронів в газі, з урахуванням пластового тиску і температури, визначається за формулою:

$$\tau_{n,z} = \frac{zRT}{vAP} \left(\sum_{k=1}^m \left(q_k \cdot \sum_{i=1}^n \sigma_{ai} n_i \right)^{-1} \right); \quad (3.11)$$

де P – пластовий тиск (МПа),

$T = 273 + t^0$ – пластова температура (Кельвіна),

R – універсальна газова стала, за прийнятих одиниць вимірювання дорівнює 0,00367,

z – коефіцієнт стислості газу, відн.од,

$\sigma_{ai} n_i$ – відповідно, перетин поглинання теплових нейтронів і кількість ядер даного елемента в молекулі k -ої компоненти газової суміші,

q_k – об’ємний вміст k -ої компоненти газової суміші.

Газ нафтових родовищ, звичайно, вміщує більшу частку високомолекулярних вуглеводів, ніж газ газових родовищ; тому значення τ_n для газу нафтового родовища, за одних і тих самих пластових умов, будуть значно менші, ніж для газових, що враховується при розрахунках у моделі.

Для спрощення розрахунків можна використати наступну формулу [40]:

$$\lambda_z = \frac{1}{\tau_z} = \frac{43,5Y}{12X + Y} \rho_z, \quad (3.12)$$

де ρ_z – густина газу,

τ_z – час життя теплових нейтронів в газу,

λ_z – декремент затухання теплових нейтронів в газу,

X, Y – кількість атомів вуглецю і водню у молекулі нафти.

Для більшості газових і газоконденсатних родовищ ДДЗ час життя теплових нейтронів змінюється від 3030 мкс до 322 мкс, а для конденсату τ_n дорівнює 263 мкс. Різниця у часі життя теплових нейтронів прісної води і газу, як видно, може бути суттєвою, що сприяє визначенню коефіцієнта насичення газонасного пласта з високою достовірністю.

Модель зв’язку декременту затухання часу життя теплових нейтронів від коефіцієнта пористості і насиченості, яка представлена за формулою (3.9) не завжди відповідає реальній ситуації особливо для порід з поліміктовим

складом скелета. Це обумовлено наявністю нестандартних взаємозв'язків між петрофізичними параметрами, наприклад, залишковою водонасиченістю і глинистістю, водонасиченістю і пористістю, коефіцієнтом газонасиченості і водонасиченістю, які не враховуються у моделі (3.9).

Для наближення адитивної моделі до реального геологічного середовища з складною будовою, пропонується представити модель, яка враховує взаємозв'язок між окремими петрофізичними параметрами: $K_{63} = K_6^K + K_{63}^n$, $K_6^K = 1 - (K_z - K_{63})$, де K_6^K – коефіцієнт крихкозв'язаної води, K_{63}^n – коефіцієнт міцнозв'язаної води.

Міцнозв'язана вода в породи-колекторі визначається величиною глинистої фракції в її мінералогічному складі, а також ступенем пілітизації зерен скелета у породах-колекторах поліміктового складу і представляється функцією: $K_{63} = f(K_{21}, K_{21}^{nil})$. Де K_{21} – коефіцієнт глинистості, K_{21}^{nil} – коефіцієнт глинистості пілітизованої частки скелета породи. Завжди виконується умова $K_{21} + K_{21}^{nil} = 1$. Коефіцієнти залежності є індивідуальними для певної площі. Коефіцієнт пористості у загальному опосередковано зв'язаний із залишковою водонасиченістю, що враховується у моделі $K_n = f(K_{63})$.

Скелет породи у полімінеральних пісковиках за декрементом поглинання теплових нейтронів можна представити наступним виразом: $\lambda_{ск} = \lambda_{ск}^{KB} + \lambda_{ск}^n$, де $\lambda_{ск}^{KB}$ – декремент затухання теплових нейтронів у скелеті з кварцовою основою, $\lambda_{ск}^n$ – декремент затухання теплових нейтронів у полімінеральній компоненті породи, який визначається розрахунковим шляхом. Представлення окремо полімінеральної складової скелета дало можливість враховувати частку пілітизованої фракції твердої частини скелета при дослідженні залишкової водонасиченості.

Модель зміни часу життя теплових нейтронів для порід з поліміктовим складом скелета записується наступним рівнянням:

$$\lambda_{ne} = (\mathcal{G}_1 \lambda_{ск}^K + \mathcal{G}_2 \lambda_{ск}^n)(1 - K_n - (K_{21} + K_{21}^{nil})) + (\lambda_{21} K_{21} + \lambda_{21}^{nil} K_{21}^{nil}) + K_n (\lambda_6 K_{63} + \lambda_6^K K_6^K) + \lambda_z K_n K_z, \quad (3.13)$$

де $\lambda_{ск}^{пел}$ – декремент затухання теплових нейтронів у пелітизованій частині скелета полімінеральної компоненті породи,

ϑ_1, ϑ_2 – частка компонент,

K_{gl} - коефіцієнт глинистості,

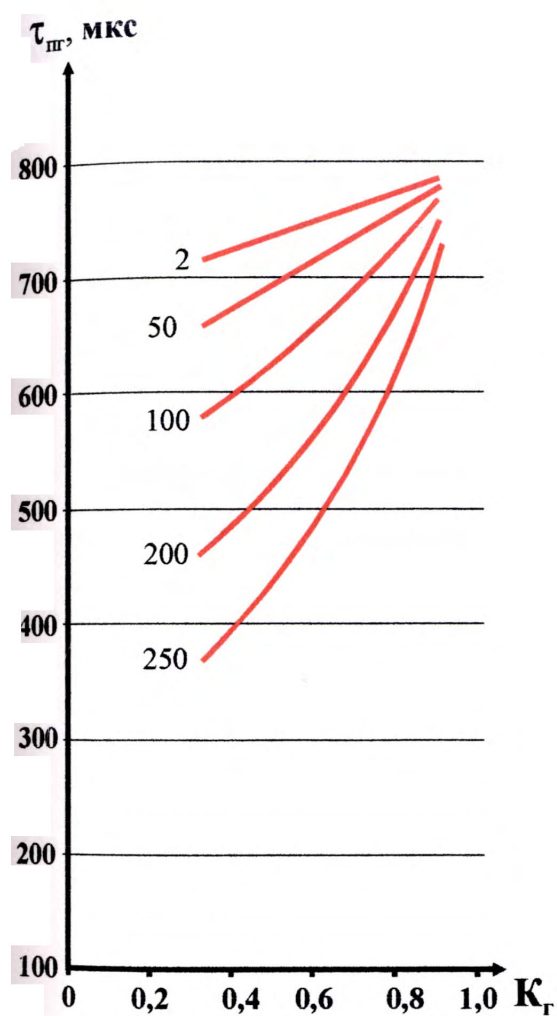
K_g - коефіцієнт газонасиченості,

$\lambda_{пг}, \lambda_{ск}, \lambda_{гл}, \lambda_{в}, \lambda_{г}$ – декременти затухання теплових нейтронів відповідно у поліміктовому пласті, мінеральному скелеті, глинистому цементі, воді і газі, які заповнюють поровий простір.

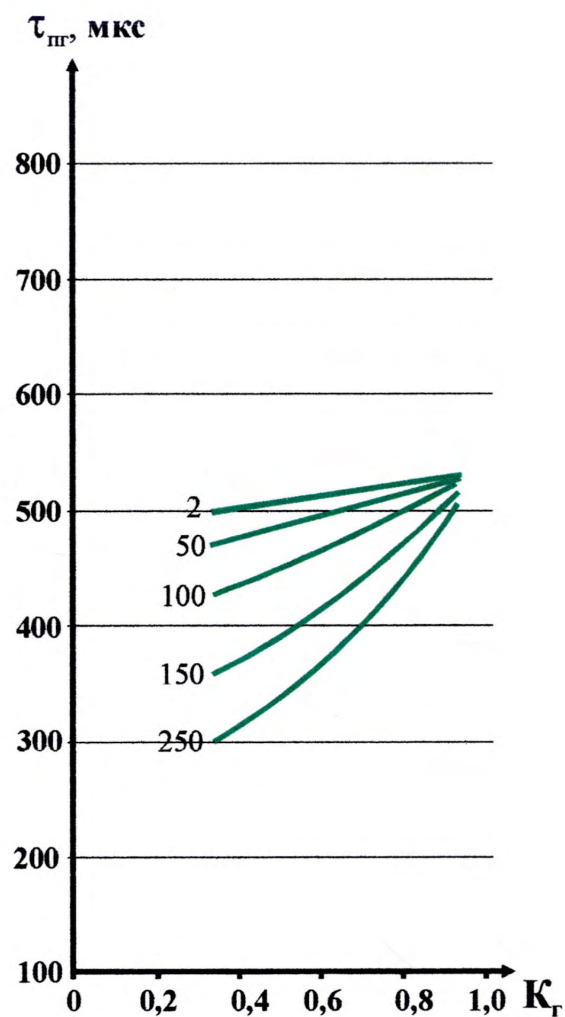
Запропонована модель дала змогу визначити нейтронні параметри породи-колектора і дослідити зв'язок часу життя теплових нейтронів з характером насичення для мономіктових і поліміктових порід.

На основі моделі (3.13) проведемо дослідження впливу мінерального складу скелета породи-колектора на залежність часу життя теплових нейтронів від коефіцієнта поточного газонасичення. Для розрахунків часу життя теплових нейтронів використані значення коефіцієнта пористості, газонасиченості і опис мінерального складу порід Розпашнівського родовища. Результати розрахунків представлені на рис. 3.4, 3.5.

На рис.3.4 наведені розрахунки залежності часу життя теплових нейтронів від коефіцієнта газонасичення порід-колекторів. Для розрахунку вибрано два типи порід – кварцові пісковики з невеликим вмістом глини ($K_{gl}=0,1$) та поліміктові пісковики з таким самим коефіцієнтом глинистості. Скелет поліміктової породи представлений кварцом – 60 %, ортоклазом – 20 %, біотитом – 10 %, глинистою компонентою (каолінітом) – 10 %. Заміщення порового простору при зміні величини насичення відбувається пластовою водою з різною мінералізацією від 2 г/л до 250 г/л (шифр кривих). В загальному, спостерігається відомий зв'язок залежності $\tau_{ng} = \varphi(K_g)$ з концентрацією солей в пластовій воді.



а)



б)

Рис. 3.4. Залежність часу життя теплових нейтронів від коефіцієнта газонасичення для кварцових (а) і поліміктових (б) пісковиків ($K_{пг}=0,1$; $K_{гд}=0,1$). Шифр кривих - C_{NaCl} , г/л.

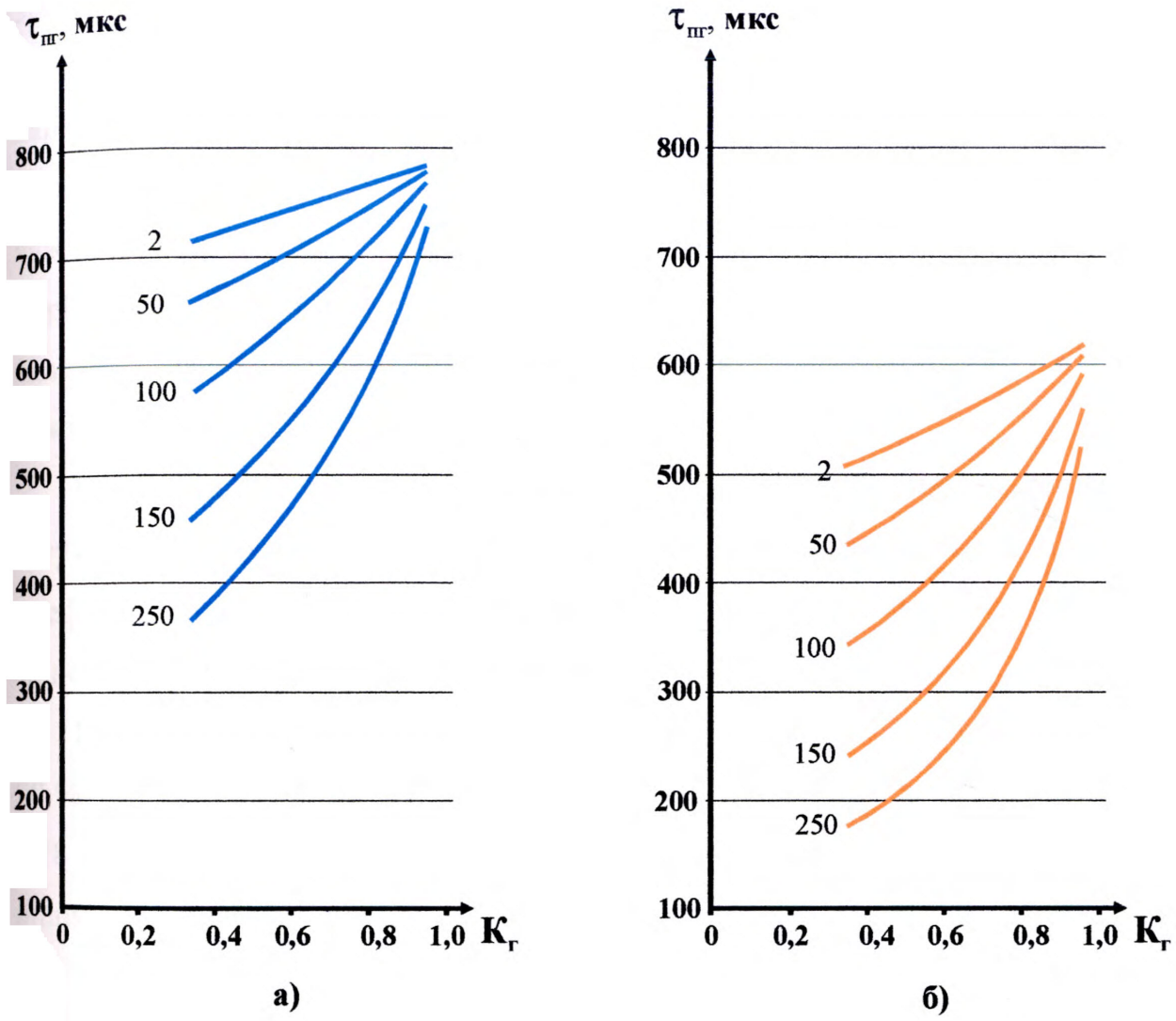


Рис. 3.5. Залежність часу життя теплових нейтронів від коефіцієнта газонасичення для мономіктових пісковиків: а) $K_n=0,1$; б) $K_n=0,28$. Шифр кривих - C_{NaCl} , г/л.

З рисунків 3.4 (а і б) видно, що час життя теплових нейтронів у породах поліміктового складу значно зменшується у порівнянні з кварцевими пісковиками. В діапазоні значень величини τ_n від 500 мкс до 300 мкс спостерігається зона невизначеності. Така характеристика залежності спричиняє проблему у визначенні K_r , особливо для порід, що характеризуються значною неоднорідністю мінерального складу скелета. Таким чином, для визначення коефіцієнта насичення принципово важливим питанням є урахування часу життя теплових нейтронів для порід полімінерального складу. Тобто, інформація про нейтронні властивості скелета породи-колектора для розрахунків K_r є дуже важливою.

Виходячи з моделі (3.13) можна зробити висновок, що на декремент затухання теплових нейтронів, окрім мінерального складу породи і коефіцієнта насичення, впливає ще об'єм порового простору. За цією моделлю нами розраховані залежності $\tau_{n2} = 1/\lambda_{n2} = \varphi(K_e, K_n)$.

Вибрані зразки мономіктових пісковиків з складом скелета: кварц – 90 %, глиниста компонента (каоолінітом) – 10 %. Пористість прийнята 10 % і 28 %. Широкий діапазон коефіцієнта пористості дає змогу підкреслити вплив порового об'єму.

На рис. 3.5 наведено результати розрахунку впливу коефіцієнта пористості на залежність часу життя теплових нейтронів від коефіцієнта насичення.

На рисунку 3.5 (а і б) видно, що час життя теплових нейтронів, для газонасиченої породи з коефіцієнтом пористості $K_n=28$ %, набагато менший, ніж для такої ж породи з $K_n=10$ %. Об'єм порового простору суттєво впливає на параметри залежності $\tau_{nr}=f(K_r)$. Це вказує на те, що при визначенні коефіцієнта насичення необхідно додатково досліджувати достовірність визначення коефіцієнта пористості геофізичними методами.

Виходячи з проведеного вище аналізу моделі нейтронних властивостей порід з поліміктовим складом скелета встановлено, що

основними чинниками, які ускладнюють визначення коефіцієнта поточного насичення є час життя теплових нейтронів у скелеті породи, об'єм порового простору, мінералізація пластової води.

3.2. Визначення поточного коефіцієнта насичення колекторів складної будови методом імпульсного нейтронного каротажу

Використання методу імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу для визначення характеру насичення продуктивних пластів здійснюється за результатами свердловинних вимірювань з розподілу імпульсів теплових нейтронів n_t у часі, який визначається величиною затримки t_i . Розподіл $n_t(z, t)$ будується для певного зонда розміром Z_i . За результатами вимірювань одним зондом будується розподіл $n_t(t)$. Час життя теплових нейтронів визначається з залежності $1/\tau_{nl}^e = \lambda - \xi(Z, t, d_c, \tau_c \dots)$, де $\xi(Z, t, d_c, \tau_c \dots)$ – функція, яка впливає на декремент поглинання теплових нейтронів; τ_{nl}^e – ефективне значення.

Ефективне значення $\tau_{nl}^e (\tau_e \approx \tau_{nl})$ є середнім значенням часу життя теплових нейтронів, яке визначається з правої частини залежності $\ln \alpha = f(t)$ (де $\alpha = N_{diff}/N_{int}$). За умови апроксимації правої частини прямою лінією проводяться розрахунки часу життя теплових нейтронів за формулою: $\tau_{nl}^e = t_2 - t_1 / \ln \alpha_1 / \alpha_2$.

Достовірність використання методу імпульсного нейтронного каротажу залежить від співвідношення нейтронних параметрів пласта і речовини, що заповнює свердловину, а також від геометричної будови свердловини, вимірювального приладу і часу затримки після припинення опромінення породи швидкими нейтронами. Необхідно зауважити, що значення параметрів t_1, t_2 вибираються такими, щоби виконувалась умова $\{t_1, t_2\} > t_{ac}$, де t_{ac} – час, при якому щільність теплових нейтронів у свердловині залежить від притоку нейтронів з пласта. Розподіл теплових нейтронів у часі $n_t(z, t) = n_t(z, t) [1 + S(z, t)]$ залежить від впливу свердловинних умов (функція впливу

свердловинних умов $S(z,t)$) і при виконанні умови $\{t_1, t_2\} > t_{ac}$ функція $S(z,t)$ прямує до нуля.

Сучасна апаратура нейтронного каротажу (ІГН – 9, АІНК – 43) дає змогу з достатньою точністю визначати нейтронні параметри продуктивних пластів, що обумовлено присутністю моніторингового каналу швидких нейтронів для контролю стабільності виходу потоку нейтронів і можливістю проведення калібрувальних процедур на макетах [63]. Контроль стабільності роботи приладу є головним чинником точності визначення нейтронних параметрів, але вплив свердловинних умов і неоднорідності нейтронних властивостей скелета порід можуть спотворювати результати кількісної інтерпретації методу імпульсного нейтронного каротажу.

Зв'язок K_z із значеннями середнього часу життя теплових нейтронів в пласті, скелеті, воді і нафті (τ_n , τ_m , τ_v і τ_n) записується формулою:

$$K_z = \frac{\lambda_{n2} - ((\lambda_1^k \lambda_{ck}^k + \lambda_2^l \lambda_{ck}^l)(1 - K_n - (K_{zl} + K_{zl}^{nil}))) + (\lambda_{zl} K_{zl} + \lambda_{zl}^{nil} K_{zl}^{nil}) + K_n (\lambda_6 K_{63} + \lambda_6^k K_6^k)}{\lambda_2 K_n}, \quad (3.14)$$

де K_n - коефіцієнт пористості,

K_{zl} - коефіцієнт глинистості,

K_z - коефіцієнт газонасиченості,

K_6 - коефіцієнт водонасиченості,

λ_{n2} , λ_{ck} , λ_{gl} , λ_v , λ_r – декременти затухання теплових нейтронів відповідно у нафтогазовому пласті, мінеральному скелеті, глинистому цементі, воді і газі, які заповнюють поровий простір.

Для розрахунку K_z за формулою (3.14) необхідно визначити п'ять параметрів – τ_n , τ_{ck} , τ_6 , τ_z і K_n . Значення часу життя теплових нейтронів τ_z і τ_6 розраховується (3.10, 3.11) за результатами аналізу хімічного складу газу і пластової води з достатньо високою точністю. Значення коефіцієнта пористості потребує незалежної кількісної оцінки. З цією метою проводяться

дослідження впливу цементу породи на швидкість проходження пружних хвиль при визначенні K_n методом акустичного каротажу.

Аналіз моделі нейтронних властивостей (3.13) порід-колекторів вказує на те, що вплив $\tau_{ск}$ на величину K_e є суттєвий для порід з полімінеральним скелетом скелета. Для урахування впливу неоднорідності нейтронних параметрів в роботі пропонується використовувати схему розподілу часу життя теплових нейтронів у скелеті породи. Використання просторової схеми розподілу $\tau_{ск}$ підвищує достовірність визначення поточного коефіцієнта газонасичення для порід мономіктового і поліміктового складу за рахунок використання узгоджених значень нейтронних параметрів скелета.

Наведемо приклад, розрахунку коефіцієнта насичення на свердловинах Яблунівського і Юліївського родовищ.

Свердловина №331 Яблунівського родовища пробурена з метою розробки газоконденсатного покладу горизонту В-17 у верхньовізейському під'ярусі нижнього карбону. Свердловиною розкриті відклади від четвертинної до кам'яновугільної систем, які представлені піщано-глинистими та карбонатними породами.

Продуктивна товща представлена пластами, що характеризуються наступним чином: пласт №41 - газonosний, $K_n=11,5-18,0 \%$, $K_{нт}=89-93 \%$ (горизонт В-16); Пласт №42 через значну глинистість має погіршені колекторські властивості. Пласти №45,46,48,50,51 (горизонт В-17в) представлені пісковиками з хорошими колекторськими властивостями, $K_n=13,0-18,5 \%$, розрахунковий коефіцієнт газонасичення 88–94 %; пласт №47 з дещо погіршеними властивостями ($K_n=10,5-13,0 \%$) характеризується як ущільнений газонасичений; пласти №49,52,54 – неколектори ($K_n=2,0-5,0 \%$); пласт №53 – глинистий піскови́к з пористістю $9,0-13,5 \%$, $K_{нт}=79-84\%$, газonosний; пласти №55–59,63 (горизонт В-17н) за даними ГДС мають хороші фільтраційно-ємнісні властивості, пористість коливається в межах $10,0-17,0 \%$, $K_{нт}=83-96 \%$, газonosні; пласт №60 складений глинистим вапняком, щільний ($K_n=1 \%$); Пласт №61 представлений перешаруванням

дуже глинистих пісковиків та аргілітів, ущільнений з низькою проникністю ($K_{\pi}=1,5-5,0 \%$); пласт № 62 з пористістю за АК до $7,5 \%$ оцінюється як ущільнений газонасичений; пласти № 64,67 (горизонт В-18) складені пісковиками, мають пористість за АК $12,0-13,5 \%$, розрахунковий $K_{\text{нт}}=73$ і 85% , відповідно, газonosні.

Для описаних пластів проведено кількісні розрахунки поточних значень коефіцієнта газонасичення за результатами імпульсного нейтронного каротажу (додаток Е). Результати розрахунків представлені в додатку Ж. Достовірність визначення $K_{\text{нг}}$ оцінювалась шляхом зіставлення результатів визначення $K_{\text{нг}}$ у відкритому стовбурі свердловини за методами електрометрії та методом ІННК. Відносна похибка не перевищувала 9% . Результати визначення коефіцієнта насичення в інтервалах 3718–3737 м, 3746–3756 м, 3760–3765 м підтверджені результатами випробування (газ, $Q=136$ тис.м³/добу). Слід зауважити, що за наявності декількох продуктивних пластів у інтервалі досліджень вдалось оптимізувати вплив свердловинних умов на величину часу життя теплових нейтронів в породі.

Розглянемо свердловину №73 Юліївського родовища, яка пробурена з метою оцінки перспектив газоносності та експлуатації газових покладів горизонтів В-20-26, базального горизонту та зон розущільнення кристалічного фундаменту.

В плані попласової кореляції розкритий розріз достатньо добре зіставляється з цілим рядом свердловин, які пробурені на даній площі. Аналоги продуктивних горизонтів верхньо- та нижньовізейських відкладів випробувані в цілому ряді свердловин, де одержані промислові припливи вуглеводнів.

Верхньо- та нижньовізейські під'яруси карбону складені теригенно-карбонатними утвореннями, де основна маса пластів виступає як ущільнені породи. Колектори промислових кондицій виділені у горизонтах В-19; В-20 та В-25-26, це пласти № 48-50, які мають ПЕО = $90-250$ Омм, $K_{\pi}=8,0-18\%$,

$K_{\text{нг}} = 0,6-0,9$. В інтервалі 3565,6–3577,6 м свердловиною розкривається кора вивітрювання, який не є колектором - $K_{\text{п}}=4,0 \%$.

На даній свердловині, використовуючи результати ІННК (додаток Е.6), проведено розрахунки поточного значення коефіцієнта газонасичення. Одержані результати інтерпретації занесені в таблиці (додаток Ж.2).

Геолого-геофізична характеристика пластів-колекторів, які залягають в дослідженій частині розрізу, представлена в таблиці (додаток Ж.2). Нормалізація даних поточного заміру НГК була проведена в порівнянні з попереднім заміром (від 28.04.05р.) та на якісному рівні - в порівнянні з даними ННК-т (при бурінні свердловини).

Розкритий перфорацією пласт-колектор горизонту C_{1v} №50 (інтервал залягання 3533,2 м – 3549,4 м) досліджений до глибини 3548 м. За даними НГК верхня частина пласта, в інтервалі 3533,2 м – 3543,0 м, характеризується підвищеними показниками $I_{\text{нг}}=1,54 - 2,20$ ум.од., за ІННК відмічаються високі значення середнього часу життя нейтронів $\tau = 500 - 630$ мкс. На якісному рівні навпроти вказаного інтервалу зафіксовано збільшення значень нейтронної характеристики в часі в порівнянні із заміром ННК-т (при бурінні свердловини), яке свідчить про розформування зони проникнення. В порівнянні з попереднім заміром НГК, зміна значень вторинного гамма-випромінювання не спостерігається. Нижче, в інтервалі 3543 м – 3548 м, пласт характеризується пониженими значеннями $I_{\text{нг}} = 0,7$ ум.од. через вплив рідини, яка знаходиться в стовбурі свердловини; за ІННК зафіксовані високі значення - $\tau_{\text{п}} = 500$ мкс. Враховуючи конфігурацію та взаємне розташування кривих термометрії, імовірно, що розкритий перфорацією пласт-колектор №50 (в інтервалі 3533,2 – 3548 м) працює газом з конденсатом.

Для підвищення достовірності визначення характеру насичення пластів на етапі розкриття покладів нами пропонується методика [64] дослідження теплообмінних процесів, що виникають при утворення теплової аномалії вибухової імпульсної енергії при проведенні перфораційних робіт.

Результати розрахунків поточного значення коефіцієнта газонасичення добре корелюються із значеннями визначеними під час дослідження відкритого стовбура свердловини методами електрометрії (додаток Ж.2).

Представлена методика визначення поточного коефіцієнта насичення продуктивних пластів за даними імпульсного нейтронного каротажу показала свою ефективність. Основною рисою методики є використання просторових схем розподілу часу життя теплових нейтронів у скелеті породи.

Одержані результати вказують на необхідність використання розподілу нейтронної характеристики порід в межах досліджуваного родовища при інтерпретації імпульсного нейтронного каротажу.

3.2.1. Використання методу гамма-спектрометрії для корекції значень часу життя теплових нейтронів у породах поліміктового складу. Проведено дослідження моделі нейтронних властивостей порід продуктивних комплексів показують, що основний вплив на диференціацію часу життя теплових нейтронів у скелеті породи спричиняють елементи калій і залізо.

Калій, як хімічний елемент, входить у породоутворюючі мінерали в складі польового шпату, біотиту, мусковіту, флогопіту, ортоклазу, а також, мінералів цементу породи гідрослюда. Глинистий мінерал гідрослюда характеризується підвищеним вмістом калію [65]. Породи поліміктового складу вміщують більшу частку гідрослюда, оскільки ці породи характеризуються меншим впливом руйнування у процесі накопичення осадів. Для порід кварцового типу основним цементуючим мінералом є каолінит (60–80 %), який не вміщує калій. Тому, на нейтронні властивості породи глинистий цемент буде впливати, в основному, в тих породах, які мають поліміктовий склад скелета.

Вплив елемента калію на нейтронні властивості пісковиків поліміктового складу розглянемо на прикладі Розпашнівського родовища, породи якого характеризуються присутністю калійвміщуючих мінералів: польового шпату (ортоклазу) і слюдистих мінералів (мусковіту, флогопіту, біотиту). З таблиці 3.2 видно, що малими значеннями часу життя теплових

нейтронів характеризуються відклади, в яких присутні ортоклаз і біотит. Наприклад, для породи з вмістом кварцу (50 %), ортоклазу (20 %), τ становить 372,1 мкс.

Такі аномально низькі значення часу життя теплових нейтронів у скелеті породи приводять до значних похибок визначення поточних значень коефіцієнта газонасичення продуктивних відкладів [66].

Оскільки час життя теплових нейтронів для порід поліміктового складу, в основному, обумовлений вмістом мінералів в які входить елемент калій, то доцільно розглянути можливість урахування диференціації мінерального складу скелета породи методом гамма-спектрометрії.

На зразках керна з свердловин Розпашнівського родовища ДДЗ було проведено лабораторні дослідження з визначення концентрації радіоактивних елементів (K, U/Ra, Th) [36]. В цих же інтервалах, де проведено опис мінерального складу породи у шліфах, були розраховані нейтронні параметри – час життя теплових нейтронів. Для дослідження взаємозв'язку τ з вмістом калію у породі, побудована стохастична залежність (рис. 3.6). Залежність часу життя теплових нейтронів від концентрації елементу ^{40}K характеризується високим коефіцієнтом кореляції ($R=0,91$).

Невелика кількість точок спостереження зумовлена обмеженістю результатів опису шліфів, але одержані експериментальні дослідження показують достовірність теоретичних розрахунків.

Підтвердження впливу калійвміщуючих мінералів скелета і глинистої фракції на диференціацію часу життя теплових нейтронів у скелеті, дало можливість рекомендувати гамма-спектрометричний метод вивчення природного гамма-поля у свердловинах з метою корекції параметрів нейтронних властивостей порід. Метод гамма-спектрометрії рекомендується проводити на стадії дослідження свердловин з відкритим стовбуром [67].

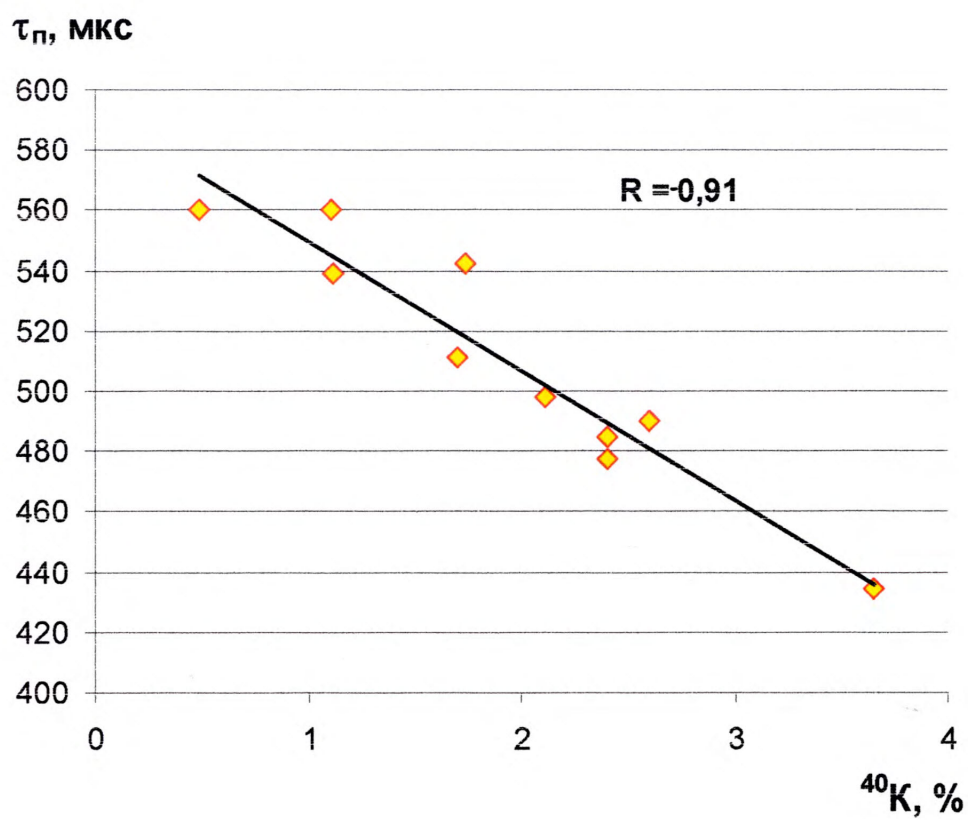


Рис. 3.6. Зв'язок часу життя теплових нейтронів з концентрацією елемента ^{40}K для Розпашнівського родовища

Визначені за графіком, зображеним на рис. 3.6, значення вмісту калію у породі дають можливість проводити корекцію величини часу життя теплових нейтронів.

Гамма-спектрометричні дослідження, окрім заміру концентрації калію, дає можливість визначати співвідношення U/Ra і Th в породі. Вміст елементів U/Ra і Th використовується для вивчення умов басейну накопичення осадових порід [68]. Для цього досліджують інформацією з розподілу відношень $K/U/Ra$ і K/Th . Зауважимо, що при низьких значеннях відношень ($K/U/Ra$ і K/Th) басейн накопичення осадових порід характеризується значною відстанню від джерела зносу осадових порід і породи є мономінеральними з домінуючим вкладом кварцу. При великих значеннях відношень ($K/U/Ra$ і K/Th) басейн накопичення осадових порід характеризується як басейн, який знаходиться близько до джерела зносу осадових порід. Велика кількість уламків не встигала зруйнуватися. Це обумовлює присутність таких крихких мінералів як ортоклаз, мусковіт, флогопіт, біотит і породи в цьому випадку характеризуються як поліміктові.

В роботі [69] нами доведена можливість використання результатів гамма-спектрометрії для літологічного розчленування розрізу. Тому, для корекції часу життя теплових нейтронів на етапі побудови латеральних схем розподілу нейтронних властивостей необхідно враховувати літологічні ознаки порід, які одержані за результатами досліджень природної радіоактивності.

Використання комплексної інформації з розподілу природних радіоактивних елементів розширить можливості визначення ділянки з поліміктовим складом скелета, що дозволить прогнозувати вплив мінерального складу на нейтронні властивості.

Використання методу гамма-спектрометрії для корекції нейтронних властивостей порід продуктивних комплексів дало можливість підвищити достовірність визначення коефіцієнта насиченості колектора за результатами методу імпульсного нейтронного каротажу.

3.2.2. Дослідження поточного коефіцієнта газонасичення у процесі закачування і вилучення газу на природних сховищах газу. Поточний коефіцієнт насичення при експлуатації природних сховищ газу є одним з основних параметрів, який дає змогу спостерігати за технологією вилучення і закачування газу. З цією метою для його визначення може бути використана попередньо розглянута методика, яка дає можливість враховувати нейтронну неоднорідність скелета порід колекторів. Можливість одержання інформації про динаміку процесу збільшення і зменшення коефіцієнта насичення на протязі короткого інтервалу часу (один рік) дає можливість підвищити достовірність використання методу імпульсного нейтронного каротажу за рахунок спостереження часу життя теплових нейтронів у функції часу.

Нейтронна характеристика продуктивних порід залежить від статичних параметрів і динамічних процесів, що виникають у процесі розробки. Статичні параметри, що характеризують нейтронні властивості скелета породи, не змінюються в часі. Динаміка часу життя теплових нейтронів у породі пов'язана зі зміною коефіцієнта насичення.

Достовірність розрахунків K_z в значній мірі залежить від точності визначення нейтронних параметрів і коефіцієнта пористості комплексом геофізичних методів. Точність визначення декременту затухання теплових нейтронів повинна задовольняти похибці 3 – 4 %. Основний чинник, який впливає на точність, є характеристика свердловинних умов (нейтронних властивостей свердловинного простору).

Дослідження закономірностей розповсюдження полів нейтронів (n_{nt} , n_t) у однорідному середовищі не завжди дає можливість використати їх для практичного визначення кількісних характеристик результатів свердловинних досліджень. Рідина, яка заповнює свердловину приводить до зміни розподілу нейтронів. Свердловинний прилад розташований у рідині, нейтронні властивості якої відрізняються від властивостей порід. Окрім того,

в обсаджених свердловинах між приладом і гірськими породами розташовується металева колона з цементним кільцем [30].

Припустимо, що породи характеризуються нейтронною однорідністю і рідина, яка заповнює свердловину також однорідна, але з іншими властивостями – тобто, більшим вмістом водню; швидкі нейтрони інтенсивніше сповільнюються у свердловині у порівнянні з пластом. Початкова щільність теплових нейтронів у свердловині більша ніж у пласті, і тому, потік нейтронів спрямований з свердловини у пласт. Такий розподіл нейтронів створює основну перешкоду для реєстрації щільності теплових нейтронів. Із збільшенням часу щільність нейтронів у свердловині зменшується у порівнянні з пластом, починається зміна напрямку потоку нейтронів, тобто з пласта у свердловину, де розташовано датчик теплових нейтронів. Таким чином, на достатньо великому часі затримки (1000 – 1500 мкс) щільність теплових нейтронів залежить від властивостей пласта.

Для нафтогазових необсаджених і обсаджених свердловин, в основному, зберігається співвідношення величин часу життя теплових нейтронів у свердловині та пласті відповідно $\tau_1 < \tau_2$ ($\tau_1 \leq 170 - 190$ мкс, $\tau_2 \geq 250$ мкс); із зростанням часу затримки t щільність нейтронів в свердловині стає меншою і дифузійний потік нейтронів спрямовується з пласта у свердловину. За умови виконання нерівності $t > t_{ac}$ (де t_{ac} – асимптотичний час) щільність нейтронів буде залежати від нейтронних властивостей пласта і досягатиме моменту, коли щільність теплових нейтронів у свердловині і пласті однакова. Асимптотичний час (t_{ac}) – це час з якого починається перевага надходження нейтронів з пласта. Він визначає перехідну зону, для якої ліва частина розподілу $n(t, z)$ ($t < t_{ac}$), в основному, характеризується властивостями свердловинного середовища, а права частина ($t > t_{ac}$) зумовлена властивостями пласта.

Щільність нейтронів у свердловині в межах приймача теплових нейтронів описується формулою [30] :

$$n(t, z) = \frac{A \exp \left[-t / \tau_2 - z^2 / 4(\Lambda_z^2 - D_2 t) \right]}{\sqrt{\Lambda_z^2 + D_2 t (\Lambda_p^2 + D_2 t)}}, \quad (3.15)$$

(за умови $t > t_{ac}$, $\tau_l < \tau_2$)

де $\Lambda_z^2 = L_{ef}^2 - D_2(t_{ac} + \Delta t)$,

$\Lambda_p^2 = L_{ef(1)}^2 - D_2(t_{ac} + \Delta t)$,

A – коефіцієнт, який не залежить від параметрів z і t ,

D_2 – коефіцієнт дифузії теплових нейтронів у породі,

L_{ef} – ефективна середня довжина міграції нейтронів вздовж (паралельно) осі свердловини в присвердловинній зоні пласта до моменту асимптотичного часу,

$L_{ef(1)}$ – ефективна середня довжина міграції нейтронів у присвердловинній зоні пласта у площині, яка ортогональна осі свердловини.

Виходячи з рівняння (3.15) видно, що щільність нейтронів залежить від початкового розподілу нейтронів (величини Λ_z^2, Λ_p^2) і їх міграції до часу t_{ac} . Величини τ_l, τ_2 , які, в свою чергу, визначають величину t_{ac} і D_2 , також впливають на розподіл теплових нейтронів в межах нейтронного перетворювача. Вплив конструкції свердловини на величину щільності нейтронів на осі свердловини значний і відображається через коефіцієнт A . Таким чином, зменшення впливу свердловинних умов залежить від багатьох чинників, які не завжди можна врахувати.

При дослідженні свердловин, обсаджених металевими колонами з цементним кільцем, які суттєво впливають на розподіл щільності нейтронів, можна припустити, що на величину коефіцієнта A конструкція свердловини впливає сталою величиною. Зміна коефіцієнта A можлива за рахунок зміни величини τ_l , тобто при зміні концентрації NaCl в свердловинному розчині.

Необхідно зауважити, що виходячи з таблиці 3.2, величина τ_2 для порід з полімінеральним складом скелета занижена, що приводить до зміни співвідношення τ_l, τ_2 . Така зміна може привести до переміщення границі

асимптотичного часу, що вплине на точність визначення нейтронних параметрів, за умови використання стандартних методик оброблення результатів нейтронного каротажу.

Вплив свердловинних умов на визначення величини нейтронних параметрів і поточного коефіцієнта газонасичення ставить задачу дослідження залежності змін нейтронних параметрів свердловинного середовища у процесі вимірювання методом нейтронного каротажу.

У процесі експлуатації газосховища величина декремента затухання теплових нейтронів суттєво змінюється в часі і залежить від наступних параметрів:

$$\lambda_n^g = \xi(\lambda_{ск}, \lambda_z, K_z, \lambda_\theta, K_\theta, K_n, \Gamma_{св} \dots) \quad (3.16)$$

де λ_n^g – виміряне значення декремента затухання у породі,

$\lambda_{ск}, \lambda_z, \lambda_\theta$ – декременти затухання теплових нейтронів, відповідно у мінеральному скелеті, воді і газі, які заповнюють поровий простір,

$\Gamma_{св}$ – геометричні параметри свердловини,

K_n – коефіцієнт пористості,

K_z – коефіцієнт газонасиченості,

K_θ – коефіцієнт водонасиченості.

Враховуючи динаміку режимів експлуатації ПСГ залежність (3.16) запишемо виразом:

$$\lambda_n^g = \lambda_{st} + \lambda_d = \xi(\lambda_{ск}, K_n, d_K, h_{уК}) + \xi(\lambda_z, K_z, \lambda_\theta, K_\theta) \quad (3.17)$$

де λ_{st} – статична складова декремента, яка зумовлена параметрами, що не змінюються у процесі експлуатації,

λ_d – динамічна складова декремента, яка зумовлена змінами коефіцієнта газонасиченості і свердловинними умовами,

$\lambda_{ск}, \lambda_в, \lambda_г$ – декременти затухання теплових нейтронів відповідно у мінеральному скелеті, воді і газі, які заповнюють поровий простір,

K_n – коефіцієнт пористості,

$K_г$ – коефіцієнт газонасиченості,

$K_в$ – коефіцієнт водонасиченості,

d_k – діаметр колони,

$h_{цк}$ – товщина цементного кільця.

Величина параметру $\lambda_{ст}$, яка залежить від нейтронних властивостей скелета породи, об'єму порового простору і геометрії обсадної колони практично не змінюються з часом експлуатації, а динамічна складова λ_d у процесі експлуатації буде залежати від зміни коефіцієнта газонасиченості і, як виняток, від зміни свердловинних умов. Зміна свердловинних умов в цьому варіанті можлива тільки за рахунок зміни $\lambda_в$ пластової води у процесі експлуатації, яку можна врахувати розрахунковим шляхом. Таким чином, на декремент затухання теплових нейтронів у породах продуктивного комплексу при експлуатації ПСГ буде впливати насиченість пласта. Виходячи з цього розглянемо можливість контролю за влученням і закачуванням газу у сховища.

Представимо модель етапів контролю вилучення газу з колектора. Поровий простір продуктивних колекторів заповнений залишковою водою і газом. Об'єм газу залежить від будови порового простору і властивостей поверхні скелета породи. Для певного родовища граничний коефіцієнт насичення є конкретною величиною, за якою можна розрахувати нейтронні властивості продуктивних відкладів. На природних сховищах газу літній період є процедурою закачування газу, що приводить до граничного заповнення порового об'єму. В цей період проведено вимірювання декремента затухання теплових нейтронів будуть відповідати граничним значенням насиченості. Характеристику нейтронного поля процесу вилучення представимо різницею нейтронних властивостей покладів $\lambda_n^s - \lambda_n^p$,

виміряних значень у літній період і розрахованих за граничними значенням. Використовуючи формулу (3.17) після нескладних перетворень отримуємо:

$$\lambda_n^* - \lambda_n^p = (\lambda_{ск}(1 - K_n) + \delta\lambda_{св} + (\lambda_z K_z^{zp} + \lambda_a K_a)K_n) - (\lambda_{ск}(1 - K_n)(\lambda_z K_z^{zp} + \lambda_a K_a)K_n) \quad (3.18)$$

$$\lambda_n^* - \lambda_n^p = \delta\lambda_{св}$$

де $\delta\lambda_{св}$ – складова декремента, яка зумовлена свердловинними умовами

$\lambda_{ск}$, λ_a , λ_z – декременти затухання теплових нейтронів відповідно у мінеральному скелеті, воді і газі, які заповнюють поровий простір,

K_n – коефіцієнт пористості,

K_z^{zp} – граничний коефіцієнт газонасиченості,

K_a – коефіцієнт водонасиченості,

λ_n^* – декремент затухання теплових нейтронів, виміряний при граничному насиченні,

λ_n^p – розрахований декремент затухання теплових нейтронів.

З представленого видно, що різниця нейтронних характеристик розрахованого і виміряного значення декремента затухання зумовлена впливом свердловинних умов. Визначати складову впливу свердловинних умов на результати визначення декремента затухання теплових нейтронів можливо розрахунковим шляхом, але він має певні недоліки. Достатньо складно визначити геометричні параметри свердловини, значення часу життя теплових нейтронів і коефіцієнта дифузії у свердловині і пластах. Нами пропонується інший шлях визначення впливу свердловинних умов для певного сховища газу, який проводиться за наступною технологією.

Нейтронна характеристика газонасиченої товщі визначається типом флюїду і мінеральним складом скелета породи. Для урахування варіацій часу життя теплових нейтронів у скелеті породи в межах площі використовується принцип побудови схеми розподілу $\tau_{ск}$. Для прикладу в роботі розглянуто Пролетарське газосховище.

Газонасичений горизонт М-7 представлено пачкою пісковиків з лінзовидними прошарками глинисто-аргілітових порід. Літологічна характеристика порід відмічається неоднорідністю. Пісковики сірі, дрібно- і різнозернисті, слюдяні, з рихлими різновидами. У свердловинах № 89, 126 вони характеризуються як сильно слюдисті, що відображається на їхніх нейтронних властивостях. Сортуння і обкатаність уламкового матеріалу слабке: переважають уламки зерен гострокутної, напівкутової і напівобкатаної форми. За уламковим матеріалом пісковики відносяться до поліміктового типу. Вміст уламкового матеріалу досягає 80 %, кількість цементу до 20 %. Його склад, в основному, каолініт-кальцитовий. Місцями зберігся епігенетичний, перекристалізований кальцитовий та крупнолуштинний каолінітовий цемент порового типу, що утворився за рахунок перетворення слюди.

Колекторські властивості порід горизонту М-7 змінюються в широких межах. Величина пористості пісковиків згідно з лабораторними даними складає 11,4–28,2 %, за промислово-геофізичними даними 20,0–30,0 %, кількість пелітової фракції 9,45–20,70 %. Коефіцієнт газонасиченості складає 0,48–0,81.

За результатами лабораторних досліджень керна розраховано час життя теплових нейтронів і складено схему розподілу величини $\tau_{СК}$ (рис. 3.7). На схемі спостерігається достатньо монотонна характеристика нейтронних властивостей скелета, але є як зростання значень величини $\tau_{СК}$ (св. №96, 126, 137, 134) так і їх зменшення (св. №9, 125). Зменшення пов'язано із збільшенням вмісту слюди у скелеті. Схема розподілу $\tau_{СК}$ буде використана для визначення розрахованого значення декременту затухання теплових нейтронів при граничному насиченні пласта. Граничні значення коефіцієнта газонасичення використані як першопочаткові, які були визначені при розкритті пласта.

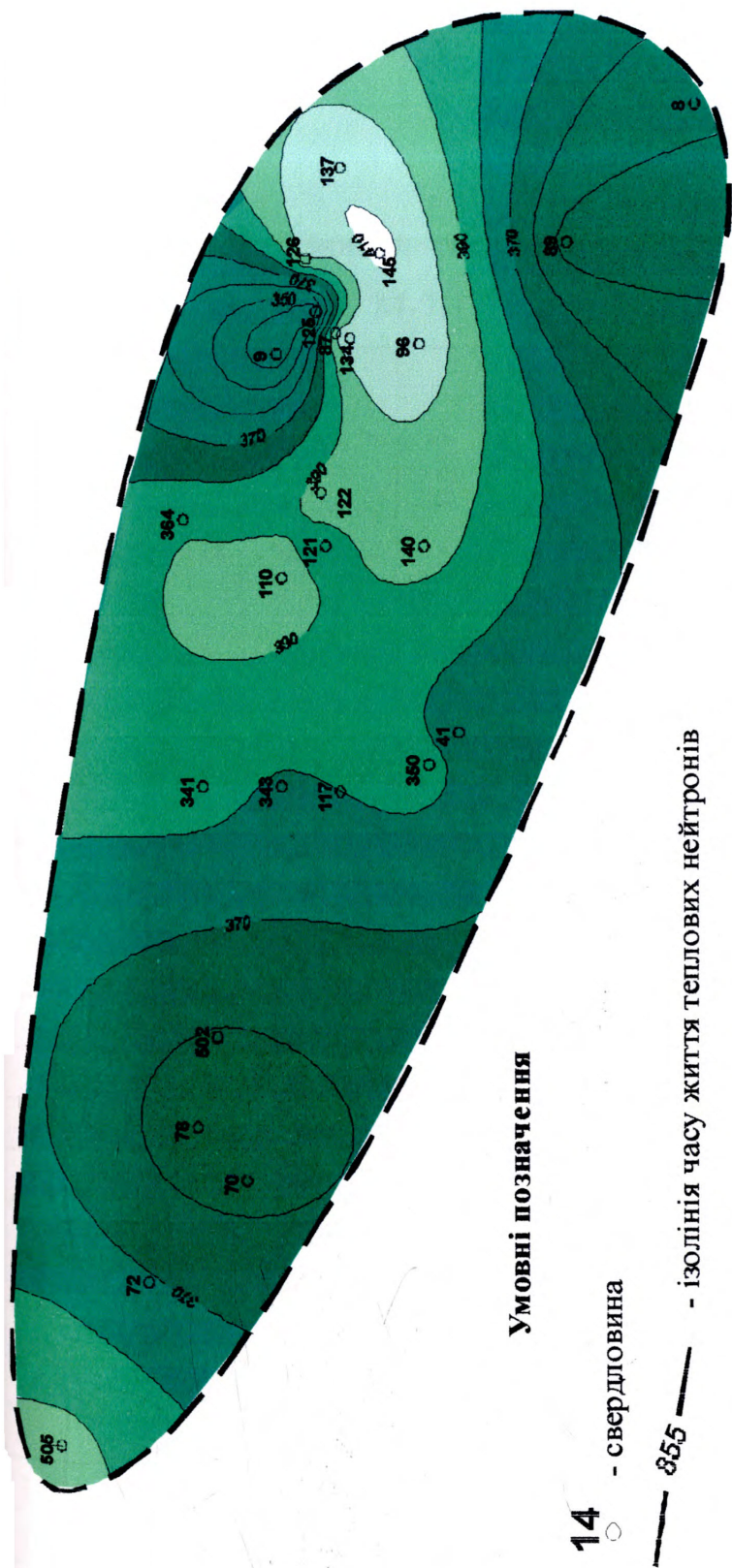


Рис. 3.7. Схема розподілу часу життя теплових нейтронів у скелеті теригенної породи горизонту М-7(1) Пролетарського ПСГ

Використовуючи схему розподілу часу життя теплових нейтронів у скелеті породи і значення граничного насичення продуктивних порід, розраховано час життя теплових нейтронів породи з граничним насиченням. Результати розрахунків часу життя теплових нейтронів наведені у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3. –

**Розрахунки часу життя теплових нейтронів газонасиченого горизонту
М-7(1) Пролетарського ПСГ**

№ св.	Інтервал пласта, м		Кп, % (за даними ГДС)	Кг, % (за даними електро- метрії)	$\tau_{ск},$ МКС	$\tau_{розр.},$ МКС	$\tau_{вим.},$ МКС (за ІННК)	$(\tau_{розр.} - \tau_{вим.}),$ МКС
	покрівля	підосва						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	1464,0	1468,0	18,0	-	351,5	226,7	190,0	36,7
9	1427,2	1439,4	20,0	-	331,3	284,4	250,0	34,4
41	1456,0	1462,0	21,0	-	372,2	180,9	150,0	30,9
70	1452,2	1458,0	9,5	47,5	356,6	255,3	200,0	55,3
72	1439,4	1442,4	10,2		370,8	287,4	180,0	107,4
78	1445,4	1451,6	7,0	35,0	352,9	284,2	200,0	84,2
87	1423,2	1436,4	30,0	82,0	402,9	253,9	180,0	73,9
89	1439,6	1474,0	23,0	40,0	344,5	203,9	160,0	43,9
96	1426,8	1436,8	32,0	85,0	407,8	334,9	330,0	4,9
110	1430,2	1436,8	24,0	70,0	393,7	268,1	210,0	58,1
117	1143	1444,8	22,0	-	380,5	248,6	180,0	68,6
121	1428,8	1434,0	23,0	60,0	385,6	248,3	180,0	68,3
122	1427,6	1439,0	18,0-28,0	73,0	393,7	275,5	210,0	65,5
125	1424,0	1425,2	18,0	54,0	328,1	234,4	220,0	14,4
126	1424,0	1435,6	23,0	78,0	403,0	253,9	250,0	3,9
134	1423,2	1436,8	30,0	82,0	407,8	290,6	280,0	10,6
137	1428,2	1444,6	28,0	80,0	407,8	322,1	320,0	2,1
140	1433,2	1442,4	20,0-22,0	78,0	393,7	298,6	260,0	38,6
145	1427,2	1436,0	30,0	84,0	412,8	300,3	220,0	80,3
146	1427,0	1437,0	20,1	82,0	407,8	296,2	200,0	96,2
341	1450,0	1469,0	20,0	50,0	384,8	241,4	180,0	61,4

Продовж. табл. 3.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
343	1446,0	1459,2	23,0	-	377,7	252,4	190,0	62,4
350	1449,2	1456,0	20,0	-	384,8	258,6	200,0	58,6
364	1442,4	1450,4	23,0	70,0	389,2	269,6	260,0	9,6
502	1441,2	1446,4	18,2	51,0	359,1	242,7	160,0	82,7
505	1452,8	1459,6	23,0	60,0	393,7	250,1	170,0	80,1

Розраховані значення використані для побудови схеми розподілу нейтронних властивостей газонасиченої породи у площинному варіанті (рис. 3.8). На схемі виділяється ділянка з підвищеними значення часу життя теплових нейтронів.

В цих самих свердловинах проведено дослідження методом ІННКт і визначено значення часу життя теплових нейтронів. Дослідження проводились у літній період, коли закінчено закачування газу у природне сховище. Характер насичення порового простору оцінюється як граничний. За цими даними побудована схема розподілу вимірених значень нейтронних параметрів у свердловині (рис. 3.9). Порівняння цих схем дає змогу проаналізувати характер впливу свердловинних умов (див. табл. 3.3). Відмічаються локальні ділянки зменшеної різниці між розрахованими і визначеними значеннями нейтронних характеристик газонасиченого горизонту (св. № 96, 134, 126, 125), що вказує на зменшення впливу свердловинних умов. Одержана характеристика розподілу параметрів свердловинних умов підтверджує розглянуті теоретичні посилки. Для свердловин № 96, 134 зменшення впливу свердловинних умов пов'язано з відносно високим часом життя нейтронів у скелеті породи. Тобто τ_2 збільшується (див. табл. 3.3) і умови вимірювання ($\tau_1 < \tau_2$) покращуються. У свердловині № 125 зменшується час життя у скелеті, але за рахунок більшого вмісту води у свердловині (див. табл. 3.3) покращується співвідношення $\tau_1 < \tau_2$, що приводить до зменшення впливу.

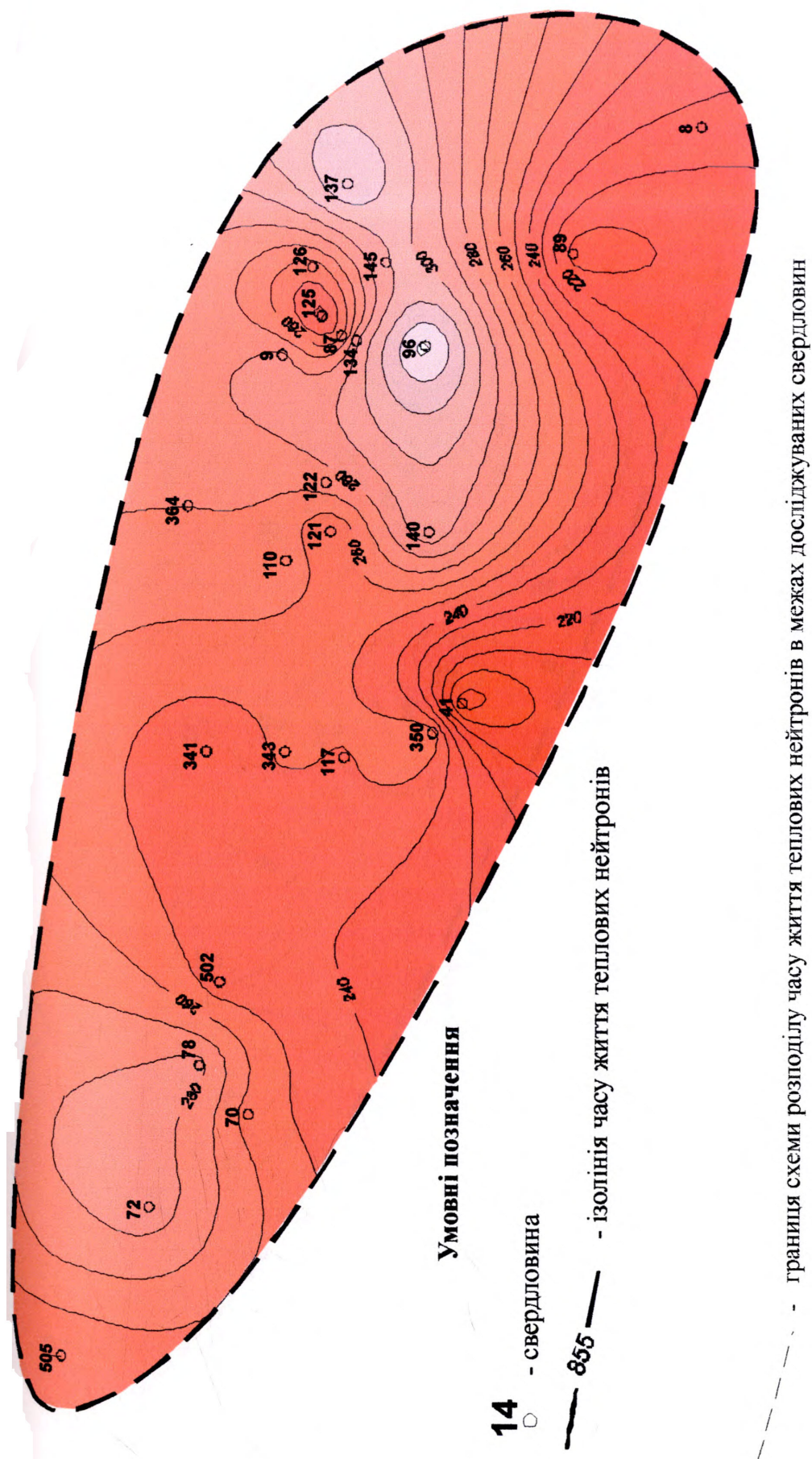


Рис. 3.8. Схема розподілу розрахованих значень часу життя теплових нейтронів у газонасиченій породі горизонту М-7(1) Пролетарського ПСГ.

Просторовий розподіл параметру впливу свердловинних умов дало можливість провести аналіз цих значень з врахуванням будови свердловини і точності визначення декременту затухання теплових нейтронів. Представлена технологія дала змогу розраховувати величину впливу свердловини на значення декременту затухання теплових нейтронів, які визначаються при проведенні методу ІННКт у свердловині.

Визначення поточного коефіцієнта насичення у процесі вилучення газу з сховища проводиться шляхом зіставлення декрементів затухання, які визначені за умови максимально насиченого пласта і у період експлуатації λ_n^g - λ_n^{g*} . Використання різниці значень декременту затухання теплових нейтронів, визначених при різній насиченості пласта дає можливість враховувати вплив свердловинних умов. Різниця нейтронних властивостей максимально насиченого і недонасиченого пласта на період вимірювань буде відповідати зменшенню об'єму газу.

Використання різницевого параметру дає змогу проводити контроль зміни поточного газонасичення під час експлуатації природних газосховищ і враховувати вплив свердловинних умов на результати визначення декременту затухання методом ІННКт. Достовірність визначення поточного коефіцієнта газонасичення залежить від стабільності свердловинних умов і співвідношення $\tau_1 < \tau_2$.

Нами пропонується проводити контроль зміни свердловинних умов, за наступною схемою. З рівняння (3.17 і 3.18) після нескладних перетворень отримаємо:

$$\begin{aligned}\lambda_n^g - \lambda_n^p &= \delta\gamma_{св} + \Delta\lambda_{n,1}^{nom} \\ \lambda_n^g - \lambda_n^{g*} &= \Delta\lambda_{n,2}^{nom}\end{aligned}\tag{3.19}$$

де $\delta\lambda_{св}$ – складова декременту, яка зумовлена свердловинними умовами,

λ_n^{g*} – декремент затухання теплових нейтронів, виміряний при граничному насиченні,

λ_n^6 – декремент затухання теплових нейтронів, виміряний у поточний час,

λ_n^P – розрахований декремент затухання теплових нейтронів,

$\Delta\lambda_n^{nom}$ – декремент затухання теплових нейтронів, обумовлений зменшенням газонасиченості пласта.

Розв'язання рівнянь (3.19) відносно $\Delta\lambda_n^{nom}$ дало можливість контролювати зміну впливу свердловинних умов. Величина складової декременту затухання теплових нейтронів $\delta\lambda_{св}$ розраховується за формулою (3.18) і відповідає свердловинним умовам при максимальному насиченні покладу з урахуванням неоднорідності мінерального складу скелета. Якщо значення декременту затухання теплових нейтронів при зменшенні газонасиченості пласта відповідають $\Delta\lambda_{n,1}^{nom} \approx \Delta\lambda_{n,2}^{nom} \pm \varepsilon$, де ε – приведена похибка вимірювання, то величина впливу свердловинних умов не змінилася. У разі якщо $\Delta\lambda_{n,1}^{nom} \neq \Delta\lambda_{n,2}^{nom} \pm \varepsilon$, то свердловинні умови змінилися, що обумовлює необхідність використання нової інформації про зміну будови свердловини або нейтронних параметрів рідини.

Використання розглянутої технології дало можливість враховувати геологічні і петрофізичні неоднорідності продуктивних розрізів, представлених породами складної будови, і контролювати процес вилучення газу у процесі експлуатації природних сховищ газу.

3.3. Застосування акустичного каротажу для визначення коефіцієнта пористості порід складної будови

Визначення фільтраційних властивостей порід-колекторів за даними геофізичних методів і коефіцієнта насиченості методом імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу залежить від достовірності інформації про об'єм порового простору колектора. Метод акустичного каротажу (АК) є одним із головних методів для визначення коефіцієнта пористості [70]. Інтерпретація методу акустичного каротажу в умовах дослідження порід із

складною будовою значно ускладнюється та потребує аналізу впливу поліміктового складу скелета і цементу породи на швидкість пружних хвиль.

Сучасний рівень будови апаратури акустичного каротажу дає можливість, з високою точністю, визначати кінематичні і динамічні параметри пружних хвиль, але результати геологічної інтерпретації цієї інформації, в основному, базуються на дослідженні залежностей акустичних параметрів від особливостей мінерального складу скелета породи, цементу та структури порового простору.

3.3.1. Аналіз чинників, що впливають на достовірність визначення коефіцієнта пористості методом акустичного каротажу. Інтерпретація методу акустичного каротажу проводиться на основі моделі швидкості розповсюдження пружної хвилі у пористій матриці, яка насичена флюїдом [71]. Швидкість розповсюдження пружних хвиль у гірській породі, яка є складнобудованою матрицею, залежить від мінерального складу скелета породи, степеня і форми контактів зерен, об'єму цементу і форми розподілу його у поровому просторі та властивостей порового флюїду. Достовірність визначення K_n для глинистих порід і порід з складною мінеральною будовою зумовлена впливом вказаних чинників. Тому, при визначенні K_n за результатами вимірювань акустичного каротажу, необхідно враховувати вплив усіх цих чинників. Зауважимо, що кількість параметрів, які характеризують неоднорідність для порід-колекторів складної будови, зростає.

Визначення коефіцієнта пористості за інформацією акустичного каротажу проводять на основі використання емпіричних парних або багатомірних залежностей, які розраховуються на колекції зразків керна (“кern” – “kern”) для конкретного родовища або горизонту:

$$K_n = F(\Delta T, I_\gamma, \alpha_{PC}, Z); \quad (3.19)$$

де ΔT – інтервальний час проходження пружної хвилі в породі,
 I_γ – інтенсивність природної гамма-активності,
 $\alpha_{ПС}$ – відносна амплітуда потенціалів власної поляризації,
 Z – глибина залягання пласта.

На практиці використовують середньозважене значення коефіцієнта пористості за умови високої частки виносу керна для дослідження зв'язку з інтервальний часом (ΔT), який розраховується за інформацією свердловинних досліджень.

Породи-колектори нафти і газу відносяться до середовищ з недосконалими пружними зв'язками. Для опису пружних властивостей порід може бути використане спрощене рівняння середнього часу (формула Уайлі) [67]:

$$\Delta T_p = (1 - K_n) \Delta T_{ск} + K_n \Delta T_{pid}; \quad (3.20)$$

де $\Delta T_{ск}$ – інтервальний час у скелеті породи,
 ΔT_{pid} – інтервальний час в рідині, що заповнює поровий простір,
 K_n – коефіцієнт пористості.

Для глинистих порід рівняння має вигляд:

$$\Delta T_p = (1 - K_n - K_{гл}) \Delta T_{ск} + K_n \Delta T_{pid} + K_{гл} \Delta T_{гл}; \quad (3.21)$$

де $\Delta T_{гл}$ – інтервальний час у глинистому цементі,
 ΔT_{pid} – інтервальний час в рідині, що заповнює поровий простір,
 K_n – коефіцієнт пористості,
 $\Delta T_{ск}$ – інтервальний час у скелеті породи,
 $K_{гл}$ – коефіцієнт глинистості.

Достовірність визначення коефіцієнта пористості за рівняннями (3.20) і (3.21) залежить від значень параметрів $\Delta T_{ск}$, ΔT_{pid} , $\Delta T_{гл}$, які є функціями певних чинників. Встановлення цих параметрів проводиться розрахунковим

або емпіричним шляхом. Велика кількість чинників, які впливають на значення $\Delta T_{ск}$, $\Delta T_{рід}$, $\Delta T_{гл}$ ускладнює їх визначення. На величину інтервального часу розповсюдження пружних хвиль у рідині в основному впливає густина рідини (концентрація солей) в зоні проникнення, розміри якої, як правило, більші за глибинність дослідження методу акустичного каротажу. Для визначення $\Delta T_{рід}$ використовуються відомі номограми [60].

Інтервальний час проходження пружних хвиль у скелеті породи залежить від мінерального скелета, характеру розподілу цементу і пружних властивостей міжзернових контактів. Для породи мономіктового складу скелета $\Delta T_{ск}$, в основному, визначається типом мінералів, а для поліміктових порід визначається за об'ємною часткою вкладу певного мінералу у скелеті. Значення $\Delta T_{ск}$ визначається шляхом екстраполяції рівняння лінійної залежності $\Delta T = f(K_n)$ до осі ординат за умови $K_n=0$. Цим способом враховується вплив кожної частки мінерального скелета, ступеня ущільненості зерен і глинистості, але необхідно враховувати, що геологічний простір характеризується неоднорідністю, яка впливає на значення $\Delta T_{ск}$ і знижує достовірність визначення коефіцієнта пористості.

Проведено дослідження зміни величини інтервального часу у скелеті порід-колекторів для нафтогазових родовищ ДДЗ. Розрахунки виконані за результатами лабораторних досліджень керн на Кулічихінському, Тимофіївському, Яблунівському, Наріжнянському, Мар'їнському, Краснозаярському родовищах. На рис. 3.10 представлені рівняння лінійних залежностей інтервального часу від коефіцієнта пористості. Вільний коефіцієнт рівняння визначає величину $\Delta T_{ск}$ (таблиця 3.4).

З таблиці видно, що спостерігається значна диференціація значень інтервального часу в скелеті породи від 172,8 мкс/м до 184,8 мкс/м. Рівняння характеризуються достатньо високим коефіцієнтом кореляції – 0,89 – 0,95. Середня абсолютна похибка визначення коефіцієнта пористості не перевищує 1,8%.

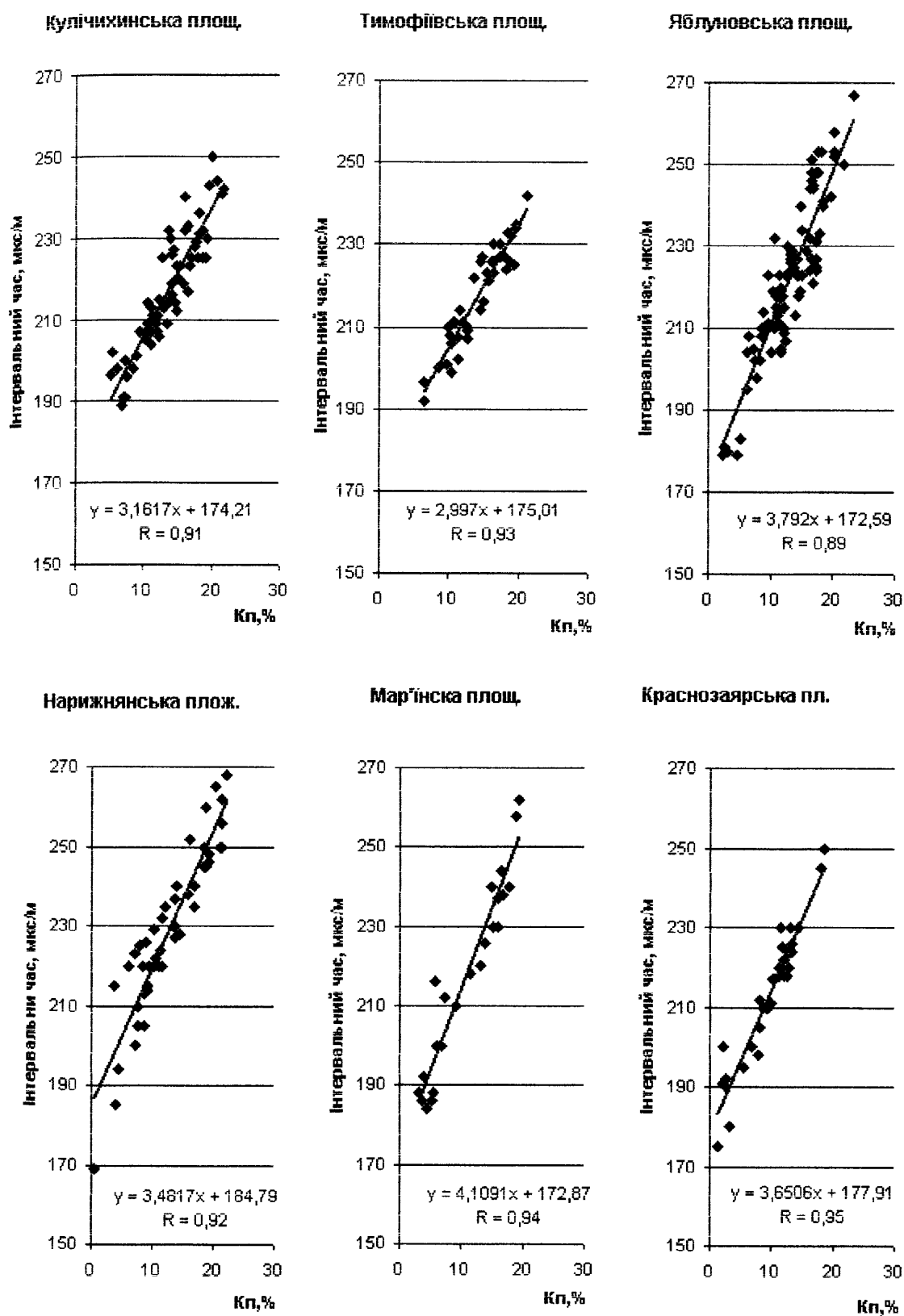


Рис. 3.10. Залежність інтервального часу від коефіцієнта пористості

Похибка визначення коефіцієнта пористості за результатами методу АК

№ п/п	Назва родовища	Рівняння регресії	Коефіцієнт кореляції, R^2	Абсолютна середня похибка K_n , %
1	Кулічихінська	$\Delta T = 3,16Kn + 174,21$	0,91	1,32
2	Тимофіївська	$\Delta T = 2,99Kn + 175,01$	0,93	0,93
3	Яблунівська	$\Delta T = 3,79Kn + 172,59$	0,89	1,8
4	Наріжнянська	$\Delta T = 3,48Kn + 184,79$	0,92	1,73
5	Мар'їнська	$\Delta T = 4,11Kn + 172,8$	0,94	1,5
6	Краснозаярська	$\Delta T = 3,65Kn + 177,91$	0,95	0,97

Розбіжності значень інтервального часу проходження пружної хвилі у скелеті породи вказують на зміну його мінерального складу або вплив ступеня ущільнення контактів між зернами.

Окрім вище зазначеного на величину інтервального часу проходження пружної хвилі в скелеті породи впливає і склад цементу.

Особливий вплив здійснює глинистий цемент, який приводить, в загальному, до збільшення інтервального часу у породі. Збільшення величини інтервального часу у породі залежить від характеру розподілу глинистих частинок, кількості глинистих мінералів у цементі породи та ступеня пост-седиментаційного перетворення цементу і глинистих мінералів. Розглянемо декілька форм його розподілу у породі .

У випадку коли глинисті частинки знаходяться на поверхні пор породи, вони в меншій мірі отримують навантаження гірського тиску і тому, вміщують значний об'єм зв'язаної води. Акустичні властивості глинистої фракції, в цьому випадку, подібні до властивостей рідини, що заповнює поровий простір. Враховувати вплив глинистої фракції в цьому випадку не потрібно.

Породи-колектори з прошарковою глинистістю характеризуються значним ущільненням глин за рахунок гірського тиску і значення $\Delta T_{\text{гл}}$ можна

характеризувати величиною інтервального часу у глинистому пласті, який також знаходиться під тиском. Зауважимо, що необхідно враховувати відповідність мінерального складу глин в пласті-колекторі і у глинистому пласті, який перекриває продуктивний пласт.

Породи, що характеризуються незначною глинистістю, і глинистий цемент, який розташовується на контакті між зернами, за рахунок збільшення контактної жорсткості глинистість майже не впливає на швидкість розповсюдження пружних хвиль у породі-колекторі.

Для порід з поліміктовим складом скелета можливе руйнування зерен польового шпату і утворення глинистих мінералів у вигляді окремих зон пілітизації, на що вказують результати опису шліфів на Пролетарському і Розпашнівському родовищах, що приводить до зменшення швидкості пружних хвиль за рахунок розуцільнення. Для урахування впливу глинистості на величину ΔT при визначенні коефіцієнта пористості, основною задачею є встановлення умов утворення глинистого цементу і його розповсюдження. Ефективне розв'язання цієї задачі можливе на основі дослідження характеристик басейну накопичення осадів.

У відкладах пермі і карбону проведено дослідження з вивчення впливу мінерального складу зерен на швидкість проходження пружних хвиль в пластах-колекторах на Розпашнівському родовищі. Для цього використано результати опису шліфів пісковиків поліміктового складу, значення параметру інтервального часу, за методом акустичного каротажу, методу гамма-каротажу та результати визначення K_n у лабораторних умовах.

В інтервалах, де встановлено мінеральний склад за даними опису шліфів, визначали значення $\Delta T_{ск}^p$ скелета розрахунковим шляхом з рівняння середнього часу (3.21). Розрахунки представлені у таблиці 3.5

Таблиця 3.5 –

**Результати розрахунків інтервального часу у скелеті породи на
Розпашнівському родовищі.**

№ св.	Інтервал, м	$\Delta T_{\text{вн}}^{\text{с}}$, мкс/м	$K_{\text{п}}^{\text{к}} \text{ керн},$ серед. %	$\Delta T_{\text{ск}}^{\text{р}}$, мкс/м	J_{γ} , пА/кг	$\Delta T_{\text{ск}}^{\text{с}}$, мкс/м	SiO ₂ , %	Польовий шпат, %
4	4113-4123	240	11,4	193,0	$6,1 \cdot 10^{-3}$	176,8	40-45	15-20
4	4133-4145	245	12,3	195,2	$6,4 \cdot 10^{-3}$	177,2	45	20
4	4145-4157	243	13,6	186,8	$5,16 \cdot 10^{-3}$	176,9	50	25
4	4064-4076	245	13,1	191,4	$5,8 \cdot 10^{-3}$	177,9	64	15
13	4339-4347	246	15,0	183,5	$4,7 \cdot 10^{-3}$	176,3	56	11
13	4266-4274	248	15,6	184,1	$4,5 \cdot 10^{-3}$	177,2	25-35	13
13	4266-4274	250	15,8	184,3	$4,7 \cdot 10^{-3}$	177,1	20-35	5
16	4308-4316	225	11,0	180,3	$4,01 \cdot 10^{-3}$	177,6	30-35	5-7
16	4325-4335	243	14,0	184,8	$4,6 \cdot 10^{-3}$	178,1	20-30	6-7
16	4335-4341	244	14,6	183,1	$4,5 \cdot 10^{-3}$	176,8	15-20	2-3
75	4238-4250	255	16,8	185,3	$5,5 \cdot 10^{-3}$	174,4	20-40	10-15
75	4252-4262	258	18,2	181,9	$4,66 \cdot 10^{-3}$	175,3	40-50	17
75	4263-4268	260	19,4	178,1	$5,5 \cdot 10^{-3}$	174,8	40-60	15-20
75	4270-4272	254	17,6	180,6	$4,4 \cdot 10^{-3}$	175,0	35-40	18

Розбіжність у розрахованих значеннях $\Delta T_{\text{ск}}^{\text{р}}$ пов'язується з впливом глинистості або дисперсної частини цементу. За результатами методу гамма-каротажу враховується вплив глинистого цементу і вводяться поправки за глинистість. Виправлені значення $\Delta T_{\text{ск}}^{\text{с}}$ за вплив глинистості зв'язувались з відносною величиною (SiO₂, % / польові шпати, %).

Зразки керн з свердловин №4, 13, 16 (інтервал глибин 4140 м – 4250 м), характеризуються підвищеними значеннями $\Delta T_{\text{ск}}^{\text{с}}$ в межах 177 мкс/м. Слід зазначити, що лабораторні дослідження значень ΔT і $K_{\text{п}}$ вказують на значення $\Delta T_{\text{ск}}$ з величиною 177 мкс/м, що співпадає з розрахунками. За

даними опису шліфів встановлено, що ці зразки характеризуються наявністю кварцево-глинистих, карбонатно-глинистих цементів.

Зразки з свердловини №75 (інтервал глибин 4237 м – 4324 м) характеризуються пониженими значеннями $\Delta T_{ск}^2$ (див. табл. 3.5). Для цих порід характерним є наявність глинисто-кварцевого цементу, регенераційного кварцевого або звичайного кварцитового цементу. Пояснити зменшення інтервального часу можна ущільненням контактів між зернами за рахунок типу цементу. Його мінеральний склад впливає на величину $\Delta T_{ск}$, тому особливо важливо враховувати зміни мінерального складу цементу в окремих локальних інтервалах гірської породи.

Проведемо дослідження впливу регенерації зерен скелета на швидкість пружної хвилі у скелеті породи. Визначення коефіцієнта пористості методом акустичного каротажу у породах, що характеризуються вторинними процесами утворення порового простору, значно ускладнено. Це пов'язано з утворенням мікротріщинуватості зерен скелета, зміною форми і ущільненням контактів між зернами, утворенням вторинної пористості, локальністю процесу регенерації скелета.

Для проведення дослідження впливу вторинних процесів на параметри розповсюдження пружних хвиль, нами використані результати геофізичних досліджень і аналіз мінералогічного опису шліфів зразків керна на прикладі Яблунівського родовища [72, 73].

Занурення порід-колекторів приводить до зростання гірського і бічного тиску. Під впливом тиску починається деформація окремих частинок, реконструкція їх в точках зіткнення, що приводить до утворення більш щільного контакту і загального ущільнення породи в цілому. Окрім того, ущільнення породи може виникати унаслідок вторинного виділення кремнезему, кальциту та інших сполук і утворення нових мінералів на контактах зерен. Цей процес спостерігається у вигляді регенерації частинок кварцу [74, 75, 76]. Таким чином, процеси вторинної зміни порід-колекторів

приводять не тільки до зміни їх колекторських параметрів, але і до зміни пружних властивостей скелета породи.

Розглянемо характеристику вторинних процесів утворення колектора на прикладі Яблунівського газоконденсатного родовища і вплив їх на швидкість пружних хвиль. Продуктивні відклади пов'язані з породами-колекторами турнейського, візейського та серпухівського ярусів нижнього карбону. Породи-колектори представлені переважно пісковиками і гравелітами. Кластичний матеріал складає 75–95 % і представлений зернами кварцу (80–95 %) та уламками кварцитів (1–15 %). Цемент за типом співвідношення з уламками контактно-поровий і регенераційний, рідше плівковий. Гравеліти характеризуються низьким ступенем відсортованості. Кластичний матеріал складає 85–95 % і представлений переважно зернами кварцу (85–97%) та уламками кварцитів (2–15 %).

Вторинним матеріалом, який найбільше зустрічається в пісковиках і гравелітах, є кварц. Вторинний кварц присутній у вигляді регенераційних облямівок товщиною 0,02–0,07 мм. При цьому зерна кварцу, які розростаються на контактах один з одним спаюються і утворюють нові грані, іноді, уламки регенерують до кристалографічних граней (див. рис. 3.10).

Процес регенерації в породі протікає нерівномірно, тобто ступінь регенерації залежить від літолого-структурних факторів. Пісковики і гравеліти, що характеризуються високим ступенем регенерації максимально ущільнені. Збільшення ступеня ущільнення приводить до зміни якості контакту між уламками.

Наведена характеристика порід-колекторів турнейського та візейського ярусів Яблунівського газоконденсатного родовища вказує на те, що породи продуктивного комплексу характеризуються різним ступенем регенерації, розподіл якого має локальний характер. Породи візейського ярусу мають меншу ступінь регенерації незважаючи на значні глибини залягання (4500 м – 5000 м).

За результатами опису шліфів з свердловини №3 Яблунівського родовища вибрані інтервали відбору керна з низьким і високим коефіцієнтом регенерації (рис. 3.11, 3.12, 3.13). В яких зіставленні результати визначення коефіцієнта пористості у лабораторних умовах і за даними акустичного каротажу. У таблиці 3.6 наведені ці результати.

**Таблиця 3.6. –
Результати зіставлення коефіцієнтів пористості, визначених методом АК
і на керні**

Інтервал, м	ΔT_p , мкс/м	J_γ , пА/кг	K_p^{AK} , %	$K_p^{керн}/n$, %	Ступінь регенерації
1	2	3	4	5	6
4959,6-4962,2	210	$3,0 \cdot 10^{-3}$	8,1	10,7/20	сильний
4966,6-4970,0	212	$2,9 \cdot 10^{-3}$	8,6	10,3/14	сильний
4975,6-4979,8	212	$3,0 \cdot 10^{-3}$	8,6	8,9/20	низький

Наведені у таблиці значення величини природної гамма-активності в межах інтервалів вказують на однорідну характеристику пластів за глинистістю. Цей факт зводить до мінімуму похибку визначення K_p за методом АК при врахуванні впливу глинистості на результати вимірювань інтервального часу проходження пружної хвилі.

З наведеного видно, що в породах з низьким ступенем регенерації, величини K_p за АК і K_p за дослідженнями керна мають близькі значення (відносна похибка 3,3 %). В інтервалах з високим ступенем регенерації спостерігається значне розходження величини K_p , яке визначене за двома методами (відносна похибка 17,5 %).

Величини коефіцієнтів пористості в цих інтервалах будуть співпадати, якщо інтервальний час розповсюдження пружної хвилі в скелеті породи прийняти на 10–13 мкс/м меншим, ніж встановлена величина для цих відкладів.

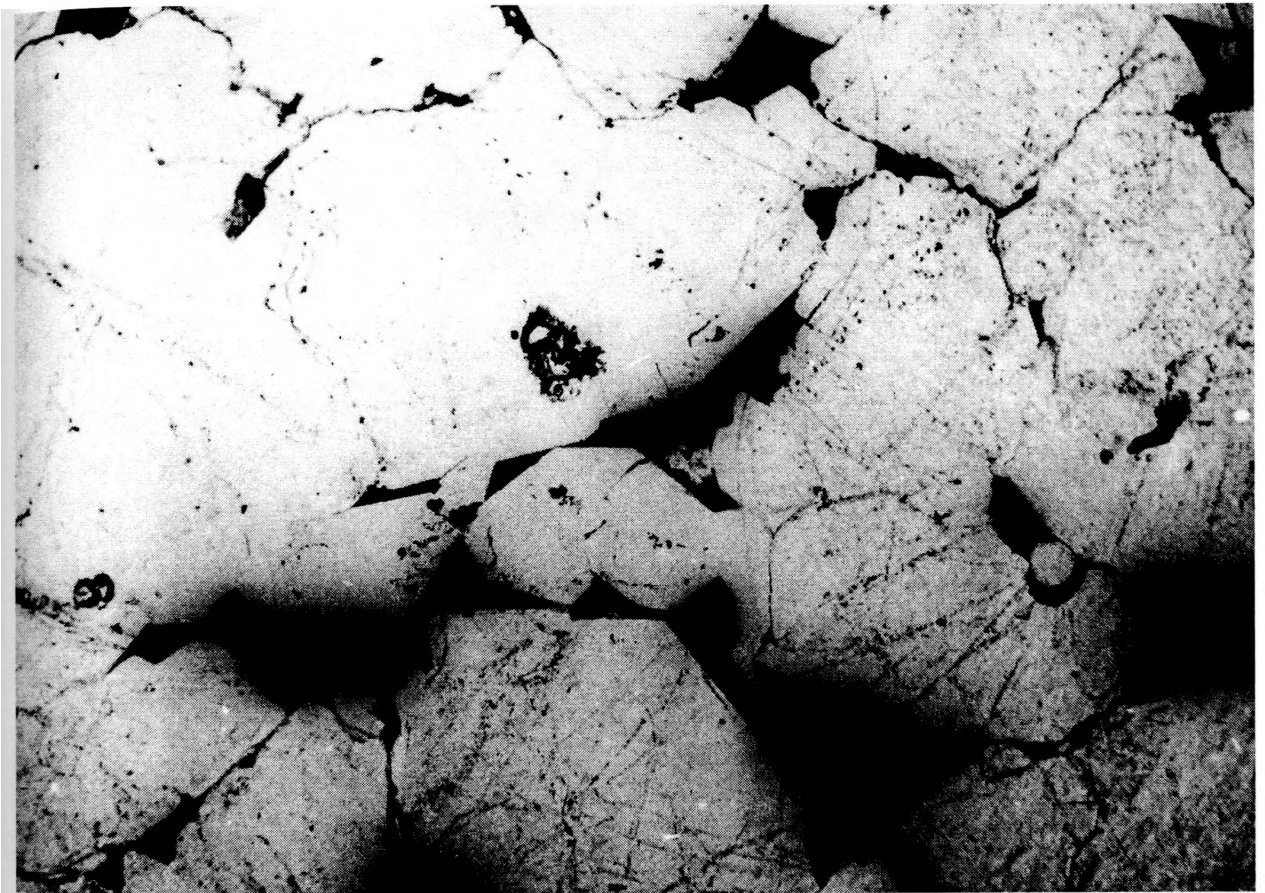


Рис. 3.11. Шліф зразка породи Яблунівської площі. Регенерація зерен кварцу до кристалографічних граней (свердловина №3, інтервал 4957 м – 4959 м, пісковик).

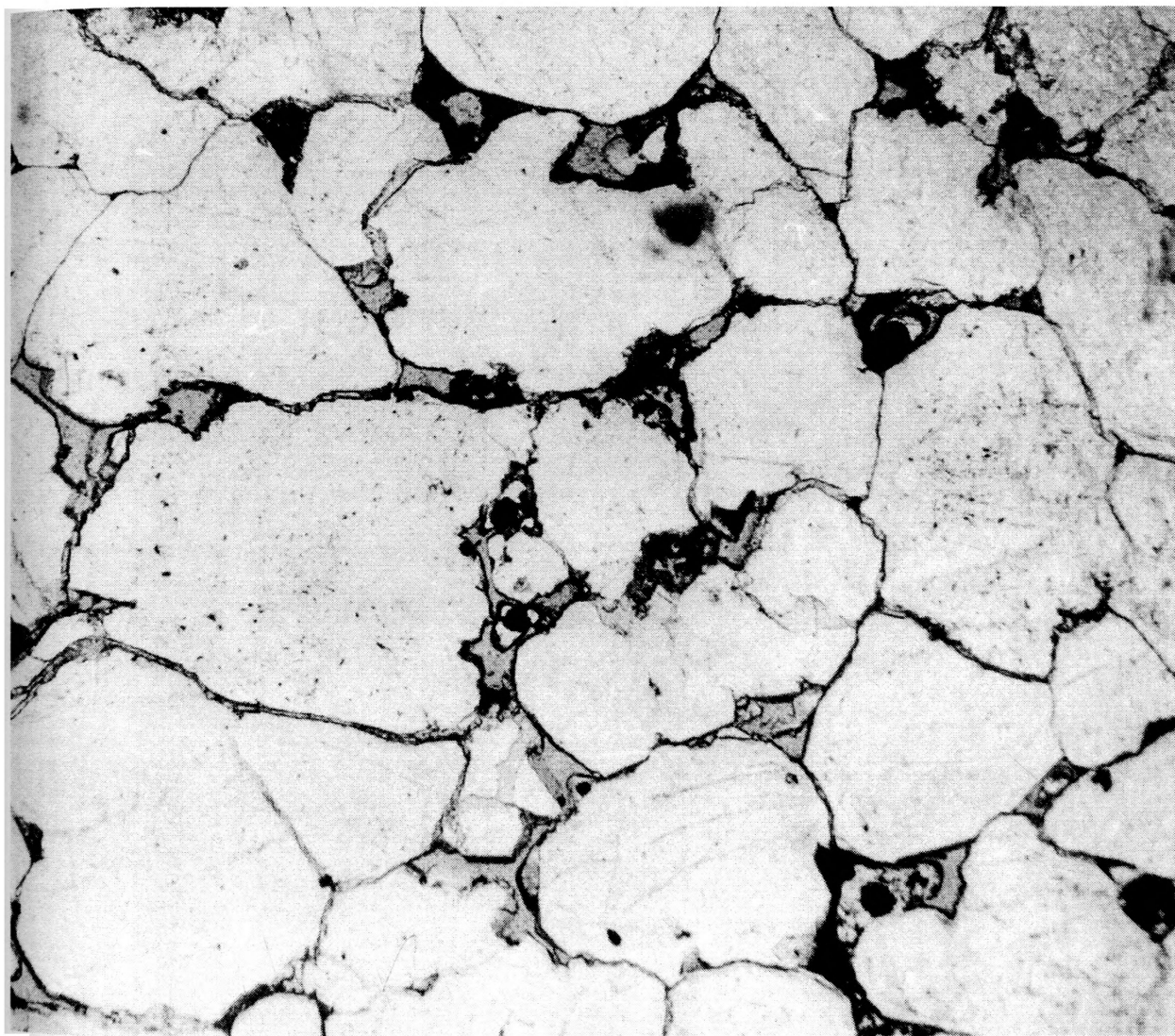


Рис. 3.12. Шліф зразка породи Яблунівської площі з низьким ступенем регенерації (свердловина №3, інтервал 4975м - 4979 м –пісковик).

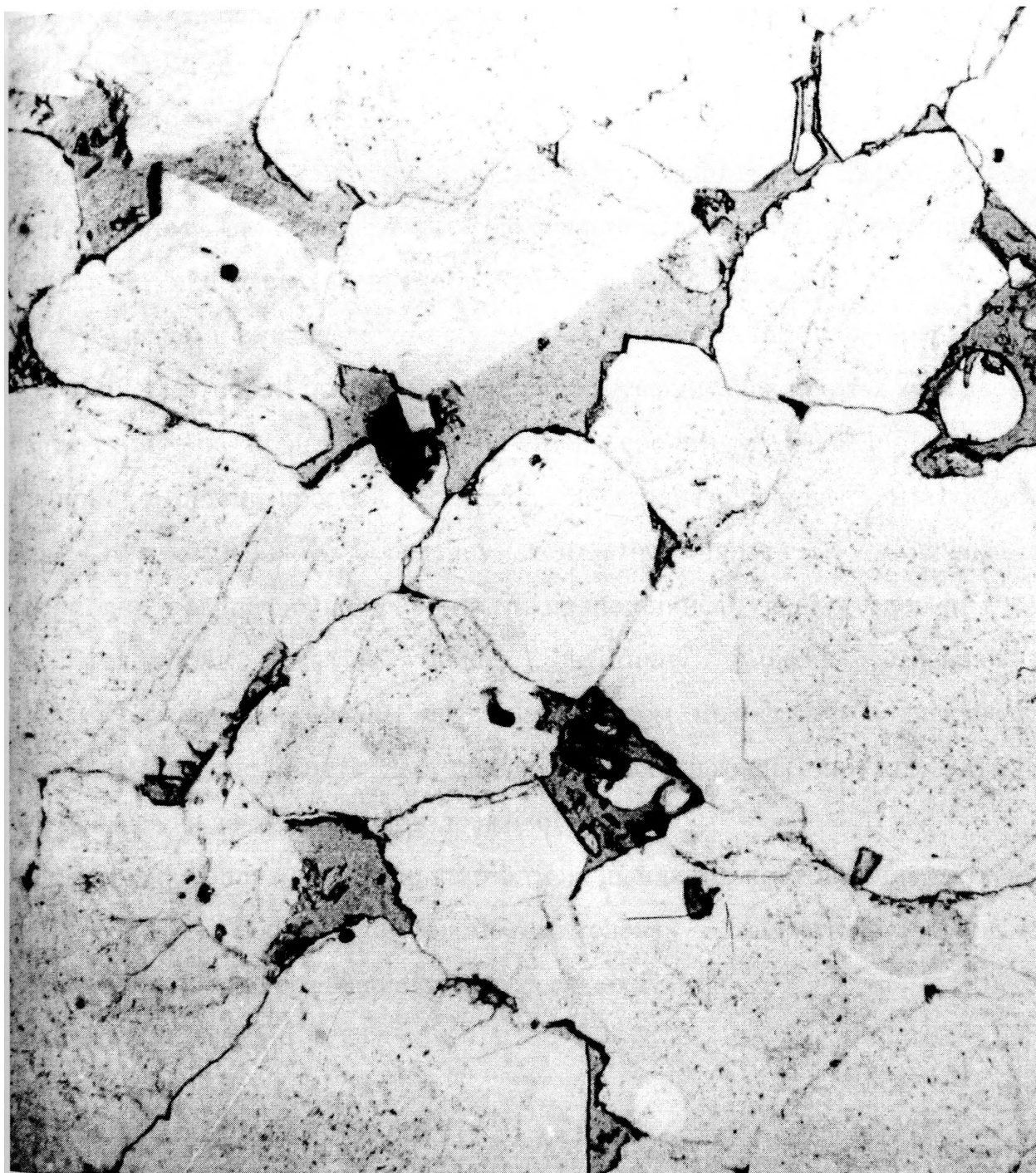


Рис. 3.13. Шліф зразка породи Яблунівської площі з високим ступенем регенерації (свердловина №3, інтервал 4966 м – 4970 м, пісковик).

Зменшення величини інтервального часу проходження пружних хвиль у скелеті пояснюється локальним процесом регенерації уламків кварцу з різним ступенем.

Збільшення швидкості повздовжньої хвилі обумовлено зростанням щільності контакту між зернами, зміною геометрії контакту (до прямокутної форми) і закриттям мікротріщин кварцових уламків.

Розглянутий приклад вказує на вплив міри регенерації уламків скелета на акустичні властивості порід. Важливість дослідження цього питання полягає в тому, що цей процес має локальний характер і не урахування цієї особливості приведе до великих похибок визначення K_n за даними АК.

Розглянемо геолого-акустичну модель впливу процесу регенерації на акустичні властивості порід-колекторів. Формування яких протікало за двома напрямками – це процес ущільнення зерен породи при зануренні на великі глибини і вторинні процеси регенерації. Зростання щільності контакту між зернами забезпечило збільшення контактної пружності. Збільшення ефективної поперечної площі контактів пропорційне ступені регенерації.

Враховуючи сказане вище, акустичну модель середовища охарактеризуємо досконалим пружним зв'язком між фазами і визначимо чинники, які впливають на швидкість проходження пружної хвилі. Зупинимось на дослідженні повздовжньої хвилі.

Вивчення впливу поверхні контакту на швидкість проходження пружної хвилі у скелеті породи проведемо на моделях з квадратною і коловою формою пор. Для цього використаємо залежності [71]:

для квадратної форми

$$V_{ск}^I = \frac{C_T \cdot \sqrt{1 - \frac{d}{h^2}}}{\sqrt{\left(1 - \frac{d_2}{h_1 \cdot h_2}\right) \cdot \left[\frac{dh_2}{1 - \sigma^2} + \left(1 - \frac{d}{h_1}\right) \cdot \left(1 - \frac{d}{h_2}\right)\right]}}, \quad (3.22)$$

де $V_{ск}^I$ – швидкість поздовжньої хвилі у моделі з квадратною формою пор,

h_1 – відстань між центрами пор у напрямку ортогональному до прошарковості,

h_2 – відстань між центрами пор вздовж пористого прошарку,

d – сторона квадратної пори,

σ - коефіцієнт Пуассона.

і для колової форми

$$V_{ck}^K = \frac{C_T}{\sqrt{\left(1 - \frac{\pi}{4} \cdot \frac{D^2}{h_1 \cdot h_2}\right) \cdot \left[1 - \frac{D}{h_1} + \frac{h_2 P_2}{h_1 \cdot (1 - \sigma^2)}\right]}}, \quad (3.23)$$

де V_{ck}^I - швидкість поздовжньої хвилі у моделі з коловою формою пор,

h_1 – відстань між центрами пор у напрямку ортогональному до прошарковості,

h_2 – відстань між центрами пор вздовж пористого прошарку,

D – діаметр колової пори,

σ - коефіцієнт Пуассона,

P_2 – розраховується за формулою:

$$P_2 = \frac{1}{\sqrt{1 - \left(\frac{D}{h_2}\right)^2}} \cdot \left(\frac{\pi}{2} + \arctg \frac{\frac{D}{h_2}}{\sqrt{1 - \left(\frac{D}{h_2}\right)^2}} \right) - \frac{\pi}{2}. \quad (3.24)$$

Для опису чинників, які впливають на швидкість проходження пружних хвиль введемо нормований параметр – різницю швидкості для двох форм порового простору $K = V_{ck}^I - V_{ck}^K / V_{ck}^T$, де V_{ck}^I – швидкість поздовжньої хвилі у моделі з квадратною формою пор; V_{ck}^K – швидкість поздовжньої хвилі у моделі з коловою формою пор; V_{ck}^T – швидкість поздовжньої хвилі у матеріалі твердої фази; величина $K_n^I = K_n^K$ приймалась однакою.

Пористість середовища для вибраної моделі розраховується за формулами: для пор квадратної форми $K_m^k = \frac{d^2}{h_1 \cdot h_2}$ і для колової форми

$$K_n^k = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{D^2}{h_1 \cdot h_2}.$$

Значення коефіцієнта Пуассона (σ) для твердої частини моделі при різних ступені регенерації будуть відрізнятися і тому, в роботі використовується закон адитивності:

$$\sigma = \sum_{i=1}^N \sigma_i \cdot \gamma_i, \quad (3.25)$$

де γ_i – частка компоненти;

σ_i - коефіцієнт Пуассона для окремої компоненти.

Для розглянутої моделі при реєстрації уламків будемо приймати дві компоненти – уламки кварцу і цемент ($\sigma^k=0,25$, $\sigma^u=0,35$).

Подібний підхід визначення коефіцієнта Пуассона використовувався Петкевичем Г.І. [77] при описі швидкісної характеристики колекторів, заповнених флюїдом.

Параметр γ_i обумовлює об'ємні частки компонент твердої фази, значення яких вибрані із результатів опису шліфів. При збільшенні ступеня регенерації параметр γ_i для компоненти цементу зменшується за рахунок його регенерації.

Результати проведених розрахунків наведені на рис. 3.14. Крива графіка 1 описує характеристику зміни нормованого параметру K для моделей з квадратною і коловою формами пор від коефіцієнта пористості. Пористість у моделі змінюється за рахунок зменшення відстані між прошарками пористої частини породи при умові $d=const$ і $D=const$.

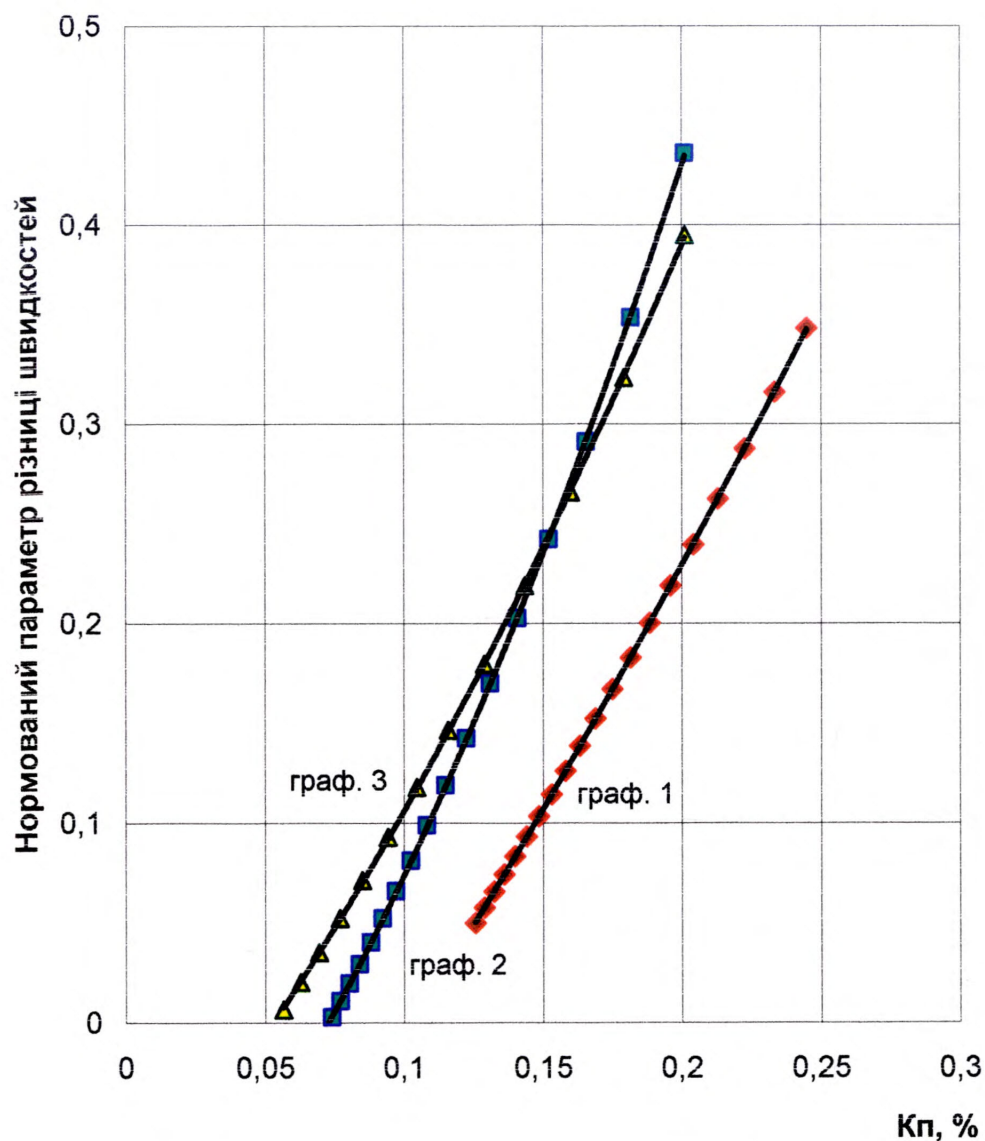


Рис. 3.14. Залежність нормованого параметру K (різниця швидкості пружних хвиль у скелеті для моделі з прямокутною і коловою формою пор) від коефіцієнта пористості (для візейських порід Яблунівського родовища):
 графік 1 – модель квадратної і колової форми;
 графік 2 – модель зміни розмірів уламків при сталій величині радіусу пор;
 графік 3 – модель регенерації зерен.

Додатне значення параметру K вказує на те, що $V_{ск}^I$ більше, ніж $V_{ск}^K$ ($V_{ск}^I > V_{ск}^K$), тобто при щільному площинному контакті уламків породи швидкість проходження пружних хвиль більша. При збільшенні пористості різниця швидкостей збільшується.

Графік 2 відповідає моделі, у якій виникає зміна розмірів уламків породи за умови, що діаметр пор не змінюється. Залежність нормованого параметру від коефіцієнта пористості має подібний характер до кривої графіка 1, але різниця швидкостей досягає певної величини при менших значеннях пористості, що свідчить про те, що швидкість пружних хвиль у скелеті породи більше реагує на зміну текстури породи (розмір уламків) і менше залежить від геометрії уламків.

Графік 3 відповідає моделі, у якій проходить процес регенерації уламків породи, що призводить до зменшення розмірів пор (коефіцієнта пористості) і пружних властивостей цементу породи. Значення коефіцієнта Пуассона для скелета розраховувалось за формулою (3.25). Залежність характеризується додатнім значенням нормованого параметру і приймає вигляд, подібний до другої моделі (залежність 2). Необхідно зазначити, що в області значень $K_p > 0,15$ процес регенерації має менший вплив на різницю швидкостей, а в області низької пористості $K_p < 0,15$ вплив зростає.

Проведено теоретичні розрахунки на основі геолого-акустичної моделі підтверджують практично встановлений, за результатами лабораторних вимірювань і свердловинних досліджень (свердловина № 3 Яблунівського родовища), вплив ступеня регенерації на швидкість проходження пружної хвилі у скелеті породи.

Одержані результати зв'язку інтервального часу проходження пружної хвилі у скелеті породи від ступеня регенерації уламків, дозволяють підвищити достовірність визначення коефіцієнта пористості за даними акустичного каротажу з урахуванням при корекції значень інтервального часу скелета за параметром ступеня регенерації. Відносна похибка

визначення коефіцієнта пористості зменшиться на 9–18 %. Степінь регенерації зерен визначається з досліджень описів шліфів.

Вище зазначена зміна для уламків кварцу, яка виникає у пост-седиментаційний період утворення колектора і його структури порового простору залежить від умов накопичення осаdів і характеристик вторинних процесів утворення колектора. Ідентифікація умов басейну накопичення осаdів дала можливість прогнозувати неоднорідності регенерації зерен скелета породи.

Проведені дослідження вказують на дуже складний вплив цементу породи і вторинних процесів формування колекторів на швидкість розповсюдження пружних хвиль в породах насичених флюїдом. Слід підкреслити, що окрім того впливає значна геологічна неоднорідність особливо у складнобудованих породах. Тип цементу і форми його існування по різному впливають на інтервальний час проходження акустичної хвилі.

Урахування вище вказаної дії глинисто-карбонатних, глинистих, глинисто-силікатних, карбонатних та інших цементів частіше проводиться за інформацією методу гамма-каротажу. Визначаються багатомірні залежності зв'язку коефіцієнта пористості з інтервальним часом розповсюдження пружної хвилі та інтенсивністю гамма-випромінювання порід. Інтенсивність природного гамма-поля не завжди адекватна глинистості гірських порід, особливо з складним мінеральним складом. В загальному, інтенсивність гамма-поля пов'язана з дисперсною частиною породи, але, в більшості випадків, зумовлена умовами басейну накопичення осаdів.

При дослідженні продуктивних горизонтів, які представлені пісковиками з поліміктовим складом скелета є проблема їх виділення на фоні всіх літологічних різновидів розрізу свердловини. За даними ГК вони характеризуються підвищеними значеннями зареєстрованої сумарної гамма-активності, яка співпадає зі значеннями для алевролітів або аргілітів. При використанні методу ГК для дослідження впливу глинистої фракції на

швидкість проходження пружної хвилі в умовах пісковиків з поліміктовим складом скелета, збільшується невизначеність одержаного рішення. Дослідження результатів вимірювань гамма-спектрометрією на Розпашнівському родовищі було виявлено, що для певної локальної зони відклади порід-колекторів характеризуються підвищеним значенням гамма-поля, але на фоні підвищення просліджується зв'язок з коефіцієнтом глинистості. Урахування впливу глинистої фракції цементу за результатами методу гамма-каротажу, може бути використано на основі застосування способів нормування.

3.3.2. Методика оцінки впливу цементу породи на швидкість проходження пружних хвиль. Існують різні методи урахування впливу цементу породи на швидкість проходження пружної хвилі. Головною особливістю урахування цього впливу при визначенні коефіцієнта пористості є необхідність першочергового дослідження характеристики цементу і його дії на швидкість пружної хвилі у скелеті породи.

Дослідженнями підтверджено, що акустичні властивості породи визначаються пружними характеристиками мінералів скелета породи, формою і щільністю контакту між зернами і об'ємом порового простору. Мінеральний скелет, тобто густина мінералів, є головним чинником, який визначає величину швидкості хвилі у скелеті породи [78]. Ця величина буде залежати від співвідношення об'ємної частки різних мінералів в породі.

Для характеристики впливу складу цементу і структури контактів між зернами запропоновано використання різницевого параметру, який визначається наступним рівнянням:

$$\delta T = \Delta T^{poz} - \Delta T_p \quad (3.26)$$

де ΔT^{poz} – розраховане значення інтервального часу,
 ΔT_p – зареєстроване значення інтервального часу.

Для розрахунку значення інтервального часу (ΔT^{poz}) у породі-колекторі використаємо швидкісну модель розповсюдження пружної хвилі у диференційно-пружних середовищах, яка запропонована Ф.Гесманом [70]. Повздовжня хвиля першого роду у пористому середовищі, яке заповнене водою, описується формулою:

$$\Delta T^{poz} = \frac{1}{V_p} = 1 / \left[\frac{1}{\rho} \cdot (P \cdot v^2 + 16 \cdot l) \right]^{1/2}, \quad (3.27)$$

де $v = 1 - \frac{24 \cdot (1 - 2\sigma) \cdot l}{E};$

$$l = \frac{1}{24\sqrt{2}} \cdot \left[\frac{2\pi E^2 \cdot (\rho_1 - \rho_2) g Z}{(1 - \sigma^2)^2} \right]^{1/3},$$

$$\rho = (1 - K_n) \cdot \rho_1 + K_n \cdot \rho_2,$$

$$P = \left\{ \frac{K_n}{\lambda} - \frac{3 \cdot (1 - 2\sigma)}{E} \cdot \left[(1 - K_n) - \frac{12 \cdot (1 - 2\sigma) l}{E} \right] \right\},$$

ρ_1, ρ_2 – густина твердої і рідинної фаз,

Z – глибина залягання породи,

g – прискорення сили тяжіння,

λ – коефіцієнт теплопровідності,

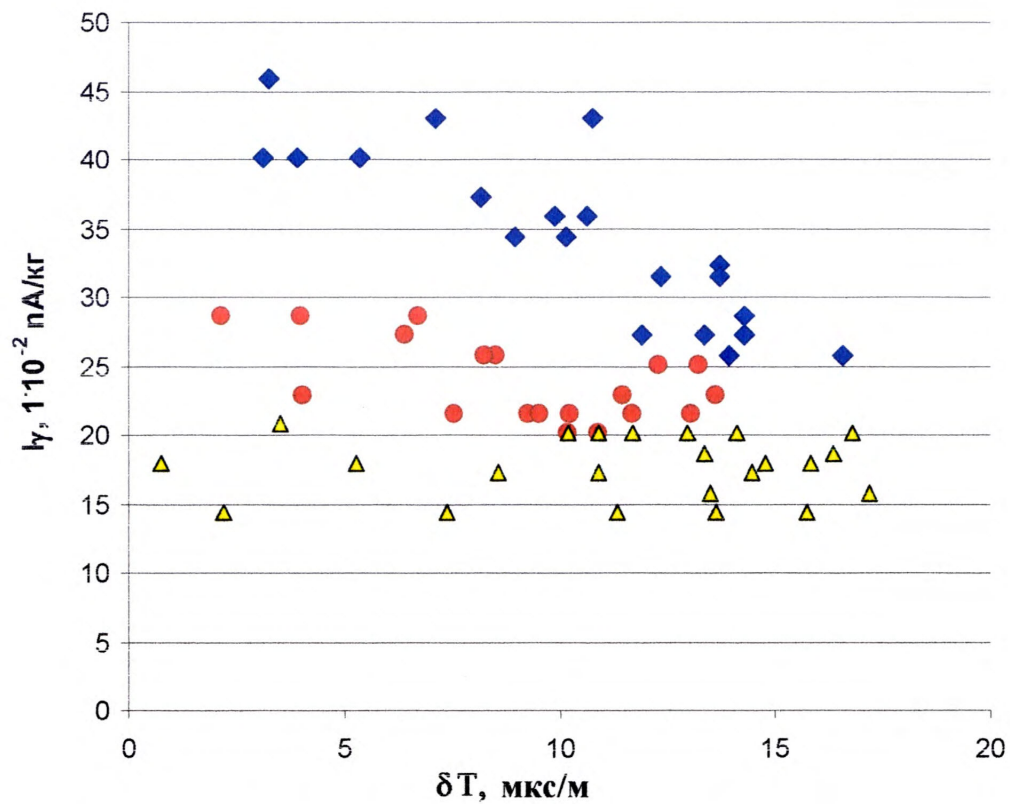
E – модуль Юнга.

Модель описує проходження пружної хвилі у колекторі, скелет якого представлено зернами сферичної форми і між зернами існує точковий контакт. В реальних породах контакт, як було розглянуто, описується власною геометрією поверхні, яка утворилася за рахунок гірського тиску, властивостей цементу і регенерації зерен. Таким чином, для порід з однаковими об'ємами порового простору розраховане значення інтервального часу (ΔT^{poz}) розповсюдження пружних хвиль за формулою (3.27) буде максимальним тому, що контактна поверхня представлена точковою формою.

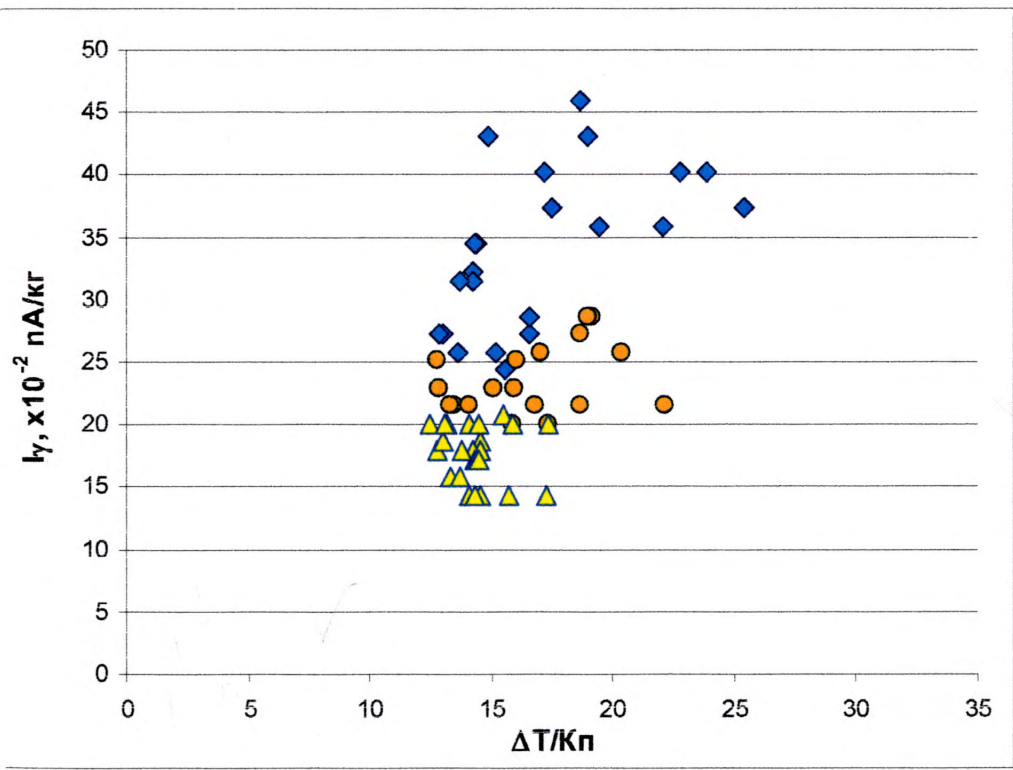
При зміні геометрії контакту і збільшенні щільності між зернами інтервальний час буде зменшуватися. Розраховане значення $\Delta T_{ск}^{роз}$ пропонується прийняти як критерій максимального часу проходження пружної хвилі для породи з мінімальним ступенем ущільнення скелета породи. Величина значення різниці δT вказує на характер ущільнення зерен скелета, а також на вплив глинистої фракції.

За результатами лабораторних і свердловинних досліджень проведено випробування способу оцінки впливу цементу на величину інтервального часу розповсюдження пружної хвилі. Використані матеріали геофізичних і петрофізичних досліджень на Кулічихінському родовищі. Розрахунки величини $\Delta T^{роз}$ проведено за формулою (3.27). Вибрані значення приймалися: глибина залягання візейських і турнейських відкладів - 4100 м, коефіцієнт теплопровідності - 0,6 Вт/(мК), коефіцієнт Пуассона для скелета розраховувався за формулою (3.7) і склав 0,29, $\rho_m = 2400 \text{ кг/м}^3$, $\rho_p = 1180 \text{ кг/м}^3$, коефіцієнт пористості - за лабораторними дослідженнями, а для моделі вибрано граничне значення ($K_n = 0,05$), модуль Юнга для скелета - $7,3 \times 10^{10} \text{ Н/м}^2$. За результатами розрахунків значення δT досліджена залежність $\delta T = f(I_\gamma)$. Вибір цієї залежності обумовлено зв'язком природної радіоактивності з глинистістю.

Зіставлення інтенсивності природного гамма-поля з акустичними властивостями порід представлено на рис. 3.15, де спостерігається загальний розкид точок зв'язку у широкому діапазоні рис. 3.15(а). За характером розподілу виділяються три різні групи точок. Кожна з груп має великий діапазон зміни величини δT . Третя група (в нижній частині рис. 3.15(а)) характеризується малою диференціацією інтенсивності гамма-поля і широким діапазоном зміни величини δT . На відміну від першої, друга група має менший діапазон зміни величини δT . Перша група характеризується принципово іншим розподілом; спостерігається зменшення інтенсивності гамма-поля при збільшенні різниці розрахованого і виміряного значення інтервального часу.



а)



б)

Рис.3.15. Зіставлення інтенсивності природного гамма-поля з акустичними властивостями порід Кулічихінського родовища.

◆ - перша група, ● - друга група, ▲ - третя група

Точки спостережень в зоні великих значень δT першої групи об'єднуються з другою. Коефіцієнт кореляції щільності точок першої групи складає $R = 0,81$. Характеристика зв'язку для першої групи точок вказує на те, що при великих значеннях гамма-поля різниця δT мінімальна, тобто на значення виміряного інтервального часу впливає глинистість породи, яка зменшує швидкість проходження акустичної хвилі. За умови зменшення величини гамма-поля зростає щільність між зернами скелета. Для другої і третьої групи точок глинистість не впливає на ΔT_p і при розрахунках коефіцієнта пористості враховувати глинистість не потрібно. Діапазон зміни δT пов'язаний з об'ємом порового простору, формою і складом цементу.

Для перевірки цих висновків побудована залежність $I_\gamma = f(\Delta T/K_n)$ ($\Delta T/K_n = \Delta T^{\text{дол}}$). Нормування інтервального часу з об'ємом порового простору дає змогу використовувати параметр, який вказує на частку інтервального часу проходження пружної хвилі, що відповідає одиниці пористості. На рис. 3.15(б) відмічаються особливості розподілу точок спостережень для виділених трьох груп. Діапазон зміни відношення $\Delta T/K_n$ для третьої групи характеризується мінімальними значеннями на відміну від попередньої залежності, що вказує на домінуючий вплив об'єму порового простору на величину δT , а зразки цієї групи мають однакову будову і характеристику скелета породи. Для першої групи точок, в меншій мірі для другої, діапазон зміни параметру відношення $\Delta T/K_n$ має значну диференціацію. Така характеристика підтверджує залежність часу проходження акустичної хвилі від глинистості (складу і структури цементу) та об'єму порового простору. Для зручності аналізу використовується відносний параметр $\check{D} = \delta T_{\text{max}} - \delta T_{\text{min}} / \Delta T_{\text{max}}^{\text{дол}} - \Delta T_{\text{min}}^{\text{дол}}$, при збільшенні значення $\check{D}$ переважає вплив зміни щільності контакту, а при його зменшенні - вплив глинистого цементу. Перехідною характеристикою є область невизначеності ζ . За описом літологічного складу породи відносяться до середньо- і дрібнозернистих пісковиків.

Використовуючи результати лабораторних досліджень на Кулічихінському родовищі досліджено вплив карбонатного цементу (С) на

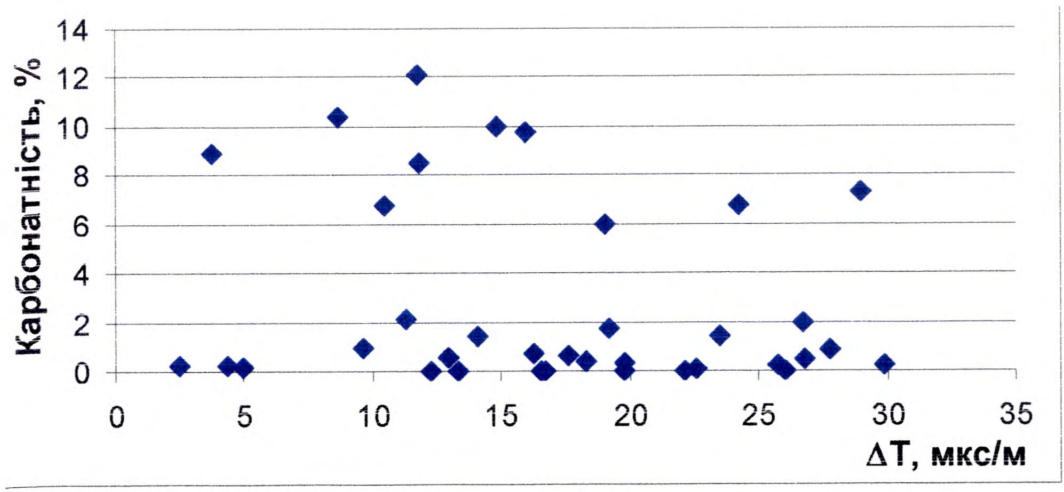
інтервальний час проходження пружної хвилі. На рис. 3.16(а) представлено зв'язок параметру δT з карбонатністю породи. Виділяються дві відокремлених групи точок. Верхня група точок відноситься до порід з карбонатним цементом, а нижня - з глинистим цементом. Для верхньої і нижньої груп точок спостерігається широкий діапазон зміни параметру δT .

На рис. 3.16(б) досліджено залежність відносного параметру $(\Delta T/K_n)$ з карбонатністю породи. Характерною рисою залежності є те, що для нижньої групи точок значно зменшився діапазон зміни відношення $\Delta T/K_n$. Такий характер зменшення вказує на вплив об'єму порового простору і частково глинистості, тобто домінуючий вплив створює об'єм порового простору.

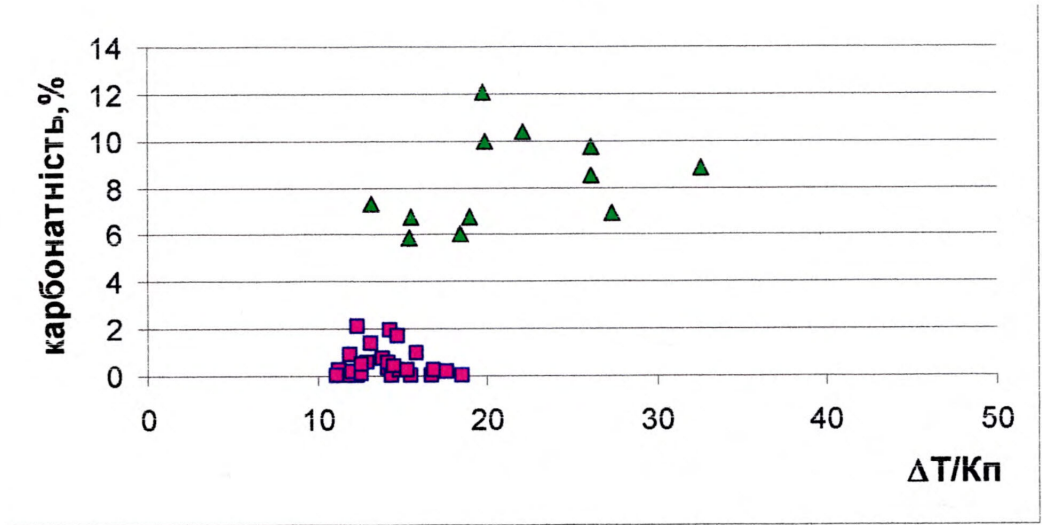
Верхня група точок характеризується широким діапазоном зміни відношення $\Delta T/K_n$, що вказує на вплив ущільнення скелета породи за рахунок карбонатного цементу. Для даного випадку при розрахунках коефіцієнта пористості глинистість можна не враховувати.

На рис. 3.16(в) наведена залежність $\Delta T = f(K_n)$, з якої виходить, що виділені зразки з карбонатним цементом у загальній залежності розташовані в нижній частині і характеризуються підвищеною швидкістю пружної хвилі у скелеті. Збільшення швидкості обумовлено ущільненням контакту між зернами за рахунок вторинних перетворень карбонатного цементу. Дослідивши зв'язок параметру δT з карбонатністю запропоновано відносний критерій $\check{U} = (\delta T_{max} - \delta T_{min})(C_{max} - C_{min}) / (\Delta T_{max}^{\partial \partial l} - \Delta T_{min}^{\partial \partial l})(C_{max} - C_{min})$, значення якого дало можливість визначити вплив цементу породи. При збільшенні параметру $\check{U}$ основний вклад має глинистий цемент, а при зменшенні значення критерію $\check{U}$ - вплив глинистості можна не враховувати для визначення коефіцієнта пористості.

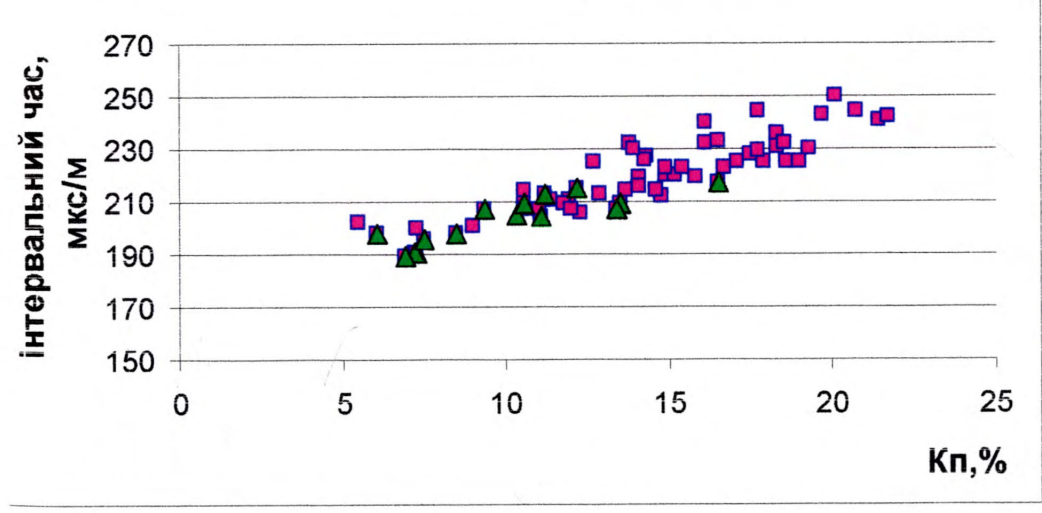
Для перевірки однорідності структури порового простору зразків дослідимо залежність коефіцієнта абсолютної проникності і пористості. На рис. 3.17 представлені графіки залежностей.



а)



б)



в)

Рис. 3.16. Залежності акустичних і колекторських властивостей (для теригенних порід Кулічихінського родовища).

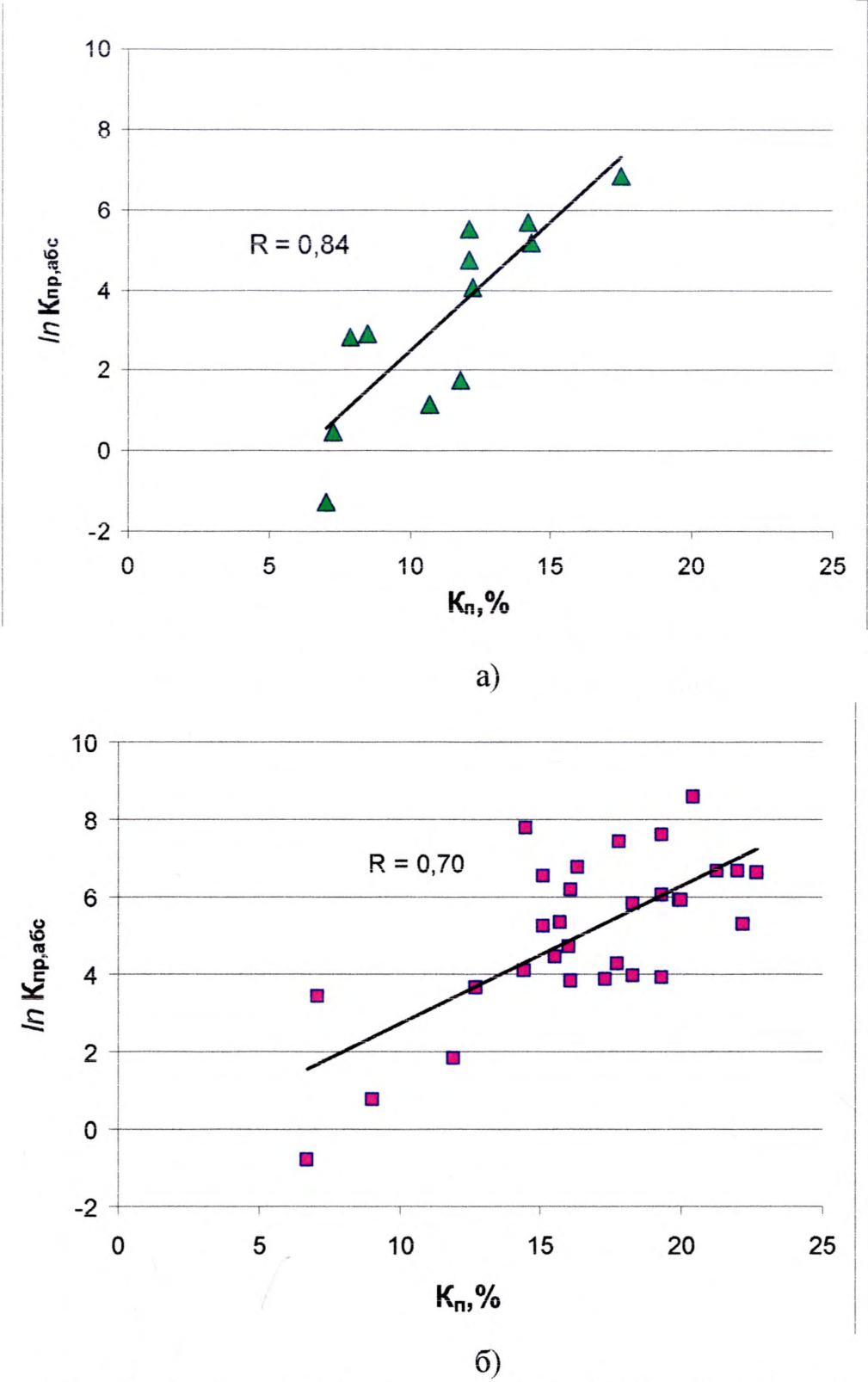


Рис.3.17. Залежність коефіцієнта проникності від коефіцієнта пористості (для теригенних порід Кулічихінського родовища):

- а) зразки порід з карбонатним цементом,
- б) зразки порід з глинистим цементом.

Для порід, що характеризуються карбонатним цементом (рис 3.17(a)) залежність описується достатньо високим коефіцієнтом кореляції $R = 0,84$, що вказує на ідентичність структури порового простору цих зразків. Зразки з глинистим цементом (рис 3.17(б)) описуються значно меншим значенням коефіцієнта кореляції $R=0,70$, що характеризує породи за різною структурою порового простору.

Використання різницевого параметру, який визначається різницею між значеннями інтервального часу проходження пружної хвилі у моделі з мінімально можливою швидкістю і реально виміряним значенням інтервального часу у свердловині, дало можливість запропонувати алгоритм (рис. 3.18) для оцінки впливу характеру цементу та ступеня щільності контакту на інтервальний час проходження пружної хвилі. Представлений алгоритм дозволив вдосконалити методику визначення коефіцієнта пористості за даними акустичного каротажу. Використання алгоритму підвищить достовірність визначення коефіцієнта пористості.

Важливою особливістю методики оцінки впливу властивостей цементу та ступеня щільності зерен скелета є запропонований критерій – порівняння вимірних значень інтервального часу у свердловині і у моделі, що характеризується мінімально можливою швидкістю. Прийнята модель представлена зернами кварцу з високим ступенем сортування, а мінімальна швидкість зумовлена контактною формою дотику зерен. Ця модель може бути еталоном для різних способів порівняння при розробці технологій удосконалення методики інтерпретації акустичного каротажу.

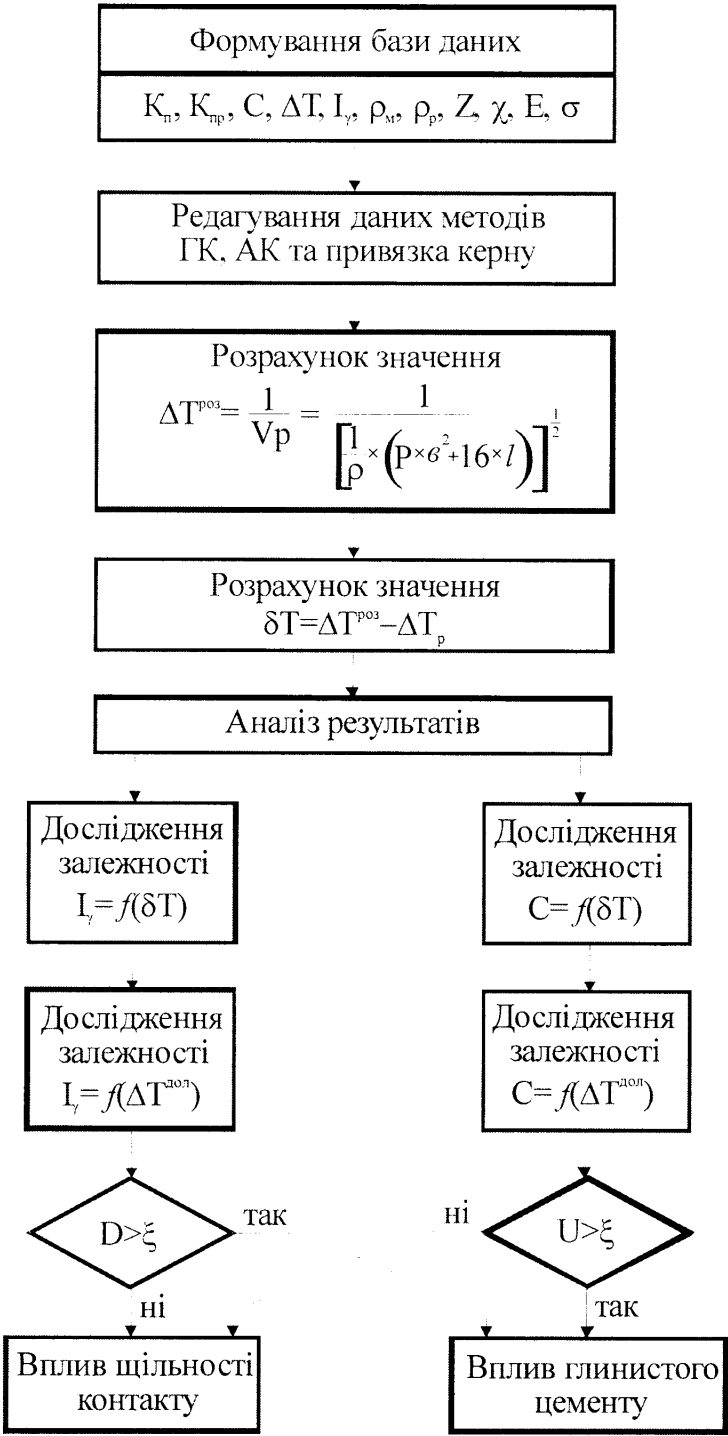


Рис. 3.18. Алгоритм оцінки впливу цементу на швидкість повздовжніх хвиль.

Висновки

Проведене моделювання нейтронних та акустичних характеристик продуктивних відкладів зводиться до наступного:

1. Моделювання нейтронних характеристик порід-колекторів дало можливість встановити основні перешкоди для визначення поточного коефіцієнта нафтогазонасичення методом імпульсного нейтронного каротажу та запропонувати розробку просторових схем розподілу часу життя теплових нейтронів для продуктивних горизонтів з урахуванням мінералогічної і літологічної характеристик, на основі яких удосконалена методика визначення поточного коефіцієнта насичення.

2. Розроблено нову технологію використання методу нейтронного каротажу для спостереження за ефективністю закачування і відбору газу з природних сховищ газу.

3. На основі дослідження зв'язку швидкості пружної хвилі з властивостями мінерального складу порід і цементу створено нову технологію оцінки впливу параметрів цементу та ступеня щільності зерен скелета на інтервальний час проходження пружної хвилі при визначенні коефіцієнта пористості методом акустичного каротажу на основі різницевого критерію між модельним і вимірним значенням інтервального часу.

РОЗДІЛ 4

ФІЛЬТРАЦІЙНА МОДЕЛЬ ПРОЛЕТАРСЬКОГО ГАЗОКОНДЕСАТНОГО РОДОВИЩА

Проведено дослідження зв'язків структури порового простору з геофізичними параметрами для визначення фільтраційних властивостей продуктивних відкладів дало можливість на прикладі Пролетарського газового родовища випробувати запропоновану технологію.

4.1. Стислий опис геолого-петрофізичної характеристики продуктивних порід-колекторів

Пролетарське родовище розташовано на території Магдалинівського району Дніпропетровської області, у 20 км від магістрального газопроводу Шебелинка-Дніпропетровськ.

В тектонічному відношенні Пролетарське підняття знаходиться у межах південно-західної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини, на південно-східному закінченні Голубовсько-Колайдинського валу.

Пролетарська структура в мезозойському віці є пологим північно-західним закінченням Голубовського підняття, склепінна частина якого простягається на 18-20 км південно-східніше. У кам'яновугільних відкладах структура представлена у вигляді брахіантиклінальної складки субширотного простягання, що приєднується впродовж південно-західного крила до регіонального тектонічного порушення. Складка має асиметричну побудову, північно-східне крило її пологіє, з кутами падіння порід до $6-8^0$, південно-західне більш круте. Асиметричність складки зумовлена головним чином близькістю її до тектонічного порушення. Розміри складки по нижньобашкірським відкладам в контурі ізогипси 1750м складають $2,5 \times 6$ км. Амплітуда підняття по цих відкладах сягає 70 м.

Структурний план Пролетарського підняття по візейських горизонтах не співпадає з башкирським горизонтом, який залягає вище. Зі збільшенням глибини склепіння складки вісь зміщується на північний-захід. Складкоутворення відбувалось в осадовій товщі, потужність якої непостійна і регіонально збільшується в напрямку центральної частини ДДЗ.

Продуктивні породи відносяться до кам'яновугільної системи (С), яка представлена нижнім, середнім та верхнім відділами. До нижньокам'яновугільних відкладів відносяться турнейський, візейський і серпухівський яруси. Турнейський ярус складений теригенно-карбонатними утвореннями. Товщина його досягає 316 м. Візейський ярус у нижній частині (35 м) представлений вапняками і пісковиками, у верхній (до 923 м) - чергуванням алевролітів, аргілітів, пісковиків і вапняків. Газові поклади Пролетарського родовища відносяться до горизонтів В-1, В-3, В-15, В-17, В-18, В-19 і представлені переважно пісковиками.

Серпухівський ярус представлено перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. Товщина пластів пісковиків невелика і складає 5-15 м. Шари пісковиків цієї товщі (горизонти С-3 і С-4) газонасичені. Загальна товщина серпухівського ярусу – 636 - 692 м.

Середній карбон представлений на площі московським та башкирським ярусами. Башкирський ярус складений пісковиками, алевролітами, аргілітами та вапняками. У розрізі переважають пісковики, які складають 60-70 % загальної товщини ярусу. Товщина окремих піщаних пластів досягає 60-80 м. До основних піщаних пластів башкирського ярусу - горизонти Б-5, Б-8, Б-9, Б-10, Б-12, приурочені склепінні газові поклади. Товщина ярусу складає 486-563 м. Московський ярус за літологією представлений чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків з рідкими малопотужними прошарками вапняків. В нижній частині ярусу простежується шар пісковика (горизонт - М-7),

який в склепінній частині складки газонасичений. Товщина ярусу складає 475-545 м.

Промислова газоносність Пролетарського родовища встановлена у відкладах московського (гор. М-7), башкирського (гор. Б-5, Б-8, Б-9, Б-10, Б-12), серпухівського (гор. С-11, С-13) та візейського (гор. В-15, В-17, В-18-19) ярусів.

4.1.1. Характеристика петрофізичних властивостей колекторів. Успіх відтворення геологічної моделі на основі геофізичної інформації залежить від достовірності представлення петрофізичної моделі. Петрофізична модель будується за інформацією з вивчення фізичних властивостей на зразках керна матеріалу і уточнюється матеріалами гідродинамічних досліджень. На Пролетарському родовищі в розвідувальних свердловинах з продуктивних горизонтів відібрано значну кількість зразків керна. В лабораторії “Полтаванафтогазрозвідка” проведено вимірювання колекторських властивостей і петрофізичних характеристик. До основних параметрів, відносяться коефіцієнт пористості, коефіцієнт проникності, залишок пелітової фракції, вміст карбонатної фракції, питомий електричний опір водонасиченої породи, коефіцієнт залишкової водонасиченості і параметр насичення.

За колекторськими властивостями пісковики і алевроліти характеризуються достатньо широким діапазоном зміни величини параметра. На рисунку 4.1 видно, що пористість змінюється від 2,5 % до 27,5 %. Враховуючи значний об’єм досліджень керна матеріалу припускаємо, що представлені зразки відповідають генеральній сукупності. За описом гістограма представлена трьома сукупностями зразків, які описуються середніми значеннями: перша з $K_n = 7,6 \%$, друга з $K_n = 11,8 \%$ і третя з $K_n = 21,2 \%$. Перша група зразків відноситься до алевролітів, друга пісковиків дрібнозернистих і третя – до пісковиків середньозернистих.

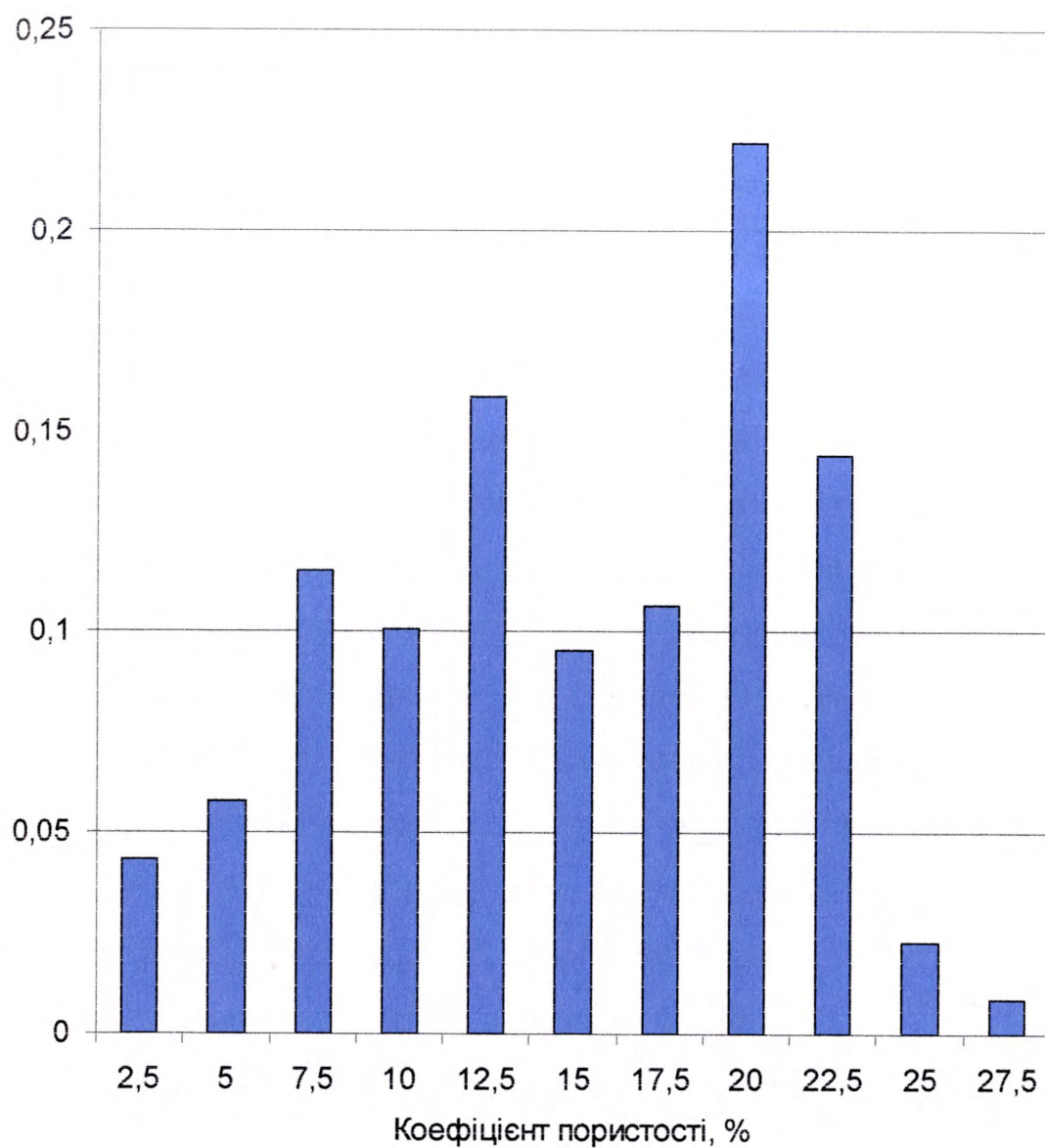


Рис. 4.1. – Гістограма розподілу коефіцієнта пористості

Інформація з стратиграфічної прив'язки вказує на те, що алевроліти і пісковики нижньокам'яновугільного віку характеризуються невеликими значеннями пористості і охарактеризовані у моделі другою групою. Пісковики середнього карбону мають вищі значення коефіцієнта пористості.

Представлена модель пористості повністю описує продуктивну частину відкладу Пролетарського родовища.

Фільтраційні властивості порід продуктивного комплексу характеризуються широким діапазоном величини коефіцієнта проникності: від 0,1 до 1200×10^{-3} мкм². Охарактеризуємо загальну модель проникності порід колекторів за інформацією досліджень кернового матеріалу. На рисунку 4.2 наведена гістограма розподілу коефіцієнта проникності, на якій виділяється три групи зразків з характерними властивостями. Перша група відноситься до алевролітів і має дуже низькі значення проникності. Друга група характеризується середнім значенням $K_{np} = 2,1 \times 10^{-3}$ мкм² і відноситься до дрібнозернистих пісковиків, третя група має високі значення проникності з середньою величиною $K_{np} = 34,2 \times 10^{-3}$ мкм². В зальному об'ємі вибірки третя група має більшу частину в порівнянні з іншими.

На рисунку 4.3 наведена гістограма порівняння розподілу коефіцієнта пористості і проникності ранжованих за зростанням. При загальному збільшенні проникності, сукупність характеризується значною диференціацією значень коефіцієнта пористості. Вказана ситуація може бути пов'язана з похибкою процесу вимірювання або з впливом структури порового простору. В наступному розділі це питання буде розглянуто окремо.

Розглянемо характеристики порід-колекторів продуктивного комплексу за густиною. На рисунку 4.4 наведено зв'язок пористості від густини, що характеризується високим коефіцієнтом кореляції $R = 0,97$, що вказує на чітку залежність пористості від структурних параметрів скелета і однорідності за густиною скелета породи.

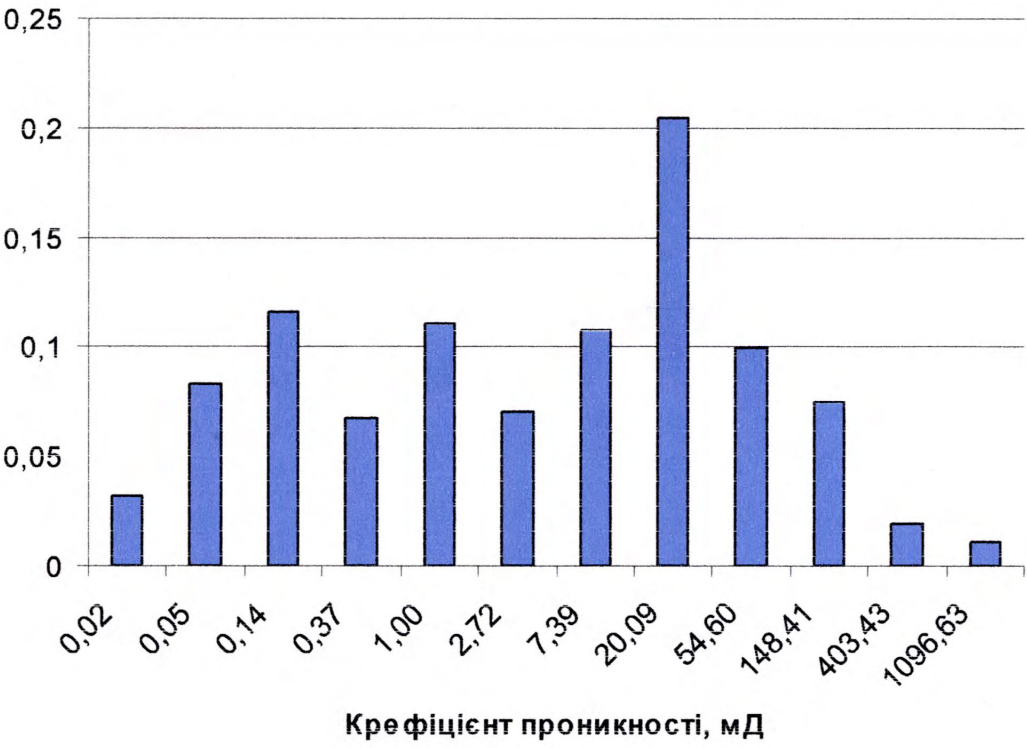


Рис. 4.2. Гістограма розподілу коефіцієнта абсолютної проникності

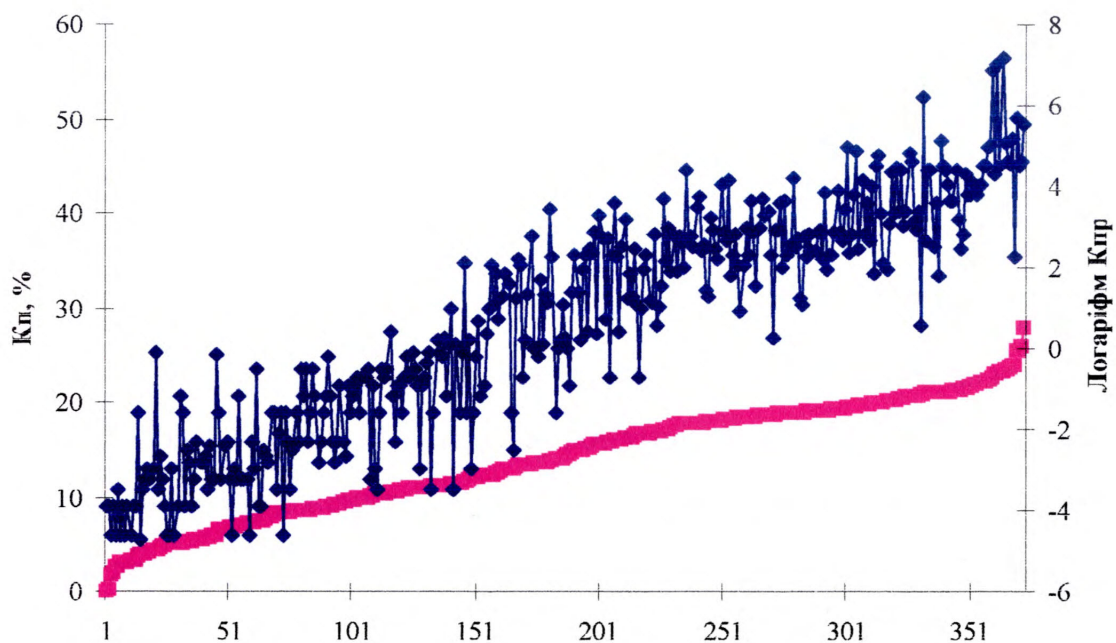


Рис. 4.3. Гістограма зіставлення коефіцієнта абсолютної проникності і ранжованого ряду коефіцієнта пористості

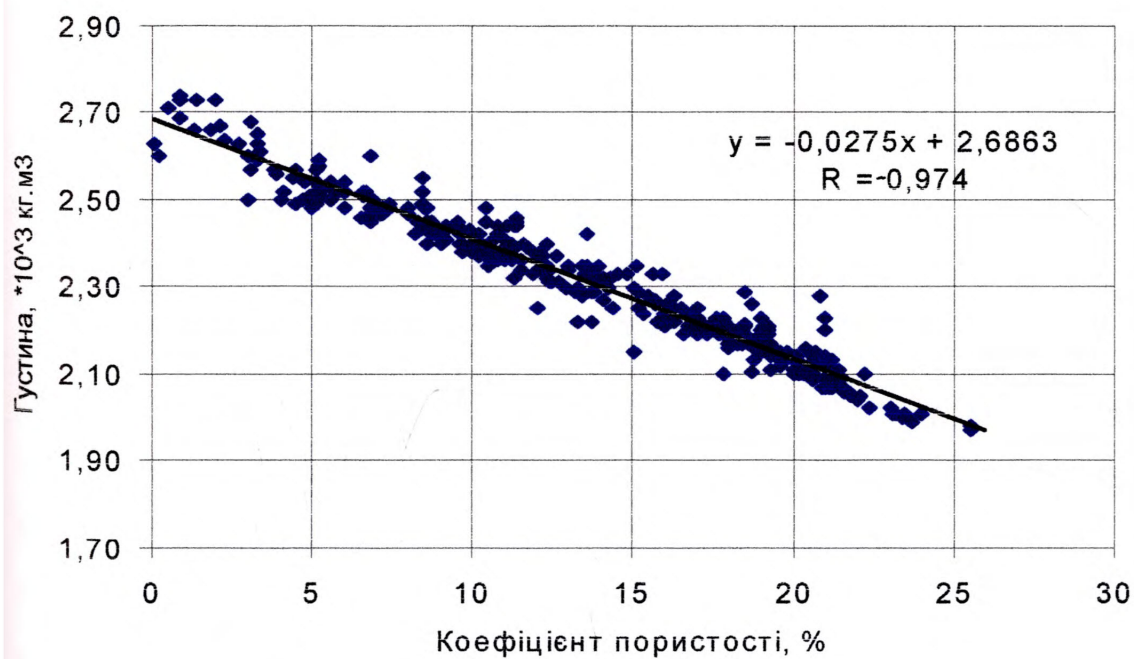


Рис. 4.4. Статистичний зв'язок коефіцієнта пористості і густини.

Ця обставина підвищує достовірність використання геофізичних методів при характеристиці геолого-фізичної моделі.

Породи-колектори досліджувались за вмістом розчинної фракції (карбонатність) при проведенні гранулометричні дослідження колекторів. На рисунку 4.5 наведено зіставлення ранжованого ряду густини і коефіцієнта карбонатності. Графік зміни густини характеризується різними градієнтами на всьому діапазоні. Так в інтервалі значень густини $2,1 \times 10^3 \text{ кг/м}^3 - 2,23 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ спостерігається найнижчий градієнт, що вказує на значну кількість зразків в генеральній виборці з високими колекторськими властивостями. Крива розподілу коефіцієнта карбонатності характеризується майже горизонтальним положенням і дуже значною диференціацією, але можна виділити деякі характерні ділянки, в діапазоні густини $2,24 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ спостерігається невелике зменшення карбонатності, а в діапазоні $2,63 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ зростання. Значний діапазон коливання може бути пов'язано з різною часткою карбонату в цементі породи, що приводить до відсутності взаємного зв'язку.

Результати досліджень зв'язку аномалії потенціалу власної поляризації ($\alpha_{сп}$) і коефіцієнта пористості вказують на високу щільність взаємозв'язку ($R = 0,86$). Необхідно зауважити, що в межах низьких і високих значень $\alpha_{сп}$ відносна похибка визначення K_n зростає. Загальна відносна похибка визначення коефіцієнта пористості методом ВП складає $15 \div 20 \%$ [79].

За даними гранулометричного аналізу керна вміст фракції 0,01 мм змінюється від 8 до 37 %. Пісковики деяких горизонтів середнього карбону в окремих свердловинах характеризуються підвищеною глинистістю. Так, наприклад, свердловина №1 (інтервал 1973–1983 м) колектор характеризується глинистістю 25,1 % при високих фільтраційних властивостях $18,0 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в свердловині №12 (інтервал 1972 – 1980 м) глинистість дорівнює 20,7 % при коефіцієнті проникності $40,2 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

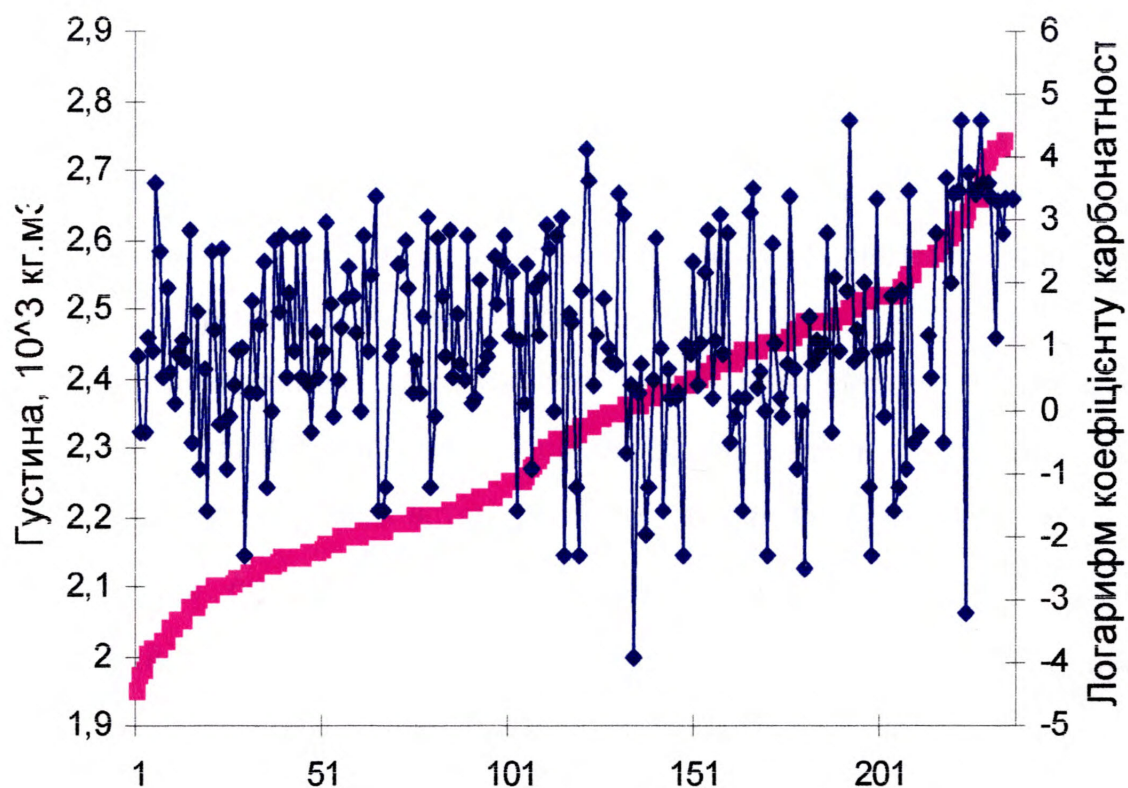


Рис.4.5. Гістограма зіставлення густини породи і коефіцієнта карбонатності у ранжованого ряду

Видно, що підвищення глинистості не зменшує фільтраційних властивостей колектора, що можна пояснити наступним: з опису мінерального складу скелета породи-пісковики характеризуються як поліміктові. В склад мінералів входять польові шпати, гідрослюди та інші мінерали.

Ці мінерали здатні до пілітизації і при проведенні гранулометричного аналізу збільшують уявно частку фракції 0,01 мм, але в породі не порушують об'єм динамічного порового простору колектора. Пілітизація є вторинний процес, який протікає у колекторі. У пластах встановлено наявність окремих прошарків глин і аргілітів, що фіксується на діаграмах мікрокаротажу і гамма-методу. Вплив глинистості на колекторські властивості пісковиків спостерігається для відкладів нижнього карбону, пористість і проникність зменшується при зростанні глинистості.

Опис електричних властивостей порід проводиться за параметром пористості. Залежність параметру пористості від коефіцієнта пористості на Пролетарському родовищі встановлена за даними вимірювань на керновому матеріалі, яка описується наступним рівнянням $P_n = 1 / K_n^{1,74}$. Геолого-геофізичний аналіз, вказує на те, що породи з низьким опором є продуктивними тільки у відкладах московського і башкирського ярусів. У візейських відкладах пласти з подібною геофізичною характеристикою відносяться до водоносних.

В лабораторних умовах на зразках керна одержана залежність параметру насичення і коефіцієнта водонасичення $P_n = 1 / K_g^{1,9}$. Дослідження проводилися методом центрифугування, тобто штучним шляхом створювалась різна степінь насичення і вимірювався електричний опір породи насиченою водою. Пілітизація скелета поліміктових пісковиків приводить до зростання міцнозв'язаної залишкової води і до зменшення питомого електричного опору колектора. Результати дослідження параметра насичення дало можливість виділити дві групи зразків за ознакою величини залишкової водонасиченості і розрахувати окремо залежності для

поліміктових $K_{\phi} = 0,973 \cdot P_H^{-0,514}$ і чистих мономіктових пісковиків $K_{\phi} = 0,985 \cdot P_H^{-0,565}$.

Представлена петрофізична модель порід-колекторів Пролетарського родовища дозволить обґрунтовано використовувати результати геофізичних методів для визначення фільтраційних властивостей продуктивних порід.

4.2. Дослідження зміни умов накопичення осадів за даними геофізичних методів досліджень свердловин

Дослідження зміни седиментаційних умов басейну накопичення осадів дає можливість пояснити і прогнозувати просторовий розподіл і характеристику неоднорідності гірських порід. Прогноз літологічних ознак і характеристика неоднорідності латерального типу сприяє підвищенню достовірності моделювання петрофізичних параметрів порід-колекторів в межах нафтогазового родовища. Дослідження басейну накопичення осадів проводиться різними методами. Широке розповсюдження набули методи фаціального аналізу і палеогеографічних реконструкцій. Органічні залишки, що знаходяться у гірських породах у вигляді закам'янілостей і слідів життя організмів є важливими для вивчення басейну накопичення осадів. В нашій роботі ця інформація використовується, як додаткова, а основна увага приділяється зміні літофаціальних умов, які можуть бути встановлені за геофізичними дослідженням.

Геофізична інформація з розподілу параметрів фізичних полів з глибиною дає можливість скласти уяву про літологічну характеристику геологічної структури, прослідкувати форми неоднорідностей — як структурних, так і мінералогічних та оперативно спостерігати за зміною умов накопичення з урахуванням інтенсивності змін.

Основи використання геофізичних досліджень у свердловинах для відтворення умов басейну накопичення осадів розглянуті в роботах Лукіна

А.Е. [80], Муромцева В.А. [81], Ізотової Т.С. [82], Косаченко В.Д. [83]. Дослідженнями встановлена ефективність вивчення генезису відкладів за геофізичною інформацією.

В нашій роботі розглянута можливість використання методики седиментаційного каротажного аналізу для створення геолого-фільтраційної моделі. Загально прийняті методики побудови фільтраційних моделей базуються на визначені просторового розподілу коефіцієнта проникності шляхом інтерполяції і побудови кореляційних розрізів за геофізичною інформацією. За такою схемою не завжди можливо дослідити однорідність і ідентичність порід при інтерполяції значень K_{np} між свердловинами, а урахування тільки структурних особливостей площі не завжди відповідає формі басейну накопичення осадів, який і визначає неоднорідності структури порового простору та літологічні ознаки порід. Застосування седиментаційного каротажного аналізу дало можливість впевнено відтворювати генезис відкладів без широкого використання кернавого матеріалу.

Геологічні розрізи родовищ ДДЗ характеризуються літофаціальною розмаїтістю, фаціальним заміщенням та виклинюванням. Природа накопичення осадів на певній ділянці родовища пов'язана з впливом певних локальних факторів, які зумовлюють мінливість морфологічних факторів та створюють умови для утворення різних фізичних властивостей колектора. Колектори, які є природними резервуарами, що зберігають корисні копалини, містять численні прошарки, які представляють собою різноманітні прошарки пісковиків, алевролітів, глин. Розподіл колекторів залежить від фаціальної мінливості яка може проявлятися навіть в межах одного родовища. Тому, простежуючи літолого-фаціальні зміни в межах певних горизонтів, можна скласти картину, яка відтворить умови накопичення осадів, і дає можливість ідентифікувати відклади за структурою порового простору, що має дуже велике значення при визначені коефіцієнта проникності геофізичними

методами, а також виборі оптимальних схем експлуатації нафтогазових родовищ.

Дослідження змін седиментаційних умов басейну накопичення осаdів дає можливість прогнозувати просторовий розподіл і характеристику неоднорідності структури порового простору гірських порід.

В процесі формування пласта-колектора проходить ланка фізичних процесів, які в сукупності створюють поровий простір, у якому зберігаються флюїди. Формування структури порового простору залежить від багатьох факторів, одним із головних факторів при формуванні пласта на початковій стадії – це є умови накопичення осаdів. Процес накопичення осаdового матеріалу слід розглядати як періодичні зміни на певній ділянці простору, які призводять до утворення періодичних зон накопиченого матеріалу, який відрізняється за розміром частинок та відсортваності їх у площині.

Методологія опису геофізичних кривих, для побудови седиментаційної моделі заключається в розгляданні форми і характеристики кривих гамма-каротажу та методу самочинної поляризації. Ця методика дає можливість досліджувати зміни басейну накопичення осаdів в межах горизонтів. Одним з основних критеріїв дослідження є природна радіоактивність яка реєструється гамма-каротажем. Розподіл природних радіоактивних елементів залежить від геохімічної обстановки басейну накопичення осаdів і відтворює природу літологічної характеристики. У постседиментаційний період перерозподіл концентрацій природних радіоактивних елементів не відбувається. Гідродинамічні процеси можуть приводити до утворення радіогеохімічних аномалій, але вони завжди мають локальний характер і не змінять загальний розподіл радіоактивних елементів. Інформація методів самочинної поляризації та електрометрії зумовлена не тільки умовами басейну накопичення осаdів, але і перетіканням постседиментаційних процесів.

Розглядаючи форми кривих ГК можна виділити два основних критерії: вертикальні риси кривої та горизонтальні. На кривих ГК необхідно оцінити ділянки з пониженою та підвищеною гамма-активністю та прив'язати їх до

літології, і простежити за розміщенням літологічного параметру за геофізичними кривими. Вертикальна лінія характеру запису ГК характеризує однорідність умов накопичення осадів, диференціація ж її буде вказувати на ступінь неоднорідності рухів басейну седиментації, як у вертикальному так і в горизонтальному напрямку.

Нахил лінії невеликого кута $65^{\circ} - 45^{\circ}$, на границі між пластами обумовлює поступову зміну басейну накопичення осадів, шляхом поступового заміщення уламків грубоуламкового матеріалу на дрібнозернистий аж до дисперсного, в разі якщо кут сягає $85^{\circ}-74^{\circ}$, то це вказує на різку зміну басейну накопичення осадів.

Описуючи криві самочинної поляризації критерії опису кривих ідентичні до критеріїв опису гамма-каротажу, тому що діаметр уламкового матеріалу від грубоуламкового до дисперсного впливає на інтенсивність аномалії самочинної поляризації.

Інтенсивні горизонтальні зміни форми кривої гамма-каротажу виникають у басейнах накопичення осадів внаслідок швидкого занурення дна басейну моря у прибережній частині. Що до континентальних умов накопичення осадів, то інтенсивні зміни відображають міграцію русла ріки або дельти.

При дослідженні форми кривих методу електричного опору з метою визначення характеру басейну накопичення осадів, враховується характер насичення пластів, для індивідуального розподілу електричних властивостей у просторі, проводиться комплексний аналіз залежності K_n за даними акустичного каротажу та електричного опору пласта.

Для побудови седиментаційної моделі розглядається, як приклад, продуктивний пласт башкирського ярусу середньокам'яновугільної системи (Б-12) та візейського ярусу нижньокам'яновугільної системи (В-3) Пролетарського родовища.

За результатами дослідження змін седиментаційної обстановки по даними радіоактивного каротажу та кривих самочинної поляризації пласти

відноситься до комплексу прибережних фацій з фаціями річки випрямленого типу. В основу класифікації відокремлення певних ділянок пласта покладено три типи різних седиментаційних обстановок, які підтверджуються змінами геофізичних аномалій, а також потужністю утворених товщ.

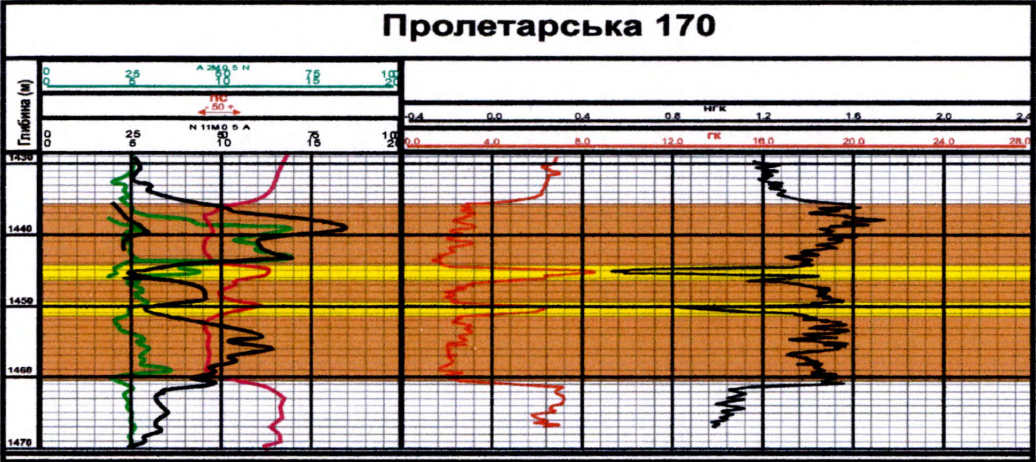
На рис. 4.6 представлено геофізичний комплекс який відображає ділянки русла ріки випрямленого типу з глинистим прошарком, який свідчить про те, що дане русло міняло свій напрямок у загальному часі повної потужності формування пласта горизонту Б-12, такий характер форми аномалій віднесено до слабкозмінної частини пласта формування горизонту. На протязі формування пласта відбуваються зміни не тільки у часовому простяганні, але і у латеральному напрямку. Виділені зони, де на протязі формування пласта відбуваються більш часті зміни умов накопичення осадів, як представлено на рис. 4.6 (в). Видно, що на протязі того самого часу, як і у випадку рис. 4.6 (а) характер зміни умов накопичення має більшу диференціацію. Така стація, зміни у формуванні пластів обумовленні характером обстановки формування пласта. Виділяючи зони з однаковими характеристиками, за формуванням пласта можна ідентифікувати їх однаковою структурою порового простору.

На рис. 4.6(а), 4.6(б), 4.6(в) представленні криві геофізичних методів, що мають більш типові зміни у формуванні пласта горизонту Б-12. За аналогією проведено аналіз по горизонту В-3 візейського ярусу нижньо-кам'яновугільної системи.

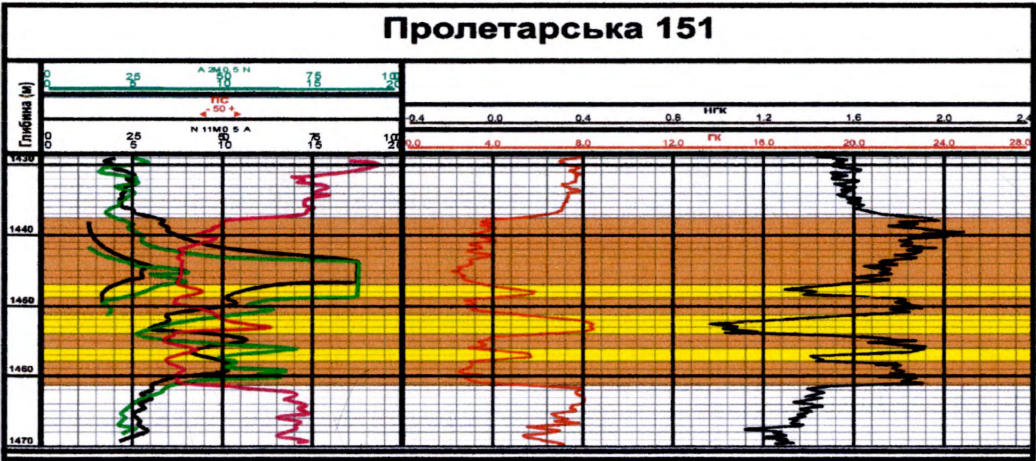
На рис. 4.7 (а,б) наведена схема і виділені зони за ідентичністю структури порового простору для горизонтів Б-12 та В-3 Пролетарського родовища (табл.4.1). Пласти характеризуються як однорідні вздовж простягання свердловин №№ 5,41,71,3,78,70 по Б-12 горизонту та №№ 5,9,77,41,71,6,78,12 по В-3 горизонту та відмічається інтенсивне збільшення потужності пісковиків, які характеризуються іншою будовою порового простору, що відповідає лінії яка проходить з північно-західної частини до південно-східної частини родовища.



а) - стабільне накопичення осаду



б) - не значні зміни при накопиченні осаду



в) - інтенсивна зміна накопичення осаду



- глинистий прошарок

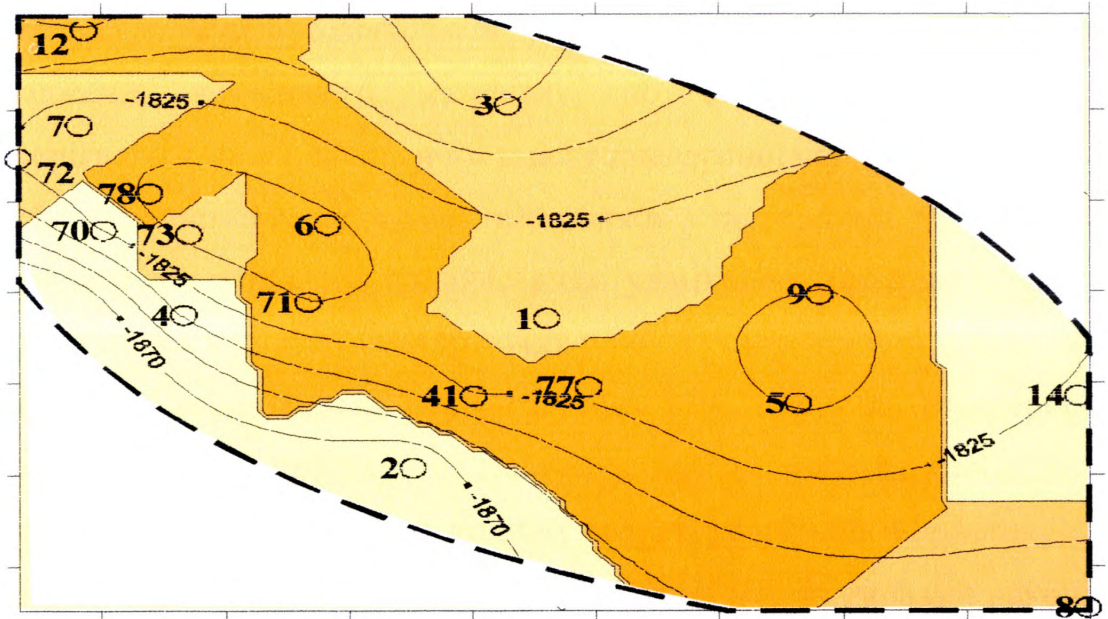


- пісковик

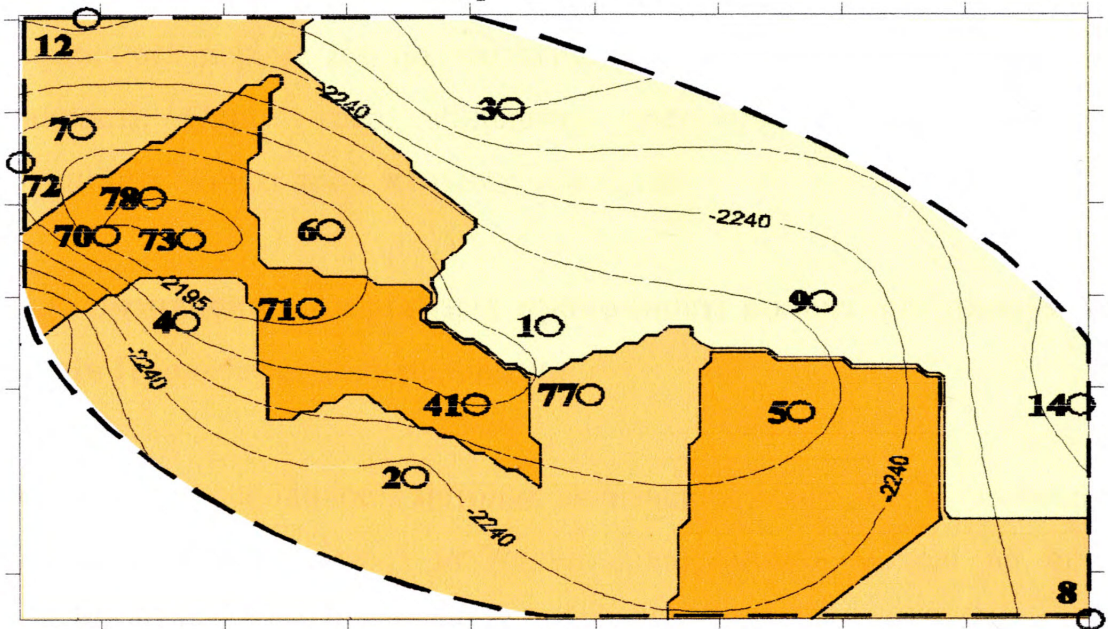
Рис. 4.6. Характеристика зміни дисперсної компоненти порід за геофізичними даними

Класифікація типів седиментаційних обстановок горизонту Б-12 та В-3

Номер п/п	№ свердловини	Довгота	Широта	Горизонт Б-12		Горизонт В-3	
				тип	потужність	тип	потужність
1	8	3350	-63010	2	54	2	7
2	78	5600	-59160	3	33	1	8
3	14	4500	-62970	1	58	3	5
4	72	5790	-58620	2	42	2	8
5	77	4550	-60960	1	38	1	8
6	5	4460	-61820	2	43	1	10
7	1	4920	-60790	1	32	2	8
8	71	5010	-59810	2	22	1	8
9	73	5380	-59320	3	35	2	8
10	12	6560	-58890	2	39	1	9
11	4	4940	-59300	2	32	3	4
12	2	4110	-60240	2	24	3	2
13	3	6080	-60630	1	43	2	10
14	6	5430	-59890	2	23	1	10
15	7	5970	-58870	2	38	2	8
16	9	5050	-61910	1	39		
17	41	4500	-60490	3	43	1	8
18	70	5400	-58970	3	29	3	5



горизонт Б-12



горизонт В-3

Умовні позначення

-1 тип структури
 -2 тип структури
 -3 тип структури

ізолінія абсолютної відмітки глибини залягання горизонту

границя виділених зон за ідентичністю структури порового простору в межах досліджуваних свердловин.

Рис. 4.7. Виділені зони за ідентичністю структури порового простору Пролетарської площі і суміщені з структурною картою по покрівлі горизонтів

Це можна пояснити однаковими умовами накопичення осаду в сталому надходженні уламкового матеріалу, по бокам лінії чистих пісків спостерігається зона підвищеного вмісту дисперсної частини породи.

На наявності перешарувань пісковиків з пелітовими прошарками, яке обумовлено нестабільним привнесенням уламкового матеріалу, таке явище спостерігається в умовах меандруючих річок з утворенням стариць.

Розподіл порід на зони за ідентичними геофізичними характеристиками у горизонтальному простяганні дало можливість виділити однорідні умови формування, що обумовлюють подібну структуру порового простору.

Представлена схема розподілу порід-колекторів за умовами накопичення осадів буде використана для адаптації залежності фільтраційних і петрофізичних параметрів до геологічних умов та визначення коефіцієнта проникності. Окрім того, збільшить достовірність побудови геолого-фільтраційної моделі продуктивних відкладів.

4.3. Визначення коефіцієнта проникності колекторів продуктивних відкладів Пролетарського родовища

Розглянемо особливості методик визначення коефіцієнта проникності за геофізичною інформацією і побудови фільтраційної моделі на прикладі Пролетарського газового родовища.

Опис фільтраційних властивостей і залежність їх від об'єму порового простору розглянуто за результатами досліджень зразків керна з Кулічихнінського, Тимофіївського, Розпашнівського і Пролетарського газоконденсатних родовищ. За літолого-петрографічними властивостями породи Кулічихнінського і Тимофіївського родовищ подібні і тому, вибрані як суцільна сукупність. Породи колектори Розпашнівського і Пролетарського родовищ відносяться до поліміктових і вибрані як окремі сукупності. Для Пролетарського родовища характеристика зв'язку коефіцієнта проникності і пористості досліджена за інформацією лабораторних вимірювань керна (додаток 3) і представлена на рисунку 4.8.

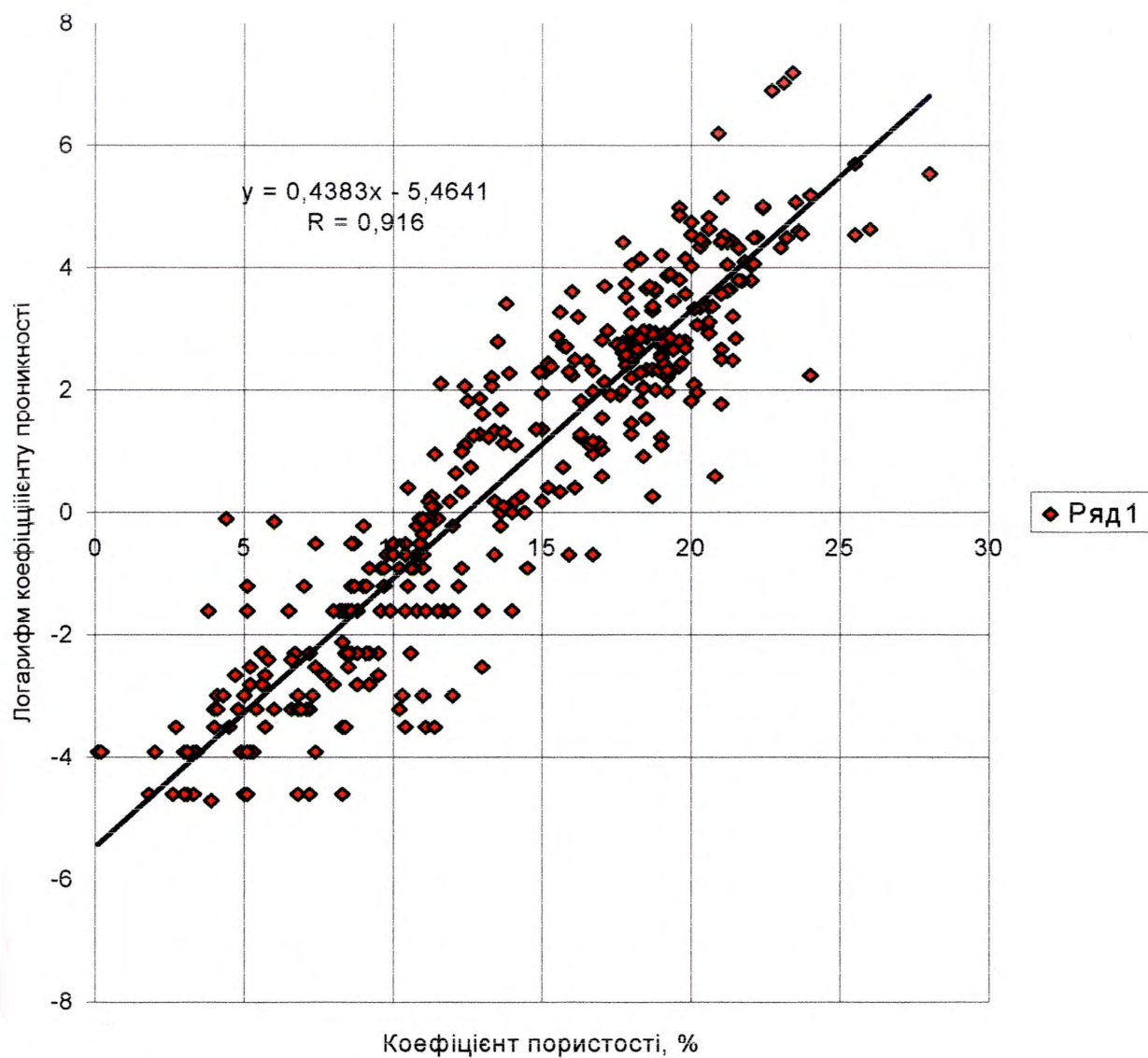


Рис. 4.8. Статистичний взаємозв'язок коефіцієнту абсолютної проникності і коефіцієнта пористості для колекторів Пролетарського родовища.

Високий коефіцієнт кореляції зумовлено широким діапазоном зміни K_{np} в межах від $0.01 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $1000 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, хоча відносна похибка перевищує 50%.

На фільтраційні властивості впливає структура пор. Зіставимо залежності фільтраційних і ємнісних характеристик колекторів для різних родовищ. На рисунку 4.9 представлена залежність на якій виділено три сукупності. Колекторські властивості порід Кулічихінського та Тимофіївського газоконденсатних родовищ характеризується щільністю зв'язку $R = 0,82$, Пролетарського родовища щільністю $R = 0,91$ і Розпашнівського $R = 0,93$. Виходить, що фільтраційні властивості колекторів першої сукупності характеризуються високими значеннями K_{np} , а другої сукупності (Пролетарське родовище) значно нижчими значеннями фільтраційних властивостей. Сукупність для Розпашнівської площі знаходиться у середньому положенні. Колектори Розпашнівської площі характеризуються поліміктовим складом скелета породи і відносяться до середньозернистих порід. Колектори Пролетарської площі також мають поліміктовий склад скелета породи, але відносяться до дрібнозернистих.

Головною особливістю колекторів з поліміктовим складом скелета породи є вторинна пілітизація уламків скелета, яка протікає на мінералах польового шпату, слюдистих мінералів та інших. Пілітизація призводить до утворення на поверхні скелета дрібнопорової структури з високою адсорбційною властивістю, яка може збільшувати вміст залишкової водонасиченості і змінити структуру порового простору.

Встановлений зв'язок проникності з K_n для різних газоконденсатних родовищ характеризується значною диференціацією коефіцієнта проникності при сталих значеннях пористості. Вивчення залежності K_{np} від параметрів порового простору представляє дуже складну задачу, особливо коли лабораторні дослідження необхідно переносити на реальний геофізичний і геологічний матеріал. Часто встановлені параметри, що характеризують поровий простір, визначити у свердловинних умовах неможливо.

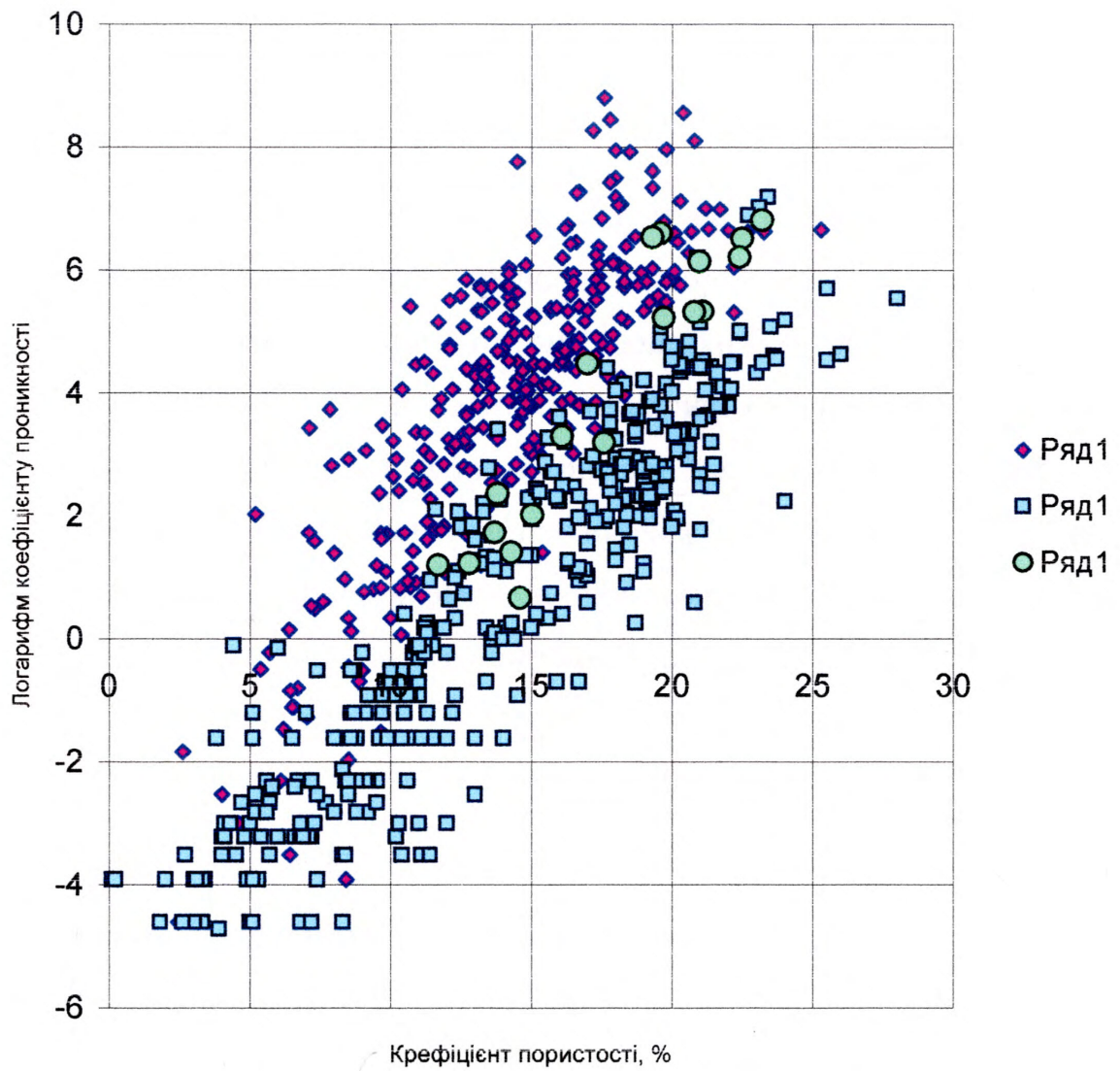


Рис. 4.9. Статистичний зв'язок коефіцієнта абсолютної проникності і пористості для колекторів газоконденсатних родовищ ДДЗ:
Ряд – 1 зразки з Кулічихінської і Тимофіївської площ;
Ряд – 2 зразки з Пролетарської площі;
Ряд – 3 зразки з Розпашнівської площі.

Тобто перенести методику до реального неоднорідного геологічного простору проблематично [41] і в цьому випадку приймаються усереднені значення коефіцієнта проникності.

Як вказувалось вище, використання інтегральних характеристик структури порового простору колектора для побудови емпіричних залежностей з геофізичними параметрами обумовлює труднощі підвищення точності визначення коефіцієнта проникності. Для локального геологічного об'єкту, який описується однаковими геометричними параметрами, можна досягнути високої точності з визначення K_{np} .

Визначальним параметром є структура порового простору. Для характеристики властивостей порового простору оптимальними параметрами є об'єм порового простору, питома поверхня і геометрія пор [13,18]. Визначення об'єму пор проводиться геофізичними методами має фізичну основу, а питома поверхня і геометрія пор не має прямого відображення. Нами знайдено комплексний геофізичний параметр, що характеризує питому поверхню і геометричні параметри пор колектора. Тобто при проведенні ідентифікації колекторів за структурою порового простору можна визначати фільтраційні властивості.

На рисунку 4.10 наведено зв'язок результатів розрахунку питомої поверхні колектора за формулою $S_y = C \sqrt{K_n^3 / K_{np}}$ і комплексного геофізичного параметра ($B = P_n / \Delta T(K_n)$). Шифр залежностей відповідає значенню структурного коефіцієнта порового простору. З рисунку видно, що для зразків з одним значенням коефіцієнта спостерігається висока щільність зв'язку.

В межах одного значення структурного коефіцієнта зв'язок характеризується високим коефіцієнтом кореляції. У границях об'єкта з однаковим структурним коефіцієнтом, який визначається для колектора методом капілярометрії, встановлений зв'язок комплексного геофізичного параметра з питомою поверхнею порового простору дає змогу використовувати його для визначення проникності.

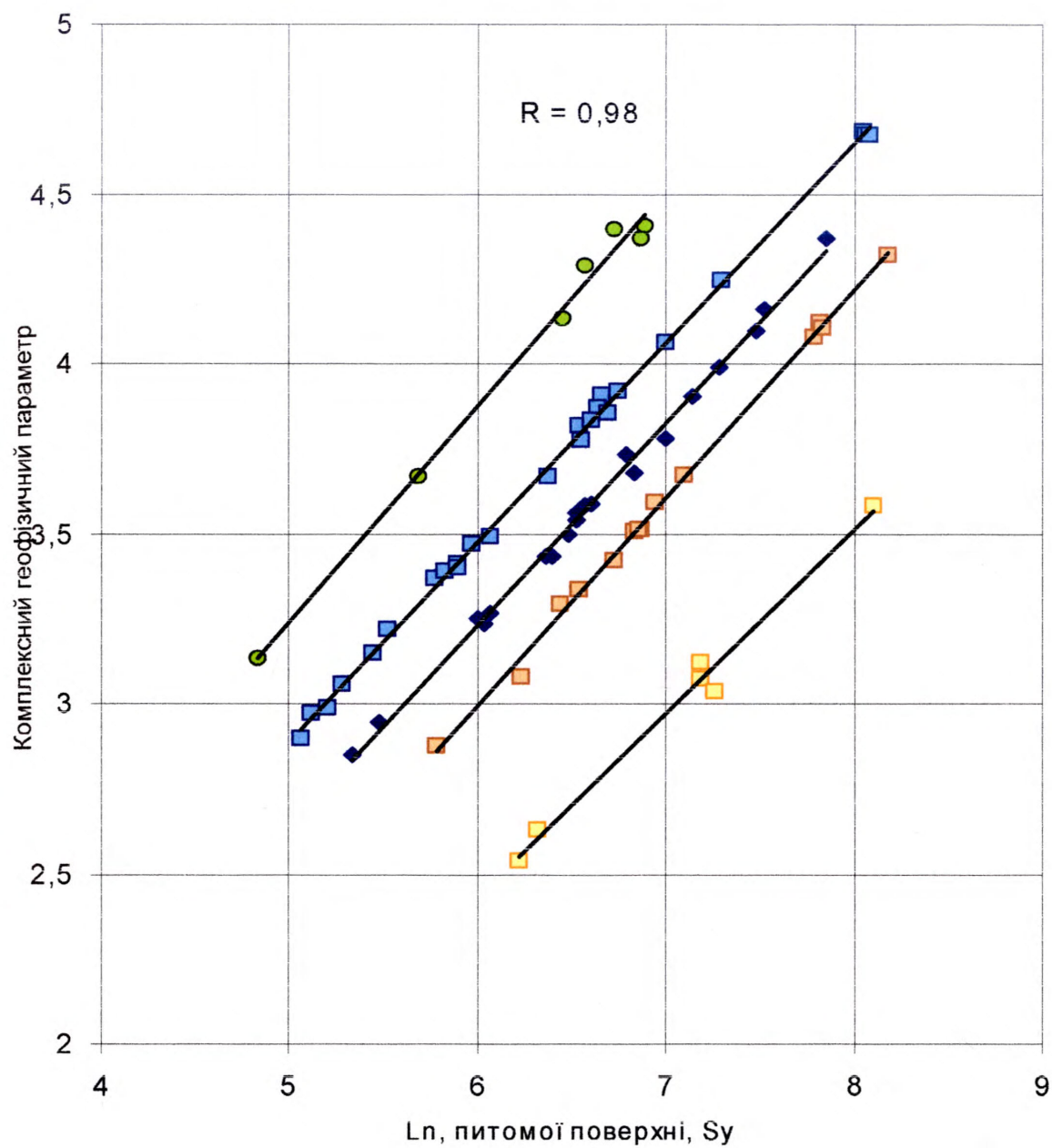


Рис. 4.10. Взаємозв'язок питомої поверхні порового простору з комплексним геофізичним параметром (шифр ліній регресії - структурний коефіцієнт).

Використовуючи результати петрофізичних досліджень зразків гірських порід, відібраних з свердловин Пролетарського газового родовища (додаток 3.1) проведемо порівняльний аналіз можливостей виділення сукупності зразків з однаковими параметрами структури порового простору.

На рисунку 4.11 представлено порівняння зв'язку коефіцієнта проникності і комплексного геофізичного параметра для колекції зразків Кулічихінського родовища, а також зразків з свердловин Пролетарської родовища. Група точок, які описують Пролетарське родовище знаходиться в нижній частині і характеризується гіршими фільтраційними властивостями. Характеристика рівнянь вказує на подібний характер залежностей.

Виділимо групу точок із загальної колекції для Пролетарського родовища з фіксованими значеннями коефіцієнтів C_1 , C_2 і визначимо коефіцієнт кореляції залежності $K_{np}=f(K_n)$ для цих точок. На рисунку 4.12 наведена група точок, що розташовані у верхній частині, має подібний напрямок залежності і характеризуються єдиною структурою порового простору і високим коефіцієнтом кореляції. Таким чином, запропонований шлях ідентифікації за ознакою структури порового простору, можна використати на Пролетарському родовищі.

Визначення коефіцієнтів C_1 , C_2 для рівняння (2.9) з метою розрахунку коефіцієнта проникності колекторів продуктивних відкладів Пролетарського родовища нами використовувались результати вимірювань геофізичних параметрів, одержані при дослідженні свердловин, лабораторні дослідження фільтраційної характеристики на керновому матеріалі і побудовану модель седиментаційних умов накопичення осадів (див. рис. 4.7) (додаток 3.1).

Пошук коефіцієнтів здійснювався шляхом оптимізації різниці розрахованих і вимірних значень проникності у лабораторних умовах. При одержанні мінімального розходження (в межах відносної похибки), у групи вибраних зразків, нами приймалися значення коефіцієнтів C_i для розрахунків коефіцієнтів проникності.

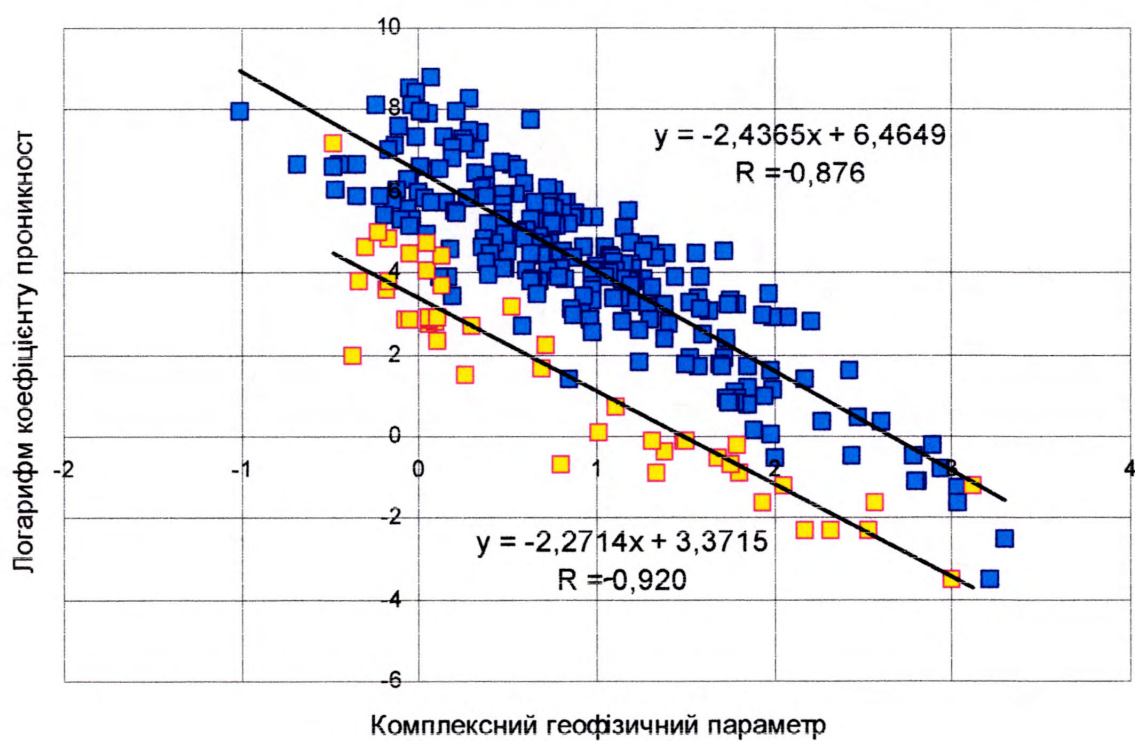


Рис. 4.11. Статистичний зв'язок коефіцієнта абсолютної проникності і комплексного геофізичного параметру (Кулічихінське і Пролетарське родовища).

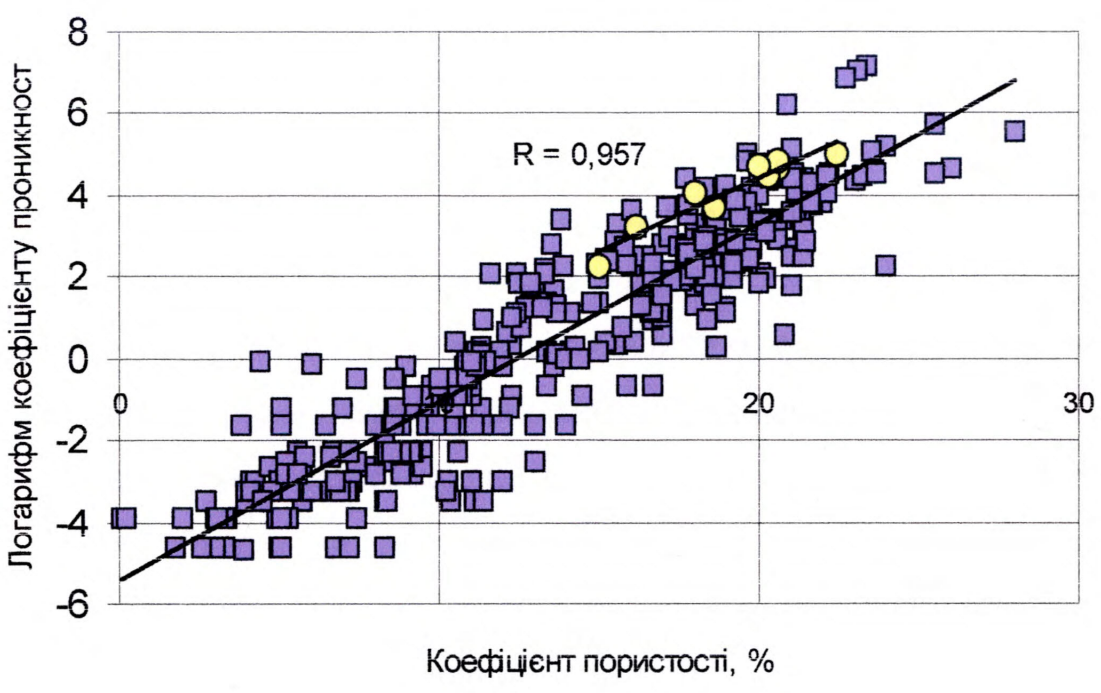


Рис. 4.12. Статистична залежність коефіцієнта абсолютної проникності від пористості для Кулічихінської, Тимофіївської та Пролетарської площ.

Отримавши значення коефіцієнтів рівняння (2.9), проведено розрахунки коефіцієнта проникності по всіх свердловинах Пролетарського родовища. Результати наведені у додатку 3.2.

Аналіз сумісної характеристики вимірювань у свердловинах і на керновому матеріалі є дуже складним процесом, який пов'язано: з невідповідністю інтервалів відбору керна і положенням продуктивного горизонту; представленість керна не завжди відповідає дійсній літологічній характеристиці інтервалу; з складністю прив'язки зразка керна до інформації геофізичних кривих, особливо в інтервалах з значною неоднорідністю; з неадекватністю процесу вимірювання фізичного поля в лабораторних і свердловинних умовах [72]; з невідповідністю просторового положення лабораторного зразка керна і реального положення в свердловині для фізичного поля, яке має анізотропні властивості (поле електричного струму і інші). Для підвищення достовірності аналізу основним напрямком є використання великого об'єму вимірювань, на керновому матеріалі і середніх значень статистичних характеристик параметрів. Цей шлях здійснити дуже проблематично (наявність кернового матеріалу). Використання середніх значень на обмеженій кількості зразків може призвести до значної похибки аналізу сумісної характеристики. Геофізична інформація у інтервалах досліджень знімається як середнє значення або інтервал поділяється на окремі прошарки за неоднорідністю. Цей факт дуже важливо враховувати при аналізі зіставлення лабораторних і свердловинних досліджень.

Для розширення можливостей нами запропоновано використання схеми (див. рис. 4.7) розподілу зон з однаковою структурою порового простору у породах продуктивного комплексу, яка одержана за результатами досліджень седиментаційних умов методами геофізичних досліджень. Визначені значення C_i можна розповсюджувати у межах виділеної зони. Для кожної зони вони є індивідуальними.

На Пролетарському родовищі в 2001 р. проведено гідродинамічні дослідження колекторів горизонтів В-15, В-17-18-19 в свердловинах №№ 70,

71, 73. За даними оброблення кривих відновлення тиску, була визначена проникність пластів у свердловинах №№ 70,73. Використовуючи вказану інформацію, нами проведено зіставлення результатів гідродинамічних методів визначення проникності і розрахованих за геофізичною інформацією. В таблиці 4.2 наведені результати зіставлення цієї інформації. В загальному, розбіжність гідродинамічних і геофізичних досліджень характеризується відносною похибкою 0,201.

Для зіставлення результатів гідродинамічних і геофізичних досліджень, враховуючи, що визначення коефіцієнта проникності є інтегральною фільтраційною характеристикою, проведено розрахунки середнього значення коефіцієнта проникності у інтервалах де одержані результати гідродинамічного каротажу.

За результатами досліджень Ханіна А.А. [13] проникність системи паралельних прошарків у випадку переміщення рідини у напрямку напластування дорівнює :

$$K_{np}^{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1} F_{n,i} \times K_{np,s}}{\sum_{i=1} F_{n,i}} \quad (4.1)$$

де F_{ni} - поперечний перетин окремих прошарків;

$K_{np,i}$ – коефіцієнт проникності окремих прошарків.

Розрахунки проведено за наведеною формулою. Окрім того, для зіставлення результатів розрахована фазова проникність, що відповідає свердловинним умовам, у яких проведено гідродинамічні дослідження.

Одержані результати розрахунку коефіцієнта проникності за геофізичною інформацією використані для побудови і характеристики фільтраційної моделі Пролетарського газового родовища.

Зіставлення результатів гідродинамічних і геофізичних досліджень коефіцієнта проникності продуктивних колекторів

Таблиця 4.2. –

№ п/п	Сверд.	Гор.	Інтервал перфорачії	Кпр, мД ГДД	№ пласту	Інтервал пласту	Н,м	Кпр,абс, мД, ГДС	Віднос. похибка	Кпр,фаз, мД, ГДС	Віднос. похибка
1	70	В-15	2624-2635	13.33	21	2624,6-2629,0	4.4	23.94		22.5	
2	70				22	2630,6-2633,6	3.6	10.07		8.86	
						Кпр,сер. за потужністю		17.70	0.33	16.36	0.23
3	70	В-18-19	2822-2838, 2873-2888	13.00	24	2824,6-2830,4	4	0.96		0.81	
4	70				25	2830,4-2835,6	3.8	7.71		6.55	
5	70				26	2878,0-2886,8	8.2	23.94		23.9	
						Кпр,сер. за потужністю		14.34	0.093	14	0.071
6	73	В-15	2626-2640	47.15	19	2627,0-2634,0	6	15.11		12.25	
	73				20	2634,0-2639,6	4	73.14		62.9	
						Кпр,сер. за потужністю		38.32	0.18	32.51	0.38

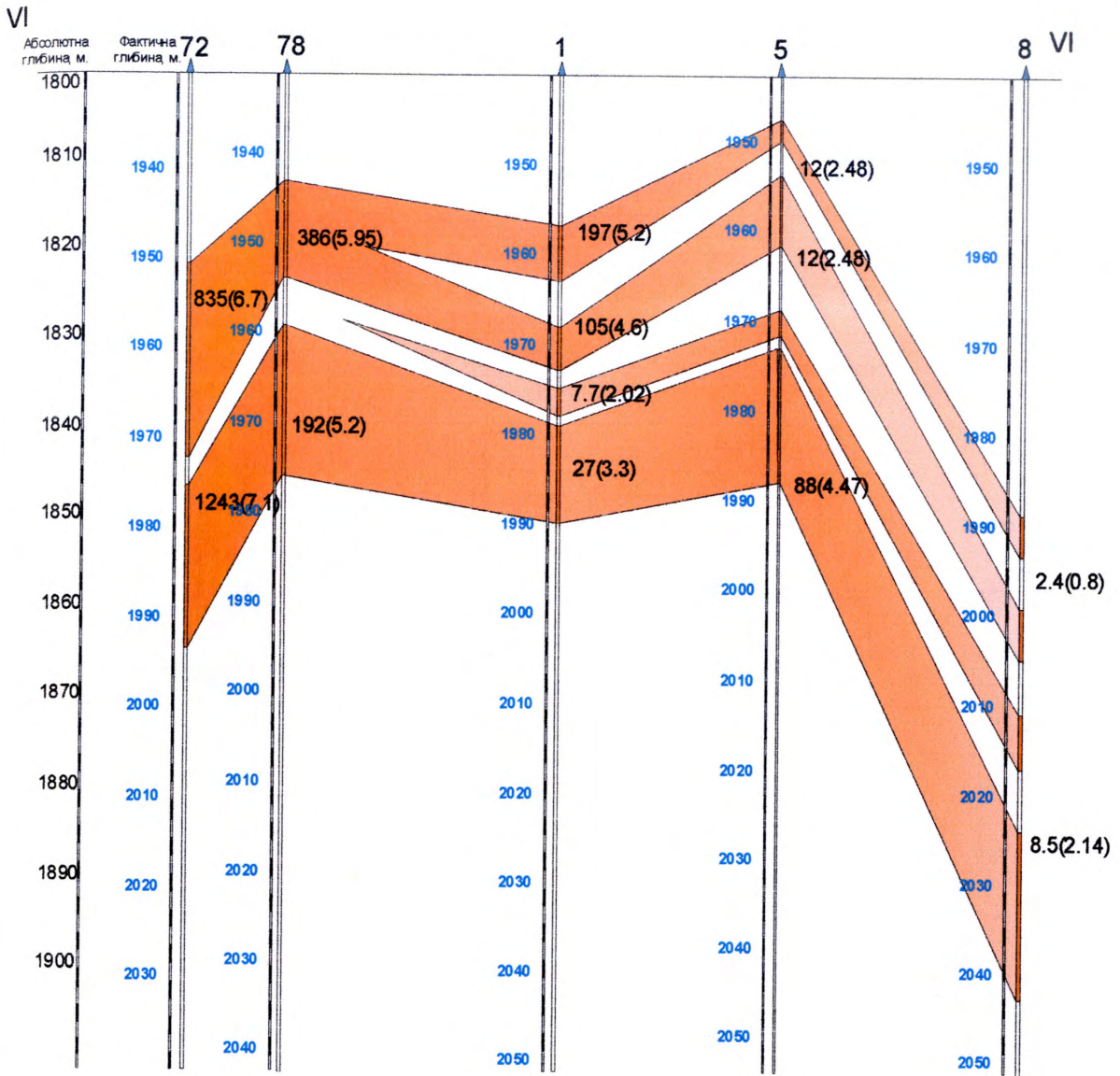
Модель оптимально відповідає геофізичній інформації, яка одержана при геофізичних дослідженнях у свердловинах і результату гідродинамічних досліджень.

4.4. Характеристика фільтраційної моделі Пролетарського газоконденсатного родовища

За результатами визначення коефіцієнта проникності побудована фільтраційна модель Пролетарського родовища. Для об'ємного сприйняття фільтраційної моделі представлені профілі фільтраційних властивостей і схема просторового розподілу коефіцієнта проникності рис. 4.13, 4.14, 4.15, 4.16, 4.17. Значення коефіцієнта проникності відображає середньозважену величину коефіцієнта проникності до товщини прошарків продуктивних горизонтів. На схемах рис. 4.14, 4.15, 4.16 виділяються властивості окремих прошарків, що дало можливість прослідкувати зміну фільтраційних властивостей, товщину прошарків і літологічне заміщення.

Фільтраційна модель горизонту Б-12 побудована в двох варіантах. Перша варіант представлено на загальній схемі профіль рис. 4.17 і деталізованій рис. 4.14, 4.15, 4.16. На деталізованій схемі простежуються ділянки літологічного заміщення і наявність непроникних прошарків. Можливість простеження детальної фільтраційної характеристики дозволить проводити корекцію параметрів експлуатації свердловин.

Охарактеризуємо фільтраційну модель горизонту Б-12. В межах свердловин №№ 4, 72, 71, 78 горизонт Б-12 описується значною шаруватістю. В товщі горизонту виділяються прошарки з низькими фільтраційними властивостями на загальному фоні високих значень коефіцієнта проникності.



Умовні позначення:

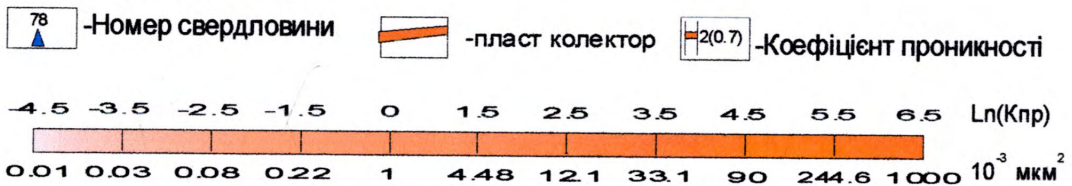


Рис. 4.13. Розподіл коефіцієнта проникності за лінією свердловин № 72 - 8. Деталізований для горизонту Б – 12.

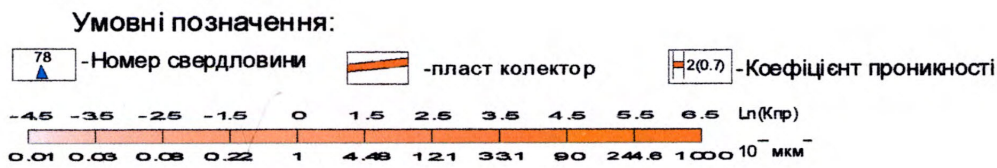
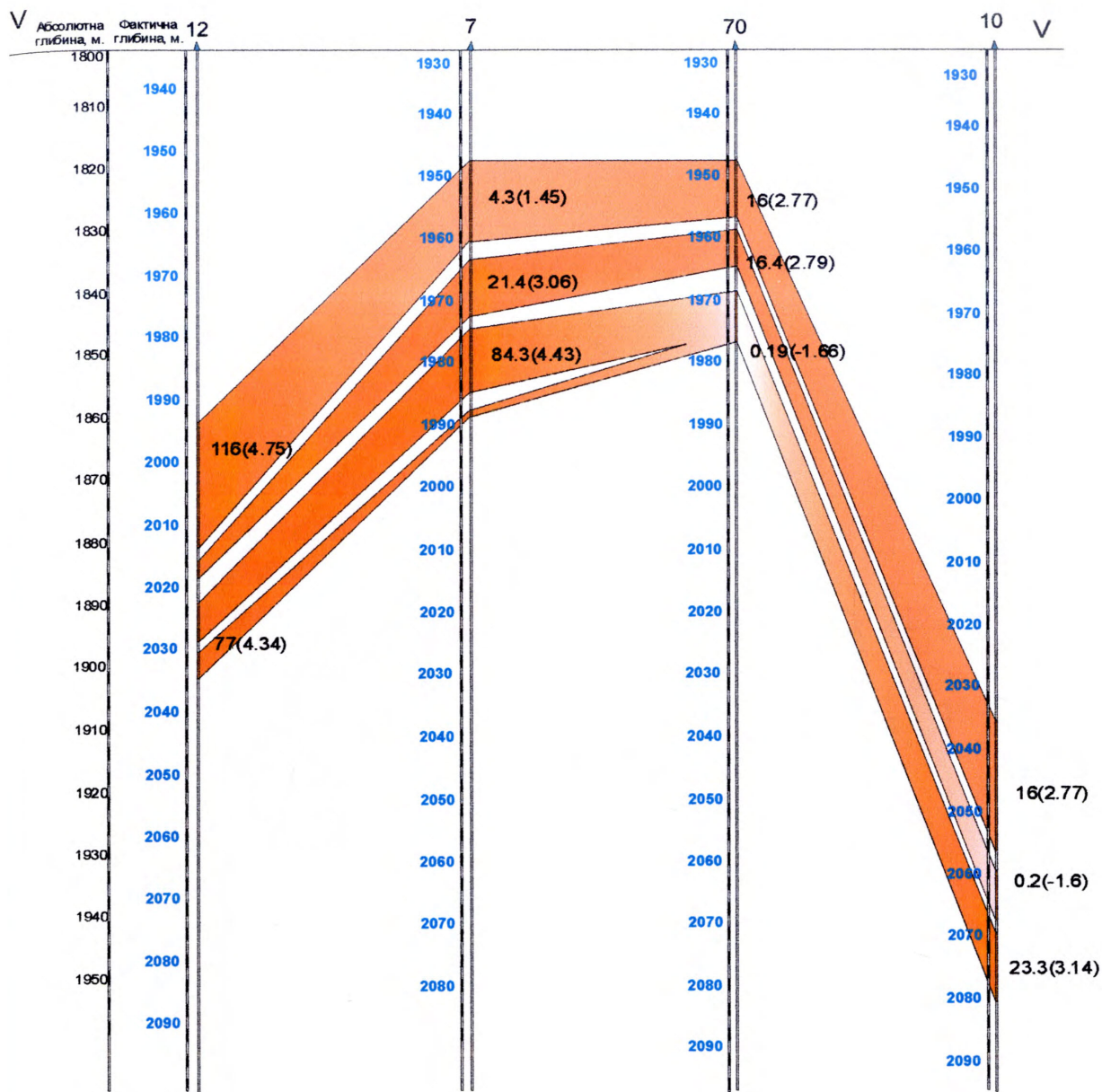


Рис. 4.14. Розподіл коефіцієнта проникності за лінією свердловин № 12 – 10. Деталізований для горизонту Б – 12.

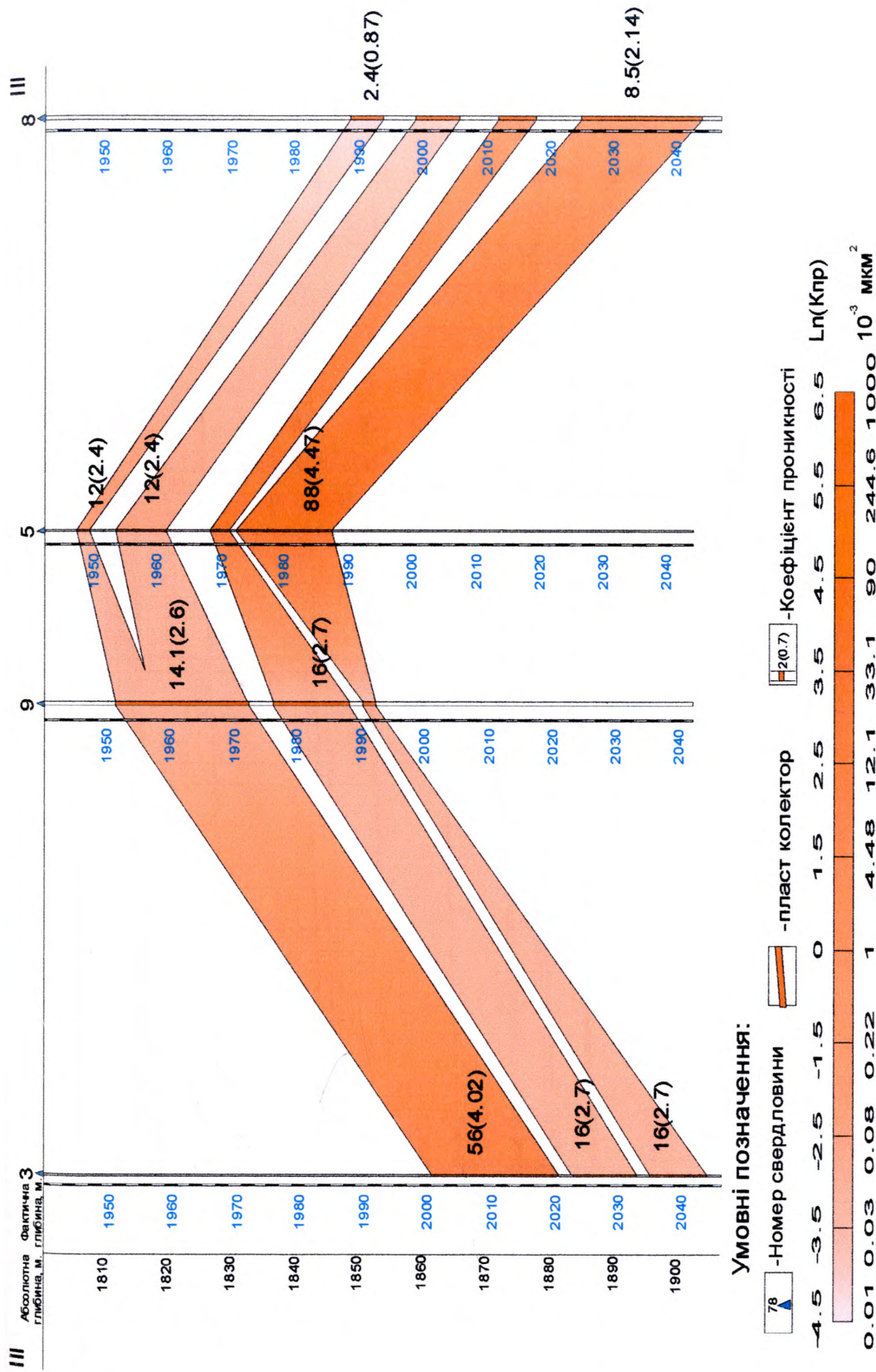


Рис. 4. 15. Розподіл коефіцієнта проникності лінією свердловин № 3 - 8. Деталізований для горизонту Б - 12.

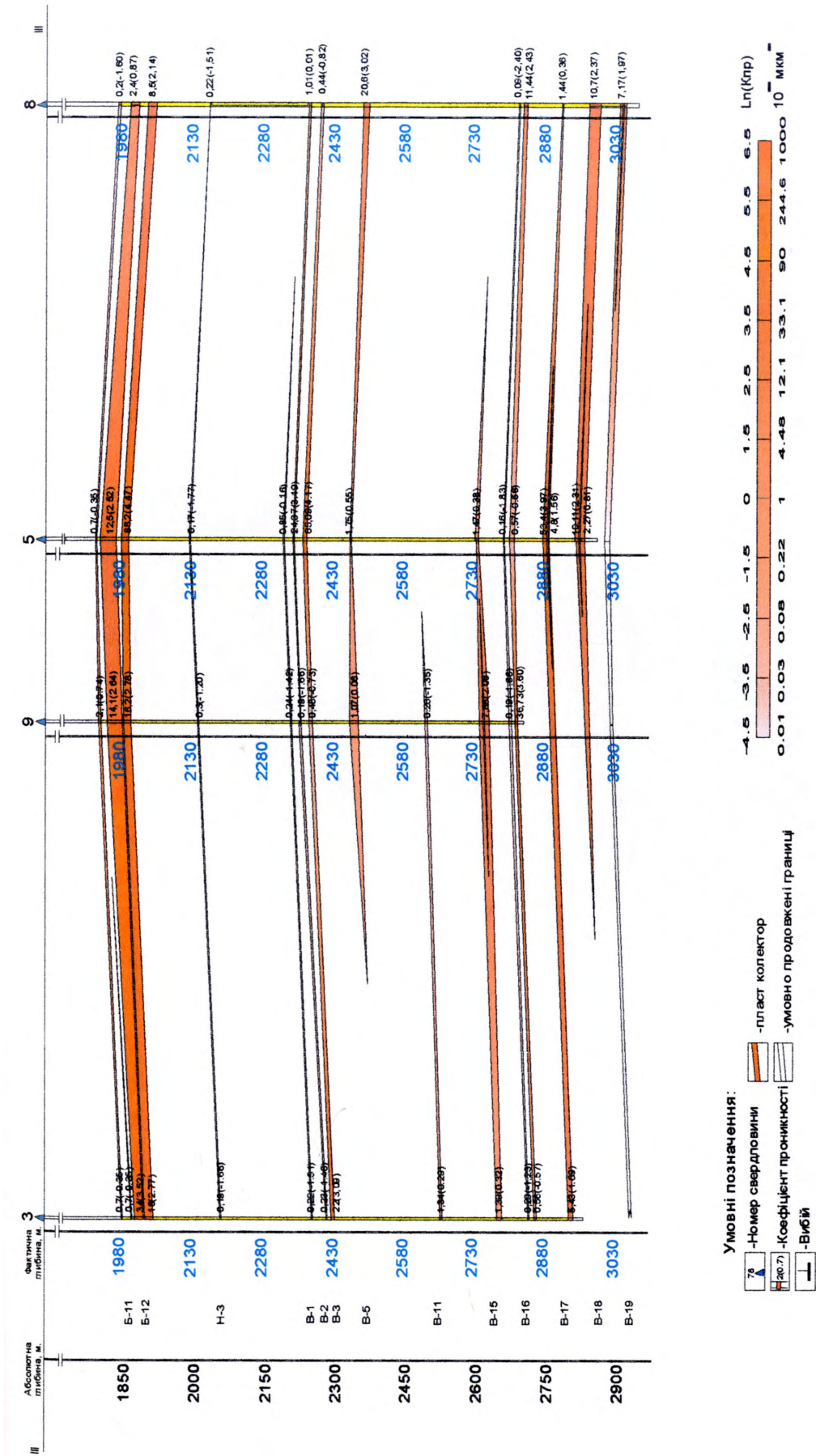
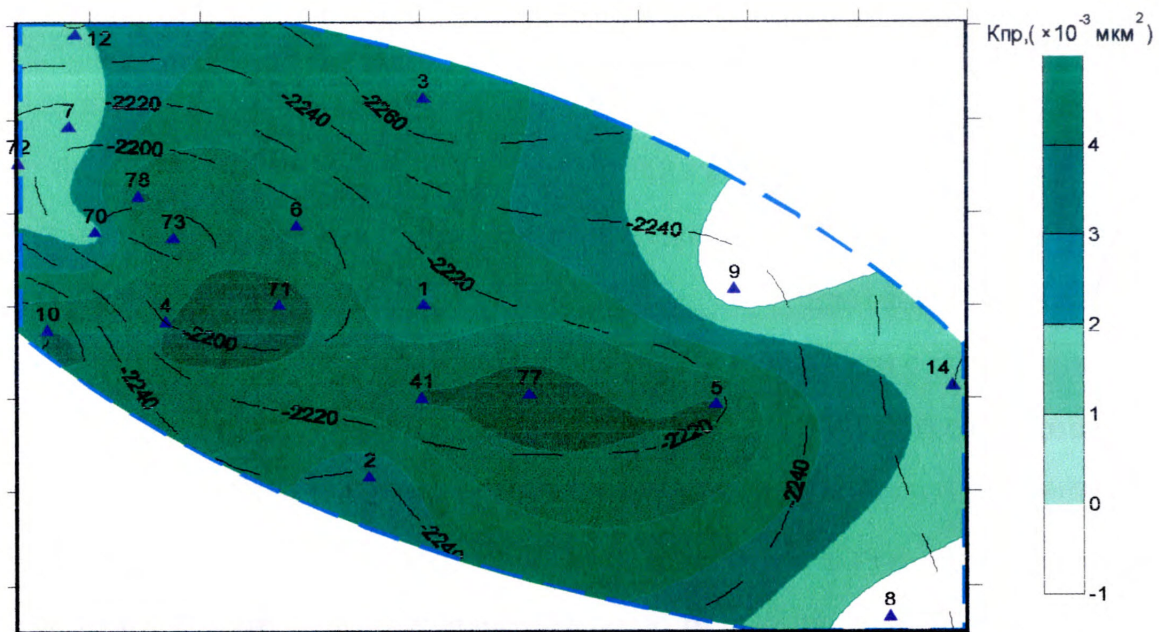
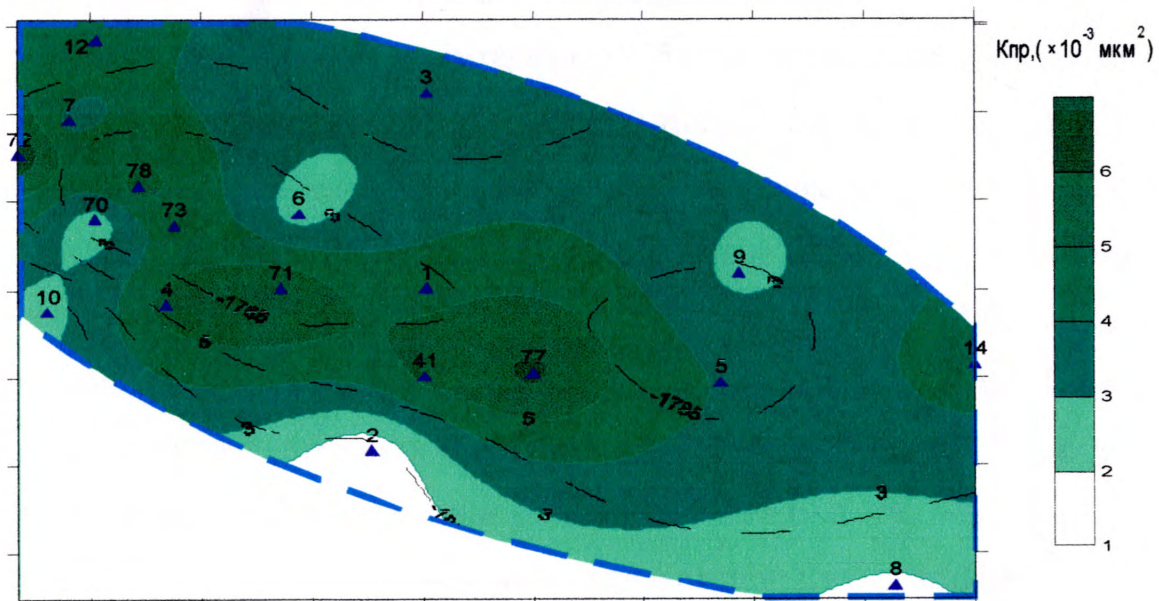


Рис. 4.16. Розподіл коефіцієнта проникності за лінією свердловин № 3 – 8.



а) горизонт В-3



б) горизонт В-12

Умовні позначення

- 2240 — ізолінія абсолютної відмітки глибини залягання горизонту
- границя схеми розподілу фільтраційних властивостей в межах досліджуваних свердловин.

Рис. 4.17 Схема розподілу фільтраційних властивостей за коефіцієнтом проникності

Неоднорідність фільтраційної характеристики продуктивного пласта при експлуатації може призвести до неадекватності режимів розробки, а також певним чином впливає на процес обводнення покладів, особливо коли спостерігається підняття ГВК у вигляді конусів, що утворюються у результаті форсованого відбору газу. Наприклад, у свердловинах №№ 77, 78.

Фільтраційна модель представлена схемою розподілу значень коефіцієнта проникності рис. 4.17(б). На схемі виділяються аномальні ділянки з коефіцієнта проникності горизонту. В межах свердловин №№ 77, 41, 71, 4, 73, 78, 72, виділяється зона яка проходить в північно-західному напрямку у центрі структури. Охарактеризуємо ці свердловини.

За результатами випробування газу у свердловинах одержані наступні результати. У свердловині № 1 в інтервалі 1955-1965 м одержано фонтан газу з робочим дебітом на 8,03 мм діафрагмі 163,0 тис.м³/добу; у свердловині № 6 в інтервалі 1966-1971м одержано фонтан газу з робочим дебітом на 8,18 мм діафрагмі 172,0 тис.м³/добу. При порівнянні значень дебіту і фільтраційних властивостей видно, що проникність горизонту у свердловині № 1 більша ніж у свердловині № 6, але дебіт і розмір діафрагми майже однакові. Це має пояснення. Товщина продуктивного пласта у свердловині № 1 в зоні робочого інтервалу вдвічі менша ніж у свердловині № 6.

Свердловина № 77 була введена в експлуатацію (інтервал 1846-1873) з початковим дебітом 457,0 тис.м³/добу, а свердловина № 78 з початковим дебітом 320,0 тис.м³/добу. Високі значення дебіту цих свердловин зіставляються із значеннями коефіцієнта проникності рис. 4.17(б). Середнє значення проникності горизонту у свердловині № 77 вище ніж у свердловині № 78 і дебіт також вищий.

Зовнішнє зіставлення фільтраційних властивостей колекторів горизонту і результатів видобутку газу у свердловинах вказує на їх відповідність, що може бути чинником достовірності побудови моделі.

Доцільно побудувати оптимальну модель видобутку газу і порівняти з фільтраційною моделлю. Дуже складно прогнозувати дебіт при сумісному

поступленні води, конденсату і газу у свердловину. Розрахунки граничних значень прогнозного дебіту за даними фільтраційної моделі і відхилення реальних значень дебіту, дає можливість слідкувати за обводненням і режимами роботи свердловини. Але в процесі дослідження обводнення продуктивних пластів може виникати невизначеність при встановленні інтервалу обводнення. При визначенні інтервалів обводнення можливі ситуації коли вода надходить не з пласта, а за рахунок перетоку крізь негерметичність колони. Проведено нами дослідження [84] використання електромагнітної дефектоскопії для встановлення інтервалів негерметичності колони дозволили запропонувати технологію комплексної інтерпретації результатів методів термометрії і дефектоскопії.

Підрахунок запасів залишків газу горизонту Б-12 базувався на результатах роботи свердловини № 77 і використанні параметрів колектора, які були прийняті і затверджені у ДКЗ. Результати розрахунків залишкових запасів об'ємним методом і прийняті на державний баланс (станом на 1.01.2001 р.) мають розбіжності (на 17,9 %). Розбіжності можуть бути обумовлені прийнятою площею газоносності, колекторськими властивостями, ефективною товщиною горизонту та іншими.

Горизонт Б-12 розробляється тільки однією свердловиною 77 (рис. 4.17(б)), яка розташована не в оптимальних структурних умовах, знаходиться на грані обводнення і потребує додаткової інформації для подальшої розробки. Побудована нами детальна фільтраційна модель покладів горизонту Б-12 є дуже важливою інформацією для подальшої розробки горизонту.

Для горизонту В-3 побудовано схеми фільтраційних властивостей, які наведені на рисунку 4.17(а). З схеми видно, що виділяється зона в межах свердловин №№ 71, 77, 10, що характеризуються високими фільтраційними властивостями та відповідає склепінній та висхідній частині антикліналі; причому східна частина крила антикліналі характеризується меншим кутом падіння. Хоча слід зауважити, що на ділянці між свердловинами № 77, та №

71 в напрямку до склепіння знаходиться свердловина № 41 та по крайових частинах свердловини №1 та №2, які характеризуються пониженими значеннями проникності, що не відповідає класичній уяві про експлуатацію родовища вздовж крил до склепіння. Саме на такі ділянки при експлуатації родовища слід звернути увагу в першу чергу, це може пояснювати випереджуючі конуси та язика обводнення при водонапіроному режимі експлуатації. Хоча на перший погляд при однакових товщинах пласта, яка складає 8 м у свердловинах № 71, 77, 1, перфорацією відкривається пласт на повну потужність, не враховуючи фільтраційні особливості пласта, що й призводить до неефективного режиму видобутку газу з горизонту. Досить цікавими у розумінні фільтраційних властивостей є свердловини №10, №3, які знаходяться на північній та південній частині антикліналі і характеризуються як зони підвищеної фільтрації, хоча знаходяться на крилах з великим кутом падіння.

Проведений аналіз фільтраційної модель дає змогу зробити прогнози по ефективному видобутку газу з горизонтів, та підійти до раціонального вибору свердловин на завершальній стадії вилучення газу, що знаходяться у сприятливих умовах для подальшої експлуатації родовища.

ВИСНОВКИ

У результаті проведених досліджень можна зробити наступні висновки:

1. Дослідження петрофізичних характеристик порід-колекторів Пролетарського родовища дали змогу скласти чітку геолого-фізичну модель продуктивних відкладів.

2. Аналіз фільтраційно-ємнісних і геофізичних характеристик продуктивних пластів Пролетарського газоконденсатного родовища вказує на те, що в межах одного продуктивного горизонту породи описуються різною структурою порового простору. Результатами досліджень виділені зони з ідентичною характеристикою порового простору.

3. Розроблено диференційну модель фільтраційних властивостей продуктивних відкладів Пролетарського газоконденсатного родовища, яка дає можливість провести аналіз фільтраційних властивостей продуктивних порід, виявити зони підвищених фільтраційних і колекторських властивостей, а також підійти до раціонального вибору свердловин, на завершальній стадії вилучення газу, що знаходяться у сприятливих умовах для подальшої експлуатації родовища.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі розв'язуються актуальні задачі геофізичного контролю процесу вилучення вуглеводнів з продуктивних пластів нафтогазових родовищ ДДЗ, представлених породами складної будови. Неоднорідність мінералогічного складу скелета породи-колектора та різноманітність будови порового простору зумовлює неадекватність відображення фільтраційно-ємнісних властивостей у геофізичних полях. Геофізичне моделювання фільтраційних властивостей і нейтронної характеристики порід-колекторів складної будови дало змогу вивчити особливості причин неадекватності зв'язків геологічних і фізичних параметрів.

Найважливіші наукові та практичні результати дисертаційної роботи такі:

1 Уперше доведено, що висока відносна похибка визначення коефіцієнта проникності за геофізичними даними зумовлена використанням інтегральних характеристик будови порового простору породи-колектора (коефіцієнта пористості, залишкової водонасиченості) у встановленні емпіричних залежностей.

2 Дослідженнями зв'язку фільтраційно-ємнісних властивостей з фізичними параметрами доведено, що параметри структури порового простору є домінуючими чинниками (розмір пор та їх форма, шляхи з'єднання між порами, властивості порових стінок, кількість великих пор і малих, їх співвідношення тощо), що впливають на диференціацію фільтраційних властивостей порід-колекторів складної будови за умов однакового об'єму пор.

3 На підставі модельних досліджень взаємозв'язків параметрів порід-колекторів з фізичними властивостями отримані нові результати:

- встановлено, що показники степеневі функції параметра збільшення електричного опору колектора і коефіцієнта водонасичення залежать від розподілу фільтраційних властивостей порід-колекторів;

- досліджено, що градієнт зміни опору породи зі збільшенням тиску вилучення флюїду з порового простору має чітку залежність від структури і геометрії пор, що дає змогу проводити ідентифікацію колекції зразків порід-колекторів на групи за ознаками властивостей порового простору.

4 На основі даних лабораторних досліджень кернового матеріалу теоретично і практично доведено, що головною умовою для уніфікації методики визначення коефіцієнта проникності за геофізичною інформацією необхідно провести ідентифікацію продуктивних відкладів за властивостями структури порового простору, а не збільшувати кількість параметрів моделі зі структурних характеристик їх пор.

5 Доведено, що за результатами гранулометричного аналізу порід-колекторів можна проводити класифікацію ідентичності зв'язку параметрів розподілу діаметра зерен скелета з фільтраційними властивостями за умови однакового об'єму порового простору;

6 Моделювання нейтронних характеристик продуктивних порід-колекторів, представлених поліміктовим складом скелета дало можливість:

- встановити основні перешкоди визначення поточного коефіцієнта насиченості методом імпульсного нейтронного каротажу;

- удосконалити методику визначення поточного коефіцієнта насичення на основі розроблених просторових схем розподілу часу життя теплових нейтронів для продуктивних відкладів з урахуванням мінералогічної та літологічної характеристик;

- розробити нову технологію використання методу нейтронного каротажу для спостереження за ефективністю закачування і відбору газу з природних сховищ.

7 На основі дослідження зв'язку швидкості пружної хвилі з характеристиками мінерального складу порід і цементу створено нову технологію оцінки впливу властивостей цементу та ступеня щільності зерен скелету на інтервальний час проходження пружної хвилі у визначені коефіцієнта пористості методом акустичного каротажу.

8 Аналіз фільтраційно-ємнісних і геофізичних характеристик продуктивних пластів Пролетарського газоконденсатного родовища вказує на те, що в межах одного продуктивного горизонту породи характеризуються різною структурою порового простору. За результатами досліджень виділені зони з ідентичною характеристикою порового простору.

9 Розроблено диференційну модель фільтраційних властивостей продуктивних відкладів Пролетарського газового родовища, на основі якої проведено аналіз фільтраційних властивостей продуктивних порід і виявлено зони підвищених фільтраційно-ємнісних властивостей, а також раціональний вибір свердловин для подальшої експлуатації на завершальній стадії вилучення газу.

Додаток А

Таблиця А.1-

Результати досліджень колекторських властивостей порід

Кулічихінської площі

№ п/п	Свердловина №	Індекс пласта	Інтервал відбору керну, м		K _п ^в , %	K _{пр.абс} , ×10 ⁻³ мкм ²	K _{пр (ф)} , ×10 ⁻³ мкм ²	K _{вз} , %
			початок	кінець				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	9	В-15	3699	3714	11,9	6,65	5,25	15,8
2	9	В-15	3768	3783	11,8	5,8	3,4	25,8
3	9	В-16	3836	3849	13,9	19,7	12,4	11,1
4	9	В-21	4098	4103	18,3	52,6	47,6	9,6
5	9	В-21	4098	4103	22,2	202	177,6	10,7
6	9	Т-1	4103	4116	17,3	47,2	36,9	7,9
7	9	Т-1	4103	4116	17,7	71,8	71,4	8,7
8	9	Т-1	4117	4124	17,9	471	376,6	4,9
9	9	Т-1	4117	4124	16	113	104	13,7
10	9	Т-1	4117	4124	16	113	104	13,7
11	9	Т-1	4124	4134	14,4	60	61,9	12
12	9	Т-1	4124	4134	15,5	84	77,3	12,4
13	9	Т-1	4134	4142	20	395	336,9	12,3
14	9	Т-1	4142	4150	18,7	693	640,6	8,2
15	9	Т-1	4142	4150	16,8	104	88,9	10,9
16	12	Т-1	3899	3909	16,1	46,7	28,6	7,83
17	12	Т-1	3899	3909	20,6	533	2,19	5,11
18	12	Т-1	3899	3909	12,7	38,1	36,5	5,9
19	12	Т-1	3928	3938	16,7	56	120	6,5
20	12	Т-1	3928	3938	16,1	492	406,7	9,3
21	12	Т-1	3938	3947	21,3	785	460,4	7,8
22	12	Т-1	3938	3947	22	774	663,2	7,4
23	12	Т-1	3938	3947	22,7	751	524,4	7,23
24	12	Т-1	3947	3951	23,5	2882	1519,3	4,16
25	12	Т-1	3967	3970	18,2	1180	687,8	5,8
26	12	Т-1	3967	3970	19,3	1536	1354,5	5,7
27	14	В-16	4018	4019	18,3	334	261,2	10,6
28	14	В-17	4067	4078	7,3	1,6	0,9	20,6
29	14	Т-1	4346	4354	9,08	2,15	0,8	33,8
30	14	Т-1	4346	4354	9,4	2,2	0,8	24,9
31	14	Т-1	4354	4360	6,7	0,4	0,06	37,5
32	14	Т-1	4354	4360	9,6	5,5	5,3	12,8
33	14	Т-1	4354	4360	5,3	0,6	0,15	8,5
34	18	В-16	3946	3955	10,4	3,4	1,8	20,1
35	18	В-17	4011	4014	12,2	57,8	55,1	10,1
36	18	В-20	4053	4061	14,3	176	163,7	9,33
37	18	В-20	4053	4061	14,2	301	269,9	9
38	18	Т-1	4158	4160	18	1319	1094	6,1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
39	18	T-1	4158	4160	16,3	840	609	7,02
40	18	T-1	4171	4172	13,1	58,1	51,8	6,9
41	18	T-1	4172	4180	16,4	615	406,8	6,3
42	18	T-1	4172	4180	12,1	246	188,1	10,8
43	18	T-1	4172	4180	16,6	8,39	655,1	6,8
44	18	T-1	4172	4180	8,5	18,6	16,2	9,2
45	18	T-1	4172	4180	16,2	725	652,1	5,1
46	18	T-1	4180	4189	19,3	2029	1649,9	4,7
47	18	T-1	4189	4191	17,8	4648	4366,7	2,3
48	18	T-1	4191	4200	18	2835	2067,3	5,6
49	20	B-16	3945	3948	11,8	7,7	5,8	24
50	20	B-16	3945	3948	12,7	36,2	35,4	6,9
51	20	B-16	3949	3960	14,2	41,8	30,5	12,6
52	20	B-16	3949	3960	15,7	34,1	33,3	15,6
53	20	B-16	3960	3971	14,9	51,9	46,3	8,3
54	20	B-16	3960	3971	13,3	36,1	35	12,3
55	20	B-16	3960	3971	18,4	57,3	50,1	12
56	20	B-21	4100	4109	6,5	0,5	0,01	68
57	20	T-1	4217	4228	8,1	0,2	0,01	76,4
58	20	T-1	4239	4250	10,5	11,7	10,9	6,7
59	20	T-1	4239	4250	10	32,1	11,7	14
60	20	T-1	4297	4308	18,1	980	574	3,4
61	20	T-1	4297	4308	16,4	461	382	6,5
62	20	T-1	4297	4308	15,9	592	534	5,2
63	20	T-1	4297	4308	8,4	16,1	13,7	12,9
64	20	T-1	4351	4352	8,8	1,3	1,3	33
65	21	B-15	3770	3777	13	6,5	3,1	18,3
66	21	B-16	3846	3855	15,4	123,8	117,7	8
67	21	B-17	3880	3891	19,3	404,1	364,4	5,8
68	21	B-17	3880	3891	18,9	292,3	286,2	4,3
69	21	B-21	3947	3957	11,4	94,1	89,5	8,5
70	21	B-21	3947	3957	16,3	384,8	364,4	3,8
71	21	T-1	4012	4026	11,9	14	13,1	4,9
72	21	T-1	4040	4050	15,1	108,3	102,4	5,1
73	21	T-1	4054	4067	17,9	668,6	368	7,4
74	21	T-1	4054	4067	16,9	118	77,8	13
75	21	T-1	4054	4067	20,7	758	662	5,2
76	21	T-1	4054	4067	20,7	758	662,8	19,6
77	21	T-1	4054	4067	19,1	334	307,4	4,9
78	21	T-1	4069	4081	12,4	28,4	21,8	16,3
79	21	T-1	4081	4094	16,2	136,4	77,5	16,9
80	21	T-1	4094	4108	16,3	349	273,3	10,9
81	21	T-1	4094	4108	15,7	216	141	12,7
82	22	B-15	3646	3661	10,7	3,1	2,1	16,7
83	22	B-16	3735	3750	15,1	703	599	5,3
84	22	B-16	3735	3750	15,7	207	187,8	9,6
85	22	B-17	3772	3784	13,6	59,3	55	12,6

Продовж. табл. А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
86	22	В-17	3784	3800	17,3	248	224	7,4
87	22	В-17	3784	3800	19,9	364	386,9	8,1
88	22	В-17	3784	3800	19,8	331	245,2	8,5
89	22	В-17	3784	3800	20	362	122,2	9,1

**Результати досліджень колекторських властивостей порід
Тимофіївської площі**

№ п/п	Свердловина №	Індекс пласта	Інтервал відбору керну, м		K _{вз} , %	K _п ^в , %	K _{пр.абс} , ×10 ⁻³ мкм ²
			початок	кінець			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	B-20	4083	4090	12,6	22,3	150,2
2	1	B-20	4083	4090	8	20,4	346,3
3	1	B-20	4083	4090	5,4	25,7	611,9
4	1	B-20	4083	4090	12,5	19,3	115,4
5	1	B-20	4083	4090	9,7	14,9	68,4
6	1	T-1	4110	4111	7,6	21,2	1103
7	1	T-1	4110	4111	5	20,3	1239,4
8	1	T-1	4110	4111	3,8	21,4	1797,6
9	1	T-1	4111	4115	7,7	18,8	314
10	1	T-1	4111	4115	5,5	19,2	1330
11	1	T-1	4111	4115	6,1	21,2	1014,2
12	1	T-1	4111	4115	6,2	20,3	1451,2
13	1	T-1	4111	4115	3,7	19,9	1957
14	1	T-1	4111	4115	7,7	20,3	12,39
15	1	T-1	4115	4121	7,4	20,1	328
16	1	T-1	4115	4121	7,2	19,5	742,7
17	1	T-1	4115	4121	5,4	20,7	846
18	1	T-1	4121	4131	33,6	9,8	2,98
19	1	T-1	4121	4131	14,7	10,3	2,3
20	1	T-1	4121	4131	3,2	16,7	1446
21	1	T-1	4121	4131	39	10,3	4,2
22	1	T-1	4121	4131	22,5	11,7	7,2
23	2	B-17	3920	3930	18	9,8	4,6
24	2	B-17	3920	3930	77	3,3	0,1
25	2	B-17	3940	3949	8,4	12,6	16,5
26	2	B-17	3940	3949	11,2	12,9	12,5
27	2	B-17	3958	3968	15	13,2	9,7
28	2	B-18	3997	3999		6,4	2,1
29	2	B-20	4155	4161	7,7	12,7	39,4
30	2	T-1	4209	4216	5	14,5	278
31	2	T-1	4216	4224	8	13,6	235,2
32	2	T-1	4216	4224	7,8	14,1	308,9
33	2	T-1	4216	4224	9,2	13,4	203,7
34	2	T-1	4216	4224	9,4	12,6	160,3
35	2	T-1	4224	4227	11,4	9,2	19,6
36	2	T-1	4224	4227	21	10	15,9
37	2	T-1	4227	4233	19,1	10,9	22,1
38	2	T-1	4241	4248	5	12,6	184,3
39	2	T-1	4241	4248	10	11,2	34,4
40	2	T-1	4248	4254	21,2	9,8	11
41	2	T-1	4248	4254	6	14,1	228,5
42	3	B-15	3780	3790	32	14,6	3,6
43	3	B-15	3780	3790	77	5,4	0,05

1	2	3	4	5	6	7	8
44	3	B-17	3905	3914	10,5	16	35,3
45	3	B-17	3905	3914	9,5	18,4	163
46	3	B-17	3905	3914	8,5	17,2	239
47	3	B-17	3905	3914	12	8,2	5,9
48	3	B-17	3925	3927	17	17,1	36,8
49	3	B-17	3925	3927	12,5	15	15,1
50	3	B-17	3927	3936	20,3	10,5	5,6
51	3	B-17	3927	3936	11,5	12,6	27,9
52	3	B-17	3927	3936	24	10,5	5,6
53	3	B-18	3971	3980	83	7,2	0,1
54	3	B-18	3980	3984	8,3	17,5	147,8
55	3	B-18	3980	3984	7,5	17,1	235,9
56	3	B-18	3985	3993	4,4	18,6	910,6
57	3	B-18	3993	4003	15,2	10,1	16,3
58	3	T-1	4192	4200	6	25,3	775,9
59	3	T-1	4192	4200	4,1	26,2	1319,1
60	3	T-1	4192	4200	5,5	22,2	425,3
61	4	B-17	3840	3853	9,3	15,3	64,3
62	4	B-17	3853	3856	13,7	13,9	24,8
63	4	B-17	3853	3856	6,1	19,9	406,3
64	4	B-17	3853	3856	7,9	19,8	203,1
65	4	B-17	3856	3870	5,3	20,8	621,4
66	4	B-17	3856	3870	70,7	6,9	0,3
67	4	B-18	3920	3929	9,5	16,8	65,1
68	4	B-18	3920	3929	6,9	16,4	150,5
69	4	B-18	3920	3929	5,4	12,9	118,7
70	4	B-19	3990	4003		8,8	0,6
71	4	T-1	4127	4131	65,7	6,4	0,4
72	4	T-1	4127	4131	15,9	19,6	135,9
73	4	T-1	4131	4146	8,3	17,7	299,4
74	4	T-1	4131	4146	7,3	20,5	414,4
75	4	T-1	4131	4146	9,3	19,7	179,4
76	4	T-1	4131	4146	13,1	18,2	207,2
77	4	T-1	4131	4146	7,8	18,5	720,3
78	4	T-1	4131	4146	5,9	15,2	359,2
79	4	T-1	4146	4160	7,2	21,1	540,2
80	4	T-1	4146	4160	9,7	22,8	1079,9
81	4	T-1	4146	4160	4,9	17,1	317,3
82	4	T-1	4160	4167	9,3	14	103,8
83	4	T-1	4160	4167	6,9	21,2	1000
84	4	T-1	4167	4170	19,7	12,8	19,3
85	4	T-1	4167	4170	20,9	13,1	10,3
86	4	T-1	4170	4185	37,5	8,8	1,8
87	4	T-1	4190	4204	11,3	16,7	63,8
88	4	T-1	4190	4204	5,9	18,5	1094,4
89	4	T-1	4190	4204	17,5	8	5,5
90	4	T-1	4204	4211	25,6	11,4	3,6
91	4	T-1	4204	4211	23,1	10,5	3,3
92	4	T-1	4211	4218	27,7	10,1	2,3
93	4	T-1	4211	4218	14,1	11,5	16,1
94	4	T-1	4218	4227	18,2	8,9	4,2
95	5	T-1	4172	4181	66,6	5,7	0,8

1	2	3	4	5	6	7	8
96	5	T-1	4172	4181	67,2	5,1	0,8
97	5	T-1	4172	4181	20,4	11,8	49,6
98	5	T-1	4181	4191	8,4	10,9	28,8
99	5	T-1	4181	4191	12,2	11,2	21,5
100	5	T-1	4450	4460	76,6	5,3	0,3
101	7	B-17	3866	3878	14,2	12,7	11,7
102	7	B-17	3888	3896	24,4	13,6	3,8
103	7	B-17	3888	3896	6,8	18,6	232,9
104	7	B-17	3888	3896	10,6	12,9	13,4
105	7	B-17	3888	3896	20,7	11,6	5,7
106	7	B-17	3888	3896	10,1	13,4	26,5
107	7	B-17	3888	3896	29,2	12,7	2,6
108	7	B-18	3835	3944	6	17,3	99,7
109	7	B-18	3835	3944	10,8	10,9	9
110	7	B-18	3835	3944	12,1	11,5	15,6
111	7	B-18	3835	3944	5,1	17,1	174,4
112	7	B-18	3835	3944	6,9	12,5	37,7
113	7	B-18	3835	3944	5,5	18,2	229,1
114	7	B-18	3835	3944	11	13,2	36,7
115	7	B-18	3944	3950	5,7	16,7	69,8
116	7	B-18	3944	3950	15,2	17,1	24,9
117	7	B-18	3944	3950	6,3	18,7	220,1
118	7	B-18	3944	3950	9	16,4	30,5
119	7	B-18	3944	3950	5,6	19,4	268,2
120	7	B-18	3950	3958	9,3	10,8	15,4
121	7	B-18	3950	3958	2,2	20,3	708,6
122	7	B-18	3950	3958	4,1	20,2	618,5
123	7	B-18	3950	3958	7,9	18,7	477,2
124	7	B-18	3950	3958	5,3	17,6	243,5
125	7	B-18	3958	3969	6,9	14,9	192,2
126	7	B-20	4081	4091	5,8	14,5	131,3
127	7	B-20	4081	4091	7,6	17,7	52,2
128	7	B-20	4081	4091	6,3	16,3	100,1
129	7	B-20	4081	4091	5,1	16,9	124,6
130	7	T-1	4167	4177	15,7	11,3	35,2
131	7	T-1	4184	4185	14,1	13,6	12,7
132	7	T-1	4184	4185	11,5	15,8	59,3
133	7	T-1	4184	4185	11,8	15,4	61,9
134	7	T-1	4190	4197	7,5	16,2	806
135	7	T-1	4190	4197	15,7	14,6	36,6
136	7	T-1	4807	4812	62,8	7,4	0,6

**Результати досліджень колекторських і петрофізичних властивостей
порід Яблунівської площі**

№ п/п	Свердло- вина №	Індекс пласта	Інтервал відбору керну, м	K_p^B , %	$K_{пр.абс}$, $\times 10^{-3}$ мкм ²	Густина, $\times 10^3$ кг/м ³	$P_{п(р)}$	$\Delta T(p)$, мкс/м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	11	М-4	3169 - 3180	14,9	22,5	2,29	44	234
3	11	М-4	3170 - 3180	10,8	4,2	2,39	88,6	218
4	11	М-4	3180 - 3185	20,3	313	2,14	28,5	258
5	11	М-4	3218 - 3228	12,7	5,5	2,32	69	230
6	11	М-4	3228 - 3237	13,4	8,3	2,32	64,9	229
7	11	М-4	3362 - 3376	16,6	116	2,19	33,5	251
8	11	М-4	3362 - 3376	17,5	306	2,17	29,7	248
9	11	М-4	3362 - 3376	14,8	46,3	2,24	48,4	240
10	11	М-4	3376 - 3385	16,9	176	2,22	34,7	244
11	11	М-4	3376 - 3385	17,5	123	2,18	37,5	253
12	11	М-4	3376 - 3385	17,3	135	2,2	36,7	248
13	11	М-4	3376 - 3385	13,4	70,5	2,29	47,5	226
14	11	М-4	3376 - 3385	11,1	2	2,35	97	213
15	12	М-1	3012 - 3022	18,2	69,2	2,17	30	253
16	12	М-1	3012 - 3022	16,5	20,5	2,22	50	248
17	12	М-1	3022 - 3025	15,7	37,5	2,28	43	229
18	12	М-1	3022 - 3025	16,3	30,7	2,23	44	244
19	12	М-3	3113 - 3121	10,7	0,45	2,39	123	232
20	12	М-3	3113 - 3121	9,66	0,22	2,42	190	223
21	12	М-3	3133 - 3145	16,7	44,5	2,23	360	245
22	12	М-3	3231 - 3243	8,5	0,14	2,48	228	208
23	12	М-5	3231 - 3243	8,42	0,02	2,49	277	210
24	12	М-5	3310 - 3326	13,2	3,32	2,34	78,9	226
25	3	В-15	4033 - 4041	10,1	14	2,4	87,2	204
26	3	В16	4057 - 4063	17,3	516	2,23	29,4	225
27	3	В16	4057 - 4063	17,9	450	2,21	28,3	233
28	3	В16	4057 - 4063	16,7	223	2,24	29,5	221
29	3	В16	4057 - 4063	17	208	2,21	31,4	225
30	3	В16	4102 - 4110	17,3	345	2,19	26	224
31	3	В16	4102 - 4110	17,2	293	2,19	29,9	227
32	3	В16	4102 - 4110	16,4	270	2,22	30,7	224
33	3	В-17	4157 - 4165	17,4	443	2,19	25,3	231
34	3	В-17	4157 - 4165	20,1	735	2,19	18,7	252
35	3	В-17	4157 - 4165	20,2	639	2,11	21,6	253
36	3	В-17	4165 - 4173	14,5	32,7	2,28	41,2	218
37	3	В-17	4165 - 4173	14,8	57,6	2,27	37,1	219
38	3	В-17	4184 - 4187	16,4	49,6	2,22	33,3	232
39	3	В-17	4184 - 4187	11,7	173	2,34	64	204
40	5	В16	3692 - 3704	15,01	108,5	2,24	50,5	223
41	5	В16	3709 - 3712	21,71	1085	2,2	19,3	250
42	5	В17	3768 - 3769	23,27	752,7	2,02	19,5	267
43	5	В-17	3775 - 3778	13,98	110,2	2,38	47	213
44	5	В-17	3778 - 3788	11,52	75,1	2,47	84,7	205
45	5	В-19	3892 - 898	2,45	0,01	2,7	862,2	179
46	6	В-16	4226 - 4235	4,59	0,05	2,95	477	179

1	2	3	4	5	6	7	8	9
47	6	B16	4235 - 4241	16,5	332	2,24	29	227
48	6	B16	4235 - 4241	17,4	588	2,2	24,6	224
49	6	B16	4316 - 4322	12,5	264	2,35	50	207
50	11	B-16	3789 - 3790	18,37	593	2,13	33,7	240
51	11	B16	3789 - 3790	18,32	414,4	2,14	36,2	241
52	11	B16	3789 - 3790	19,7	884	2,1	30,8	242
53	11	B-17	3869 - 3878	11,3	5,03	234	55,4	223
54	11	B-17	3869 - 3878	16,62	1416	2,19	45,6	246
55	11	B-17	3878 - 3885	3,16	0,01	2,69	781	180
56	11	B-19	3972 - 3981	7,85	41,9	2,47	147	198
57	11	B-19	4028 - 4034	14,4	143,1	2,25	41	223
58	2	T-1	5091 - 5026	13,57	311	2,33	48,3	224
59	2	T-1	5091 - 5026	12,68	345,2	2,35	64,2	230
60	2	T-1	5091 - 5026	10,7	222,9	2,41	103,1	210
61	2	T-1	5075 - 5076	13,2	299,7	2,32	95,2	224
62	2	T-1	5075 - 5076	13,23	204,8	2,32	65,6	227
63	3	T-1	4923 - 4932	14,29	13,41	2,29	65,1	223
64	3	T-1	4923 - 4932	11,17	12,74	2,37	95,2	211
65	3	T-1	4932 - 4940	13,8	107,3	2,3	63,6	225
66	3	T-1	4932 - 4940	13,33	73,7	2,31	91	224
67	3	T-1	4932 - 4940	14,2	92,3	2,32	58,7	227
68	3	T-1	4940 - 4947	7,19	1,71	2,52	381,9	205
69	3	T-1	4940 - 4947	8,37	2,64	2,42	368	202
70	3	T-1	4957 - 4967	12,1	111,5	2,36	118,4	209
71	3	T-1	4958 - 4967	9,13	21,4	2,43	186	210
72	3	T-1	4972 - 4982	6,4	1,16	2,53	567,198	-
73	3	T-1	4973 - 4982	5,2	7,6	2,56	441	183
74	3	T-1	4991 - 5000	7,61	1,83	2,49	341,6	202
75	3	T-1	4992 - 5000	11,93	2,95	2,35	127,8	218
76	3	T-1	5000 - 5006	9,66	2,3	2,44	200	211
77	3	T-2	5092 - 5100	6,1	0,1	2,48	4,61	195
78	6	T-2	4992 - 5000	13,2	314	2,34	89,1	228
79	11	T-2	4656 - 4664	10,4	57,7	0,245	106,4	219
80	11	T-1	4671 - 4678	11,2	90,1	2,37	125	218
81	11	T-1	4678 - 4682	13,8	15,5	2,27	60,7	226
82	11	T-1	4682 - 4687	14,2	380	2,25	67,1	223
83	11	T-1	4687 - 4696	11,4	9,7	2,33	92	211
84	11	T-1	4687 - 4696	11,7	41,3	2,32	78,6	220
85	11	T-1	4687 - 4696	11	16,3	2,34	85,2	214
86	11	T-1	4688 - 4696	10,8	13,2	2,34	110	215
87	11	T-1	4689 - 4696	12,3	24	-	67,9	223
88	11	T-1	4690 - 4696	12,1	11,4	-	68,9	215
89	11	T-1	4707 - 4716	12,1	119	2,31	60,7	210
90	11	T-1	4716 - 4725	8,88	0,5	2,41	254	214
91	11	T-1	4752 - 4761	6,2	0,23	2,59	287	204
92	11	T-1	4753 - 4761	6,44	0,43	2,6	405	208

Додаток Б

Таблиця Б.1 –

Результати досліджень електричного опору зразка з частковою насиченістю колектора на Тимофіївській площі

№ п/п	Свердловина №	Інтервал відбору керну, м	К _в , %	Р _н	К _п , %	К _{пр} , ×10 ⁻³ мкм ²
1	2	3	4	5	6	7
1	1	1410-4111	100	1	21,2	1103
2	1	1410-4111	53,4	3,37	21,2	1103
3	1	1410-4111	38	5,2	21,2	1103
4	1	1410-4111	22,8	21,1	21,2	1103
5	1	1410-4111	24,5	17,4	21,2	1103
6	1	1410-4111	10,4	101	21,2	1103
7	1	4111-4115	100	1	18,8	314
8	1	4111-4115	70,5	2,24	18,8	314
9	1	4111-4115	48,2	4,12	18,8	314
10	1	4111-4115	25,1	16,8	18,8	314
11	1	4111-4115	26,8	15,5	18,8	314
12	1	4111-4115	12,4	64,2	18,8	314
13	1	4111-4115	100	1	19,2	1330
14	1	4111-4115	62,4	2,94	19,2	1330
15	1	4111-4115	39	5,59	19,2	1330
16	1	4111-4115	20	21,9	19,2	1330
17	1	4111-4115	21	19,9	19,2	1330
18	1	4111-4115	10,6	72,8	19,2	1330
19	1	4111-4115	100	1	21,1	1014,2
20	1	4111-4115	53	3,23	21,1	1014,2
21	1	4111-4115	36	5,42	21,1	1014,2
22	1	4111-4115	18,4	23,1	21,1	1014,2
23	1	4111-4115	19,7	21,7	21,1	1014,2
24	1	4111-4115	8,6	93,2	21,1	1014,2
25	1	4111-4115	100	1	20,3	1451,2
26	1	4111-4115	46	4,08	20,3	1451,2
27	1	4111-4115	34,5	6,59	20,3	1451,2
28	1	4111-4115	18,8	31,6	20,3	1451,2
29	1	4111-4115	20,4	26,3	20,3	1451,2
30	1	4111-4115	9,2	121	20,3	1451,2
31	1	4115-4121	100	1	20,1	328
32	1	4115-4121	68,1	2,13	20,1	328
33	1	4115-4121	46,2	4,4	20,1	328
34	1	4115-4121	25	18,1	20,1	328
35	1	4115-4121	26,7	15,9	20,1	328
36	1	4115-4121	11,2	74,5	20,1	328
37	1	4121-4131	100	1	10,3	2,29
38	1	4121-4131	99	1,04	10,3	2,29
39	1	4121-4131	97	1,08	10,3	2,29

1	2	3	4	5	6	7
40	1	4121-4131	35,5	5	10,3	2,29
41	1	4155-4161	100	1	12,7	38,4
42	1	4155-4161	98	1,2	12,7	38,4
43	1	4155-4161	94	1,27	12,7	38,4
44	1	4155-4161	22,3	15,99	12,7	38,4
45	2	2925-3927	100	1	15	15,1
46	2	2925-3927	99	1,04	15	15,1
47	2	2925-3927	34,6	5,91	15	15,1
48	2	2925-3927	100	1	10,5	5,6
49	2	2925-3927	99	1,08	10,5	5,6
50	2	2925-3927	98	1,19	10,5	5,6
51	2	2925-3927	45,6	4,77	10,5	5,6
52	2	3927-3936	100	1	12,6	27,1
53	2	3927-3936	99	1,05	12,6	27,1
54	2	3927-3936	98,5	1,1	12,6	27,1
55	2	3927-3936	27,7	11,8	12,6	27,1
56	2	4194-4200	100	1	26,2	1319
57	2	4194-4200	99	1,18	26,2	1319
58	2	4194-4200	9,5	51,9	26,2	1319
59	2	4194-4200	4,8	143	26,2	1319
60	2	4194-4200	100	1	22,2	425
61	2	4194-4200	99	1,04	22,2	425
62	2	4194-4200	86	1,59	22,2	425
63	2	4194-4200	13,5	36,3	22,2	425
64	2	4194-4200	7,7	100	22,2	425
65	6	3886-3898	100	1	14,75	19,4
66	6	3886-3898	98,7	1	14,75	19,4
67	6	3886-3898	86	1,46	14,75	19,4
68	6	3886-3898	43,4	4,5	14,75	19,4
69	6	3886-3898	27,4	8,87	14,75	19,4
70	6	3886-3898	21,5	14,4	14,75	19,4
71	6	3886-3898	100	1	15,6	36,8
72	6	3886-3898	98,6	1,09	15,6	36,8
73	6	3886-3898	79,3	1,66	15,6	36,8
74	6	3886-3898	39	4,77	15,6	36,8
75	6	3886-3898	25,2	9,99	15,6	36,8
76	6	3886-3898	18,1	16	15,6	36,8
77	7	3888-3896	100	1	18,6	233
78	7	3888-3896	88	1,31	18,6	233
79	7	3888-3896	44	3,85	18,6	233
80	7	3888-3896	20	12,4	18,6	233
81	7	3888-3896	13	25,1	18,6	233
82	7	3888-3896	9,8	40,7	18,6	233
83	7	3935-3944	100	1	17,1	174
84	7	3935-3944	91	1,2	17,1	174
85	7	3935-3944	43,6	3,7	17,1	174
86	7	3935-3944	21,2	10,2	17,1	174
87	7	3935-3944	13,2	20,1	17,1	174

1	2	3	4	5	6	7
88	7	3935-3944	8,8	44	17,1	174
89	7	3935-3944	100	1	18,15	229
90	7	3935-3944	88	1,33	18,15	229
91	7	3935-3944	39,1	5,23	18,15	229
92	7	3935-3944	17,7	17	18,15	229
93	7	3935-3944	11	35,9	18,15	229
94	7	3935-3944	8,2	58,8	18,15	229
95	7	3944-3950	100	1	18,7	220
96	7	3944-3950	88	1,29	18,7	220
97	7	3944-3950	40,5	4,31	18,7	220
98	7	3944-3950	19,1	15,2	18,7	220
99	7	3944-3950	11,8	34,3	18,7	220
100	7	3944-3950	8,8	56,7	18,7	220
101	7	3944-3950	100	1	19,4	268
102	7	3944-3950	88	1,27	19,4	268
103	7	3944-3950	41	4,42	19,4	268
104	7	3944-3950	18,9	15,2	19,4	268
105	7	3944-3950	11,8	32,2	19,4	268
106	7	3944-3950	8,91	61,91	19,4	268
107	7	3950-3958	100	1	20,2	619
108	7	3950-3958	72,6	1,98	20,2	619
109	7	3950-3958	33,6	5,61	20,2	619
110	7	3950-3958	17,4	17,2	20,2	619
111	7	3950-3958	10	37,4	20,2	619
112	7	3950-3958	7,1	67,6	20,2	619
113	7	3950-3958	100	1	18,65	477
114	7	3950-3958	72,8	1,97	18,65	477
115	7	3950-3958	44,2	3,79	18,65	477
116	7	3950-3958	20,9	15,6	18,65	477
117	7	3950-3958	22,1	14,9	18,65	477
118	7	3950-3958	9,99	49,8	18,65	477
119	7	4081-4091	100	1	17,7	52,7
120	7	4081-4091	99	1,02	17,7	52,7
121	7	4081-4091	72,4	1,94	17,7	52,7
122	7	4081-4091	25,9	10,6	17,7	52,7
123	7	4081-4091	28,1	9,62	17,7	52,7
124	7	4081-4091	12,7	32,8	17,7	52,7
125	7	4177-4184	100	1	15,1	215
126	7	4177-4184	97	1,06	15,1	215
127	7	4177-4184	71,5	1,82	15,1	215
128	7	4177-4184	26,91	13,7	15,1	215

Таблиця Б.2 –

Результати досліджень електричного опору зразка з частковою насиченістю колектора на Кулічихінській площі

№ п/п	Свердловина №	Інтервал відбору керну, м	К _в , %	Р _н	К _п , %	К _{пр} , ×10 ⁻³ мкм ²
1	2	3	4	5	6	7
1	6	3883-3895	100	1	14,7	19,4
2	6	3883-3895	98,7	1	14,7	19,4
3	6	3883-3895	86	1,46	14,7	19,4
4	6	3883-3895	43,4	4,5	14,7	19,4
5	6	3883-3895	27,4	8,87	14,7	19,4
6	6	3883-3895	21,5	14,4	14,7	19,4
7	6	3883-3895	100	1	15,5	36,81
8	6	3883-3895	98,6	1,09	15,5	36,81
9	6	3883-3895	79,3	1,66	15,5	36,81
10	6	3883-3895	39	4,77	15,5	36,81
11	6	3883-3895	25,2	9,99	15,5	36,81
12	6	3883-3895	18,9	16	15,5	36,81
13	9	3768-3783	97,77	1	11,8	5,85
14	9	3768-3783	73,69	2,03	11,8	5,85
15	9	3768-3783	52,56	3,61	11,8	5,85
16	9	3768-3783	39,29	4,89	11,8	5,85
17	9	3768-3783	30,54	7,4	11,8	5,85
18	9	3768-3783	25,77	8,22	11,8	5,85
19	9	4098-4103	100	1	22,2	202
20	9	4098-4103	96,95	1	22,2	202
21	9	4098-4103	95,75	1	22,2	202
22	9	4098-4103	64,73	1,6	22,2	202
23	9	4098-4103	35,67	6,4	22,2	202
24	9	4098-4103	19,74	21	22,2	202
25	9	4098-4103	13,19	34,3	22,2	202
26	9	4098-4103	10,67	39	22,2	202
27	9	4124-4134	94,8	1,02	14,4	60,8
28	9	4124-4134	80	1,62	14,4	60,8
29	9	4124-4134	55,3	3,7	14,4	60,8
30	9	4124-4134	35,9	7,3	14,4	60,8
31	9	4124-4134	22,4	17,1	14,4	60,8
32	9	4124-4134	15,3	22,8	14,4	60,8
33	9	4124-4134	12,1	32,9	14,4	60,8
34	12	3899-3909	85,52	1,05	20,6	533
35	12	3899-3909	58,52	2,27	20,6	533
36	12	3899-3909	29,1	5,18	20,6	533
37	12	3899-3909	16,35	12,82	20,6	533
38	12	3899-3909	10,88	24,09	20,6	533
39	12	3899-3909	7,62	39,55	20,6	533
40	12	3899-3909	5,11	60,45	20,6	533
41	12	3938-3939	62,98	2,06	14,7	2350

1	2	3	4	5	6	7
42	12	3938-3939	47,02	3,61	14,7	2350
43	12	3938-3939	29,27	6,52	14,7	2350
44	12	3938-3939	17,1	16,13	14,7	2350
45	12	3938-3939	11,39	27,74	14,7	2350
46	12	3938-3939	8,68	40	14,7	2350
47	12	3938-3939	6,25	63,87	14,7	2350
48	12	3939-3947	57,55	2,37	20,8	3315
49	12	3939-3947	42,66	3,6	20,8	3315
50	12	3939-3947	25,65	7,74	20,8	3315
51	12	3939-3947	15,8	17,53	20,8	3315
52	12	3939-3947	10,53	27,96	20,8	3315
53	12	3939-3947	7,48	48,39	20,8	3315
54	12	3939-3947	5,57	72,04	20,8	3315
55	12	3947-3950	67,13	2,31	23,5	2882
56	12	3947-3950	45,08	4,1	23,5	2882
57	12	3947-3951	22,57	8,81	23,5	2882
58	12	3947-3952	13,67	20,15	23,5	2882
59	12	3947-3953	9,06	35,82	23,5	2882
60	12	3947-3954	6,57	58,96	23,5	2882
61	12	3947-3955	4,16	95,52	23,5	2882
62	12	4073-4084	97,87	1,13	7,3	1,63
63	12	4073-4084	80,87	1,35	7,3	1,63
64	12	4073-4084	49,5	2,42	7,3	1,63
65	12	4073-4084	36,51	3,84	7,3	1,63
66	12	4073-4084	26,98	5,25	7,3	1,63
67	14	4346-4354	98,25	1,02	9,08	2,15
68	14	4346-4354	96,83	1,04	9,08	2,15
69	14	4346-4354	95,5	1,06	9,08	2,15
70	14	4346-4354	77,16	1,58	9,08	2,15
71	14	4346-4354	53,23	4,2	9,08	2,15
72	14	4346-4354	40,99	6	9,08	2,15
73	14	4346-4354	33,85	8,6	9,08	2,15
74	14	4354-4360	98	1,02	9,66	5,54
75	14	4354-4360	95,5	1,05	9,66	5,54
76	14	4354-4360	81,28	1,4	9,66	5,54
77	14	4354-4360	46,62	3,4	9,66	5,54
78	14	4354-4360	25,83	6	9,66	5,54
79	14	4354-4360	17,25	9,7	9,66	5,54
80	14	4354-4360	12,89	12,7	9,66	5,54
81	14	4404-4408	89,79	1,1	7,12	30,9
82	14	4404-4408	80,07	1,31	7,12	30,9
83	14	4404-4408	60,32	2	7,12	30,9
84	14	4404-4408	39,85	3,1	7,12	30,9
85	14	4404-4408	27,06	6,5	7,12	30,9
86	14	4404-4408	21,48	9,2	7,12	30,9
87	14	4404-4408	17,88	11,5	7,12	30,9
88	15		97,79	1,025	8	4,03
89	15		74,83	1,53	8	4,03

1	2	3	4	5	6	7
90	15		43,77	3,05	8	4,03
91	15		31,03	4,7	8	4,03
92	15		22,39	7,25	8	4,03
93	15		18,5	10,25	8	4,03
94	18	4011-4014	79,45	1,17	12,2	57,8
95	18	4011-4014	37,47	4,28	12,2	57,8
96	18	4011-4014	23,53	8,38	12,2	57,8
97	18	4011-4014	16,86	14,28	12,2	57,8
98	18	4011-4014	12,11	22,14	12,2	57,8
99	18	4011-4014	10	27,14	12,2	57,8
100	18	4158-4160	49,52	3,1	18,2	1583
101	18	4158-4160	44,72	3,6	18,2	1583
102	18	4158-4160	28,52	6,8	18,2	1583
103	18	4158-4160	18,29	15,6	18,2	1583
104	18	4158-4160	10,02	30,07	18,2	1583
105	18	4158-4160	6,39	53,5	18,2	1583
106	18	4158-4160	5,01	71	18,2	1583
107	18	4158-4160	59,36	2,5	16,3	840
108	18	4158-4160	55,14	2,7	16,3	840
109	18	4158-4160	36,83	5,4	16,3	840
110	18	4158-4160	23,51	10,9	16,3	840
111	18	4158-4160	13,58	25,4	16,3	840
112	18	4158-4160	9,15	41,8	16,3	840
113	18	4158-4160	7,22	57,5	16,3	840
114	18	4160-4162	97,18	1,09	11,9	17,2
115	18	4160-4162	94,19	1,12	11,9	17,2
116	18	4160-4162	75,32	2,15	11,9	17,2
117	18	4160-4162	47,5	5,6	11,9	17,2
118	18	4160-4162	28,63	11,4	11,9	17,2
119	18	4160-4162	21	16,4	11,9	17,2
120	18	4160-4162	16,04	24,6	11,9	17,2
121	18	4172-4180	76,51	1,4	16,4	615
122	18	4172-4180	69,72	1,6	16,4	615
123	18	4172-4180	37,02	4,2	16,4	615
124	18	4172-4180	26,65	7,4	16,4	615
125	18	4172-4180	13,28	16,8	16,4	615
126	18	4172-4180	6,32	34,4	16,4	615
127	18	4172-4180	78,17	1,46	12,1	246
128	18	4172-4180	68,12	1,79	12,1	246
129	18	4172-4180	49,56	3,09	12,1	246
130	18	4172-4180	28,12	6,5	12,1	246
131	18	4172-4180	17,51	13,5	12,1	246
132	18	4172-4180	13,32	23	12,1	246
133	18	4172-4180	10,8	29,9	12,1	246
134	18	4169-4191	38,68	4,2	17,8	4648
135	18	4169-4191	32,82	5,2	17,8	4648
136	18	4169-4191	18,13	11	17,8	4648
137	18	4169-4191	10,4	21,3	17,8	4648

Продовж. табл. Б.2

1	2	3	4	5	6	7
138	18	4169-4191	5,9	48,4	17,8	4648
139	18	4169-4191	4,08	80,2	17,8	4648
140	18	4169-4191	2,34	111	17,8	4648
141	18	4191-4200	60,65	2,6	18	2835
142	18	4191-4200	52,11	3,1	18	2835
143	18	4191-4200	27,61	7,8	18	2835
144	18	4191-4200	18	15,5	18	2835
145	18	4191-4200	10,6	35,1	18	2835
146	18	4191-4200	7,22	59,6	18	2835
147	18	4191-4200	5,69	78,7	18	2835
148	18	4209-4218	45,07	3,4	17,6	6641
149	18	4209-4218	39,78	3,8	17,6	6641
150	18	4209-4218	26,55	6,5	17,6	6641
151	18	4209-4218	17,99	10,4	17,6	6641
152	18	4209-4218	10,68	21,4	17,6	6641
153	18	4209-4218	7,5	33,7	17,6	6641
154	18	4209-4218	6,21	46,9	17,6	6641
155	21	4054-4067	73,19	1,7	18,9	387
156	21	4054-4067	62,28	1,8	18,9	387
157	21	4054-4067	40,64	4,6	18,9	387
158	21	4054-4067	24,59	10,4	18,9	387
159	21	4054-4067	14,9	23,8	18,9	387
160	21	4054-4067	9,29	41,8	18,9	387
161	21	4054-4067	6,54	50,8	18,9	387
162	21	4094-4108	85,95	1,15	15,9	281
163	21	4094-4108	69,62	1,71	15,9	281
164	21	4094-4108	41,08	4,7	15,9	281
165	21	4094-4108	26,71	11,5	15,9	281
166	21	4094-4108	19,34	20,2	15,9	281
167	21	4094-4108	15,77	25,2	15,9	281
168	21	4094-4108	13,87	31	15,9	281
169	22	3735-3750	65,44	2,04	17,6	935
170	22	3735-3750	29,07	8,17	17,6	935
171	22	3735-3750	16,34	20,83	17,6	935
172	22	3735-3750	11,71	35,42	17,6	935
173	22	3735-3750	8,88	48,33	17,6	935
174	22	3735-3750	6,56	65,83	17,6	935
175	22	3735-3750	39,15	5,4	15,1	703
176	22	3735-3750	19,34	12,27	15,1	703
177	22	3735-3750	12,59	25,67	15,1	703
178	22	3735-3750	9,52	37	15,1	703
179	22	3735-3750	7,23	48,3	15,1	703
180	22	3735-3750	5,25	59,67	15,1	703

Таблиця Б.3 –

Результати досліджень електричного опору зразка з частковою насиченістю колектора на Пролетарській площі

№ п/п	Свердловина №	Інтервал відбору керну, м	Рн	К _в , %	К _п , %	Рп	К _{пр} , ×10 ⁻³ мкм ²
1	2	3	4	5	6	7	1
1	2	1795-1803	190	6,7	19,60	21,5	18,5
2	2	1795-1803	15,2	17,5	19,60	21,5	18,5
3	2	1795-1803	6	34	19,60	21,5	18,5
4	2	1795-1803	3,62	41	19,60	21,5	18,5
5	2	1795-1803	2,47	57	19,60	21,5	18,5
6	2	1795-1803	1,63	66	19,60	21,5	18,5
7	2	1795-1803	1,43	85	19,60	21,5	18,5
8	2	1795-1803	1,24	88	19,60	21,5	18,5
9	2	1795-1803	1,14	89	19,60	21,5	18,5
10	2	1795-1803	1	100	19,60	21,5	18,5
11	2	1795-1803	33	14	17,10	21,5	-
12	2	1795-1803	15,1	20	17,10	21,5	-
13	2	1795-1803	6,4	31	17,10	21,5	-
14	2	1795-1803	2,84	52	17,10	21,5	-
15	2	1795-1803	1,72	71	17,10	21,5	-
16	2	1795-1803	1,65	70	17,10	21,5	-
17	2	1795-1803	1,59	70	17,10	21,5	-
18	2	1795-1803	1,32	83	17,10	21,5	-
19	2	1795-1803	1	100	17,10	21,5	-
20	2	1835-1642	55	11	20,60	17,4	125,2
21	2	1835-1642	8,6	23	20,60	17,4	125,2
22	2	1835-1642	3,76	36	20,60	17,4	125,2
23	2	1835-1642	3,59	31	20,60	17,4	125,2
24	2	1835-1642	2,24	62	20,60	17,4	125,2
25	2	1835-1642	1,9	62	20,60	17,4	125,2
26	2	1835-1642	1,5	88	20,60	17,4	125,2
27	2	1835-1642	1	100	20,60	17,4	125,2
28	2	1842-1845	153	9,7	17,80	18,6	12,25
29	2	1842-1845	18,5	26	17,80	18,6	12,25
30	2	1842-1845	7	38	17,80	18,6	12,25
31	2	1842-1845	5,35	45,5	17,80	18,6	12,25
32	2	1842-1845	3,64	51,5	17,80	18,6	12,25
33	2	1842-1845	2,46	51,5	17,80	18,6	12,25
34	2	1842-1845	2,46	53,5	17,80	18,6	12,25
35	2	1842-1845	2,36	66	17,80	18,6	12,25
36	2	1842-1845	1,92	72	17,80	18,6	12,25

Продовж. табл. Б.3

1	2	3	4	5	6	7	1
37	2	1842-1845	1,54	75	17,80	18,6	12,25
38	2	1842-1845	1,34	82	17,80	18,6	12,25
39	2	1842-1845	1,1	89	17,80	18,6	12,25
40	2	1842-1845	1,1	91	17,80	18,6	12,25
41	2	1842-1845	1	100	17,80	18,6	12,25
42	2	1849-1856	238	5,2	20,30	15,2	84
43	2	1849-1856	38	15,6	20,30	15,2	84
44	2	1849-1856	13,2	23,6	20,30	15,2	84
45	2	1849-1856	5,05	34	20,30	15,2	84
46	2	1849-1856	3,81	51	20,30	15,2	84
47	2	1849-1856	2,29	61	20,30	15,2	84
48	2	1849-1856	1,69	66	20,30	15,2	84
49	2	1849-1856	1,56	67	20,30	15,2	84
50	2	1849-1856	1,15	87	20,30	15,2	84
51	2	1849-1856	1,05	97	20,30	15,2	84
52	2	1849-1856	1,05	98	20,30	15,2	84
53	2	1849-1856	1	100	20,30	15,2	84
54	2	1886-1893	21,5	22	15,70	21	15,2
55	2	1886-1893	9,4	30	15,70	21	15,2
56	2	1886-1893	6	31,8	15,70	21	15,2
57	2	1886-1893	4,3	46	15,70	21	15,2
58	2	1886-1893	1,93	66	15,70	21	15,2
59	2	1886-1893	1,81	79	15,70	21	15,2
60	2	1886-1893	1,75	81	15,70	21	15,2
61	2	1886-1893	1,5	86	15,70	21	15,2
62	2	1886-1893	1,37	86,00	15,70	21	15,2
63	2	1886-1893	1	100	15,70	21	15,2
64	5	1674-1680	135	3,5	21,00	24,2	-
65	5	1674-1680	35	7,1	21,00	24,2	-
66	5	1674-1680	30,4	10	21,00	24,2	-
67	5	1674-1680	6	38	21,00	24,2	-
68	5	1674-1680	1,97	67	21,00	24,2	-
69	5	1674-1680	1,25	80	21,00	24,2	-
70	5	1674-1680	1,1	85	21,00	24,2	-
71	5	1674-1680	1	100	21,00	24,2	-
72	5	1842-1848	167	8,4	17,30	17,4	-
73	5	1842-1848	29,3	18	17,30	17,4	-
74	5	1842-1848	10,6	28	17,30	17,4	-
75	5	1842-1848	7,6	35	17,30	17,4	-
76	5	1842-1848	6,1	39	17,30	17,4	-
77	5	1842-1848	4	50	17,30	17,4	-
78	5	1842-1848	1,81	74	17,30	17,4	-

1	2	3	4	5	6	7	1
79	5	1842-1848	1,48	80	17,30	17,4	-
80	5	1842-1848	1,36	83	17,30	17,4	-
81	5	1842-1848	1,18	87	17,30	17,4	-
82	5	1842-1848	1,04	97	17,30	17,4	-
83	5	1842-1848	1,03	97	17,30	17,4	-
84	5	1842-1848	1	97	17,30	17,4	-
85	7	1964-1971	43,3	16,6	17,80	18,9	17,8
86	7	1964-1971	13,7	22,6	17,80	18,9	17,8
87	7	1964-1971	7,5	40	17,80	18,9	17,8
88	7	1964-1971	4,4	49	17,80	18,9	17,8
89	7	1964-1971	3,2	62	17,80	18,9	17,8
90	7	1964-1971	1,55	80	17,80	18,9	17,8
91	7	1964-1971	1,12	89	17,80	18,9	17,8
92	7	1964-1971	1	100	17,80	18,9	17,8
93	7	1964-1971	44	5,4	18,30	17,5	17,2
94	7	1964-1971	8,2	30	18,30	17,5	17,2
95	7	1964-1971	3,68	49,5	18,30	17,5	17,2
96	7	1964-1971	2,33	58	18,30	17,5	17,2
97	7	1964-1971	1,52	68	18,30	17,5	17,2
98	7	1964-1971	1,39	81	18,30	17,5	17,2
99	7	1964-1971	1,12	83,00	18,30	17,5	17,2
100	7	1964-1971	1	100	18,30	17,5	17,2
101	7	1971-1972	190	5,5	22,10	14	89,1
102	7	1971-1972	28	18,8	22,10	14	89,1
103	7	1971-1972	8,8	30,6	22,10	14	89,1
104	7	1971-1972	4	45	22,10	14	89,1
105	7	1971-1972	2,73	54	22,10	14	89,1
106	7	1971-1972	2,24	63	22,10	14	89,1
107	7	1971-1972	1,9	66	22,10	14	89,1
108	7	1971-1972	1,12	89	22,10	14	89,1
109	7	1971-1972	1	100	22,10	14	89,1
110	7	1972-1980	206	2,6	18,60	21,2	40,2
111	7	1972-1980	129	12,7	18,60	21,2	40,2
112	7	1972-1980	6,9	29	18,60	21,2	40,2
113	7	1972-1980	3,9	40	18,60	21,2	40,2
114	7	1972-1980	1,7	65	18,60	21,2	40,2
115	7	1972-1980	1,15	92,5	18,60	21,2	40,2
116	7	1972-1980	1,15	93	18,60	21,2	40,2
117	7	1972-1980	1	100	18,60	21,2	40,2
118	8	1885-1891	116	11,3	21,00	17,4	35,4
119	8	1885-1891	13,8	37,5	21,00	17,4	35,4
120	8	1885-1891	4	47,5	21,00	17,4	35,4

Продовж. табл. Б.3.

1	2	3	4	5	6	7	1
121	8	1885-1891	2,91	53	21,00	17,4	35,4
122	8	1885-1891	1,74	70,5	21,00	17,4	35,4
123	8	1885-1891	1,43	87,5	21,00	17,4	35,4
124	8	1885-1891	1	100	21,00	17,4	35,4
125	8	1885-1891	57	15,3	21,50	15,3	21,6
126	8	1885-1891	25,4	23,4	21,50	15,3	21,6
127	8	1885-1891	14	29	21,50	15,3	21,6
128	8	1885-1891	7	40	21,50	15,3	21,6
129	8	1885-1891	4,65	49	21,50	15,3	21,6
130	8	1885-1891	3,57	56	21,50	15,3	21,6
131	8	1885-1891	2,65	66	21,50	15,3	21,6
132	8	1885-1891	1,4	95	21,50	15,3	21,6
133	8	1885-1891	1	100	21,50	15,3	21,6
134	8	1891-1897	34	12,5	13,60	27	5,4
135	8	1891-1897	17	25	13,60	27	5,4
136	8	1891-1897	5,5	36	13,60	27	5,4
137	8	1891-1897	3,91	47	13,60	27	5,4
138	8	1891-1897	3,58	51	13,60	27	5,4
139	8	1891-1897	3,17	55	13,60	27	5,4
140	8	1891-1897	2,57	59	13,60	27	5,4
141	8	1891-1897	2,4	66	13,60	27	5,4
142	8	1891-1897	2	69	13,60	27	5,4
143	8	1891-1897	1	100	13,60	27	5,4
144	8	1951-1957	83,5	9	20,20	13,9	7,1
145	8	1951-1957	10,5	22,8	20,20	13,9	7,1
146	8	1951-1957	5,4	39	20,20	13,9	7,1
147	8	1951-1957	3,05	54	20,20	13,9	7,1
148	8	1951-1957	1,93	67	20,20	13,9	7,1
149	8	1951-1957	1,18	81,00	20,20	13,9	7,1
150	8	1951-1957	1,09	92	20,20	13,9	7,1
151	8	1951-1957	1	100	20,20	13,9	7,1
152	8	2014-2020	134	9,4	19,00	20,9	16,2
153	8	2014-2020	11,2	30	19,00	20,9	16,2
154	8	2014-2020	6,15	43	19,00	20,9	16,2
155	8	2014-2020	4	52	19,00	20,9	16,2
156	8	2014-2020	2,32	68	19,00	20,9	16,2
157	8	2014-2020	2,14	76	19,00	20,9	16,2
158	8	2014-2020	1,92	90	19,00	20,9	16,2
159	8	2014-2020	1,05	95	19,00	20,9	16,2
160	8	2014-2020	1	100,00	19,00	20,9	16,2
161	41	1851-1858	134	6,6	18,50	24	4,6
162	41	1851-1858	47	9,7	18,50	24	4,6

1	2	3	4	5	6	7	1
163	41	1851-1858	34	10,7	18,50	24	4,6
164	41	1851-1858	20,4	14,9	18,50	24	4,6
165	41	1851-1858	13,8	18,8	18,50	24	4,6
166	41	1851-1858	3,81	49	18,50	24	4,6
167	41	1851-1858	1,8	76	18,50	24	4,6
168	41	1851-1858	1,53	85	18,50	24	4,6
169	41	1851-1858	1,21	91	18,50	24	4,6
170	41	1851-1858	1	100	18,50	24	4,6
171	41	1858-1865	216	6	19,60	16,5	44,8
172	41	1858-1865	34,7	17,7	19,60	16,5	44,8
173	41	1858-1865	27,6	20	19,60	16,5	44,8
174	41	1858-1865	7,45	27	19,60	16,5	44,8
175	41	1858-1865	6,7	32	19,60	16,5	44,8
176	41	1858-1865	3,88	47,5	19,60	16,5	44,8
177	41	1858-1865	3,44	52	19,60	16,5	44,8
178	41	1858-1865	3,28	53	19,60	16,5	44,8
179	41	1858-1865	2,31	73	19,60	16,5	44,8
180	41	1858-1865	1,72	74,5	19,60	16,5	44,8
181	41	1858-1865	1,34	82	19,60	16,5	44,8
182	41	1858-1865	1,34	83	19,60	16,5	44,8
183	41	1858-1865	1,15	95	19,60	16,5	44,8
184	41	1858-1865	1	100	19,60	16,5	44,8
185	41	1853-1865	300	5,4	17,70	20	82,5
186	41	1853-1865	50	11,5	17,70	20	82,5
187	41	1853-1865	16	21	17,70	20	82,5
188	41	1853-1865	8,8	27	17,70	20	82,5
189	41	1853-1865	7,4	30	17,70	20	82,5
190	41	1853-1865	4,25	37	17,70	20	82,5
191	41	1853-1865	3,25	45	17,70	20	82,5
192	41	1853-1865	2,66	58	17,70	20	82,5
193	41	1853-1865	1,92	66	17,70	20	82,5
194	41	1853-1865	1,65	90	17,70	20	82,5
195	41	1853-1865	1,53	92	17,70	20	82,5
196	41	1853-1865	1,21	95	17,70	20	82,5
197	41	1853-1865	1	100	17,70	20	82,5
198	41	1858-1865	244	5,8	10,20	27,4	24,5
199	41	1858-1865	83	10	10,20	27,4	24,5
200	41	1858-1865	30,6	14,5	10,20	27,4	24,5
201	41	1858-1865	13,7	22	10,20	27,4	24,5
202	41	1858-1865	12,3	25	10,20	27,4	24,5
203	41	1858-1865	10,8	28	10,20	27,4	24,5
204	41	1858-1865	3,3	51	10,20	27,4	24,5

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>1</i>
205	41	1858-1865	1,79	73	10,20	27,4	24,5
206	41	1858-1865	1,35	82	10,20	27,4	24,5
207	41	1858-1865	1,2	89	10,20	27,4	24,5
208	41	1858-1865	1,3	90	10,20	27,4	24,5
209	41	1858-1865	1,24	94,00	10,20	27,4	24,5
210	41	1858-1865	1	100	10,20	27,4	24,5
211	41	1858-1865	142	7,8	20,30	19,3	86,5
212	41	1858-1865	45	9,2	20,30	19,3	86,5
213	41	1858-1865	16,6	14,1	20,30	19,3	86,5
214	41	1858-1865	11	16,7	20,30	19,3	86,5
215	41	1858-1865	8,9	23,7	20,30	19,3	86,5
216	41	1858-1865	3,88	43	20,30	19,3	86,5
217	41	1858-1865	2,44	61	20,30	19,3	86,5
218	41	1858-1865	1,63	73,5	20,30	19,3	86,5
219	41	1858-1865	1,21	33,5	20,30	19,3	86,5
220	41	1858-1865	1,17	94	20,30	19,3	86,5
221	41	1858-1865	1,13	95	20,30	19,3	86,5
222	41	1858-1865	1	100	20,30	19,3	86,5
223	41	1973-1983	62	9,5	19,20	21,3	10,2
224	41	1973-1983	25	18,7	19,20	21,3	10,2
225	41	1973-1983	12,1	21,4	19,20	21,3	10,2
226	41	1973-1983	8,3	31	19,20	21,3	10,2
227	41	1973-1983	7,2	33,3	19,20	21,3	10,2
228	41	1973-1983	1,93	54	19,20	21,3	10,2
229	41	1973-1983	1,37	85	19,20	21,3	10,2
230	41	1973-1983	1,24	92	19,20	21,3	10,2
231	41	1973-1983	1	100	19,20	21,3	10,2
232	41	1973-1983	210	4,3	18,70	19,7	18,5
233	41	1973-1983	17,8	20	18,70	19,7	18,5
234	41	1973-1983	7,4	31	18,70	19,7	18,5
235	41	1973-1983	4,9	37	18,70	19,7	18,5
236	41	1973-1983	4	40	18,70	19,7	18,5
237	41	1973-1983	3,66	62	18,70	19,7	18,5
238	41	1973-1983	2,65	74	18,70	19,7	18,5
239	41	1973-1983	3,28	77	18,70	19,7	18,5
240	41	1973-1983	1,27	85	18,70	19,7	18,5
241	41	1973-1983	1	100	18,70	19,7	18,5
242	41	1983-1996	37,3	25	23,40	14,4	1325
243	41	1983-1996	18,9	32	23,40	14,4	1325
244	41	1983-1996	11,6	37	23,40	14,4	1325
245	41	1983-1996	5,25	43,6	23,40	14,4	1325
246	41	1983-1996	4,3	51	23,40	14,4	1325

Продовж. табл. Б.3.

1	2	3	4	5	6	7	1
247	41	1983-1996	3,88	59	23,40	14,4	1325
248	41	1983-1996	2,76	62	23,40	14,4	1325
249	41	1983-1996	2,28	81	23,40	14,4	1325
250	41	1983-1996	1,29	90	23,40	14,4	1325
251	41	1983-1996	1,13	95	23,40	14,4	1325
252	41	1983-1996	1	100	23,40	14,4	1325
253	41	1983-1993	30,4	14,7	20,00	20,8	114
254	41	1983-1993	8,9	28	20,00	20,8	114
255	41	1983-1993	11,2	19	20,00	20,8	114
256	41	1983-1993	4,7	42	20,00	20,8	114
257	41	1983-1993	36	13	20,00	20,8	114
258	41	1983-1993	7,3	34	20,00	20,8	114
259	41	1983-1993	4,2	44	20,00	20,8	114
260	41	1983-1993	2,8	51	20,00	20,8	114
261	41	1983-1993	2,1	58	20,00	20,8	114
262	41	1983-1993	1,67	67	20,00	20,8	114
263	41	1983-1993	1,04	95	20,00	20,8	114
264	41	1983-1993	1,04	94	20,00	20,8	114
265	41	1983-1993	1	100	20,00	20,8	114
266	41	2346-2350	120	4	28,40	17,7	-
267	41	2346-2350	20	8,6	28,40	17,7	-
268	41	2346-2350	11,4	14,5	28,40	17,7	-
269	41	2346-2350	4,35	40	28,40	17,7	-
270	41	2346-2350	1,69	74	28,40	17,7	-
271	41	2346-2350	1,54	85	28,40	17,7	-
272	41	2346-2350	1,14	93	28,40	17,7	-
273	41	2346-2350	1	100	28,40	17,7	-
274	41	2653-2588	214	4	18,00	18,8	57,2
275	41	2653-2588	35	4,8	18,00	18,8	57,2
276	41	2653-2588	9,6	31,7	18,00	18,8	57,2
277	41	2653-2588	2,66	65	18,00	18,8	57,2
278	41	2653-2588	1,36	91	18,00	18,8	57,2
279	41	2653-2588	1	100	18,00	18,8	57,2
280	41	2683-2688	14,9	12,5	16,00		9,4
281	41	2683-2688	13	19	16,00		9,4
282	41	2683-2688	10,3	29	16,00		9,4
283	41	2683-2688	5,3	45	16,00		9,4
284	41	2683-2688	2,3	72	16,00		9,4
285	41	2683-2688	1	100	16,00		9,4

Додаток В

Таблиця В.1 –

Результати петрофізичних досліджень порід-колекторів
Тимофіївської площі

№ п/п	№ зразка керну	К _п , %	К _{пр,абс} , ×10 ⁻³ мкм ²	Густина, ×10 ³ кг/м ³	Р _п	ΔТ(р), мкс/м
1	2	3	4	5	6	7
Свердловина 1						
1	24591	4	0,08	2,56	108	-
2	21986	20,3	1239	2,09	17,7	-
3	21994	16,7	1446	2,17	21,3	-
4	1279	10,38	1,07	2,51	75,3	206
5	1280	21,2	1103	2,07	17,8	242
6	1281	18,8	314	2,13	21,8	226
7	1283(1)	10,2	18,7	2,36	53,8	208
8	1238(2)	9,84	2,98	2,36	58,5	210
9	1238(3)	10,33	2,29	2,35	59,3	206
Свердловина 2						
10	25020	14,5	278	2,24	30	10
11	25021(1)	14,3	231	2,24	32,2	11
12	25021(2)	14,8	439	2,23	30,6	12
13	25021(3)	14,2	261	2,25	30,3	13
14	25022	13,6	235	2,26	33	14
15	25023(1)	14,1	308	2,25	31,8	15
16	25023(2)	14,2	418	2,24	30,4	16
17	25024(1)	14,2	309	2,24	32,7	17
18	25024(2)	13,1	210	2,28	35	18
19	25025(1)	9,7	32,3	2,27	69,4	19
20	25025(2)	12,6	160	2,3	39,8	20
21	25025(3)	11,4	19,6	2,34	79	21
22	25386	14,8	145	2,22	25,7	22
23	25396	9,6	10,7	2,39	38,3	23
24	24529	12,6	16,5	2,32	39,5	24
25	24823	12,7	39,4	2,3	41,8	25
26	24336	9	0,6	2,4	67	26
Свердловина 3						
27	24959	5,1	0,2	2,5	106	27
28	24990	15	15,1	2,24	26,9	28
29	24994	10,5	5,6	2,37	50,4	29
30	24995	12,6	27,9	2,31	33,4	30
31	25402	25,3	776	1,96	12,7	31
32	25403	26,2	1319	1,94	11,1	32
33	25404	22,2	425	2,06	13,9	33
Свердловина 5						
34	26141	13,3	31,2	2,23	33,6	34
35	26144	7,3	4,9	2,46	81,8	35
36	26146	15,1	87,8	2,24	28,2	36
37	26577	5,7	0,8	2,46	103	37
38	26579	11,8	49,6	2,32	57,8	38
39	26508	10,9	28,8	2,34	52,5	39

Продовж. табл. В.1

1	2	3	4	5	6	7
40	26587	9	4,9	2,4	71,5	40
41	26582	11,2	21,5	2,36	57,4	41
Свердловина 7						
42	3919	8,2	0,24	2,42	86,5	
43	3922	11,6	5,89	2,35	52,2	214
44	3931	17,29	99,7	2,18	20,5	230
45	3937	16,21	88	2,2	24,1	226
46	3938	12,07	25,5	2,31	48,2	211
47	3940	15,38	62,4	2,23	24,9	223
48	3942	18,4	174	2,16	17,4	233
49	3948	17,25	30,8	2,18	20,9	227
50	3949	12,8	29,5	2,3	39,6	210
51	3950	19	207	2,14	18,2	232
52	3953	19,7	224	2,12	16,3	235
53	3959	17,9	141	2,16	18,6	227
54	9363	19,5	264	2,12	18,4	234
55	3978	18,3	306	2,16	19,5	224
56	3979	19,3	416	2,13	17,1	225
57	3987	16,5	126	2,22	23,9	-
58	3992	16,24	103	2,21	23,1	-
59	3998	12,7	80,6	2,3	48,2	209
60	4006	10,4	0,19	2,36	78,1	-
61	4007	6,42	0,03	2,47	160	192
62	4008	14,85	56,9	2,24	30,6	227
63	4009	13,6	12,7	2,28	36,1	222
64	4200	15,8	59,3	2,22	29,1	221
65	4202	10,7	2,33	2,36	79,5	211
66	4203	12,75	23,6	2,3	46,1	207
67	4011	11,3	6,7	2,34	62,6	207,5
68	4012	14,46	17,3	2,25	38,1	226
69	4015	16,3	155	2,2	29,9	223
70	4017	16,3	375	2,21	26,1	230
71	1018	14,6	36,6	2,25	38,7	214
72	4204	15,1	189	2,24	31,6	216
73	4205	16,3	206	2,21	30,5	226
74	4206	10,3	181	2,37	58,4	199
75	4020	6,56	0,33	2,46	107	196,5
76	4021	11,2	28,6	2,34	64,3	202
77	4022	9,67	5,09	2,38	69,8	201
78	4211	8,51	1,4	2,42	82,1	200
79	4212	10,9	2,51	2,36	61,7	211
Свердловина 9						
80	6249	18,3	52,6	2,16	27,2	244
81	6250	22,2	202	2,07	20,2	250
82	6251	17,3	47,2	2,19	32,7	233
83	6252	17,7	71,8	2,17	25,9	240
84	6253	17,9	471	2,17	26,1	-
85	6254	18,1	438	2,17	25,8	-
86	6255	20,4	5243	2,11	19,4	231
87	6256	16	113	2,22	30,8	227
88	6257	14,4	60,8	2,26	32,1	225
89	6258	15,5	84	2,23	30,9	232

1	2	3	4	5	6	7
90	6260	20	395	2,11	20	-
91	6261	18,7	693	2,15	20,9	-
Свердловина 14						
92	7280	9,06	2,15	2,4	57,3	207
93	7283	9,4	2,24	2,39	55,8	-
94	7285	6,7	0,45	2,48	126,9	202
95	7288	9,66	5,54	2,38	61,5	-
96	7291	5,38	0,61	2,83	61,5	184
97	7301	7,12	30,9	2,45	92,3	191
Свердловина 18						
98	8071	18,2	1583	2,16	21,9	224
99	8072	18	1319	2,16	23,3	226
100	8073	16,3	840	2,21	25,8	220
101	8074	11,9	17,2	2,32	43,8	214
102	8289	13,1	58,1	2,3	35,2	211
103	8290	14,1	182	2,37	29,8	213
104	8291	16,4	615	2,21	24	220
105	8292	12,1	246	2,32	39,2	209
106	8293	16,6	639	2,21	22,7	223
107	8294	8,5	18,6	2,51	62,3	196
108	8295	16,2	795	2,21	27,4	214
109	8309	19,3	2029	2,13	17,3	225
110	8313	18,5	2753	2,14	19,6	223
111	8320	17,8	4648	2,17	17,5	-
112	8321	18	2835	2,17	18,1	223
113	8339	17,2	3913	2,19	22,9	219
114	8340	17,6	6641	2,18	18,8	223
Свердловина 21						
115	9693	17,4	362	2,18	25,4	225
116	9694	20,7	758	2,1	20,9	232
117	9695	19,1	334	2,14	24,9	227
118	9696	18,9	387	2,14	23,5	228
119	9700	15,9	218	2,24	40	226
120	9701	15,7	216	2,26	37,2	230
121	9697	19,2	427	2,14	27,6	229

Таблиця В.2 –

Результати петрофізичних досліджень порід-колекторів
Кулічихінської площі

№ п/п	№ зразка керну	K _п , %	K _{пр,абс} , ×10 ⁻³ мкм ²	Густина, ×10 ³ кг/м ³	P _п	ΔT(p), мкс/м
1	2	3	4	5	6	7
Свердловина 9						
1	6241	11,9	6,25	2,34	40,9	-
2	6243	11,8	5,85	2,36	64	205
3	6263	16,1	46,7	2,24	36,4	222
4	6265	20,6	533	2,1	19,3	-
5	6266	12,7	38,1	2,3	47,3	211
Свердловина 12						
6	6267	17,8	1680	2,2	25	232
7	6269	19,3	49,9	2,14	22,7	236
8	6271	16,1	31,8	2,21	31,5	227
9	6272	12,7	7	2,27	58,5	-
10	6277	16,1	492	2,24	29	219
11	6278	14,5	2350	2,3	27,2	206
12	6279	21,3	785	2,08	15	243
13	6280	22	774	2,07	14	244
14	6281	22,7	751	2,08	14	241
15	6282	20,8	3315	2,1	16,3	235
16	6285	23,5	2882	2,02	11,8	242
17	6286	18,2	1180	2,18	22	228
18	6287	19,3	1536	2,16	19	229
Свердловина 14						
19	6653	18,3	334	2,16	19	225
20	7229	7,3	1,63	2,49	86,8	191
Свердловина 15						
21	7753	13,5	144	2,31	22	-
22	7755	8	4,03	2,45	70,2	191
23	7758	9,5	3,3	2,4	60	198
24	7759	7,9	16,8	2,44	72,2	189
25	7762	12,1	113	2,37	40	213
26	7763	7,03	0,28	2,54	145	198
Свердловина 18						
27	8067	12,2	57,8	2,35	36,8	204
28	8068	14,3	176	2,28	31	209
29	8069	14,2	301	2,28	27,2	207
Свердловина 22						
30	8356	10,7	3,15	2,42	78,2	207
31	8357	17,5	935	2,2	21	217
32	8358	15,1	703	2,27	26,3	-
33	8359	15,7	207	2,24	25	212
34	8360	8,6	1,14	2,43	56,4	-
35	8361	13,6	59,3	2,31	36	215

Продовж. табл. В.2

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
36	8363	17,3	248	2,2	21	218
37	8364	19,9	364	2,13	14	225
38	8365	19,8	331	2,13	17	227
39	8366	20	362	2,13	16	230

Таблиця В.3 –

Результати петрофізичних досліджень порід-колекторів
Матвіївської площі

№ п/п	Інтервал відбору керну, м	К _п ^в , %	К _{пр,абс} ×10 ⁻³ мкм ²	Р _п	К _{зв} , %
1	2	3	4	5	6
Свердловина 8					
1	3645-3653	16,8	94,2	27,7	35,1
2	3645-3653	15,2	23	35,9	34,6
3	3645-3653	14,7	40,4	39,1	44,7
4	3645-3653	14,3	48,2	44,6	43,1
5	3645-3653	10	1,4	134,3	45,7
6	3645-3653	15,4	19,4	36,6	38,2
7	3645-3653	13,8	25,8	79,5	44,2
8	3645-3653	15,4	40,8	35,9	38,4
9	3653-3668	16,8	105,8	33,8	43,6
10	3653-3668	16,2	105	40,8	41
11	3653-3668	14,7	49	41,8	47,6
12	3653-3668	16,7	131,8	33	36,5
13	3653-3668	15,1	68,3	49,8	48,9
14	3653-3668	14,4	61,5	47,9	49,7
15	3653-3668	15,4	86,6	73	41,1
16	3653-3668	14,2	47,9	50,3	52,1
17	3653-3668	17,8	113,8	27,3	31,1
18	3653-3668	15,3	48,5	33,5	38,1
19	3653-3668	14,7	78,8	43,6	38,4
20	3653-3668	18,2	184,7	27	35,1
21	3653-3668	15,6	63,6	42,5	39
22	3653-3668	16,1	92,9	36,1	38
23	3653-3668	16,4	114,2	34,4	42
24	3653-3668	16,6	78,2	35,4	34,5
25	3653-3668	12,6	25	75,2	42,2
26	3653-3668	16	87	32,4	38
27	3653-3668	14,9	44,4	49,7	45,3
28	3653-3668	14,5	91,4	51,2	47
29	3668-3676	12,8	15,7	52,5	43,2
30	3668-3676	16	104,1	45,4	43,1
31	3668-3676	12,2	22,2	59,3	47,8
32	3668-3676	14,8	54,1	43,2	45,3
33	3676-3686	13,5	48,3	57,2	-
34	3676-3686	7,1	5,6	156,6	30
35	3676-3686	14,5	67,7	46,2	0
36	3689-3707	14,2	13,3	49	40,9
37	3689-3707	15,1	26,1	49,7	45,9
38	3689-3707	15	20,5	37,6	30,2
39	3689-3707	13,7	27,1	62,9	40,4

Продовж. табл. В.3

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
40	3689-3707	16,2	109,4	59,1	55,2
41	3689-3707	13,3	91,3	73,7	42,2
42	3689-3707	15	43,8	48,7	51,7
43	3689-3707	16,7	44,1	32,8	43,1
44	3689-3707	16,8	44,5	31,5	40,8
45	3780-3796	16	29,8	47,7	0,39
46	3780-3796	-	100,3	110,5	-

Таблиця Д.1 –

Результати гранулометричного аналізу зразків керна порід-колекторів
візейських і турнейських відкладів

№ п/п	№ зразка керну	Діаметр зерен скелету породи, мм						К _п , %	К _{пр} , ×10 ⁻³ мкм ²
		1	1-0,5	0,5-0,25	0,25-0,1	0,1-0,01	менше 0,01		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кулічихинське родовище									
1	39549	-	-	37,3	41,8	9,7	10,8	15,9	161,7
2	39552	-	1,75	48,6	27,4	7,4	13,1	7,8	8,5
3	39554	-	2,5	15,5	51	16,8	13,7	11,1	5,2
4	39559	-	-	52,7	27,2	4	15,4	17,6	286,9
5	39564	-	-	25,2	23	5,4	45,3	16	93,2
6	39566	-	-	89	41,4	8,8	8,7	17,9	142,9
7	39568	-	3,8	60,6	18,5	4,2	11,3	18,8	545,2
8	39570	-	2,9	55,2	22,8	5,4	13,4	16,2	165,2
9	39572	-	8,6	56,5	15,2	3,7	14,2	18,4	340,8
10	45173	-	-	7,4	69,5	6	16,6	12,2	35,26
11	45174	-	-	4,7	76,6	8,7	9,5	12,1	37,79
12	45175	-	-	15,4	65,2	9,2	9,9	14,6	92,17
13	45207	-	2,2	41,8	37,3	4,1	10,1	13,9	101
14	45209	-	6,7	52,2	24,4	1,7	12,9	14,7	259,5
15	45210	-	-	36,4	46,5	3,9	12	15	129,7
16	45211	-	3,2	40,4	28,2	2,6	22,3	14,7	218
17	45214	-	1,3	27,6	53,7	5,3	8,7	9,5	7,8
18	45216	-	2,4	18,3	57,7	3,8	14,2	14,1	113,5
19	45217	-	3,3	30,3	44,5	3,4	16,9	12,8	71,46
20	45219	-	15,1	53,6	13,5	2,3	13,2	13,9	89,3
21	45220	-	-	16,3	63,7	3,1	14,9	14,7	156,7
22	45177	-	-	14,7	63,7	6,2	14,7	13,9	82,4
23	45180	-	-	18,7	63,7	5,3	11,5	15,6	284,8
24	45182	-	3,7	50,7	25,1	2,3	17,5	15	272,5
25	45184	-	3	45,7	28,4	2,3	19,6	17,8	545
26	45186	-	4,5	57,6	23,1	1,4	12,7	17,2	545
27	45,188	-	3,2	58,2	22,5	1,5	14	16,9	605,58
28	45189	-	-	27	50,3	6,4	14,7	16,2	393,3
29	45190	-	-	17,8	64,7	4,1	13,1	16,1	340,68
30	45191	-	2,3	26,2	32,3	2,3	36,1	14,5	151,37
31	45192	-	4	31,4	46	4,6	13,7	15,3	286,88
32	45195	-	2,6	36,3	47,9	2,1	10,2	16,9	320,6
33	45197	-	-	28,2	51,2	3,9	16	15,4	286,88
34	45199	-	-	19,7	60,1	11,1	8,2	15,3	286,88
35	45203	-	-	7,8	75,5	9,5	5,6	17,5	320,6
36	45205	-	-	29,5	44,6	5,6	14	13,1	82,4
37	45206	-	6,9	35,1	40,3	4,7	11,1	11,4	104,4
38	42582	-	-	2,6	39,6	41,5	8,7	10,3	3,4
39	40286	-	3,4	27,7	40,1	6,8	20,8	13,1	24,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
40	40289	-	2,3	24,7	49,2	8,3	13,9	14,1	28,8
41	40290	-	46,2	24,5	8,7	3,3	16,6	13,7	17,3
42	40294	-	33,9	30,7	10,9	4,8	19,4	10,2	2,3
43	40298	-	15,8	56,1	9,3	3	15	18,3	376,2
44	44422	-	-	3,8	72,2	10,6	12,1	13,4	47,6
45	26816	-	5,5	32	33,8	6	13,6	12,8	65,8
46	26818	-	4,8	50,719,8	4	2,8	11,7	38,9	2,4
47	26822	-	4,5	39,7	43,8	3,4	6,1	13,6	113,9
48	33319	-	4,5	15,6	40,2	15	23,7	6,7	0,2
49	33325	-	6,5	13,6	41,5	3,1	31,1	8,4	2,7
50	33329	-	9,9	31,1	41,7	5,3	14,9	8,8	5,5
51	33337	-	4,4	27,4	41,5	7,7	17,9	8,1	2
52	33345	-	4,2	19,7	50	5,5	19,6	14,3	119,1
53	37536	-	-	14,6	57,3	5,4	20,6	15,9	43,6
54	37541	-	-	18,8	55,7	12,2	11,2	14,5	48,2
55	37542	-	2,8	29,5	40,9	8,8	13,2	15,1	46,3
56	37543	-	6,1	27,2	37,2	7,7	20,7	16	83,7
57	37545	-	2,1	10,7	54,7	14,8	12,6	16,7	66,7
58	37550	-	9,9	40,5	31,6	34,3	11,3	14,9	57,2
59	37553	-	10,1	29,2	41,2	10	6,2	14,9	58,7
60	37555	-	8	29,2	41,3	5,6	13,1	14,1	135,4
61	37557	-	10,5	50,2	13,2	5,7	15,3	12,6	127,1
62	37560	-	29,1	38	14,2	3,1	12,8	12,8	135
63	37566	4,3	29,7	25,1	18,4	3,3	18,8	12,2	53
64	37573	-	8,6	48,9	19,2	2	20,8	15,2	94,5
65	37576	4,7	21,8	29,7	19,6	2,2	17,9	13	65,9
66	37579	1,7	26,4	29,7	8,7	1	32,1	14,1	77,6
67	37584	2,4	20	33,6	20,1	2	18,5	13,5	67,8
68	38176	9,8	45,8	14,2	10	2,1	12,2	13,2	94,7
69	38179	-	3,4	34,5	27	3,8	24,6	12,4	35
70	38185	-	3,2	26,5	41,5	1,9	25,3	15,2	101,1
71	38194	-	2,4	16,2	43,2	2,2	33,9	15,1	132,7
72	38196	-	4,7	30,9	39,2	4,4	19,9	12,8	139,7
73	38199	-	2,7	22,4	49,3	3,5	2,6	15,3	139,7
74	38205	-	-	18,3	58,6	5,6	15	11	34,6
75	38208	-	2,6	36,6	29,2	0,6	30,3	14,4	275,2
76	38214	-	3,2	43,6	21,3	0,6	28	14,6	19,3
77	38219	-	10,7	43,4	24,2	2,4	17,9	8	7,7
78	38220	-	3	40,7	20,6	1,7	31,9	14,3	122,9
79	36675	-	1	19	43,8	3,6	22,7	10,5	6,2
80	36678	-	-	20,47	49,1	7,3	13,5	12,2	23
81	36681	-	0,7	21,8	46	3,3	19	11,2	12,6
82	36683	-	-	19,3	56,7	6	17,7	13,1	92,5
83	36689	-	0,9	17,1	44,2	13,7	11,7	9,1	2,9
84	36695	-	-	20,9	63,2	8,4	6,8	13,8	56
85	36697	-	-	22,7	47,5	8,3	8	10,3	5,4
86	36700	-	0,7	20,3	40,2	4,8	18,3	10,8	7,2
87	36704	-	0,8	30,7	43,3	7,7	16,9	9,5	15,1

Продовж. табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
88	36707	-	1,1	39,5	37,3	7,1	12,3	9,9	21,2
89	36712	-	-	62,2	23,8	3,6	9,7	15,3	104,8
90	36714	-	-	59,2	23,2	2,7	13,9	16,3	116,4
91	36720	6,2	21,2	25	15,6	3,3	16,2	8,7	2,5
92	36733	9,6	23,8	22	14,7	3,1	15,6	10	1,7
93	40232	-	-	11	69,7	8	10,8	12,7	79,3
94	40234	-	-	5,8	60,8	10,7	5,7	9,9	15,6
95	40235	-	-	16,4	62,4	8,4	12,5	13,2	136,9
96	40244	-	-	6,8	73,8	9,6	9,4	12,5	44,9
97	40249	-	2,2	34,3	45,8	4,2	12,5	11,9	47,9
98	40250	-	-	15,2	64,7	7,9	11,4	12,6	101,4
99	40256	-	2,6	36,9	37,2	4,5	16,3	11,7	221,5
100	40261	-	1,1	34,8	45,3	2,7	13,2	10,9	28
101	40262	-	2,5	22,1	55	5,6	14,3	11,8	48,1
102	40271	-	4,8	25,4	37,5	14,9	14,6	7,6	0,6
103	40277	-	17,2	17	34,2	19,4	14,3	7,3	0,2
104	40280	-	4,1	31,4	43,2	10,2	10,7	12,5	5,2
105	26258	-	8,9	9,6	44,6	20,5	13,8	8,9	0,4
106	26263	-	4,7	26,7	42,9	7,1	15,5	14,6	14,6
107	26266	-	4,6	14,8	34,5	11,5	21,1	14,3	52
108	26269	-	1	10,4	66,6	10,8	8,4	14,7	46,7
109	26271	-	1,7	14	64,7	10,1	6,3	15,5	51,4
110	37516	-	-	19,4	55,7	4,7	17,5	15,3	12,7
111	37518	-	-	18,3	60,2	10,4	4,4	12,6	11,1
112	37522	-	-	6,4	59,8	12,1	16,4	11,7	13
113	37524	-	1,8	11	64	9	8,6	12,3	2,8
114	39490	-	3,1	5,1	48,5	27	9,3	9,4	0,3
115	39469	-	-	23,5	52,2	9,2	9,7	18,7	104,5
116	39478	-	-	25,7	55,1	8,1	9	15,4	26,6
117	39483	-	-	12,6	49,7	13,1	23,2	10,5	0,3
118	39521	-	-	11,7	71,7	7,2	9	14,8	154,5
119	39522	-	-	9,5	74,3	5,8	9,9	16,1	291,8
120	39526	-	1,8	21,8	60,4	9,2	6,2	16,4	292,7
121	39527	-	6,7	29,2	39,1	11,9	12,8	17,8	478,2
122	39536	-	-	7,7	28,7	6,6	6,1	16,1	272,3
123	39539	-	2,6	47,6	30,7	7,7	9,9	16,5	26,8
124	39543	-	-	35,7	43,7	6,3	13,5	15,4	138,4
Тимофіївське родовище									
125	24529	-	-	2,6	59,7	27,9	7,7	12,6	16,5
126	26340	-	18,5	11,1	10,6	38,8	17,8	2,4	0
127	31320	-	3,1	7,5	58,3	2,4	25,2	16,4	125,7
128	31324	-	2,3	7,4	61,2	2,3	25,9	20,9	330,1
129	31327	-	1,4	8,7	29,3	5,2	53,7	20	352,1
130	31331	-	1,2	10	27	0,6	54,1	20,8	586
131	31334	-	0,6	3,5	35,7	0,7	57,1	22,5	203
132	31336	-	0,7	8,6	43,3	1,7	43,9	22	176
133	25963	-	9	4,5	74,1	4,7	13	18	358,9
134	3919	-	1,8	5,5	53,1	21,3	16,1	8,2	0,2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
135	3922	-	3,7	5,8	56	21,6	6,3	11,6	5,8
136	3925	-	-	5,2	55,3	12,1	27,2	12,7	2,5
137	3930	-	-	9,7	36,8	33,7	19,6	5,9	0,1
138	31341	-	5,5	6,2	57,3	14,3	13,1	17	72,2
139	31350	-	2,5	8,6	65,4	6,5	14,1	17,9	166,8
140	31353	-	2,2	5,3	68,9	5	17,5	19,4	292,5
141	26089	-	3,1	59	16,3	5,7	16,4	14,6	28,5
142	26140	-	19,2	42,6	16,5	4,2	11,6	13,3	63,2
143	26141	-	1,2	41,1	43	5,8	0,15	13,3	58
144	26144	-	1,6	5,4	66,3	16,5	3,4	7,3	2,4
145	3933	-	10,1	33,9	36,2	1,7	18,1	17,1	174,4
146	3937	-	1	21,6	44,8	1,4	31,2	16,2	87,9
147	3939	-	5,4	23,4	46,3	2,2	22,7	18,1	229,1
148	3942	-	1,4	23	45,7	1,1	28,7	18,3	174,3
149	3947	-	2,2	26,4	44,6	6,8	19,9	18,7	220
150	3950	-	1	12,6	48,2	0,75	37,4	18,9	207
151	3953	-	-	9,3	55,1	2	33,6	19,7	224
152	3958	-	3,5	11,2	46,6	2	27,2	18,6	477,2
153	3963	-	1,2	8,3	36,6	2,4	50	19,49	263,6
154	3967	-	3,5	13,7	62	3,3	15,4	15,2	102,3
155	3978	-	2,1	18,3	61	1	15,5	18,3	308,9
156	3982	-	-	12,5	66,9	1	18	18,7	322,6
157	31361	-	2,5	4,8	55,6	9,5	21,1	7,2	0,3
158	3987	-	-	2,8	41,3	3,7	46,5	16,5	125,6
159	3990	-	-	7,4	40,2	2,3	48,1	17	57,6
160	21722	-	-	13,7	60,3	12,5	12,9	22,3	150,2
161	21725	0,75	6,7	43	40	3,7	4,5	20,4	346,3
162	21984	0,5	18,8	49,6	21,2	6,3	3,2	18,8	911,4
163	21986	-	7	65	18,7	5,5	3,1	20	123,4
164	21989	-	16,9	52,4	21,9	4,6	3,7	21,2	928,4
165	25020	-	-	2,5	76,3	12,6	6,5	14,5	276
166	25021	-	27,9	47,2	15,2	5,7	3,8	14,3	231,2
167	25022	-	9,3	24,5	44,5	16,7	4,3	14,3	347,3
168	25023	-	30,4	43,5	15,4	6,1	4,6	13,6	235,2
169	25024	-	28,1	44	11,1	6,1	9,3	14,2	308,9
170	25025	-	49	25,5	11,4	5,1	4,3	9,7	32,8
171	25777	-	15,6	45,7	28	4,5	5,7	10,1	5,7
172	25780	-	6,6	29,2	42,6	12,2	9,2	10,2	1
173	25782	-	26,3	43,8	10,5	20	17,3	16	265
174	25783	26,8	27,2	19,4	15,4	3,8	7	8,8	47,3
175	25785	14	39	11,4	27,4	3,6	4,2	16,2	502
176	25787	32,2	28,3	21,5	9,1	2,7	4,6	16,5	486
177	25789	27	28,6	24,2	12,7	2,4	4,3	14,4	316,6
178	25791	10	31	14,5	33	4,5	6,7	16	346,6
179	25792	12,5	39,5	25,8	11,4	5,9	4,8	14,4	-
180	25794	-	16,7	38,2	9,5	3,7	31,8	17	885,7
181	25796	8,5	48	24	9,7	3,6	5,8	17,7	631,5
182	25797	26	45	12,6	7,7	17,5	5,3	13,2	108,5

Продовж. табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
183	25801	-	4,6	59,5	26,6	4,6	4,1	16,1	214,5
184	25802	-	4,9	47,4	36,2	5,4	5,3	13	158,8
185	25400	-	19,5	9,8	35,1	24,6	10,5	20,4	65,4
186	25402	-	6,7	57,7	32,2	2,9	5,3	25,3	775,9
187	25404	-	6,8	48	33,6	3,5	7,4	22,2	425,3
188	31901	-	3	20,7	54,1	2,8	18,5	19,5	101,2
189	31908	-	2,4	19,9	56,7	6,7	14,1	13,6	11,8
190	31912	-	10,8	28,7	45	4,7	10,2	17,7	299,4
191	31916	-	19	46,2	16,2	1	16,4	19,1	359,2
192	31919	-	12,3	38,3	34,8	1,5	12,5	21,2	1440,3
193	31923	2,1	25,5	40,1	12,5	4,1	15,2	18,5	720,3
194	31924	5,1	25,3	26,1	13,7	1,4	27,8	18,5	762,6
195	31928	-	24,7	22,4	35,2	3,2	14	15,2	359,2
196	31930	-	11,1	50,1	23,9	1,6	12	20,4	1296,4
197	31934	-	9,6	55,4	14	1	19,1	20,6	617,4
198	31938	-	8	49,6	13,1	0,7	27,5	20,1	648,2
199	31943	5,4	36,7	26,7	14	1,5	14,9	19,3	1000
200	31946	-	20,7	31,9	13,1	3,8	21,5	1300,1	2
201	31948	-	19,4	28,7	35,2	0,7	13,9	17,9	590,9
202	31951	12,1	32,5	22,3	18,4	1,5	12,3	14	103,8
203	31955	-	24	39,7	11,8	0,3	22,3	21,2	1660
204	31957	-	21,6	47,7	10,1	0,7	17,6	20,1	650
205	31958	7,2	34,8	22,3	14,2	1	10,9	15,5	414,9
206	31960	-	7,9	25	42,5	9,5	14,5	13,1	10,8
207	31961	6,4	33,3	28,4	16,7	1	13,9	17,1	1529,5
208	31965	0,05	27	30,3	18,7	2,8	11,3	14,8	339,7
209	31966	4,5	29,4	32,5	15,6	2,5	15	18,5	4067,6
210	31968	5,5	14	35	25,1	1	18,7	15,3	651,8
211	31972	-	15,8	32,9	35,1	1,1	14	20,9	1895,3
212	31975	-	13,2	22,7	42,2	0,9	18,9	18,1	651,8
213	31979	-	2,7	23,5	55	3,8	14,7	17,6	97,9
214	31983	-	4,1	21,1	59,7	2,5	12,2	16,7	63,8
215	31987	-	1,8	57,2	23,3	4,3	13,2	16,8	571,3
216	31991	-	26,3	29,6	20,9	6,3	15,2	17	4016,3
217	31996	3,1	28,8	39,7	17,7	1	16,5	17,6	679
218	31999	-	3,2	30	47,2	4,5	14,2	11,4	3,6
219	32002	-	8,5	37,6	30,2	5,1	16	8,3	0,2
220	32009	-	13,1	39,1	25,1	5,7	16,7	11,5	16,1
221	26580	-	40,4	31,6	15,6	7,6	4,3	10,9	28,8
222	26582	-	11,2	52,6	23,2	7,8	4,8	11,2	21,5
223	26585	-	19,7	47,7	19,7	8,1	4,5	10,5	8,4
224	26586	-	21,3	41,4	20,5	5,6	11,2	10,2	7
225	26589	-	31	40,3	14,8	5,8	7,8	11,1	37,5
226	26590	-	27,6	45,7	12,3	6	7,7	12,9	29,5
227	26592	-	14,1	39,2	30,6	6,2	8,1	10,9	29,9
228	26828	-	11,9	34,6	33,7	5,2	14,4	12,2	60
229	26831	-	27,8	41,3	17	7,7	5,3	11,1	41,8
230	26837	-	23,6	53	11,7	5	6,5	9,2	26,5

Продовж. табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
231	26841	-	23	27,6	32,7	9,4	7,2	8,7	8
232	26844	-	24,7	28,8	23,5	10,5	12,4	2,8	1
233	3998	-	24,1	10,7	13,7	4,5	13,3	12,6	80,6
234	4606	-	2,9	16,4	55,6	9,2	15,8	10,3	0,1
235	4008	-	15	42,2	25,7	4,3	12,5	14,8	56,9
236	4012	-	2,6	30,2	48,9	5,5	12,7	14,4	17,2
237	4016	-	21	44,2	15,3	4,3	14,9	16,2	806
238	4019	-	6,7	48,7	23	6	4,7	10,6	2,4
239	4022	-	5,7	42,1	26,7	6,1	19,3	9,6	5

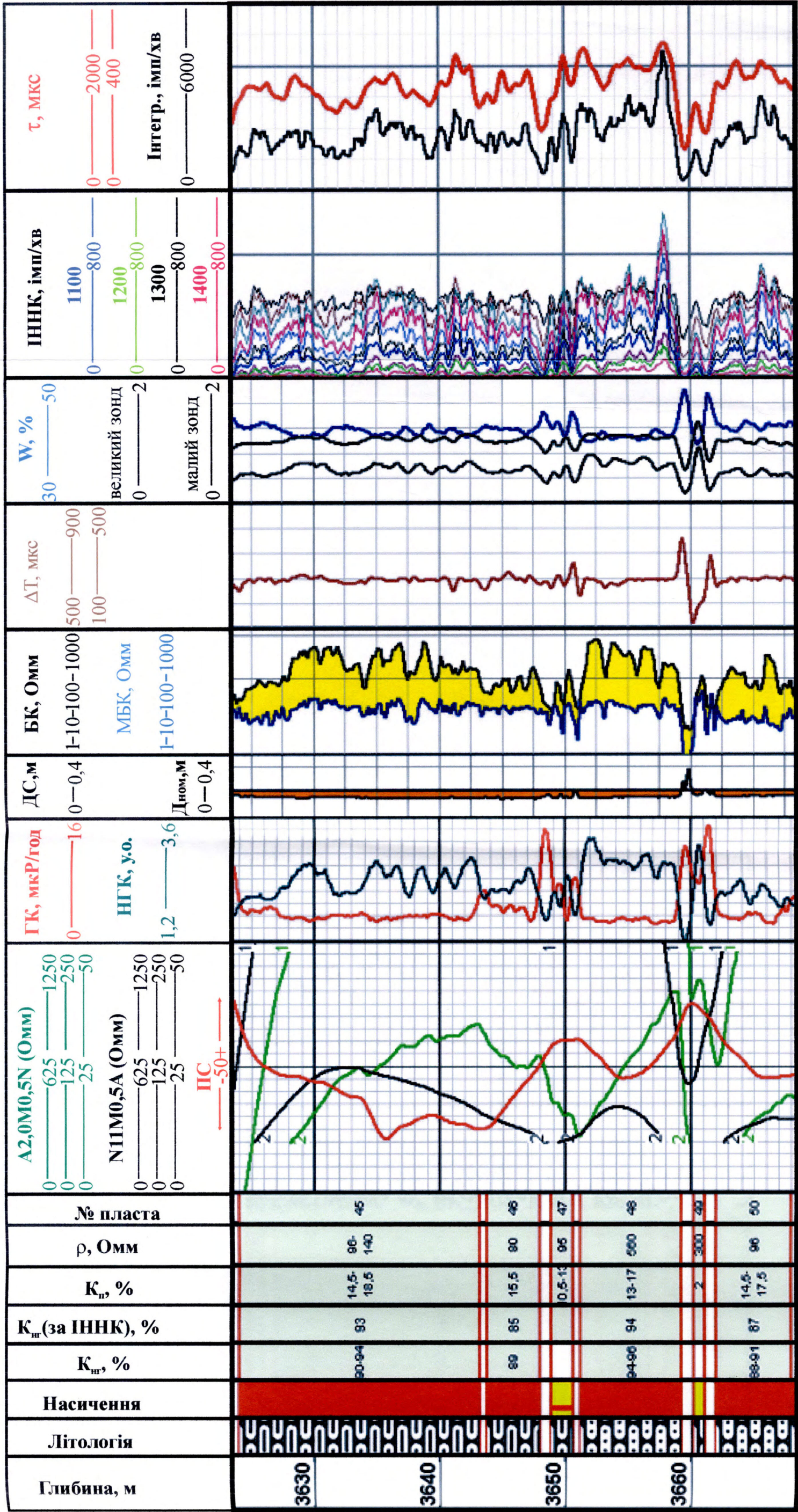


Рис. Е.1. Комплекс методів ГДС, проведений у св.331 Яблунівська (3630 м – 3670 м)

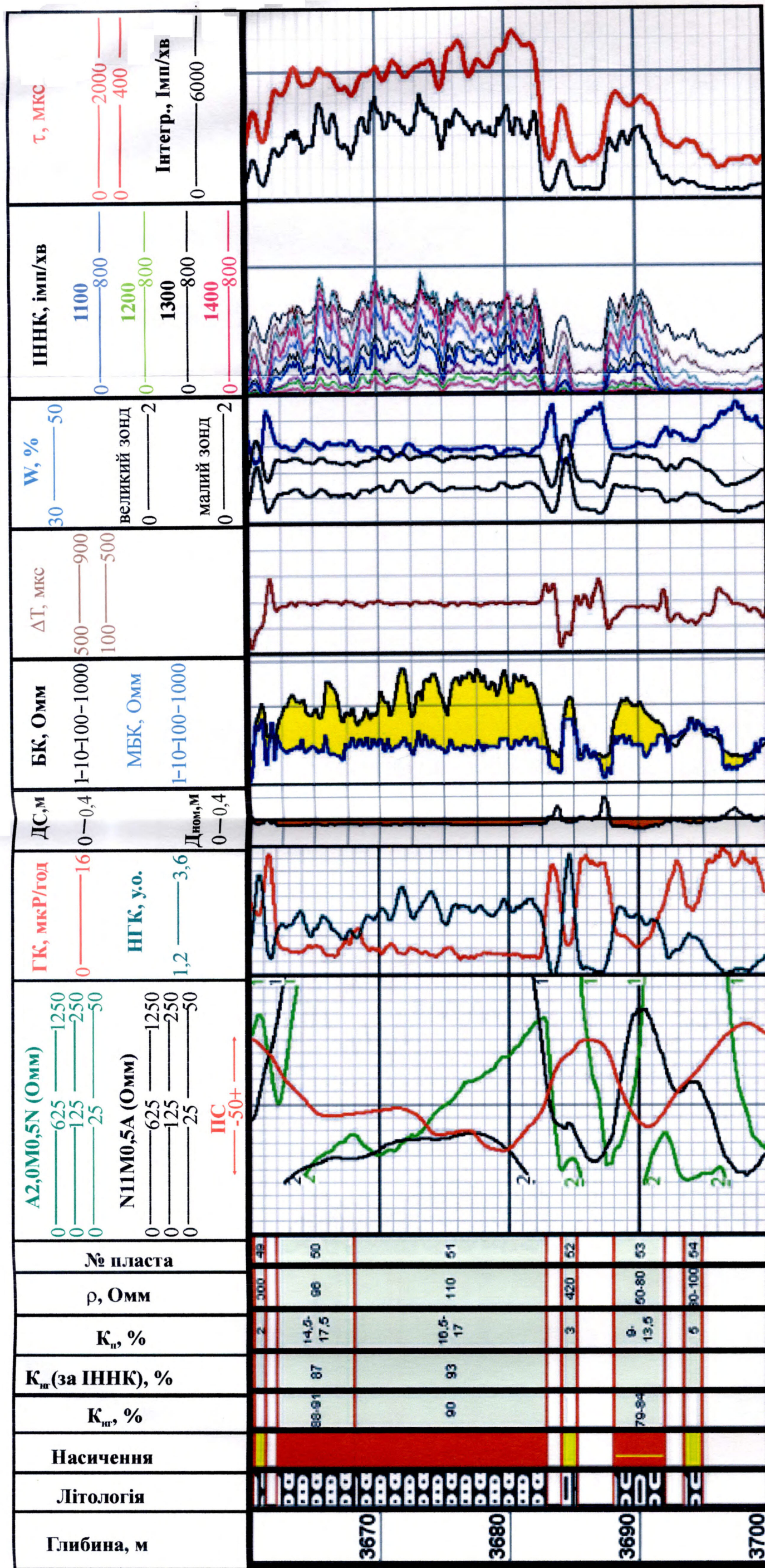


Рис. Е.2. Комплекс методів ГДС, проведений у св.331 Яблунівська (3660 м – 3700 м)

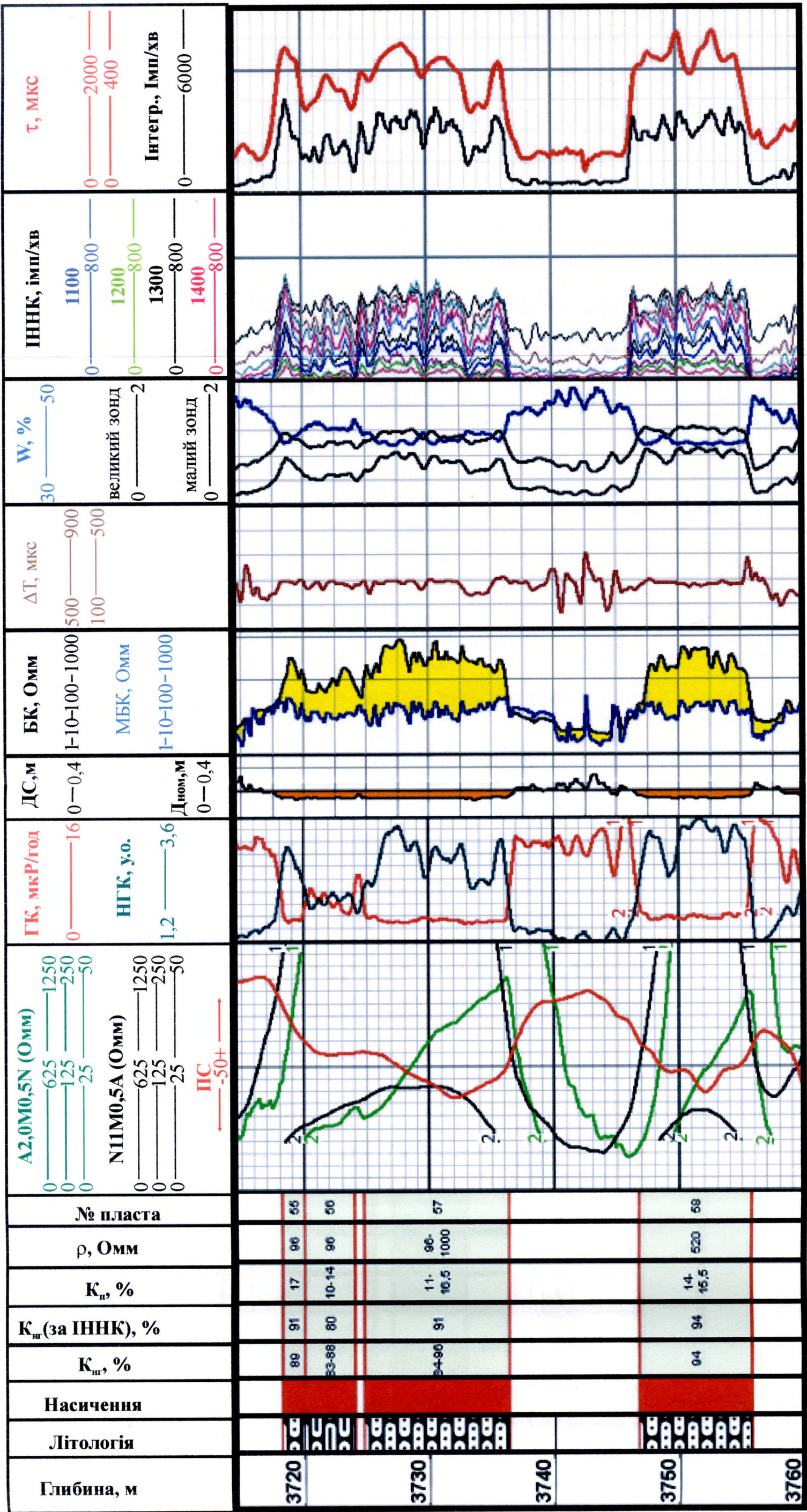


Рис. Е.3. Комплекс методів ГДС, проведений у св.331 Яблунівська (3725 м – 3760 м)

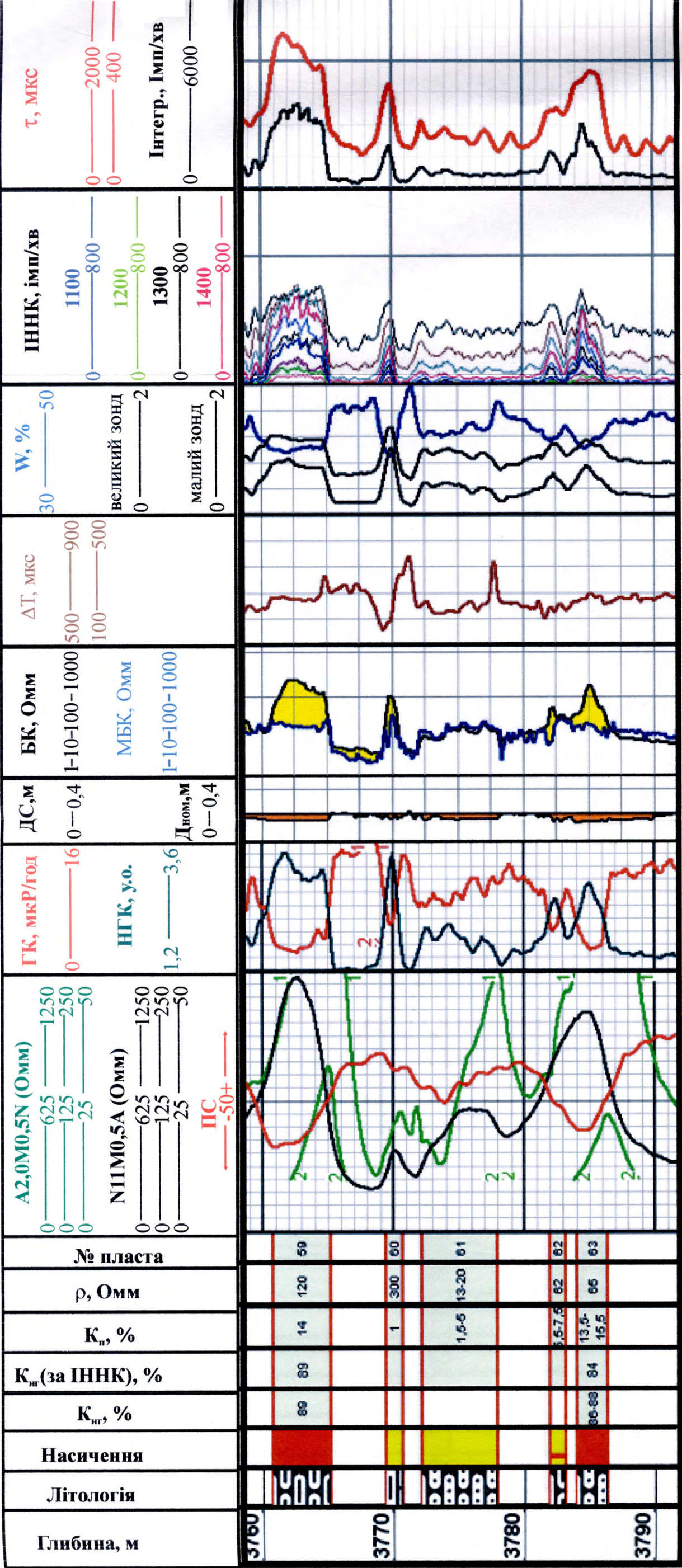


Рис. Е.4. Комплекс методів ГДС, проведений у св.331 Яблунівська (3760 м – 3790 м)

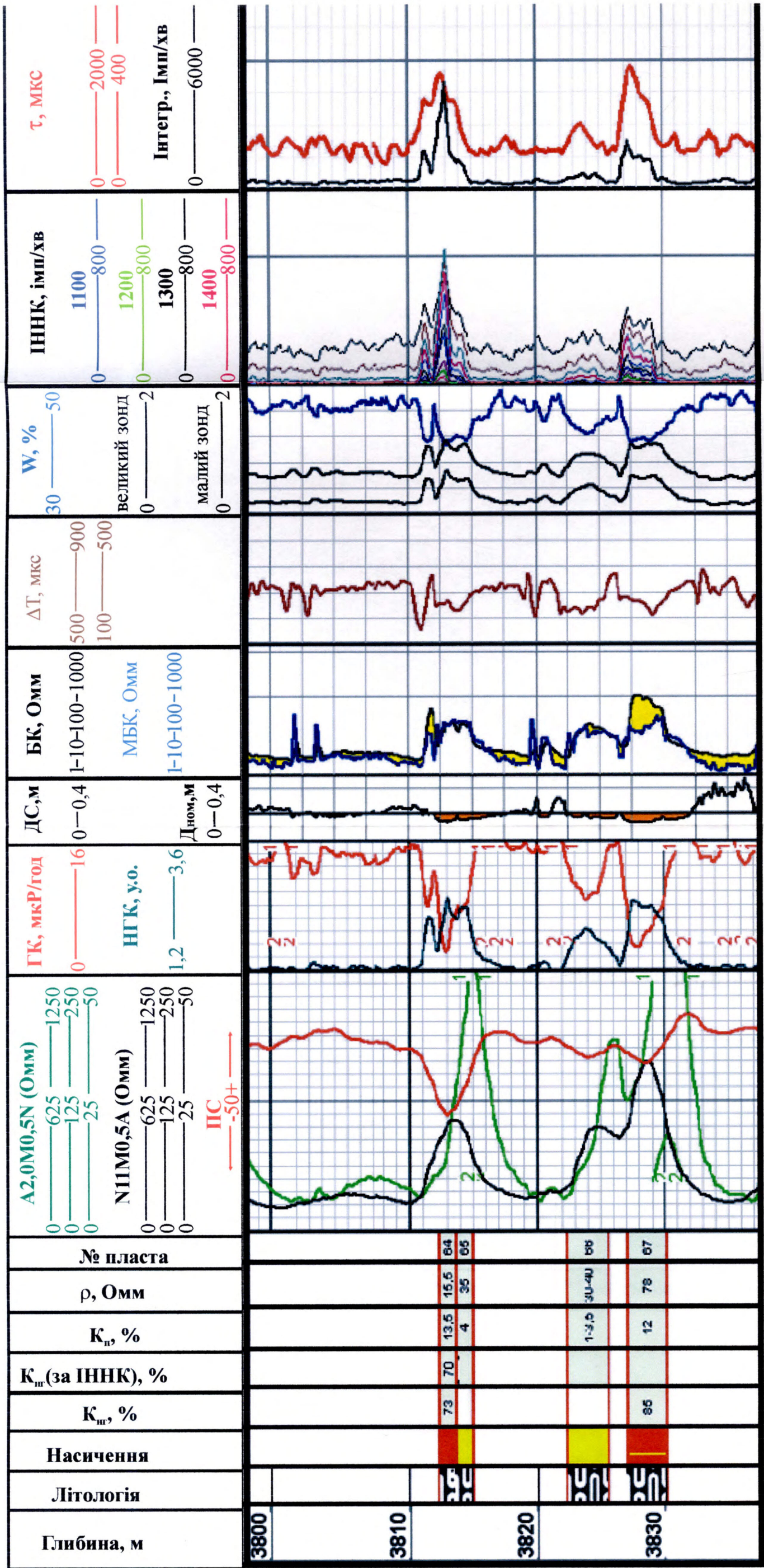


Рис. Е.5. Комплекс методів ГДС, проведений у св.331 Яблунівська (3800 м – 3830 м)

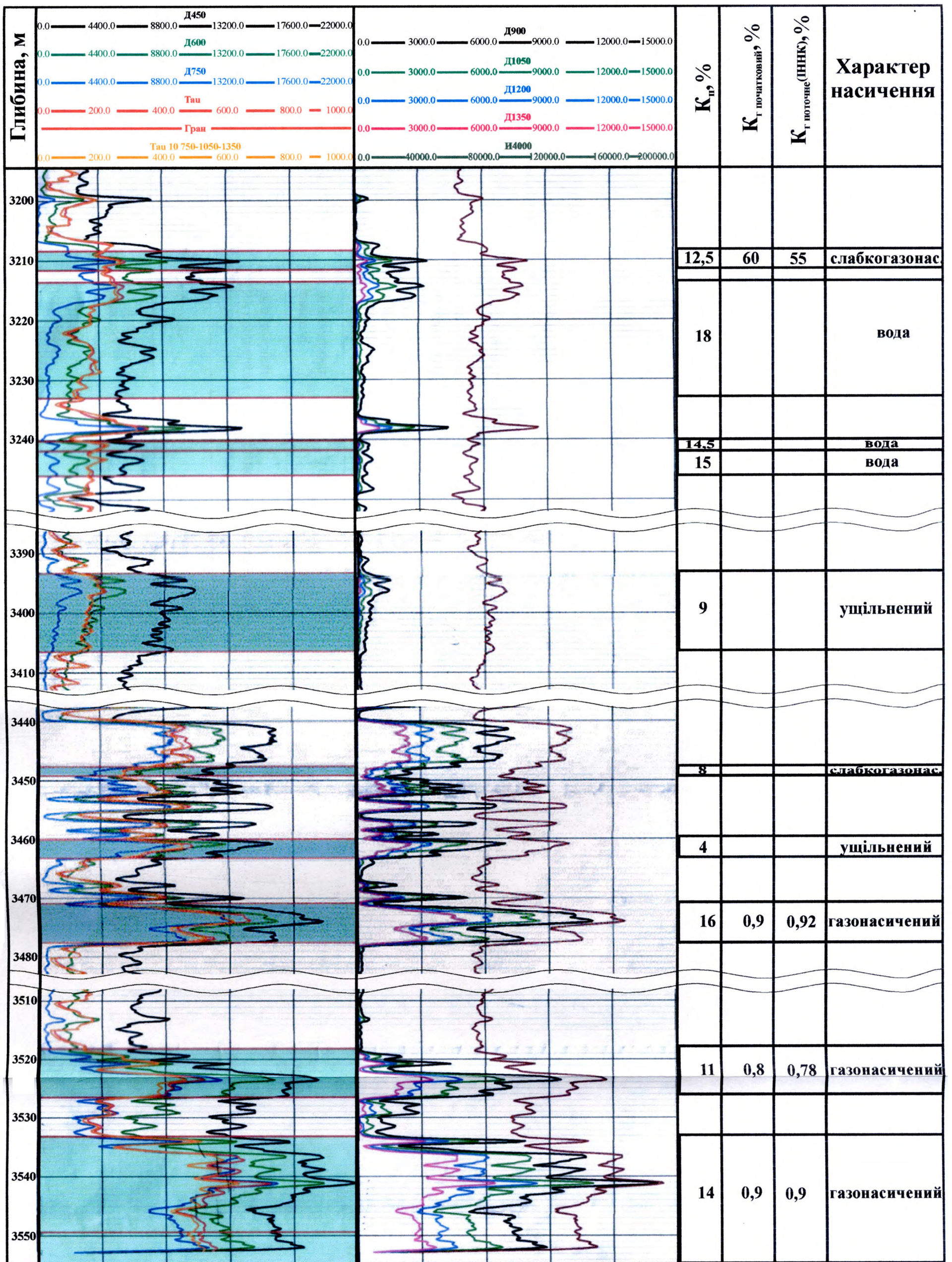


Рис. Е.6. Діаграма методу ІННК, проведеного на свердловині Юліївська №73

Таблиця Ж.1.-

Результати обробки та інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловини Яблунівська 331

№	Стратія	Інтервал	$\frac{h_{пл}}{h_{эф}}$	Уявний опір, Омм			Значення пласта					$\frac{ГК}{ГК_{глин}}$	$\tau_{п, мкс}$	K_r початкове, %	K_r за ІННК, %	Літологія	Характер насичення
				БК Омм	ІК Омм	Прийнятий Омм	АК, мкс/м	НГК, у.о.	БМК, Омм	КНК, у.о.	Прийнята						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
41	"--"	3576,8-3583,4	$\frac{6,6}{5,6}$	110-160	>140	115	$\frac{233-257-264}{11,5-18-18,5}$	$\frac{2,1-2,22}{-}$	$\frac{10}{15}$	$\frac{-}{14-22}$	11,5-18	$\frac{4,6-5,2-6}{7-9-15}$	230	89-93	90	Пісковик	Газоносний
42	"--"	3584,2-3585,6	$\frac{1,4}{-}$	19	15	15	$\frac{218}{7,5}$	$\frac{2,39}{-}$	$\frac{30-25}{8,5-9}$	$\frac{-}{8}$	7,5	$\frac{6,8}{19}$		7,5		Пісковик глинистий	Ущільнений слабогазо-насичений
43	"--"	3592,0-3598,8	$\frac{6,8}{-}$	17	15,5	15,5	$\frac{197-210}{1-5}$	$\frac{2,07-2,2-2,38}{-}$	$\frac{22-30-45}{6-7-8}$	$\frac{-}{6-8}$	1-5	$\frac{8,6-9-9,6}{33-36-40}$				Пісковик глинистий	Ущільнений
44	"--"	3599,2-3600,2	$\frac{1,0}{-}$	150	38	38	$\frac{185}{3,5}$	$\frac{1,99}{-}$	$\frac{?}{-}$	$\frac{-}{5,5?}$	3,5	$\frac{8,4}{31}$		3,5		Пісковик глинистий	Щільний
45	B-17в	3624,0-3643,2	$\frac{19,2}{19}$	200-3000	96-140	96-140	$\frac{247-270}{14,5-18,5}$	$\frac{2,46-3,2}{-}$	$\frac{12-55}{15,5}$	$\frac{-}{17,5}$	14,5-18,5	$\frac{2,7-4}{2-6}$	420	90-94	93	Пісковик в покрівлі глинистий	Газоносний
46	"--"	3643,6-3648,0	$\frac{4,4}{\sim 4}$	180-600	80	80	$\frac{260}{15,5}$	$\frac{2,64-3,1}{-}$	$\frac{20-30}{12,5}$	$\frac{-}{15,5}$	15,5	$\frac{2,7-4,6}{2-8}$	360	89	85	Пісковик в покрівлі глинистий	Газоносний
47	"--"	3648,8-3650,6	$\frac{1,8}{0,6}$	180-500	60- >140	95	$\frac{232-240}{10,5-13}$	$\frac{2,56-2,95}{-}$	$\frac{35-40}{-}$	$\frac{-}{7-13,5}$	10,5-13	$\frac{2,8-6}{2-15}$				Пісковик в покрівлі глинистий з прошарком аргіліту	Ущільнений газонасичений
48	"--"	3651,2-3659,2	$\frac{8}{8}$	750-5000	>140	560	$\frac{242-260}{13-17}$	$\frac{3,2-3,8}{-}$	$\frac{16-50}{-}$	$\frac{-}{14-17,5}$	13-17	$\frac{2,3-3}{1-3}$	450	94-96	94	Пісковик	Газоносний
49	"--"	3660,2-3661,2	$\frac{1,0}{-}$	300	60	300	$\frac{185}{2}$	$\frac{3,7}{-}$	$\frac{60-100}{3-4}$	$\frac{-}{4}$	2	$\frac{7,5}{22}$		2		Пісковик вапнистий глинистий	Щільний
50	B-17в	3662,0-3668,0	$\frac{6,0}{6,0}$	400-1500	96	96	$\frac{250-265}{14,5-17,5}$	$\frac{2,5-2,85}{-}$	$\frac{8,5-12}{14-16,5}$	$\frac{-}{17-20}$	14,5-17,5	$\frac{2,4-3,6}{3-5}$	370	88-91	87	Пісковик	Газоносний

Продовж. табл.Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
51	-,-	3668,0- 3682,8	14,8 14	150- 2500	110	110	258- 262 16,5- 17	2,75- 3,3 -	12-26 10-17	- 17,5- 18	16,5-17	2-3 0-3	420	90	93	Пісковик з прошарком аргіліту в покрівлі	Газоносний
52	-,-	3684,0- 3685,2	1,2 -	420	19?	420	175 3	4,0 -	100 3	- 3,5	3	3,6 5		3		Валняк глинистий	Щільний
53	-,-	3688,0- 3692,0	4,0 4,0	80- 300	50-80	50-80	220- 243 9- 13,5	2,54- 2,93 -	7-16- 24 9- 12,5- 15	- 8,5- 15	9-13,5	3,6-4,8 5-10		79-84		Пісковик глинистий	Газоносний ущільнений в покрівлі
54	-,-	3693,4- 3694,8	1,4 -	80- 100	27	80-100	195 5,5	2,3 -	60-80 4-5,5	- 5	5	8,2 26				Пісковик дуже глинистий	Ущільнений
55	B-17н	3718,2- 3720,0	1,8 1,8	550- 1300	96	96	260 17	3,6 -	17- 25-60 10-12	- 17	17	2,5-2,8 1-3	460	89	91	Пісковик	Газоносний
56	-,-	3720,0- 3724,0	4 ~3	200- 600	96	96	234- 250 10-14	2,42- 2,57 -	16-21 11- 12,5	- 12,5- 16,5	10-14	3,6-5 5-10	360	83-88	80	Пісковик глинистий з прошарками аргіліту	Газоносний
57	-,-	3724,8- 3736,4	11,6 11,6	470- 5000	96- >140	96- 1000	218- 257 11- 16,5	2,65- 4 -	9-17- 65 12- 16,5	- 14-17	11-16,5	2,4-3 1-3	440	84-96	91	Пісковик	Газоносний
58	-,-	3746,8- 3755,8	9 8,4	600- 2500	~140	520	245- 255 14- 15,5	2,92- 4,2 -	15- 22-50 11-13	- 13,5- 15	14-15,5	2,9-3,2 3-4	510	94	94	Пісковик	Газоносний
59	-,-	3760,8- 3765,2	4,4 ~4	350- 950	120	120	245 14	3,5-4 -	34-45 8-9	- 14	14	2,5-4 1-7	450	89	89	Пісковик глинистий в підшові	Газоносний
60	-,-	3769,4- 3770,6	1,2 -	300	13?	300	175 1	3,9 -	75 4,5	- 1,5	1	5,7 14				Валняк глинистий	Щільний
61	-,-	3772,2- 3778,0	5,8 -	17-40	13-20	13-20	201- 220 1,5-5	2,17- 2,45 -	24-42 4,5-6	- 2,5-5	1,5-5	8-9 25-30				Чергування дуже глинистих пісковиків та аргілітів	Ущільнений
62	-,-	3782,0- 3783,2	1,2 -	80- 120	62	62	205- 212 5,5- 7,5	3,0 -	50 6	- 6,5- 7,5	5,5-7,5	5 10				Пісковик глинистий	Ущільнений газонасичений
63	B-17н	3784,0- 3786,4	2,4 2,4	80- 600	65	65	242- 253 13,5- 15,5	3,3 -	18-40 85- 12	- 13,5- 15	13,5-15,5	2,8 2	360	86-88	84	Пісковик	Газоносний
64	B-18	3812,4- 3813,6	1,2 1	40	15,5	15,5	228 13,5	3,0 -	40 9	- 14	13,5	2,3 1	320	73	70	Пісковик	Газоносний

Результати обробки та інтерпретації даних ГДС-контролю свердловини №73 Юлівська

Стратигр. індекс	Номер пласта		Інтервал пласта (обробки), м	Геолого-геофізичні характеристики пластів до експлуатації							Поточна промислово-геофізична характеристика пластів							Примітки
	Загальна товщина (Н _{заг}), м	Н ефек., м		ρ _п , Омм БКЗ	Кп, %	Колекторські властивості пластів		Інтервал обробки, м	НГК 04.05р. у.о.	НГК 06.07р. у.о.	ІННК, мкс	Стан пласта-колектора на 06.2007р.						
						Літол хар.-ка	Хар.-ка насичення					Харак. насич.	Кг. початкове, % ІННК	Кг. поточне, % (за ІННК)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
	37	3134,4-3147,6	13,2	13,2	1,2	20	пісковик	нафтонас.	37	3134,4-3140	1,1	1,04-1,06	290	нафтогаз.	50			
										3140-3147,6	1,1	1,06-1,08	210-220	нафтон.				
	38	3147,6-3152	4,4		0,6	21	пісковик	водонас.	38	3147,6-3152	1,0-0,96	1,1	140	водон.				
	39	3165,6-3167,8	2,2		1,5	16,5	пісковик	водонас.	39	3165,6-3167,8	1,16	1,06	170-140	водон.				
	40	3167,8-3175,8	7		0,4	19	пісковик	водонас.	40	3167,8-3175,8	1,08	1,0-1,06	160-130	водон.				
	41	3208,4-3211,6	3,2	1,6	4,2	12,5	пісковик	сл.газонас.	41	3208,4-3211,6	1,1	1,02-1,1	210-260	сл.газ.	60	55		
	42	3213,6-3233	19,4		1,2	18	пісковик	водонас.	42	3213,6-3217	1,14	1,1	270-250	перех. зон.				
C _{1v}										3217-3233	1,08	1,04	150	водон.				
	43	3240,2-3241,8	1,6		2,4	14,5	пісковик	газонас.	43	3240,2-3241,8	1,12	1,08	200	водон.				
	44	3241,8-3246	4,2		0,5	15	пісковик	водонас.	44	3241,8-3246	1,08	1,04	200-160	водон.				
	45	3393,4-3406,4	13			9	алевроліт	ущільн.	45	3393,4-3406,4	1,02-0,88	1,12-0,96	200-160	ущіл.				
	46	3447,6-3449,2	1,6			8	пісковик	газонас.	46	3447,6-3449,2	0,98	1,12	280	сл.газ.				
	47	3460-3463,2	3,2			4	вапняк	ущільн.	47	3460-3463,2	1,6	1,6	470	ущіл.				
	48	3471-3477,6	6,6	6,6	360	16	пісковик	газонас.	48	3471-3477,6	1,56-1,36	1,62-1,34	650-550	газон.	90	92		
	49	3518,2-3526,6	8,4	2,0	110	11	пісковик	газонас.	49	3518,2-3526,6	1,8-1,52	1,1-(1,72-1,5)	370-500	газон.	80	78		

Продовж. табл. Ж.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Розкритий пласт-колектор:																	
C _{1v}	50	3533,2- 3549,4	16,2	14,2	110	14	пісковик	газонас.	50	3533,2- 3542	1,6-2,0	1,54- 2,2	500- 630	газон.	90		
										3542- 3548	недосл.	0,7	500	газон.			
										3548- 3549,4	недосл.	недосл.	недосл.	-			

Додаток 3

Таблиця 3.1 –

Характеристика петрофізичних властивостей порід Пролетарського родовища (за даними КТП треста "Полтавнафтогазрозвідка")

№ п\п	№ скв.	№ керна	Інтервал одбора	Назва породи	$P_{вн}$ омм	$P_{в}$ омм	$P_n = \frac{P_{вв}}{P_{в}}$	Кп %	Кпр, мД
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2	4	1795- 1803	П-к м\з, среднесцем.	1.74	0.081	21.50	19.50	18.5
2	"	"	"	"	1.74	0.081	21.50	17.10	
3	"	6	1835- 1842	"	1.41	"	17.40	20.60	125.2
4	"	7	1842- 1849	"	1.51		18.60	17.50	16
5	"	8	1849- 1856	П-к м\з, слабосцем.	1.23	"	15.20	20.60	103.2
6	"	9	1886- 1893	П-к м\з, среднесцем.	1.70		21.00	15.70	15.2
7	5	3	1674- 1680	"	1.96	"	24.20	21.00	
8	"	6	1842- 1848	"	1.41		17.40	17.90	
9	"	30	2710- 2716	П-к м\з, плотн.	3.38	"	41.80	11.00	0.4
10	"	32	2723- 2732	"	5.45	"	67.30	8.60	0.3
11	"	"	"	"	4.85	"	57.40	10.00	0.5
12	6	36	2802- 2805	"	4.20	0.081	31.80	11.50	1.1
13	"	"	"	"	2.95	"	36.40	12.30	
14	"	41	2870- 2875	"	6.95	"	85.50	6.60	0.2
15	"	42	2917- 2924	"	7.32	"	90.00	4.50	0.03
16	"	"	"	"	3.54	"	43.60	11.00	0.7
17	"	"	"	"	6.55	"	80.00	9.10	0.1
18	"	"	"	"	7.20	"	89.00	8.80	0.1
19	"	"	"	"	9.30	"	115.00	5.10	0.3
20	"	"	"	П-к м\з, крепк.	3.94	"	48.50	10.90	0.9
21	"	43	2924- 2961	П-к м\з, плотн.	4.35	"	53.50	10.00	0.6

Продовж. табл.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	"	"	"	"	4.00	"	49.50	11.00	0.9
23	"	"	"	"	3.38	"	41.70	11.20	0.9
24	"	"	"	"	5.62	"	59.40	8.60	0.2
25	"	"	"	"	7.30	"	90.00	7.20	0.1
26	"	"	"	"	4.52	"	55.70	9.20	0.4
27	"	10	1964-1971	П-к ср\з, среднесцем.	1.53	0.081	18.90	17.80	17.8
28	"	"	"	"	1.44	"	17.80	18.80	17.2
29	"	"		П-к ср\з, плотн.	3.08	"	38.00	12.60	2.1
30	7	11	1971-1972	П-к ср\з, среднесцем.	1.14	0.081	14.00	22.10	
31	7	12	1972-1980	"	1.72	0.081	21.20	18.60	40.2
32	8	15	1885-1891	"	1.41	"	17.40	21.00	35.4
33	8	"	"	"	1.24	0.081	15.30	21.50	44.4
34	"	16	1891-1897	"	2.18	"	27.00	13.60	5.4
35	"	21	1951-1957	"	1.53	"	13.90	20.20	7.1
36	"	"	"	"	1.62	"	20.00	21.50	17.1
37	"	23	2008-2014	Алевролит	1.95	"	24.10	10.80	0.5
38	"	24	2014-2020	"	1.87	"	23.00	12.00	0.2
39	"	"	"	П-к ср\з, среднесцем.	1.69	"	20.90	19.00	16.2
40	"	33	2741-2747	П-к м\з, плот..	6.30	"	78.00	10.40	
41	"	"	"	"	6.19	"	76.50	6.50	
42	"	"	"	"	5.67	"	70.00	7.70	
43	"	"	"	П-к м\з, крепк.	41.20	"	50.70	1.40	
44	"	38	2816-2821	"	11.00	"	130.00	5.00	
45	"	"	"	"	30.10	"	370.00	2.70	
46	"	"	2895-2902	"	8.60	"	106.00	6.30	
47	"	"	"	"	9.15	"	113.00	5.30	
48	"	40	2902-2909	"	9.15	"	113.00	4.70	

Продовж. табл.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
49	"	"	"	П-к м/з, плот..	5.75	"	71.00	8.10	
50	41	5	1851- 1858	П-к ср\з, среднесцем.	1.94	"	24.00	18.50	4.6
51	41	6	1858- 1865	"	1.42	"	16.50	19.60	44.8
52	"	"	"	"	1.62	"	20.00	17.70	82.5
53	"	"	"	"	2.29	"	27.40	16.20	24.5
54	"	"	"	"	1.57	"	19.30	20.30	86.5
55	"	10	1973- 1983	П-к ср\з, среднесцем.	1.73	"	21.30	19.20	10.2
56	"	"	"	"	1.60	"	19.70	18.70	18.5
57	"	11	1983- 1993	П-к ср\з, слабосцем..	1.25	"	14.40	23.40	1325
58	"	"	"	"	1.68	"	20.80	20.00	114
59	"	19	"	"	1.43	"	17.70	22.40	149.5
60	"	22	2683- 2688	П-к ср\з, среднесцем.	1.52	"	18.80	18.00	57.2
61	"	"	"	"	2.49	"	30.70	15.00	9.4
62	"	30	2891- 2897	П-к ср\з, плотный	3.90	"	48.00	8.00	0.8

Результати розрахунку коефіцієнта проникності гірських порід Пролетарського ровища

Свердл.	№ пласт.	Горизонт	Інтервал	Нзф	ρс, Омм	ρзп, Омм	ρп, Омм	Кп ПС, %	Кп ЗП, %	Кп Рек, %	Кнґ	Кпр, 10 ⁻³ мкм ²	Кпр(зп), 10 ⁻³ мкм ²	Кпр(рек), 10 ⁻³ мкм ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
70	1	Б-11	1912,0-1915,2	2.4	0.9	25.0	7.0	13.0	13.5	13.5	0.6	0.9	0.8	0.9
70	2	Б-11	1931,6-1945,0	1.6	0.7	20.0	5.0	12.0	13.0	13.0	0.5	0.7	0.8	0.8
70	3	Б-12	1940,6-1957,6	3.6	0.7	16.0	6.0	12.0	16.0	13.0	0.6	0.7	0.7	0.7
70	4	Б-12	1946,6-1957,6	9.0	0.7	26.0	16.0	18.2	16.0	16.0	0.8	4.6	4.3	4.4
70	5	Б-12	1957,6-1960,8	3.2	0.7	24.0	6.0	22.5	18.0	19.0	0.6	30.0	18.6	24.3
70	6	Б-12	1960,8-1964,0	3.2	0.7	24.0	2.9	21.0	14.0	17.0	0.3	8.5	8.5	8.5
70	7	Б-12	1964,0-1966,4	1.6	0.7	43.0	2.2	18.0	10.5	12.5	0.4	0.5	0.5	0.5
70	8	Б-12	1966,4-1976,4	9.6	0.7	50.0	2.6	25.0	10.5	11.0	0.2	0.2	0.2	0.2
70	1	Б-11	1903,0-0907,0	3.0	1.7	24.0	3.8	22.0	21.0	22.0	0.6	197.3	226.3	211.8
71	2	Б-11	1907,0-1915,0	7.0	1.7	14.0	2.0	20.0	27.0	23.0	0.4	369.7	406.5	388.1
71	3	Б-11	1920-1922,4	1.6	1.7	24.0	7.5	16.0	21.0	19.0	0.7	30.0	36.8	33.4
71	4	Б-11	1935,2-1940,0	4.0	1.7	18.0	5.5	15.5	25.0	21.5	0.7	144.1	142.4	143.3
71	5	Б-12	1959,0-1964,0	5.0	1.7		16.0	25.0		24.5	0.9	948.4		948.4
71	6	Б-12	1967,0-1971,4	4.0	1.7	19.0	6.2	21.0	23.0	22.5	0.7	270.1	288.5	279.3
71	7	Б-12	1971,4-1981,0	9.0	1.7	19.0	2.5	22.0	23.0	22.0	0.6	197.3	189.4	193.4
71	1	Б-11	1926,4-1928,0	1.6	1.5		17.0	17.0		17.0	0.9	8.5		8.5
71	2	Б-12	1950,0-1958,8	8.8	1.5	28.0	11.5	25.0	25.0	24.5	0.8	948.4	824.2	886.3
72	3	Б-12	1958,8-1966,0	7.2	1.5	18.0	7.5	25.0	25.0	25.0	0.8	1298.3	1225.7	1262.0
72	4	Б-12	1966,4-1971,2	5.2	1.5	32.0	3.2	21.5	21.0	21.0	0.6	105.3	104.0	104.7
72	5	Б-12	1974,4-1986,2	11.0	1.5	16.0	1.4	25.0	25.0	25.0	0.5	1298.3	1127.8	1213.0
72	6	Б-12	1986,2-19992,8	5.0	1.5		0.8	26.0		25.0	0.2	1298.3		1298.3
72	1	Б-11	1906,0-1908,6	2.4	0.7	11.0	4.5	15.0	18.0	17.0	0.6	8.5	14.1	11.3
72	2	Б-11	1920,4-1922,2	1.6	0.7	12.0	5.2	12.0	17.0	12.0	0.6	0.4	0.7	0.5

Продовж. табл. 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
73	3	Б-11	1925,0-1926,2	0,8	0,7	11,0	5,7	11,0	18,0	11,0	0,7	0,2	26,6	13,4
73	4	Б-12	19,35,0-1940,0	5,0	0,7		20,0	21,0		21,0	0,8	105,3		105,3
73	5	Б-12	1940,0-1945,0	3,6	0,7		25,0	19,0		19,0	0,9	30,0		30,0
73	6	Б-12	1945,0-1947,0	1,4	0,7		18,0	17,5		17,0	0,8	8,5		8,5
73	7	Б-12	1948,8-1950,0	0,8	0,7		50,0	21,0		21,0	0,9	105,3		105,3
73	8	Б-12	1950,0-1956,2	5,2	0,7	20,0	6,0	21,0	20,0	20,0	0,7	56,2	48,4	52,3
73	9	Б-12	1956,2-1961,8	4,0	0,7	24,0	6,0	25,0	18,0	21,0	0,7	105,3	115,4	110,4
73	10	Б-12	1960,8-1965,4	4,6	0,7	24,0	4,2	22,0	18,0	20,0	0,6	56,2	49,0	52,6
73	11	Б-12	1965,4-1968,0	2,6	0,7	26,0	3,2	26,5	16,5	22,0	0,5	197,3	172,5	184,9
73	1	Б-10	1919,0-1926,8	5,0	0,6	9,0	2,5	23,0	21,0	22,0	0,5	197,3	185,4	191,4
73	2	Б-10	1931,0-1939,6	2,6	0,6		8,0	20,0		20,0	0,7	56,2		56,2
77	2a	Б-11	1936,0-1938,0	2,0						12,5		0,5		0,5
77	3	Б-11	1950,0-1953,6	3,6	2,1	18,0	7,0	10,5		10,5		0,1	0,4	0,3
77	4	Б-12	1963,4-1966,4	3,0	2,1	38,0	13,0	20,0	21,5	21,0	0,8	105,3	111,7	108,5
77	5	Б-12	1967,4-1982,0	10,6	2,1	28,0	14,0	21,0	25,0	22,0	0,8	197,3	176,0	186,7
77	6	Б-12	1982,0-1996,0	14,0	1,9	20,0	2,1	21,5	24,0	24,0	0,5	692,8	748,9	720,9
77	7	Б-12	1996,0-2000,2	4,2	1,9	12,0	18,0	25,0	29,0	25,0	0,5	1298,3	1445,2	1371,7
77	1	Б-11	1909,4-1913,4	4,0	1,1	18,0	9,0	15,0	17,0	16,0	0,7	4,6	4,7	4,6
77	2		1924,0-1927,6	3,0	1,5	18,0	7,5	16,0	21,0	16,0	0,6	4,6	5,0	4,8
78	3		1931,6-1933,0	1,4	0,8	24,0	62,0	13,0	18,0	13,0	0,5	0,7	1,1	0,9
78	4	Б-12	1946,0-1954,0	6,0	0,8	15,0	30,0	23,0	23,0	23,0	0,9	369,7	401,0	385,4
78	5		1959,0-1964,0	3,6	1,5	26,0	5,0	16,5	18,0	17,0	0,6	8,5	9,1	8,8
78	6		1964,0-1970,0	6,0	1,5	26,0	5,0	22,5	23,0	23,0	0,7	369,7	290,2	330,0
78	7		1970,0-1976,0	5,0	1,5	18,0	1,7	26,0	22,0	22,0	0,5	197,3	221,5	209,4
78	8	Б-12	1981,2-1983,8	2,6	1,5	23,0	2,4	15,5	18,0	16,0	0,4	4,6	6,5	5,5
78	1	Б-11	1902,8-1904,6	1,8	0,8	15,0	4,6	12,0		12,0	0,4	0,4	0,6	0,5
78	2	Б-11	1912,0-1914,4	2,0	0,8	9,0	3,0	15,0		15,0	0,3	2,4	1,9	2,1
4	3	Б-11	1917,2-1927,6	9,6	0,8	11,0	2,1	21,0	22,0	21,0	0,4	105,3	94,0	99,7
4	4	Б-12	1932,6-1935,8	3,2	0,8	11,0	1,8	21,0	22,0	21,0	0,4	105,3	110,4	107,8
4	5	Б-12	1951,4-1953,8	2,2	0,8	12,0	5,5	12,5	20,0	13,0	0,7	0,7	1,1	0,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
4	6	Б-12	1963,0-1966,2	3.2	0.8	16.0	7.0	24.0	23.0	23.0	0.7	369.7	349.3	359.5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
4	7	Б-12	1966,2-1970,8	4.6	0.8	17.0	3.0	22.5	20.5	21.0	0.6	105.3	116.6	111.0
4	8	Б-12	1970,8-1973,6	2.0	0.8	18.0	4.5	17.0	17.0	17.0	0.6	8.5	6.4	7.5
4	9	Б-12	1973,6-1977,6	4.0	0.8	20.0	2.1	21.5	20.0	21.0	0.4	105.3	91.0	98.1
4	10	Б-12	1977,6-1979,6	1.6	0.8	20.0	2.2	21.0	17.0	20.0	0.3	56.2	52.6	54.4
4	11	Б-12	1979,6-1985,6	6.0	0.8	18.0	18.0	20.5	20.0	20.0	0.4	56.2	60.1	58.2
4	12	Б-12	1985,6-1987,8	1.2	0.8	22.0	2.3	20.5	18.0	20.5	0.4	76.9	68.4	72.7
4	13	Б-12	1987,8-1993,2	4.6	0.8	11.0	1.5	25.0	25.0	24.0	0.4	692.8	630.1	661.5
4	14	Б-12	1993,2-1994,8	1.6	0.8	7.0	0.7	24.0	25.0	24.0	0.2	692.8	645.4	669.1
4	1	Б-11	1906,4-1910	2.2	1.5	7.0	1.7	14.5		14.5		1.8	2.6	2.2
4	2		1911,6-1925,6	14.0	1.5	21.0	1.9	21.0	20.0	20.0	0.3	56.2	50.2	53.2
41	3		1928,0-1931,6	3.0	1.5	15.0	4.0	12.5	24.0	13.0	0.6	0.7	0.8	0.8
41	4		1939,0-1941,0	2.0	1.5	15.0	6.0	10.0	24.0	10.0		0.1	0.2	0.1
41	5	Б-12	1955,0-1971,0	16.0	1.5	22.0	10.0	22.0	20.0	21.0	0.8	105.3	94.0	99.7
41	6		1974,4-1987	12.6	1.5	25.0	2.5	24.0	20.0	22.0	0.4	197.3	170.6	183.9
41	7		1989,2-1999,4	10.0	1.5	7.5	1.0	26.0	23.5	23.5	0.3	506.1	656.7	581.4
41	8		2001,0-2004,0	3.0	1.5	24.0	1.7	16.0	18.0	17.0	0.3	8.5	7.9	8.2
41	1	С2в	1903,6-1914,8	10.0	1.0	15.0	2.2	16.5	21.0	16.5	0.3	6.2	5.5	5.9
41	2	Б-11	1921,0-1923,0	1.2	1.0	20.0	5.7	13.0	18.0	13.0	0.6	0.7	1.2	0.9
348	3	Б-12	1948,8-1953,6	4.8	1.0	20.0	13.0	22.5	22.0	22.0	0.8	197.3	185.4	191.4
348	4	Б-12	1953,6-1959,0	5.4	1.0	18.0	0.9	25.0	22.0	24.0	0.1	692.8	681.6	687.2
348	5		1963,0-1964,6	1.4	1.0	29.0		22.5	15.0	21.0	0.4	105.3	99.8	102.6
348	6		1964,6-1969,4	3.8	1.0	20.0	2.2	23.0	18.0	22.0	0.3	197.3	185.4	191.4
348	7		1973,4-1976,6	3.2	1.0	25.0	4.7	16.5	16.0	16.0	0.4	4.6	5.6	5.1
348	8		1979,0-1983,6	3.8	1.0	26.0	7.0	22.5	16.0	21.5	0.4	144.1	151.6	147.9
348	9		1983,6-1987,6	3.6	1.0	22.0	2.2	25.0	20.0	23.0	0.2	369.7	351.5	360.6
348	10	Б-12	1993,6-1995	1.4	1.0	24.0	3.8	12.5		12.5	0.3	0.5	0.9	0.7
70	9	Н-3	2076-2080,0	1.8	0.7		18.0	11.5		10.0	0.7	0.4		0.4
70	10	Н-4	2083,4-2086,4	1.6	0.7	33.0	13.0	15.5	15.0	15.0	0.7	6.9	7.3	7.1

Продовж. табл.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
70	11	H-5	2086,4-2090,2,	3,8	0,7	26,0	10,0	13,5	13,5	15,0	0,7	6,9	6,7	6,8
70	12	B - 1	2268,8-2270,8	1,2	0,7	26,0	9,0	11,0	13,0	11,0	0,7	0,8	0,9	0,8
70	13	B - 2	2279,4-2285,4	5,4	0,7	26,0	52,0	20,0	17,0	19,0	0,9	61,9	57,3	59,6
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
70	14	B - 3	2308,6-2313,4	3,2	0,7		33,0	12,5		12,5	0,8	1,8		1,8
70	15	B - 4	2323,2-2324,4	0,8	0,7		21,0	9,5		9,5	0,7	0,3		0,3
70	16	B - 5	2329,0-2330,4	0,8	0,7		34,0	9,5		9,5	0,8	0,3		0,3
70	17	C1	2457,8-2460,8	1,6	0,7		18,0	10,0		10,0	0,7	0,4		0,4
70	18	B - 11	2514,8-2518,8	4,0	0,7		17,0	9,5		9,5	0,7	0,3		0,3
70	19	B-11	2519,6-2526,8	5,2	0,7	46,0	33,0	15,0	13,0	13,0	0,8	2,3	2,2	2,2
70	20	B-11	2539,6-2541,2	0,8	0,7		34,0	10,5		10,5	0,8	0,6		0,6
70	8	H-2	2099,2-2102,4	2,4	0,7	18,0	6,5	10,5	24,0	10,5	0,5	0,6	0,6	0,6
70	9	H-3	2119,2-2124,0	4,0	0,7	22,0	4,5	14,0	21,0	14,0	0,5	4,0	3,7	3,8
71	9a	B-2	2301,0-2302,0	1,0				8,9		8,9		0,2		0,2
71	10	B-3	2319,4-2327,4	7,0	0,7	17,0	32,0	20,0	25,0	20,0	0,9	107,2	119,5	113,4
71	11	B-5	2391,6-2396,0	4,0	0,7		20,0	12,0		12,0	0,8	1,3		1,3
71	12	B-5	2417,8-2419,6	1,0	0,7		16,0	9,0		9,0	0,6	0,3		0,3
71	13	B-10	2480,8-2481,6	1,6	0,7		7,3	10,0		10,0	0,5	0,4		0,4
71	14	B-11	3535,0-2543,0	8,0	1,3		15,0	8,0		8,0	0,6	0,1		0,1
71	7	H-3	2106,6-2111,0	3,4	1,5		11,0	12,0		12,0	0,8	1,3		1,3
71	8	B-1	2261,0-2275,0	13,0	1,5	7,5	28,0	19,0	19,0	19,0	0,9	61,9	69,0	65,5
72	9	B-1	2294,4-2297,8	1,6	1,5	12,0		8,5		8,5	0,5	0,2	0,5	0,3
72	8a	B-2	2308,0-2311,0	3,0				9,4		9,0		0,3		0,3
72	10	B-3	2332,0-2335,6	2,4	1,5	14,0		13,0		13,0	0,7	2,3	2,4	2,4
72	11	B-3	2335,6-2340,0	2,4	1,5		31,0	10,0		10,0	0,8	0,4		0,4
72	12	B-11	2547,4-2555,6	5,8	1,4		27,0	11,0		11,0	0,8	0,8		0,8
72	12	H-2	2035,0-2041,6	5,6	0,7	13,0	8,0	9,0	16,5	9,5	0,6	0,3	0,5	0,4
72	13	H-9	2219,6-2221,0	1,8	0,7		18,0	12,5		12,5	0,7	1,8		1,8
73	14	C1V2	2246,6-2248,2	1,4	0,7	22,0	12,0	9,0	14,0	11,0	0,7	0,8	0,9	0,8
73	15	B-3	2305,4-2310,8	5,4	0,7	26,0	54,0	13,0	16,0	14,0	0,9	4,0	3,8	3,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
73	16	B-3	2310,8-2314,0	3.2	0.7	13.0	50.0	20.0	21.0	20.0	0.9	107.2	100.3	103.8
73	17	B-9	2460,8-2462,2	1.8	0.7	15.0	6.0	10.5	17.0	11.0	0.7	0.8	0.9	0.8
73	18	B-11	2523,0-2527,0	4.0	0.7		29.0	11.5		11.5	0.7	1.0		1.0
73	8	H-3	2112,4-2116,0	3.6	1.9	25.0	13.0	13.0		13.0	0.7	2.3	2.1	2.2
73	9	B-3	2347,6-2354,2	5.6	1.7		17.0	20.0		20.0	0.8	107.2		107.2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
77	9a	BB-5	2434,0-2439,0	5.0				10.8		10.5		0.6		0.6
77	9	C1S	2037,6-2042,0	3.0	1.4	14.0	4.4	10.5		10.5	0.3	0.6	0.9	0.7
78	10	C1S	2081,,8-2084,0	2.2	1.2	26.0	5.0	10.5		10.5		0.6	0.7	0.6
78	11	H-3	2088,6-2094,0	3.6	1.2	24.0	10.0	12.0		12.0	0.6	1.3	1.3	1.3
78	12	H-3	2113,8-2117,0	3.2	1.2	28.0	3.8	9.0		9.0		0.3	10.4	5.3
78	13	H-9	2229,6-2232,0	2.0	1.2		33.0	10.5		10.5	0.8	0.6		0.3
78	14	B-2	2289,4-2292,4	3.0	1.2	23.0	60.0	8.5		8.5		0.2	0.1	0.2
78	15	B-2	2293,4-2296,6	2.0	1.2	24.0	60.0	11.0		11.0	0.8	0.8	0.7	0.7
78	16	B-3	2317,4-2324,2	5.4	0.8	32.0	52.0	20.0	16.0	19.0	0.9	61.9	65.5	63.7
78	15	C1s	2124,6-2128	2.0	0.8	30.0	5.1	10.5	13.5	11.0	0.6	0.8	0.6	0.7
78	16	H-9	2231,2-2234,8	1.2	0.8		17.0	15.0		15.0	0.8	6.9		3.4
4	17	H-9	2240,8-2242,2	1.4	0.8		21.0	8.5		8.5		0.2		0.1
4	18	B-1	2268,2-2270,4	2.0	0.8		34.0	10.5		10.5	0.8	0.6		0.3
4	18a	B-2	2304,0-2307,0	3.0				8.8		8.8		0.2		0.2
4	19	B-3	2327,0-2328,8	1.8	0.6		140.0	9.0		9.0		0.3		0.1
4	20	B-3	2328,8-2332,4	2.4	0.6		46.0	20.0		20.0	0.9	107.2		53.6
4	21	B-5	2409,0-2410,6	1.2	0.6		40.0	11.0		11.0	0.8	0.8		0.4
4	22	B-7-8	2479,4-2482,4	2.2	0.6		16.0	10.0		10.0	0.7	0.4		0.2
4	9	H-3	2102,0-2104,0	3.0	1.1	23.0	5.0	12.0	17.0	13.0	0.6	2.3	2.7	2.5
4	10	H-3	2108,0-2112,0	2.4	1.1		22.0	11.0		11.5	0.7	1.0		1.0
41	11	B-1	2282,0-2284,0	1.8	0.8		23.0	8.5		8.5	0.7	0.2		0.2
41	12	B-2	2315,0-2320,4	0.8	0.8		22.0	9.5		9.5	0.7	0.3		0.3
41	13	B-3	2340,0-2348,0	6.6	0.8		20.0	18.0		19.0	0.9	61.9		61.9
41	14	B-5	2424,4-2432,0	7.6	0.8		21.0	7.0		7.0		0.1		0.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
70	21	B-15	2624,6-2629,0	4.4	0.7		140.0	15.5		15.0	0.9	23.9		23.9
70	22	B-15	2630,6-2633,6	3.6	0.7		50.0	14.0		14.0	0.9	10.7	9.4	10.1
70	22a	B-16	2678,0-2679,6	1.6				8.9		9.0		0.2		0.2
70	23	B-16	2682,6-2684,0	1.0	0.7		26.0	10.0		10.0	0.8	0.4		0.4
70	24	B-18	2824,6-2830,4	4.0	0.7		33.0	11.0		11.0	0.8	1.0		1.0
70	25	B-18	2830,4-2835,6	3.8	0.7	36.0	20.0	10.5	14.0	14.0	0.9	10.7	4.7	7.7
70	26	B-19	2878,0-2886,8	8.2	0.7		36.0	15.0		15.0	0.9	23.9		23.9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
70	16	B-15	2638,0-2641,0	2.0	1.3		20.0	9.0		9.0	0.7	0.2		0.2
70	17	B-15	2643,8-2648,0	3.0	1.1		25.0	12.5		12.5	0.8	3.2		3.2
71	18	B-15	2648,6-2451,4	2.8	1.1		25.0	12.0		12.0	0.8	2.1		2.1
71	19	B-15	2652,0-2657,4	4.0	1.1		33.0	13.0		13.0	0.8	4.8		4.8
71	20	B-15	2658,4-2662,2	2.8	0.8	8.0	53.0	10.0	24.0	10.0	0.8	0.4	0.1	0.3
71	21	B-15	2663,4-3664,6	1.0	0.8		18.0	7.5		7.5	0.6	0.1		0.1
71	22	B-16	2711,0-2713,4	2.0	0.8		25.0	10.5		10.5	0.8	0.6		0.6
71	23	B-16	2772,6-2773,6	1.0	0.8		18.0	6.0		7.0		0.0		0.0
71	24	B-17	2787,0-2790,6	3.0	0.8		22.0	14.0		14.0	0.8	10.7		10.7
71	25	B-17	2792,0-2804	1.4	0.8		27.0	16.0		10.0	0.9	0.4		0.4
71	26	B-17	2822,6-2830,0	4.4	0.8		15.0	9.0		8.5	0.7	0.1		0.1
71	27	B-18	2861,0-2863,0	2.0	0.8		8.0	9.0		9.0	0.6	0.2		0.2
71	28	B-18	2866,0-2870,0	3.6	0.8		27.0	11.5		11.5	0.8	1.4		1.4
71	29	B-18	2871,4-2874	2.6	0.8	16.0	50.0	11.0		11.0	0.9	1.0	0.8	0.9
71	30	B-18	2903,0-2905,0	2.0	0.8		17.0	10.0		10.0	0.7	0.4		0.4
71	31	B-18	2909,6-2912,6	2.0	0.8		25.0	10.5		10.5	0.8	0.6		0.6
71	32	B-19	2916,0-2923,0	7.0	0.8	32.0	19.0	20.0	16.0	16.0	0.8	53.5	51.3	52.4
71	13	B-15	2665,6-2671,6	5.0	1.4		31.0	12.0		12.0	0.8	2.1		2.1
71	19	B-15	2627,0-2634,0	6.0	0.7	26.0	41.0	14.2	13.5	14.0	0.8	10.7	19.5	15.1
72	20	B-15	2634,0-2639,6	4.0	0.7	13.0	40.0	13.6	17.0	16.0	0.9	53.5	92.8	73.1
73	21	B-16	2687,4-2690,2	2.0	0.7		20.0	12.5	11.0	12.5	0.7	3.2		3.2
73	23	B-15	2641,2-2646,0	2.0	0.6		26.0	9.0		9.0	0.7	0.2		0.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
73	24	B-15	2641,0-2650,6	2.6	0.6		120.0	20.0		17.0	0.9	119.5		119.5
4	25	B-15	2650,6-2656,0	5.2	0.6	24.0	62.0	15.0	17.0	17.0	0.9	119.5	112.5	116.0
4	26	B-15	2656,0-2658,6	2.0	0.6		87.0	10.0		10.0	0.9	0.4		0.4
4	27	B-16	2707,6-2709,6	1.6	0.3		30.0	9.0		9.0	0.8	0.2		0.2
4	28	B-17	2790,2-2793,2	3.0	0.3		39.0	6.0		6.0		0.0		0.0
4	29	B-17	2793,2-2796,0	2.4	0.3		65.0	10.0		10.0	0.9	0.4		0.4
4	30	B-17	2818,2-2824,0	2.0	0.3		24.0	8.5		8.5	0.7	0.1		0.1
4	31	B-18	2850,6-2854,6	1.0	0.3		43.0	9.0		9.0	0.8	0.2		0.2
4	32	B-18	2854,6-2859,0	1.2	0.3		28.0	8.5		8.5	0.7	0.1		0.1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
4	33	B-18	2859,0-2860,4	1.4	0.3		140.0	6.5		6.5		0.0		0.0
4	34	B-19	2890,4-2900,8	8.6	0.3	11.0	55.0	18.0	16.0	17.0	0.9	119.5	106.1	112.8
4	35	B-19	2900,8-2908,4	6.6	0.3	11.0	140.0	13.0	16.0	13.0	1.0	4.8	5.0	4.9
4	36	B-19	2910,0-2814,0	2.4	0.3		100.0	11.0		11.0	0.9	1.0		1.0
4	15	B-15	2667,4-2670,2	1.2	0.6		30.0	10.0		10.0	0.8	0.4		0.4
4	16	B-15	2672,0-2684,2	9.0	0.6		25.0	11.0		12.0	0.8	2.1		2.1
41	17	B-16	2733,0-2735,4	1.0	0.6	26.0	7.0	10.0	13.0	10.5	0.6	0.6	7.5	4.1
41	17a	B-16	2739,0-2742,0	3.0				7.8		8.0		0.1		0.1
41	18	B-16	2816,4-2826,4	8.0	0.7		16.0	10.5		16.5	0.8	80.0		80.0
41	19	B-17a	2849,0-2853,2	3.0	0.7		19.0	9.5		9.5	0.7	0.3		0.3
41	20	B-18	2881,0-2892,0	10.4	0.7	27.0	15.0	11.0	15.0	14.0	0.8	10.7	10.6	10.7
41	21	B-19	2925,0-2940,0	13.4	0.7	27.0	19.0	12.0	15.0	12.0	0.8	2.1	2.6	2.4
41	21a	B-19	2928,0-2931,0	3.0				12.4		12.0		2.1		2.1
41	21b	B-19	2937,0-2940,0	3.0				12.1		12.0		2.1		2.1
41	22	B-19	2943,2-2945,4	2.0	0.7	40.0	18.0	10.5	11.0	11.0	0.8	1.0	0.8	0.9
41	23	B-19	3028,8-3031,4	2.6	0.7		19.0	8.5		8.5		0.1		0.1
41	24	B-19	3059,0-3016,4	2.4	0.7		23.0	9.0		9.0		0.2		0.2
41	25	B-19	3081,6-3085,2	3.0	0.7		2.5	11.0		12.5	0.4	3.2		3.2

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Султанов С.А. Контроль за заводнением нефтяных пластов / С.А. Султанов. – М. : Недра, 1974. – 224 с.
2. Кошляк В.А. Изучение нефтеотдачи пластов методами промысловой геофизики / В.А. Кошляк, Т.А. Султанов. – М. : Недра, 1986. – 193 с.
- 3 Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами / Б.М. Орлинский. – М. : Недра, 1977. – 230 с.
4. Еникеева Ф.Х. Ядерно-физические методы ГИС – основа интерпретационного обеспечения эффективного управления процессом разработки нефтяных месторождений. Опыт и результаты применения / Ф.Х. Еникеева, Г.Г. Яценко, Т.В. Хисметов, Е.А. Горобець, В.Т.Перелыгин // Науч.-техн. вестник „Каротажник”. – Тверь, 2006. – № 2-4(143 – 145). – С.360 – 396.
5. Сургучов М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучов. – М. : Недра, 1985. – 308 с.
6. Старостин В. А. Оценка характера обводнения нефтяных месторождений на основе построения фильтрационной модели по результатам ГИС / В.А. Старостин, Д.Д. Федорышин, И.О. Федак, А.В. Старостин // Науч.-техн. вестник „Каротажник”. – Тверь, 2005. – № 3-4(130 – 131). – С.102 – 110.
7. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа / Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золоева, Н.В. Царева. – М. : Недра, 1985. – 276 с.
8. Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажу сложных коллекторов [Текст] / С.С. Итенберг, Г.А. Шнурман. – М. : Недра, 1984. – 256 с.
9. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов : [метод. реком.] / Под ред. Б.Ю. Вендельштейна, В.Ф. Козяра, Г.Г. Яценко. – Калинин. : НПО "Союзпромгеофизика", 1990. – 261 с.

10. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / В.Н. Дахнов. – М. : Недра, 1972. – 368 с.
11. Добрынин В.М. Проблемы подсчета запасов нефти по залежам со сложными коллекторами / В.М. Добрынин // Методы подсчета запасов нефти и газа. М. : Наука, 1986. – 183 с.
12. Кобранова В.Н. Физические свойства горных пород / В.Н. Кобранова. – М. : Гостоптехиздат, 1962. – 490 с.
13. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин. – М. : Недра, 1969. – 368 с.
14. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин : [Справочник] / Под. Ред. В.М. Добрынина. – М. : Недра, 1988. – 476 с.
15. Латышева М.Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин / М.Г. Латышева, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов. – М. : Недра, 1990. – 312 с.
16. Промысловая геофизика : учебник для вузов / [В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов, А.Н. Африкян] : под ред. В.М. Добрынина. – М. : Недра, 1986. – 342 с.
17. Элланский М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики / М.М. Элланский. – М. : Недра, 1978. – 215 с.
18. В. Энгельгард. Поровое пространство осадочных пород / В. Энгельгард : пер.с немец. Геймана М.А. – М. : Недра, 1964. – 231 с.
19. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин / М.М. Элланский. – М. : ГЕРС, 2001. – 229 с.
20. Элланский М.М. Единая теоретическая модель проницаемости продуктивных отложений с межгранулярным типом пустот / М.М. Элланский // Геофизика. М. : РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – № 6. – С.38-47.
21. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород / Е.С. Ромм. – Л. : Недра, 1985. – 240 с.

22. Старостін А.В. Дослідження впливу структури порового простору на зв'язок колекторських і фільтраційних властивостей гірських порід (на прикладі нафтогазових родовищ ДДЗ) / А.В. Старостін // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2006. – № 1(13). – С.12 – 20.
23. Кобранова В.Н. Петрофизика / В.Н. Кобранова. – М. : Недра, 1986. –396 с.
24. Старостін В.А. Визначення ефективної проникності колекторів за даними ГДС / В.А. Старостін, О.М. Карпенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1994. – № 31. – С.4 – 9.
25. Иванов В.А., Храмов В.Г., Дияров Д.О. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа / В.А. Иванов, В.Г. Храмов, Д.О. Дияров // Труд. КНИГНИ. – М. : Недра, 1974. – № 9. – 96 с.
26. Медведев А.И. Построение интерпретационной модели по данным ГИС и испытаний / А.И. Медведев // Науч. – техн. вестник „Каротажник”. – Тверь, 1997. – № 36. – С.52 – 63.
27. Павленко Г.А. Достоверность результатов гидродинамических исследований и их влияние на адаптивность постоянно действующих геолого гидродинамических моделей к реальным горно-геологическим условиям залежи / Г.А. Павленко // Науч.-техн. вестник „Каротажник”. – Тверь, 2008. – № 10(175). – С.16 – 30.
28. Алексеев Ф.А Использование ядерных методов в нефтегазовой геологии / Ф.А. Алексеев, Р.П. Готтих, В.С. Лебедев. – М. : Недра, 1973. – 383 с.
29. Басин Я.Н. Есть ли будущее у Российского импульсного нейтронного каротажу / Я.Н. Басин // Науч. – техн. вестник „Каротажник”. – Тверь, 2000. – № 72. – С.59– 61.
30. Физические основы импульсных нейтронных методов исследования скважин / [Ю.С. Шимелевич, С.А. Кантор, А.С. Школьников, Н.В. Попов В.П.Ивакин и др.]. – М. : Недра, 1976. –214 с.
31. Теория нейтронных методов исследования скважин / С.А. Кантов, Д.А. Кожевников, А.Л. Поляченко, Ю.С. Шимелевич – М. : Недра, 1985. – 224 с.

32. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М. :Недра, 1978.–256 с.
33. Хуснулин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов / М.Х. Хуснулин . – М. : Недра, 1989. – 190 с.
34. Сеидов В.М. Определение остаточной нефтинасыщенности пластов по данным ИННК / В.М. Сеидов // Науч. – техн. вестник „Каротажник”. – Тверь, 2007. – № 3(156). – С.80– 84.
35. Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтегазопромысловой геологии / Д.А. Кожевников. – М. : Недра, 1974. – 184 с.
36. Старостін В.А. Методика комплексної інтерпретації імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу та гамма-спектрометричного каротажу / В.А. Старостін, В.В. Федорів, А.В. Старостін: збір. наук. праць. За Матеріалами 5^{ої} Міжнар. конф. „Нафта-Газ України-98”, Полтава, 15 – 17 вересня ”, том 1. – Полтава, 1998. – С.409 – 410.
37. Шакиров В.А. Методики интерпретации материалов ГИС в карбонатных отложениях семилукского и мендымского горизонтов Ромашкинского месторождения / В.А. Шакиров, Ю.В. Кармильцев // Науч. – техн. вестник „Каротажник”. – Тверь, 2005. – № 128. – С.27 – 33.
38. Путкарадзе Л.А. Оценка текущей и остаточной нефтенасыщенности коллекторов по результатам ИНК обсаженных скважин / Л.А. Путкарадзе // Науч. – техн. вестник „Каротажник”. – Твер, 2001. – № 84. С 125 – 136.
39. Старостін В.А. Використання методу гамма-спектрометрії при врахуванні впливу поліміктового складу скелету породи на нейтронні властивості покладів / В.А. Старостін, В.В. Федорів, А.В. Старостін // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1997. – № 34 (Том 1). – С.33 – 39.
40. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам исследований скважин с привлечением результатов анализов керн, опробований и испытаний продуктивных

пластов : [метод. реком.] / Под ред. Б.Ю. Вендельштейна, В.Ф. Козяра, Г.Г. Яценко. – Калинин. : НПО "Союзпромгеофизика", 1990. – 261 с.

41. Старостін В.А. Аналіз методик визначення фільтраційних властивостей колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин / В.А. Старостін, А.В. Старостін // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 3(4). – С.18 – 23.

42. Шейдеггер А.Э. Физика течения жидкости через пористые среды / А.Э. Шейдеггер. – М. : Гостехиздат, 1960. – 249 с.

43. Добрынин В.М. Петрофизика : [учеб. для вузов] / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М. : Недра, 1991. – 368 с.

44. Кожевников Д.А.. Настройка петрофизических моделей гранулярных коллекторов / Д.А. Кожевников, К.В. Коваленко // Науч. – техн. вестник „Каротажник”. – Тверь, 2007. – № 1(154). – С.64 – 77.

45. Вендельштейн Б.Ю. Исследование связи между параметром насыщения и коэффициентом водонасыщения для полимиктовых песчаников и алевролитов месторождений Узень и Жетыбай : в кн. [Петрофизика и промысловая геофизика] / Б.Ю. Вендельштейн, А.С. Горбенко : Труды Моск. ин-та нефт. и газ. пром-сти. – М. : Недра, 1969. – № 89. – С. 33-40.

46. Вендельштейн Б.Ю. О связи между параметром пористости, коэффициентом поверхностной проводимости, диффузионно–адсорбционными свойствами терригенных пород / Б.Ю. Вендельштейн // Труды МИНХ и ГП. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – № 31. – С. 16-30.

47. Дияров Д.О. О моделировании распределения и течения неоднородных жидкостей в пористой среде : в кн. [Применение математических методов в геологии] / Д.О. Дияров, В.А.Иванов, В.Г. Храмова. – Алма-Ата, Наука. – 1968. – С. 317 – 322.

48. Старостін А.В. Використання розподілу відносного електричного опору у функції поточного водонасичення для оцінки структури порового простору пластів-колекторів / А.В. Старостін // Матер. Міжнарод. наук.–практ. конфер.

16-20 травня 2005. „Наукові дослідження – теорія та експеримент 2005”. – Полтава, ПолтНТУ ім. Ю.Кондратюка, 2005. – С.9-10.

49. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – М. :Недра, 1975.–341 с.

50. Поляков Е.А. Методика изучения физических свойств коллекторов нефти и газа / Е.А. Поляков. – М. : Недра, 1981. – 182 с.

51. Афанасьев В.С. Новая петрофизическая модель электропроводности терригенной гранулярной породы / В.С. Афанасьев, С.В. Афанасьев. – Тверь, «ГЕРС», 1993. – 28 с.

52. Александров Б.Л. Влияние температуры на удельное сопротивление и скорость распространения акустических волн в глинах / Б.Л. Александров, В.С.Афанасьев // Нефтегазовая геология и геофизика. – М. : ВНИИОЭНГ, 1976. – № 18. – С. 10 – 14.

53. Справочник по специальным функциям с формулами, графиками и математическими таблицами : перев. с англ. под редак. М.Абрамовица, И. Стиган. – М. : Наука, 1979 – 830 с.

54. Старостін В.А. Можливості ідентифікації колекторів Семенівського родовища за параметрами порового простору / В.А. Старостін, І.О. Федак, А.В. Старостін // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 4(13). – С.48 – 52.

55. Старостін В.А. Побудова фільтраційної моделі Семенівського нафтового родовища за геофізичною інформацією / В.А. Старостін, Д.Д. Федоришин, І.О. Федак, А.В. Старостін // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 3 (16). – С.25 – 29.

56. Хабаров А.В. Методика определения проницаемости по данным ГИС с учетом типизации пород-коллекторов / А.В. Хабаров, П.К. Федоров // Науч. – техн. вестник „Каротажник”. – Тверь, 2006. – № 5(146). – С.77 – 83.

57. Кузнецов С.В. Об одной модели пористого грунта (геометрические параметры и коэффициент фильтрации) / С.В. Кузнецов // Журнал прикладной механики и технической физики. – М. : 1961. – № 1. – С 85 – 94.

58. Леонтьев Е.И. Моделирование в петрофизике. – М. : Недра, 1978. – 124 с.
59. Каждан А.Б. Математические методы в геологии / А.Б. Каждан, О.И. Гуськов. – М. : Недра, 1990. – 251 с.
60. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин : учебник для вузов / Р.А. Резванов. – М. : Недра 1982. – 368 с.
61. Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений / [Ф.А. Алексеев, И.В. Головацкая, Ю.А. Гулин и др]. – М. : Недра, 1978. – 359 с.
62. Ларионов В.В. Радиометрия скважин / Ларионов В.В. – М. : Недра, 1969. – 327 с.
63. Амурский А.Г. Метрологическая аттестация и сертификация аппаратуры двухзондового импульсного нейтрон-нейтронного каротажа / А.Г. Амурский, И.А. Титов., Е.П. Боголюбов, А.М. Блюменцев. // Науч.-техн. вестник „Каротажник”. – Тверь, 1997. – № 35. – С. 104 – 114.
64. Старостін В. А. Використання техногенних джерел температури при контролі за ефективністю розкриття пластів нафтогазових родовищ / В.А. Старостін, В.Й. Прокопів, Д.Д. Федоришин, В.В. Гладун, А.В. Старостін // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 3(8). – С.81– 86.
65. Кожевников Д.А. Оценка содержания пелитовой фракции по данным гамма-спектрометрии в комплексе ГИС / Д.А. Кожевников, Н.Е. Лазуткина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М. : ВНИИОЭНГ, 1994. – №1. – С. 12 – 15.
66. Старостін В.А. Можливості застосування ІННК при визначенні поточних значень коефіцієнта нафтонасичення в відкладах поліміктового складу ДДЗ / В.А. Старостін, В.В. Федорів, А.В. Старостін // Тези доповідей науково-технічної конференції професорсько-виклад. складу університету; Івано-Франк. держ. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 1998. – С.139.
67. Алексеев Ф.А., Готтих Р.П. Использование спектрометрии гамма-излучения при изучении нефтегазоносных бассейнов / Ф.А. Алексеев, Р.П. Готтих // Советская геология. – М. : 1978. – № 3. – С. 68 – 81.

68. Готтих Р.П. Радиоактивные элементы в нефтегазовой геологии / Р.П. Готтих. – М. : 1980, 253 с.
69. Старостін В.А. Виділення стратиграфічної границі між візейським та турнейським ярусами за даними гама-спектрометрії / В.А. Старостін, Д.Д. Федоришин, В.В. Федорів, А.В. Старостін // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1999. – № 36 (Том 1). – С.152 – 161.
70. Ильинский В.М. Геофизические исследования коллекторов сложного строения / В.М. Ильинский, Ю.А. Лимбергер. – М. : Недра, 1981. – 208 с.
71. Ивакин Б.Н. Акустический метод исследования скважин / Б.Н. Ивакин, Е.В. Карус, О.Л. Кузнецов. – М. : Недра, 1978. – 320 с.
72. Старостін А.В. Вплив вторинних процесів утворення порід-колекторів на достовірність визначення коефіцієнта пористості методом акустичного каротажу / А.В. Старостін, О.Н. Струтинська, В.А. Старостін. // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2005. – № 1(10). – С.25 –29.
73. Федоришин Д.Д. Вплив процесу регенерації зерен гірських порід на їх акустичні властивості / Д.Д. Федоришин, А.В. Старостін // Міжн. наук. конф. Проблеми геології та нафтогазоносності Карпат. НАН Ураїни ІГГТК. – Львів, 2006. – С 225 – 227.
74. Прошляк Б.К. Вторичные изменения терригенных пород-коллекторов нефти и газа / Б.К. Прошляк. – М. : Недра, 1974. – 232 с.
75. Гепиков К.Р. К вопросу об изменении пористости песчаных пород с глубиной / К.Р. Гепиков, Е.П. Ермилова, Н.А. Орлова // Докл. АН СССР. – М. : 1962. – №2, т. 144. – С. 435-437.
76. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. – М. : Недра, 1970. – 239 с.
77. Петкевич Г.И., Вербицкий Т.З. Исследование упругих свойств пористых геологических сред, содержащих жидкости / Г.И. Петкевич, Т.З. Вербицкий. – К. : Наукова думка, 1965. – 76 с.

78. Авчян Г.М. Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах / Г.М. Авчян. – М. : Недра, 1972. – 224 с.
79. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтяных коллекторов / Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов. – М. : Недра, 1978. – 316 с.
80. Лукин А.Е. Опыт фациального анализа терригенных коллекторов нефти и газа по промыслово-геофизическим и геохимическим данным / А.Е. Лукин // Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. – М. :ВИЭМС, 1978. – 37с.
81. Муромцев В.А. Использование кривых самопроизвольной поляризации (ПС) для выделения фациальной природы осадков палеогеографических реконструкций / В.А. Муромцев // В кн.: Прогнозирование геологического разреза по геофизическим данным. – Л.: Недра, 1982. – С. 76 – 83.
82. Изотова Т.С. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики / Т.С. Изотова, С.Б. Денисова, Б.Ю. Вендельштейн. – М. : Недра, 1993. – 183 с.
83. Косаченко В.Д. Встановлення особливостей осадконакопичення нафтогазоперспективних структур / В.Д. Косаченко, С.Н. Бурманова, Л.Г. Головцина // Нафтова і газова промисловість. – К. : 2001. – №4. – С.10-14.
84. Старостін А.В. Методичні особливості комплексу геофізичних досліджень технічного стану обсадних та експлуатаційних колон / А.В. Старостін // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 1(18). – С. 87– 91.
85. Старостін А. В. Комплексне вивчення технічного стану експлуатаційних колон методами геофізичних досліджень / А.В. Старостін // Матер. Міжнарод. наук.-практ. конфер. Том. 8, 2005. „Розвиток наукових досліджень”. – Полтава, „Інтер Графіка”, 2005. – С.156 – 157.