

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ



На правах рукопису

Коваль Ярослав Миколайович

УДК 550.832+553.981.2

**МЕТОДОЛОГІЧНІ ОСНОВИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ
ВИЗНАЧЕННЯ ГАЗОНАСИЧЕННЯ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ
ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ
ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН**

Спеціальність 04.00.22 – Геофізика

Дисертація на здобуття наукового
ступеня кандидата геологічних наук

*Примірник дисертації
ідентичний до інших
примірників*

В. секретар спецради

Губ (Т.О. Пудженко)

Науковий керівник
Федоришин Д.Д.
д. г. н., професор

Івано-Франківськ – 2012



d 425

ЗМІСТ

№ п/п	Назва розділу	стор.
	Перелік умовних позначень, символів, одиниць, скорочень і термінів.....	4
	Вступ.....	5
1	Стан проблеми визначення характеру насичення порід-колекторів складної будови за даними методів електричного та нейтронного каротажів.....	9
1.1	Аналіз існуючих методик визначення характеру насичення порід-колекторів за даними методів електричного каротажу.....	11
1.2	Аналіз існуючих методик визначення характеру насичення порід-колекторів за даними методів нейтронного каротажу.....	25
2	Моделювання електропровідності газонасичених порід-колекторів складної будови.....	35
2.1	Вплив структури порового простору газонасичених порід-колекторів на їх електропровідність.....	37
2.2	Модель електропровідності мономіктових неглинистих пісковиків на прикладі Тимофіївського та Куличихинського родовищ.....	48
2.3	Модель електропровідності поліміктових глинистих пісковиків на прикладі Розпашнівського родовища.....	59
3	Визначення коефіцієнта газонасичення порід-колекторів із глинисто-карбонатним цементом.....	83
3.1	Модель електропровідності порід-колекторів із глинисто-карбонатним цементом.....	83
3.2	Можливості ідентифікації типу цементу за результатами нейтронного гамма-каротажу.....	88
3.3	Індивідуальна модель електропровідності порід-колекторів Богородчанського родовища.....	106

3.4	Прогноз розподілу гірських порід міоценових відкладів Богородчанського родовища за типом цементу.....	111
3.5	Врахування статистичних флуктуацій під час виділення границь пластів за кривими гамма-каротажу.....	116
4	Адаптація методики визначення коефіцієнта газонасичення продуктивних пластів за даними ІННК для порід-колекторів складної будови.....	124
4.1	Побудова карти розподілу часу життя теплових нейтронів у твердій фазі породи-колектора складної будови із використанням результатів нейтронного гамма-каротажу.....	124
4.2	Врахування впливу свердловинних умов при визначенні коефіцієнта поточного газонасичення методом ІННК	133
	Висновки.....	141
	Список використаних джерел.....	144
	Додатки.....	159

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

- ГДС – геофізичні дослідження свердловин
- ГК – гамма-каротаж
- ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина
- ІННК – імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж
- K_v – коефіцієнт водонасичення
- $K_{vз}$ – коефіцієнт залишкового водонасичення
- K_g – коефіцієнт газонасичення
- $K_{гг}$ – коефіцієнт об'ємної глинистості
- K_{pl} – коефіцієнт поліміктовості
- K_p – коефіцієнт пористості
- $K_{пр}$ – коефіцієнт проникності
- НГК – нейтронний гамма-каротаж
- ННК-Т – нейтрон-нейтронний каротаж по тепловим нейтронам
- ПСГ – підземне сховище газу
- ПС – метод потенціалі самочинної поляризації
- R_p – параметр пористості
- R_n – параметр насичення
- $S_{гг}$ – коефіцієнт масової глинистості
- ρ_p – питомий електричний опір пласта
- ρ_v – питомий електричний опір пластової води
- $\tau_{тв}$ – час життя теплових нейтронів у твердій фазі породи
- $r_{сер}$ – середній радіус пор
- λ_n – декремент затухання теплових нейтронів у породі
- ω^n – водневміст породи-колектора

ВСТУП

Актуальність теми. Нестача вуглеводнів для зростаючих потреб світової економіки призводить до підвищення цін на енергосії, що вимагає особливої уваги нашої Держави до нафтогазовидобувної галузі.

На сьогодні великий об'єм газу на родовищах України видобувається із пластів-колекторів складної будови. За таких геологічних умов у багатьох випадках достовірність визначення початкового і поточного коефіцієнтів газонасичення з об'єктивних причин залишається низькою, що призводить до загального зниження об'ємів розвіданих запасів газу. Тому, підвищення точності визначення коефіцієнта газонасичення складнобудованих порід-колекторів за результатами геофізичних досліджень свердловин є актуальною проблемою.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Проведені автором дослідження є складовою частиною науково-дослідних робіт: Д-8-Ф “Геологічні чинники впливу на ємнісно-фільтраційні властивості та нафтогазоносність порід-колекторів Передкарпатського прогину” (державний реєстраційний № 0104U004086) та ГМ-6 “Комплексні лабораторні дослідження низькоомних порід-колекторів нафтогазових провінцій України з метою підвищення достовірності оцінки продуктивності” (державний реєстраційний № 0104U005005) – науково-дослідного інституту нафтогазових технологій ІФНТУНГ; №40/17 “Виділення пропущених продуктивних пластів нафтогазових родовищ Карпатської нафтогазоносної провінції за допомогою побудови їх фільтраційно-ємнісних моделей” – ЗАТ ВДО “Реґіон”; №51/8 “Побудова фільтраційної моделі об'єктів зберігання газу Богородчанського ПСГ” – КНВП “Нафтогазтехсервіс”.

Мета і задачі дослідження. Головною метою роботи є розроблення методологічних основ обробки та інтерпретації геофізичних даних, що

підвищить достовірність визначення коефіцієнта газонасичення складнопобудованих порід-колекторів.

Для досягнення мети необхідно було розв'язати такі задачі:

- дослідити можливість кількісної оцінки впливу структури порового простору газонасичених порід-колекторів на їх питомий електричний опір;
- створити модель електропровідності мономіктових неглинистих пісковиків з врахуванням впливу структури порового простору колектора на питомий електричний опір гірських порід;
- дослідити можливість врахування впливу води, зв'язаної пілітизованими зернами поліміктових глинистих пісковиків на їх електропровідність;
- створити модель електропровідності поліміктових глинистих пісковиків з врахуванням ступеня пілітизації зерен їх мінерального складу;
- розробити новий спосіб врахування мінливості пропорцій глинистої і карбонатної компонент у цементі газонасичених порід-колекторів на їх питомий електричний опір при створенні моделі електропровідності;
- розробити новий спосіб врахування неоднорідності мінерального складу скелету і глинисто-карбонатного цементу газонасичених пластів-колекторів для розрахунку часу життя теплових нейтронів у твердій фазі гірської породи при визначення коефіцієнта газонасичення за даними ІННК.

Об'єкт дослідження. Нижньокам'яновугільні відклади Тимофіївського і Куличихинського газоконденсатних родовищ, верхньокам'яновугільні відклади Розпашнівського газоконденсатного родовища Дніпровсько-Донецької западини та міоценові відклади Богородчанського газового родовища Карпатського нафтогазоносного регіону.

Предмет дослідження. Газонасичення порід-колекторів та чинники, що впливають на достовірність його визначення.

Методи дослідження. Статистична обробка результатів лабораторних досліджень взірців керна і свердловинних геофізичних досліджень продуктивних інтервалів. Аналіз теоретичних і експериментальних моделей

петрофізичних параметрів продуктивних відкладів. Теоретичне моделювання електричних і нейтронних властивостей гірських порід.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у тому, що уперше запропоновано:

– градієнт залежності параметра насичення від коефіцієнта водонасичення газоносного пласта використовувати для врахування структури порового простору в моделі електропровідності мономіктових неглинистих пісковиків;

– модель електропровідності поліміктових глинистих пісковиків, у якій враховується ступінь пілітизації зерен скелету і зв'язану за рахунок неї воду;

– модель електропровідності порід-колекторів із глинисто-карбонатним цементом, у якій враховується ступінь карбонатності цементу за даними нейтронного гамма-каротажу;

– методологічні основи використання комплексу методів стаціонарного та імпульсного нейтронного каротажів для визначення коефіцієнтів газонасичення з можливістю врахування впливу ступеня карбонатності цементу гірської породи на час життя теплових нейтронів у її твердій фазі.

Практичне значення одержаних результатів. Теоретичні положення і практичні висновки, розроблені у дисертаційній роботі, реалізовуватимуться на площах і родовищах України, розрізи яких виповнені породами-колекторами складної будови.

Практичне застосування отриманих наукових результатів дасть змогу суттєво підвищити точність визначення коефіцієнта газонасичення мономіктових неглинистих, поліміктових глинистих пісковиків та порід-колекторів із змішаним типом цементу.

Особистий внесок здобувача. Автором дисертації науково обґрунтовано параметр для кількісної оцінки структури порового простору пластів-колекторів, створено модель електропровідності для мономіктових неглинистих пісковиків на прикладі Тимофіївського і Куличихинського родовищ та модель електропровідності для поліміктових глинистих

пісковиків на прикладі Розпашнівського родовища.

Розроблено спосіб кількісної оцінки ступеня карбонатності глинисто-карбонатного цементу пластів-колекторів на основі використання результатів нейтронного гамма-каротажу.

Обґрунтовано та запропоновано новий спосіб урахування мінливості мінерального складу глинисто-карбонатного цементу при визначенні часу життя теплових нейтронів у твердій фазі породи-колектора.

Апробація результатів дисертації. Результати досліджень, викладених у дисертації, доповідались на наукових і науково-технічних конференціях, а саме: Міжнародній науково-технічній конференції “Ресурсозберігаючі технології у нафтогазовій енергетиці”, (м. Івано-Франківськ, 2007); VII Міжнародній конференції “Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины”, (м. Сімферополь, 2007); Міжнародній науково-практичній конференції “Нафтогазова геофізика – стан та перспективи”, (м. Івано-Франківськ 2009); XV Міжнародному науковому симпозиумі імені академіка М.А. Усова студентів і молодих учених “Проблемы геологии и освоения недр”, (Томськ (Росія), 2011); Міжнародній науково-практичній конференції і виставці “Нафтогазова енергетика – 2011”, (м. Івано-Франківськ, 2011).

Публікації. За темою дисертації автором опубліковано 14 праць: наукових статей у фахових виданнях – 8, тез доповідей – 6 (з них одноосібних статей – 1, тез доповідей без співавторів – 1).

Роботу виконано під керівництвом доктора геологічних наук, професора Д. Д. Федоришина, якому автор висловлює глибоку вдячність за постійну увагу, цінні поради та всебічну підтримку.

Автор висловлює щирю подяку за корисні поради кандидатів геолого-мінералогічних наук, професору В.П. Степанюку, кандидатів геолого-мінералогічних наук, доценту В.А. Старостіну, кандидату геологічних наук І.О. Федаку.

РОЗДІЛ 1

СТАН ПРОБЛЕМИ ВИЗНАЧЕННЯ ХАРАКТЕРУ НАСИЧЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ СКЛАДНОЇ БУДОВИ ЗА ДАНИМИ МЕТОДІВ ЕЛЕКТРИЧНОГО ТА НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖІВ

Геолого-геофізичні дослідження розрізів нафтогазових родовищ вказують на наявність значної кількості порід-колекторів з полімінеральним складом скелета породи, багатокомпонентним складом цементу матеріалу та складною будовою порового простору. В роботах [1, 2] породи-колектори поділяються на дві групи. До першої групи відносяться породи простої будови з мономінеральним складом матриці і однорідною структурою порового простору. До другої відносяться складнобудовані колектори, які характеризуються ущільненістю, значною шаруватістю, неоднорідністю за літологічним складом та пористістю, вторинною пористістю, складною структурою порового простору, значною глинистістю колектора, поліміктовим складом матриці [1, 2, 3, 4, 5]. До складнобудованих порід-колекторів із складною структурою порового простору відносять: порово-тріщинуваті, порово-кавернозні, порово-тріщинувато-кавернозні та чисто тріщинуваті колектори [1].

Часто до складнобудованих або просто складних колекторів відносять породи, які вміщують рухомі флюїди або газ, і звичайними способами інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин виділяються нечітко або взагалі не виділяються на фоні порід, що їх вміщують. Це – слабо консолідовані теригенні породи, які залягають на невеликих глибинах, продуктивні породи-колектори з низьким електричним опором, теригенні або карбонатні товщі, тріщинуваті колектори.

Існуючі системи геофізичної інтерпретації тісно пов'язані з необхідністю петрофізичного моделювання нейтронних і електричних властивостей газонасичених порід-колекторів. Ці напрямки є основними для

вирішення задачі підвищення ефективності визначення газонасичення продуктивних горизонтів. Для пластів-колекторів складної будови характерним є неадекватне відображення їх геологічних характеристик у фізичних полях, у зв'язку з чим визначені геофізичні параметри не завжди відповідають дійсним пластовим умовам. Існуючі методики визначення характеру насичення в цьому випадку не завжди є інформативними.

Нафтогазові родовища України характеризуються різними стадіями розробки. Існує велика кількість родовищ, у яких продуктивні поклади у певній мірі обводнені, що може бути пов'язано як з підйомом міжфлюїдних контактів, так і нерівномірним вилученням вуглеводнів та проривом нагнітальних вод. Використання геофізичних методів дослідження свердловин на цьому етапі розроблення родовищ дозволяє визначати поточні коефіцієнти газонасичення пластів, що дає змогу запроєктувати і застосувати заходи з підвищення ефективності вилучення газу.

Ефективність визначення поточного коефіцієнта газонасичення (K_g) пластів у значній мірі залежить від точності встановленої величини початкового газонасичення і положення газорідинних контактів. Основними геофізичними методами, які застосовуються для вирішення цієї задачі у відкритому стовбурі свердловин є методи електрометрії. На результати електрометрії свердловин, окрім насичення пласта-колектора, суттєво впливає також компонентний склад струмопровідних мінералів матриці гірської породи.

Гірські породи, які виповнюють продуктивні горизонти багатьох нафтогазових родовищ України, характеризуються неоднорідністю мінерального складу скелету, а також наявністю вторинних процесів, які завершуються утворенням нових глинистих мінералів. Окрім цього, для такого типу порід відмічається розподіл уламків гірських порід за розміром, що суттєво впливає на перетин і властивості поверхні порових каналів. Мінеральний склад скелету породи обумовлює також степінь відсортованості зерен, їх форму і розмір. Більшість геологічних розрізів нафтогазових

родовищ виповнені породами з поліміктовим складом скелету, які у значній мірі є неоднорідними за будовою порового простору. Такий вид неоднорідності продуктивних товщ знижує інформативність та ефективність геолого-геофізичних досліджень, що в кінцевому варіанті призводить до похибки у визначенні коефіцієнта газонасичення.

Розширення можливостей геофізичних методів для вирішення поставлених у роботі завдань можна здійснити в результаті використання сучасних технологій ГДС. У наш час для дослідження характеру насичення пластів-колекторів використовуються різні модифікації методів електричного і ядерно-геофізичних каротажів.

1.1 Аналіз існуючих методик визначення характеру насичення порід-колекторів за даними методів електричного каротажу

Питанню визначення початкового коефіцієнта насичення за інформацією електропровідності порід-колекторів насичених нафтою або газом, приділено багато уваги вченими В.Н. Дахновим, Б.Ю. Вендельштейном, В.М. Добриніним, М.Г. Латишевою, М.М. Еллінським та ін. Цими вченими запропоновано ряд методик, які дають змогу успішно вирішувати згадану вище задачу.

Достовірність визначення коефіцієнта насичення пластів-колекторів тісно пов'язана з якістю моделей електричних властивостей порід-колекторів. Наведемо основні фізичні уявлення про породу-колектор як провідник електричного струму. Породи-колектори гранулярної будови, які повністю насичені пластовою водою, характеризуються питомим електричним опором, який залежить як від питомого електричного опору пластової води ρ_w , так і від параметрів порового простору та мінерального складу матриці гірської породи. Питомий електричний опір пластової води

залежить від концентрації і хімічного складу солей, які входять до складу розчину, та температури пласта. Питомий електричний опір більшості мінералів змінюється в широких межах – від 10^{-6} до 10^{15} Ом. Широкі межі зміни питомого електричного опору монокристалів і полікристалічних різновидностей пояснюється їх неоднорідністю, наявністю в них домішок. Наявність домішок може змінити будову кристалічної решітки мінералів, утворюючи в полікристалі мережу шляхів різної електропровідності. Для глинистих порід і порід складної будови питомий електричний опір залежить від співвідношення компонентів породи з різними електричними властивостями.

Результати вивчення геолого-фізичних параметрів гірських порід дають можливість створювати моделі пластів-колекторів для визначення їх колекторських властивостей за геофізичною інформацією. У своїй основі це – багатопараметрична і дуже складна задача, для розв'язання якої використовуються різні статистичні та аналітичні методи. Окрім цього, вирішення багатопараметричних задач значною мірою ускладнюють характеристики системи спостереження фізичного поля у свердловині, а також методичні аспекти проведення вимірювань.

Задача удосконалення системи інтерпретації геофізичної інформації у процесі дослідження геологічних характеристик порід-колекторів продуктивних покладів із складною будовою тісно пов'язане з необхідністю створення моделей досліджуваного середовища. Характеристика геологічного середовища проводиться на основі моделей – аналогів або моделей, побудованих за даними експериментальних досліджень, які визначають взаємозв'язки між параметрами фізичної і геологічної природи. Такі моделі і є основою проведення інтерпретації геофізичної інформації для одержання розв'язку геологічної задачі.

Проблема розв'язання цієї задачі пов'язана з можливою невизначеністю зв'язку геологічних і фізичних параметрів. Геологічні характеристики не завжди відображаються у фізичному полі, параметри

якого реєструють геофізичні вимірювальні прилади у свердловинах. Особливо така ситуація характерна для складнопобудованих порід-колекторів.

Модель середовища дає змогу досліджувати взаємозв'язки геологічних і фізичних параметрів породи-колектора. Модель, з одного боку, адаптує наші пізнання у вигляді системи рівнянь у реальну характеристику об'єкта, а з іншого боку, представляє експериментальні дослідження у вигляді взаємозамкнутої системи об'єктивно існуючих законів, які характеризують геологічне середовище. Система рівнянь визначається параметричним описом геологічного об'єкта і допустимими межами розв'язання геологічної задачі.

Питанню створення моделей, що характеризують взаємозв'язки між фізичними і геологічними параметрами середовища присвячено низку наукових і прикладних досліджень вчених Кобранової В.Н. [6], Дахнова А.В. [7], Елланського М.М. [8, 9], Авчана Г.М. [10], Леонтьєва Е.І. [11], Дахнова В.Н. [12], Вендельштейна Б.Ю., Резванова Р.А. [13] тощо.

У практиці дослідження характеристик продуктивних порід-колекторів часто використовується термін “петрофізичне моделювання”. Петрофізичне моделювання полягає у дослідженні фізико-хімічних явищ, які відбуваються в гірських породах, та встановленні кількісних взаємозв'язків між їх петрофізичними параметрами [11]. Петрофізичні моделі багатьох авторів [6, 7, 9, 10, 13, 14, 15, 16], представлялись як однофакторними, так і багатофакторними рівнями зв'язків між геологічними і фізичними параметрами порід-колекторів. Загальну схему проведення петрофізичного моделювання запропоновано Леонтьєвим Е.І. [11]. На його думку, побудова петрофізичної моделі здійснюється на основі вибору законів фізики і хімії, які описують фізичні явища, і вибору математичного апарату, що дає змогу створити залежності або системи залежностей. Процес моделювання відбувається на сформованій базі експериментальних даних, які описують геологічну модель за фізичною і геологічною інформацією, і з

використанням блоку визначення достовірності побудованої моделі. Побудова петрофізичної моделі базується на теорії подібності, що дає змогу одержати критерії вибору найбільш інформативних параметрів, які визначають процеси у системі.

Розглянемо модель електропровідності гірських порід у ракурсі удосконалення фізичної моделі. Модель електропровідності гірських порід дає змогу за даними електричного каротажу характеризувати колекторські властивості продуктивних відкладів. Однією з перших моделей електропровідності була модель, запропонована Арчі Г.Е. [17] і Дахновим В.Н. [18], що пов'язує відносний питомий електричний опір порід-колекторів з коефіцієнтом пористості:

$$P_n = \frac{\sigma_g}{\sigma_n} = \frac{a}{K_n^m}, \quad (1.1)$$

де P_n – відносний опір (параметр пористості);

σ_n – питома електропровідність породи, См/м;

σ_g – питома електропровідність води (електроліту), що насичує поровий простір, См/м;

K_n – коефіцієнт пористості породи, ч.од.;

a , m – структурні коефіцієнти, які характеризують складну будову порового простору конкретного досліджуваного об'єкта.

Із умови $\sigma_n \rightarrow \sigma_g$ при $K_n \rightarrow 1$ випливає, що $a=1$. Однак при встановленні фактичної залежності $P_n=f(K_n)$ для конкретних відкладів в більшості випадків коефіцієнт a не є рівним 1 [12, 19].

Для нафтонасиченої породи модель Арчі-Дахнова записується наступним виразом:

$$P_n = P_{en} \cdot P_n = \frac{\sigma_a}{\sigma_n} = \frac{\sigma_g}{\sigma_{en}} \cdot \frac{\sigma_{en}}{\sigma_n} = \frac{a}{K_n^m} \cdot \frac{1}{K_n^n}, \quad (1.2)$$

де σ_{en} , P_{en} – питома електропровідність і відносний електричний опір пласта при його 100 %-му насиченні електролітом, що має питому електропровідність σ_0 , См/м;

P_n – параметр насичення (коефіцієнт зниження електропровідності пласта за рахунок його нафтонасичення);

σ_n – питома електропровідність нафтонасиченого пласта, См/м;

K_0 – водонасичення пласта, що вказує на долю порового простору, яка заповнена водою, ч.од.;

a , m і n – структурні коефіцієнти, які характеризують складну будову порового простору конкретного досліджуваного об'єкта.

Дана модель справедлива за умови, що питома електропровідність твердої фази рівна нулю ($\sigma_{ск}=0$), а поровий простір заповнений розчином певного питомого електричного опору. У більшості інших моделей електропровідності, викладених у роботах [20, 21, 22, 23, 24, 25 тощо], формула Арчі розглядається як критерій правильності вибраної моделі за умови $\sigma_{ск} \rightarrow 0$. У процесі розрахунків формула Арчі дає змогу враховувати ступінь цементації породи, її структуру, текстуру та геометрію порового простору. Це дозволяє використовувати її як базисну модель для двохфазних середовищ, з якою здійснюється порівняння інших моделей електропровідностей.

Так, наприклад, у роботі [21] запропонована модифікована модель Арчі для двох електропровідних фаз. Електропровідність твердої і рідкої фаз накладаються, що призводить до паралельного з'єднання електропровідних компонент. Дана модель була протестована на штучних взірцях. Результати тестування практично співпадають із теоретичними розрахунками. Такого роду модель справедлива за умови, що скелет породи володіє значною електропровідністю за рахунок високих температур або наявності мінералів високої електропровідності (глина, графіт, сульфіди та ін.).

Аналіз моделей електропровідностей порід підтверджує той факт, що формулу Арчі можна вважати обґрунтованою не тільки експериментально,

але і теоретично на багатьох моделях ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів з різною структурою порового простору.

З фізичної точки зору, електропровідність гірської породи зумовлена в основному питомою електропровідністю вільної порової води та її об'ємом. Однак, запропонована модель описує тільки породи, які складаються із кварцу і невеликої кількості глинистого цементного матеріалу. Для порід із складною мінеральною будовою скелета та значною глинистістю, запропонована модель часто не відповідає результатам експериментальних досліджень керн [13, 14, 26]. У таких випадках виникає необхідність уточнення моделі електропровідності гірських порід. Авторами робіт [27, 28, 29] запропонована і експериментально досліджена модель, у якій питома електропровідність породи подається адитивно двома компонентами – електропровідністю електроліту, що знаходиться у поровому просторі, і поверхневою електропровідністю пілітової (глинистої) частини скелета, тобто подвійного електричного шару.

У роботі [27] Вендельштейн Б.Ю. запропонував модель електропровідності порового каналу глинистої породи, в якій беруть участь два електропровідника – пластова вода і зв'язана вода (адсорбована вода на поверхні глинистих частинок – подвійний електричний шар), які займають різні частини об'єму порового каналу:

$$\frac{1}{\rho_{кан}} = \frac{Z_{ш}}{\rho_{ш}} + \frac{1-Z_{ш}}{\rho_{в}}, \quad (1.3)$$

де $\rho_{кан}$, $\rho_{в}$ і $\rho_{ш}$ – відповідно питомий електричний опір порового каналу, пластової води і подвійного електричного шару, Омм;

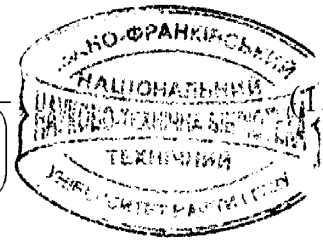
$Z_{ш}$ – частка порового каналу, що займає подвійний електричний шар (адсорбційна вода), ч.од.

Використовуючи модель (1.3) Вендельштейн Б.Ю. вперше теоретично показав, що наявність глинистого матеріалу призводить як до зменшення, так

і до збільшення її питомого електричного опору. Якщо $\rho_v > \rho_{ш}$, то наявність в породі глинистого матеріалу призводить до зниження питомого електричного опору порового каналу і породи в цілому. Якщо ж $\rho_{ш} > \rho_v$, заглинизованість призводить до збільшення питомого електричного опору породи. При $\rho_n = \rho_{ш}$ наявність глинистого матеріалу не впливає на питомий електричний опір породи. У роботі [30] Вендельштейн Б.Ю. теоретично показав, що при високій мінералізації пластової води питомий електричний опір породи із збільшенням глинистості збільшується.

Елланським М.М. [8] була запропонована модель питомого електричного опору продуктивних глинистих порід із міжгранулярною пористістю:

$$\frac{\rho_n}{\rho_v} = \frac{1}{(K_n \cdot K_v)^m} \cdot \frac{1}{1 - \frac{K_{сг} \cdot \omega_{адс}}{K_n \cdot K_v} \left(1 - \frac{\rho_{ш}}{\rho_v}\right)} \quad (1.4)$$



де ρ_n і ρ_v – відповідно питомий електричний опір породи і пластової води, Омм;

$\rho_{ш}$ – питомий електричний опір подвійного електричного шару, Омм;

K_n , K_v і $K_{сг}$ – відкрита пористість, водонасичення і об'ємна глинистість, ч.од.;

$\omega_{адс}$ – вміст адсорбованої води в долях об'єму глинистого матеріалу, ч.од.

У роботі [8] Елланським М.М. експериментально доведено існування залежності встановленої Вендельштейном Б.Ю. [27] і визначено величину електропровідності подвійного електричного шару, яка забезпечує рівновагу у електропровідності електроліту і подвійного електричного шару. Ця мінімальна величина становить $\rho_{ш} \approx 1/4,54 \text{ См/м} \approx 0,22 \text{ Омм}$ і є характерною для щільного глинистого цементу. Таким чином, розширення фізичних уявлень про проходження електричного струму через породу дало змогу показати фізичну модель електропровідності на якісно вищому рівні.

Але запропонована формула дає позитивні результати тільки для колекторів насичених пластовою водою невисокої мінералізації, а для води високої мінералізації ($\rho_e < 0,1$ Омм) використання запропонованої формули є неефективним.

Вибравши за базову ідею адитивності електропровідності електроліту і подвійного електричного шару в поровому просторі породи-колектора, було розроблено велику кількість моделей електропровідності. Як вказує Афанасьєв В.С. [16], таких моделей було створено більше ніж 30 варіантів. В основному, моделі електропровідності характеризують різну форму і властивості глинистої фракції породи.

Для прикладу розглянемо кілька типових моделей електропровідності.

У моделі “двох вод” [31] вважається, що в електропровідності породи бере участь залишкова вода, фізично зв’язана із глинистим матеріалом, і рухома вода. За величиною мінералізації ці води відрізняються. Залишковій воді, яка не зв’язана із глинами (тупікова, капілярна, рихло зв’язана) приписують фізичні властивості рухомої води. Електропровідність зв’язаної води не залежить від пористості глин і є постійною величиною, якщо мінералізація рухомої води більша за так звану “рівноважну” (при такій мінералізації опір подвійного електричного шару рівний опору пластової води). У такому випадку структурний коефіцієнт m у рівнянні $P_n = a \cdot K_n^{-m}$ не залежить від параметрів глини. Для врахування глинистості породи пропонується у рівнянні Арчі замінити електропровідність пластової води на електропровідність, яка еквівалентна електропровідності суміші пластової води і глинистого матеріалу. Дана модель справедлива для піщано-глинистих порід із плівковим типом глинистого цементу, в яких електропровідність суміші визначається із умови, що пластова вода і глина з’єднані паралельно.

Особливість моделі С.Г. Комарова [32] полягає в тому, що питомий електричний опір розсіяних глин вважається сталою величиною, яка не залежить від електропровідності пластової води і пористості глинистого речовини. У цій моделі піщано-глинистий колектор представлений двома

компонентами – чистим пісковиком і глиною. Глинистість колектора враховується через коефіцієнт об'ємної глинистості χ_{gl} . Вміст чистої компоненти представляється як різниця $1-\chi_{gl}$. Залишкове водонасичення в чистій компоненті незначне, наближено дорівнює 0,1. А це вказує на те, що питома електропровідність чистої породи у загальній питомій електропровідності нафтогазонасиченої породи на два порядки менша за значення електропровідності глинистого матеріалу. Модель С.Г. Комарова описує питому електропровідність породи-колектора із розсіяним типом глинистості. Однак відповідно до моделі В.Н. Дахнова [18], модель С.Г. Комарова не відповідає ряду вимогам.

Таким чином, узагальнивши інформацію про структурну будову моделей електропровідності порід-колекторів, доцільно розраховувати питому електропровідність чистого пісковика за формулою Арчі, а глинистої породи-колектора за рівнянням, яке враховує питому електропровідність чистої і глинистої фракції породи.

Запропонована Н.Н. Дамаскіним [33] модель електропровідності характеризується наступними особливостями:

- залишкова вода представлена фізично-зв'язаною із глинистим матеріалом водою та водою, яка знаходиться на поверхні скелету породи;
- пластова вода і глинистий матеріал, які проводять електричний струм, в порах з'єднані послідовно. Питома електропровідність першої враховується через опір глин, а іншій притаманна електропровідність рухомої води;
- електропровідність глинистого матеріалу в порах породи не залежить від пористості глин і є сталою величиною;
- у моделі враховується структурна глинистість, яка характерна для скелету складнобудованих порід-колекторів;
- модель електропровідності справедлива для порід із розсіяною глинистістю;
- загальна електропровідність сумішей флюїдів відбувається за рахунок

послідовного з'єднання окремих флюїдів.

Відмінність моделі Н.Н. Дамаскіна від моделі “двох вод” полягає у тому, що електропровідність пластової води і глинистого матеріалу з'єднані послідовно, а не паралельно [33]:

$$\rho_{cm} = \rho_g \frac{K_g - K_{г.з}}{K_g} + \rho_{ш} \frac{K_{г.з}}{K_g}. \quad (1.5)$$

З врахуванням формули (1.5) величина ρ_n із використанням рівняння Арчі (1.2) набуває вигляду:

$$\rho_n = \frac{a \cdot b}{K_n^m \cdot K_a^n} \left(\rho_g \frac{K_g - K_{г.з}}{K_g} + \rho_{ш} \frac{K_{г.з}}{K_g} \right) = \frac{P}{K_g^{n+1}} \{ \rho_g (K_g - K_{г.з}) + \rho_{ш} \cdot K_{г.з} \}, \quad (1.6)$$

де P – дійсний параметр пористості.

Для порід-пісковиків із складним та змішаним типом глинистості найбільш характерними є моделі електропровідності Максвелла, Є.А. Миколаївського, В.А. Єфімова та ін.

Модель Максвелла [31] описує питомий електричний опір піщано-глинистої породи у залежності від коефіцієнта n , який характеризує форму глинистих включень. В одному випадку питомий електричний опір глинистих частинок і води з'єднані послідовно (при $n=1$), а в іншому паралельно (при $n \rightarrow \infty$).

Основним недоліком даної моделі є те, що дуже важко в цьому випадку достовірно визначити коефіцієнт n .

Є.А. Миколаївський [31] запропонував модель електропровідності для піщано-глинистої породи, в якій питомий опір глин і пластової води з'єднані паралельно, а $\rho_{ш} = \rho_g$. На відміну від інших моделей електропровідності, в запропонованій ним моделі питомий електричний опір нафтонасиченого пласта рівний:

$$\rho_n = a \cdot \rho_a \left[(\chi_{z.v.p} + K_n \cdot K_a)(K_{n.ck}^{m-1}) \right]^{-1}, \quad (1.7)$$

а не [17]:

$$\rho_n = \rho_a \cdot K_{n.ck}^{-m} \cdot K_a^{-n}. \quad (1.8)$$

Сучаснішою і універсальною за своєю фізичною основою є модель запропонована В.А. Єфімовим [34]. Її відмінність від інших моделей полягає в тому, що:

- фізично-зв'язаній залишковій воді і рухомій воді можуть присвоюватись різні значення електропровідності;
- може враховуватись структура глинистого матеріалу, в залежності від якої глини диференціюються за об'ємом;
- передбачено, що в глинистому цементі може вміщуватись не тільки фізично зв'язана залишкова вода, але і рухома пластова вода, а в продуктивних пластах і залишкова нафта;
- приймається, що опір глинистих частинок залежить від мінералізації пластової води і структури пор, а скелет породи може бути провідником електричного струму.

Інтерпретаційна модель В.А. Єфімова може розповсюджуватись на всі описані вище структурні типи піщано-глинистих порід. В основі цієї моделі покладений розв'язок рівняння електропровідності дисперсної системи, яка складається із двох середовищ, що відповідають наступним вимогам:

- електричний струм переважно проводить середовище I;
- середовище II є менш електропровідним;
- середовища I і II одне відносно іншого орієнтовані по різному, займають різні об'єми і мають різну електропровідність.

Тоді:

$$\frac{\sigma_n - \sigma_{II}}{\sigma_I - \sigma_{II}} \left(\frac{\sigma_I}{\sigma_n} \right)^{1-\frac{1}{m}} = \frac{V_1}{V}, \quad (1.9)$$

де σ_I – питома електропровідність середовища I, мСм/м;

σ_{II} – питома електропровідність менш провідного середовища II, мСм/м;

σ_n – загальна електропровідність системи (породи), мСм/м;

V_I – об’єм середовища, що проводить електричний струм, м³;

V – об’єм всієї системи (породи), м³;

m – структурний коефіцієнт, який відображає структуру порового простору досліджуваних відкладів.

У лівій частині рівняння (1.9) відображені питомі електропровідності різних середовищ (електропровідність зв’язаної води, залишкової, рухомої пластової води, глинистої фракції, скелета породи), апріорно відомих або розрахованих частинок дисперсної системи. У правій частині рівняння виражається об’ємний вміст різних середовищ або систем.

Отже, модель В.А. Єфімова дозволяє моделювати різні структури піщано-глинистих порід, враховувати різну електропровідність пластових флюїдів, в тому числі моделювати і залишкову воду.

Необхідно зауважити, що на цьому етапі побудова моделей електропровідності перейшла у форму математичного моделювання. Здійснюється пошук параметрів залежності електропровідності від різних геологічних чинників, до яких відноситься розсіяна та прошаркова глинистість, вторинна пілітизація, форма порового каналу, мінеральний склад глинистого матеріалу, тип цементу тощо.

У роботі [35] наводиться детальний аналіз формули Арчі і вказано, що для мономіктових чистих (не глинистих) порід формула є теоретично обґрунтованою, але вплив структури і геометрії пор потребує індивідуального підходу до опису електричної моделі формулою Арчі на конкретних породах-колекторах.

Одним із факторів, що зумовлює невідповідність формули Арчі складнопобудованим породам-колекторам, є показник степеня n . Він залежить від розподілу форм еліпсоїдів і мінімальний для сферичних зерен

($n=1,5$). До факторів, які впливають на достовірність формули Арчі, також слід віднести наявність у породі мікропор, каверн, глинистих мінералів (монтморилоніт, каолініт), мінералів, до складу яких входить залізо, мультимодальний розподіл розміру пор, змішаний тип змочування тощо.

Дослідженнями Александрова Б.Л., Афанасьєва В.С. [36] було встановлено, що величина електропровідності подвійного електричного шару не є константою і характеризує тільки конкретні умови і тип колектора. Це наштовхнуло на думку про необхідність розширення поглядів на фізику процесу проходження електричного струму у поровому просторі породи-колектора, насиченого розчином.

В останні роки визначився новий підхід у побудові фізичної моделі електропровідності. Афанасьєв В.С. [16] у своїй роботі пропонує питому електропровідність гірських порід, які є гетерогенними середовищами, виражати інтегральною електропровідністю електроліту, що заповнює поровий простір породи, складений усіма частинками скелету, яким властива наявність електричного заряду. Поверхневий інтегральний електричний потенціал визначається через ємність катіонного обміну.

Мірою питомої густини поверхневого заряду є величина ємності катіонного обміну Q (мг-екв/100 г) одного граму речовини (мінералу). Якщо порода складається із частинок з різним Q , то її інтегральну ємність катіонного обміну можна виразити за формулою:

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_i K_i, \quad (1.10)$$

де Q_i , K_i – ємність катіонного обміну і об'ємна частка i -тих частинок в скелеті породи. Внутрішнє електричне поле є домінуючим чинником у визначеності рухомості окремих іонів.

Афанасьєвим В.С. доведено, що для гранулярних порід-колекторів закон Арчі-Дахнова справедливий для усього діапазону зміни K_n , q_n і C_e при

фіксованому значенні коефіцієнта m і значені питомої електропровідності електроліту σ_e . Закон Арчі-Дахнова буде записуватися у наступній формі [16]:

$$\sigma_n = (K_n K_a(q_n))^m \sigma_e, \quad (1.11)$$

де q_n – приведена ємність катіонного обміну.

Представлені моделі електропровідності дозволяють вивчати закономірності формування електричних характеристик гідрофільної теригенної гранулярної породи для усіх літологічних особливостей від моделі чистого кварцевого пісковика до моделі пісковика з поліміктовим складом скелету і при зміні коефіцієнта насичення породи-колектора у широкому діапазоні.

Побудова моделі електропровідності порід-колекторів у вигляді електропровідності електроліту і електрично-заряджених частинок скелета породи – це якісно новий підхід до побудови фізичних моделей електропровідності. Однак використання формули (1.11) у практичній роботі дуже проблематично, що пов'язано із складністю визначення значення ємності катіонного обміну, яке визначається на взірцях керну відібраного у процесі буріння.

Проведений аналіз моделей електропровідності черговий раз підтверджує той факт, що використання приведених вище моделей електропровідності для вивчення порід-колекторів конкретного родовища не завжди є ефективним. Існує багато чинників, які впливають на результати визначення дійсного питомого електричного опору пластів-колекторів, а в подальшому і на розрахунок коефіцієнта насичення. До цих основних чинників відносяться: особливості будови порового простору, багатокомпонентний мінеральний склад скелету породи, неоднорідний тип цементу, характер речовини, що заповнює поровий простір колектора та її кількість, мінералізація пластових вод тощо. Звідси виникає необхідність

побудови індивідуальної моделі електропровідності для конкретних геологічних умов осадконакопичення у межах нафтового чи газового родовища.

Прикладом необхідності використання індивідуальної моделі може послужити зміна колекторських властивостей родовища по площі. Дуже часто на родовищі виділяються ділянки із аномальними петрофізичними властивостями, де використання загальноприйнятої моделі є вкрай неефективним. У такому випадку, перед тим як будувати модель електропровідності необхідно спочатку детально вивчити геологічну будову родовища та встановити ділянки з відмінними фізичними властивостями.

Отже, проведений аналіз моделей електропровідності гірських порід вказує на те, що використання узагальненої моделі з метою визначення коефіцієнтів насичення продуктивних пластів часто є причиною виникнення похибки. У зв'язку з метою підвищення достовірності визначення коефіцієнтів газонасичення за даними електричного каротажу, необхідно використовувати індивідуальні моделі електропровідності, які враховують мінеральну неоднорідність скелета породи, цементу та структуру порового простору складнобудованих порід-колекторів.

1.2 Аналіз існуючих методик визначення характеру насичення порід-колекторів за даними методів нейтронного каротажу

Серед геофізичних методів дослідження свердловин для визначення коефіцієнта початкового і поточного газонасичення, як у не обсаджених, так і обсаджених обсадною колоною свердловинах, найбільшого застосування набули ядерно-геофізичні методи, а саме вуглецево-кисневий каротаж (C/O-каротаж) та інші модифікації нейтронного каротажу.

Як показує світова практика, метод C/O-каротажу, є прямим методом

для визначення характеру насичення пластів-колекторів. Теоретичне обґрунтування методу було зроблено ще у 60-тих роках минулого століття [37, 38]. Покази С/О-каротажу напряму залежать від вмісту вуглецю та кисню в пластовому флюїді, і за їх відсотковим співвідношенням можна оцінити коефіцієнт газонасичення. Для врахування літологічного фактора, що вносить свій вклад у вміст вуглецю за рахунок карбонатності порід, використовується кальцій-кремнієве співвідношення Ca/Si. Окрім вказаних параметрів С/О-каротаж дозволяє визначити елементний склад гірської породи і пластового флюїду, що розширює перспективи його використання як для побудови ємнісно-фільтраційної моделі породи-колектора, так і для визначення характеру його насичення флюїдом. На відміну від інших ядерно-геофізичних методів, С/О-каротаж не має обмежень у застосуванні в залежності від мінералізації пластових вод. На даний час С/О-каротаж доволі широко використовується на родовищах Західного Сибіру. Одним з недоліків даного методу є те, що він потребує застосування складної свердловинної апаратури і висококваліфікованого складу операторів та інтерпретаторів [39].

Серед інших модифікацій нейтронних методів для визначення кількісного вмісту вуглеводнів у поровому просторі використовують нейтронний каротаж (нейтрон-нейтронний каротаж по тепловим нейтронам – ННК-Т і нейтронний гамма-каротаж – НГК) та імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК).

Нейтрон-нейтронний каротаж по тепловим нейтронам у практиці геофізичних досліджень не використовують для визначення нафтогазонасичення колекторів, але в принципі визначення коефіцієнта газонасичення за даними ННК-Т є можливим, якщо дослідження проводяться після розформування зони проникнення. Час, який необхідний для її розформування, встановлений на основі дослідних робіт. Він змінюється від декількох діб до декількох років.

Залежність показів нейтронного каротажу (НК) від коефіцієнта газонасичення (K_2) була встановлена за даними досліджень на природних

моделях порід-колекторів із широкими діапазонами зміни пористості та газонасичення, з використанням принципу подібності [40, 41, 42]. Породи-колектори, які досліджувались, характеризувались $K_2 \geq 11$ %, і склались з чистого кварцевого матеріалу, суміші кварцевого матеріалу і бентонітової глини та вапнякової крошки. Діапазон зміни об'ємної вологості в досліджених зразках гірської породи складав 3÷36 %, що відповідає її зміні в пластових умовах. Отримані результати показали, що в цьому діапазоні зміни об'ємної вологості зв'язок показів нейтронного каротажу з K_2 для методів ННК-Т і НГК носить монотонний характер [42] і може бути апроксимований рівнянням:

$$\alpha = \frac{I_{c,n}}{I_a} = 1 - A \lg(1 - K_2), \quad (1.12)$$

де α – відносний параметр [43];

$I_{c,n}$ і I_a – покази НК напроти газоносного пласта і напроти цього ж пласта при 100 % заповненні пор водою, ум.од.;

A – коефіцієнт пропорційності, який залежить від умов та апаратури досліджень.

Для оцінки K_2 за даними нейтронного каротажу, покази методу необхідно подати у вигляді приведенного до однакових умов вимірювання фізичного параметра. Цей параметр повинен бути якомога більше пов'язаний із газонасиченням і в меншій мірі залежати від умов вимірювання та вимірювальної апаратури. Для оцінки газонасичення за даними НК, в принципі, може послужити відносний параметр α [44, 45]. Покази ННК-Т повинні бути виправлені за нелінійність характеристики апаратури, а у випадку використання НГК – за вплив природного гамма-поля.

У випадку використання параметра α для умов вимірювання на моделях пластів, які послужили основою для встановлення залежності $\alpha = f(K_2)$, необхідно, щоб свердловинні дослідження були проведені

свердловинними приладами одного типу. Параметри моделей пластів (літологія, пористість, конструкція свердловини тощо) повинні чітко відповідати параметрам пластів досліджуваних у свердловині. Складність врахування згаданих вище чинників привела до того, що параметр α на практиці використовується мало.

Проведені дослідження показали [42, 43], що найбільш доцільно використовувати параметр g_s , отриманий на основі показів напроти опорних пластів:

$$g_s = \frac{I_{c,n} - I_a}{I'_{c,n} - I_a}, \quad (1.13)$$

де $I_{c,n}'$ – покази НК напроти досліджуваного пласта при $K_c=95$ % (максимально можливе газонасичення), ум.од.

Узагальнення результатів досліджень дозволяє при проведенні замірів у обсаджених свердловинах апроксимувати залежність показів НК від K_c рівнянням [42, 43]:

$$g_s = A' \lg(1 - K_c), \quad (1.14)$$

де A' – коефіцієнт пропорційності.

Із результатів моделювання випливає, що для пластів гранулярного типу з пористістю $K_p \geq 15$ %, залежність показів НГК (зонди 60-70 см) і ННК-Т (зонди 40-50 см) від K_c описується одною загальною залежністю:

$$g_s = -0.77 \cdot \lg(1 - K_c). \quad (1.15)$$

Однак дана модель не є ефективною через те, що необхідно мати покази НК напроти пластів з $K_c=95$ % ($I_{c,n}'$) та $K_c=0$ (I_a). До того ж покази $I_{c,n}'$ і I_a повинні бути приведені до умов вимірювань напроти досліджуваного

пласта $I_{c,n}$.

Найбільшого використання на виробництві для дослідження як відкритих, так і закритих стовбурів свердловин з метою визначення початкового і поточного значення газонасичення набув імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК).

Вперше випробування ІННК відбулося у 1959 р на Туймазинському і Ромашкінському родовищах нафти, яке показало його ефективність для визначення водонафтового контакту та виділення обводнених інтервалів пластів. У подальшому була підтверджена висока роздільна здатність ІННК, яка дозволила вирішувати задачу із визначення інтервалів обводнення пластів в обсаджених металевою обсадною колоною при малій мінералізації пластових вод та малій пористості колекторів.

Кількісна оцінка насичення колекторів за даними ІННК базується на залежності середнього часу життя τ теплових нейтронів в породах від характеру насичення і вмісту насичуючих пори флюїдів [37, 38, 45, 46].

Просторово-часовий розподіл нейтронів у двошаровому середовищі (свердловина – пласт) знаходиться в залежності від співвідношення нейтрон-поглинаючих властивостей пласта A_{nl} і свердловини A_{cb} . Однак, якщо нейтрон-поглинаючі властивості пласта менші, ніж свердловини, то при великих значеннях часу затримки зміна щільності нейтронів у свердловині відбувається за експоненціальним законом $e^{-t/\tau_{nl}}$. Цей ефект майже повністю виключає вплив свердловини на форму часового розподілу щільності теплових нейтронів при великих значеннях затримки t (більше 0,7-1 мс), що дозволяє оцінити величину τ , а в подальшому насичення і колекторські властивості порід. Для зручності розрахунків використовують декремент затухання теплових нейтронів $\lambda = 1/\tau$.

Для багатокомпонентного середовища, окремі фази якого просторово зідокремлені, λ приймається як адитивна величина [47]:

$$\lambda = \sum \lambda_i P_i, \quad (1.16)$$

де λ_i – декремент затухання теплових нейтронів у i -тій складовій, мс^{-1} ;

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

Нейтронні властивості нафтогазоносного пласта ($\lambda_{нзн}$) теригенного типу з незначною глинистістю можна представити відомою моделлю [1, 47]:

$$\lambda_{нзн} = \lambda_{ск} (1 - K_n) + K_n (\lambda_w K_w + \lambda_n K_n + \lambda_g K_g), \quad (1.17)$$

де $\lambda_w, \lambda_n, \lambda_g, \lambda_{ск}$ – декременти затухання теплових нейтронів відповідно у воді, нафті, газі і скелеті породи, мс^{-1} ;

K_n – коефіцієнт пористості, ч.од.;

K_w, K_n, K_g – коефіцієнти водо-, нафто-, газонасичення порового простору породи, ч.од.

У залежності від мінералізації пластових вод числові значення λ_w змінюються в діапазоні від 4,83 до 25 мс^{-1} ; для нафти – $\lambda_n=4,75 \text{мс}^{-1}$, а при газовому факторі $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – 4,60 мс^{-1} ; в конденсаті – 3,8 мс^{-1} .

Декремент затухання теплових нейтронів у пластовому газі, де переважає метан, змінюється в залежності від тиску від 0,33 до 3,30 мс^{-1} . Суттєво різні значення декременту затухання теплових нейтронів у мінералізованій воді, нафті і газі служить фізичною основою для розділення водо-, нафто- і газонасичених порід за даними ІННК. Область застосування даного методу пов'язана із пластовими водами високої мінералізації і невисоким тиском газу. Незадовільні результати отримують при невисокій мінералізації ($C_o < 50 \text{ г/дм}^3$) пластових вод, а розділення нафто- і газонасичених порід обмежене при високих (більше 30 МПа) пластових тисках.

Багато авторів у своїх працях [1, 47, 48, 49, 50, 51, 52] вказують на значний вплив мінливості мінерального складу скелету породи на величину $\lambda_{нзн}$. Діапазон зміни $\lambda_{нзн}$ за рахунок мінерального складу скелету гірської породи може дорівнювати 10,8 мс^{-1} . За таких умов визначення поточних значень $K_{нн}, K_{гн}$ має велику похибку 35-40 %. Вказана модель (1.18) мало

ефективна для дослідження покладів представлених поліміктовими пісковиками і породами з високою глинистістю.

Так, наприклад, у роботі [50, 53] автор пропонує в інтервалах продуктивних порід із складною мінеральною будовою проводити комплексну методику дослідження поточних значень коефіцієнта нафтогазонасичення із залученням методів імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу, спектрометричного нейтронного гамма-каротажу і спектрометричного гамма-каротажу.

На даний час відомо багато методик визначення насичення порід-колекторів методом ІННК [1, 2, 47, 49, 54, 55, 56, 57, 58 тощо].

Так, наприклад, у своїй роботі [54] Султанов С.А. на прикладі Ромашкінського родовища та за результатами моделювання, запропонував методику закачування у свердловину двох водних розчинів із різними нейтронними (λ_n) властивостями за рахунок різного хлор-вмісту (NaCl , CaCl_2). Закачування розчинів проводиться у продуктивний пласт, який розкритий перфорацією. Після кожного циклу подачі розчину у продуктивний пласт проводять вимірювання декременту затухання теплових нейтронів. Для визначення коефіцієнта залишкового нафтонасичення (K_{nz}) використовується додаткова інформація про K_n , λ_n , λ_n .

Дана методика дозволяє визначати декремент затухання теплових нейтронів у скелеті породи-колектора складної будови. Визначене значення $\lambda_{ск}$ характеризується, як дійсна величина нейтронних властивостей продуктивної породи і тому, вплив скелета породи на визначення її поточного коефіцієнта насичення виключається. У результаті великого обсягу робіт та поглинаючих властивостей пластів, розглянута методика не набула широкого використання.

У роботах [2, 56] розглянута методика кількісної оцінки нафтонасичення, що дозволяє враховувати систематичні похибки, які пов'язані із різницею між дійсними і визначеними значеннями часу життя теплових нейтронів в пласті. В основу даної методики покладено

використання реперних пластів із відомим максимальним та мінімальним значеннями нафтонасичення. Дані про нейтронні властивості реперних пластів отримують шляхом вимірювання в кожній свердловині у водоносному та нафтоносному пластах з максимальним насиченням.

До основних недоліків використання цієї методики відносяться однорідність нейтронних властивостей скелета породи водонасиченої і нафтонасиченої частини пласта. Невиконання цих умов значно збільшує похибку визначення $K_{n,пот}$.

Контроль за зміною коефіцієнта насичення пласта в роботі [56, 57] пропонується проводити почасовими вимірами з наступним співставленням двох діаграм ІННК. Одна з діаграм повинна бути фоновією, виміри якої проводяться у свердловині до початку експлуатації об'єкта. Друга діаграма характеризує поточне насичення пласта. Такий методологічний підхід дозволяє виключати вплив мінливості мінерального складу скелету породи і хімічної неоднорідності нафти. Декремент затухання теплових нейтронів у скелеті змінюватись не буде.

Складністю застосування такої методики є те, що в комплекс геофізичних досліджень свердловин після закінчення буріння не включаються дослідження методом ІННК і тому фонові заміри відсутні. Особливо це характерно для свердловин старого фонду при вивченні поточних коефіцієнтів насичення. Враховуючи складність отримання фоновієї діаграми, в роботі [56] пропонує статистично відновлювати фонову криву методу ІННК шляхом обробки діаграми ІННК-Т разом з діаграмами стандартного комплексу ГДС, який записаний у тій ж самій свердловині в умовах початкового нафтонасичення. Методика базується на встановленні кореляційного зв'язку між нейтронними параметрами і колекторськими властивостями, які характеризують початкове нафто- і водонасичення. Головною ознакою 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 методу ІННК виконується на основі побудованого рівняння регресії в межах кожного продуктивного пласта за умови, що насичення пласта-колектора у свердловині не відрізняється від насичення реперних пластів-колекторів.

В останні роки все більшого розвитку та впровадження у виробництво набули двозондові модифікації імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ДІННК) [59, 60 тощо]. У даному методі за нейтронними характеристиками пласта-колектора (τ – середній час життя теплових нейтронів у породі, D – коефіцієнт дифузії) можна кількісно оцінити коефіцієнт пористості та нафтогазонасичення.

Принциповою перевагою двозондової методики є те, що оцінка значення коефіцієнта дифузії D не залежить від особливостей присвердловинної зони і нейтронних характеристик порід. Радіус свердловини, ексцентричне розміщення приладу у свердловині і ступінь мінералізації пластових вод несуттєво впливають на результати визначення D .

Обмеженням даної методики є необхідність поточкових вимірювань просторово-часового розподілу щільності теплових нейтронів, для яких необхідно тривалий час.

Отже, нейтронні дослідження мають важливе значення при розв'язанні завдань із визначення характеру насичення пластів-колекторів. Особливо інформативним є імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж. Покази методу ІННК значно менше залежать від властивостей присвердловинної частини пласта і містять більшу кількість однозначної інформації про нейтронні властивості порід-колекторів. Неоднозначність даного методу пов'язана з впливом локальних неоднорідностей геологічного простору, що вимагає детальних комплексних досліджень геофізичного матеріалу та лабораторних досліджень кернавого матеріалу. Тому, проблема визначення початкового і поточного коефіцієнта газонасичення методом ІННК є на сьогоднішній день актуальною, що спонукає до пошуку шляхів її вирішення.

ВИСНОВКИ

Проведений аналіз моделей з визначення характеру насичення продуктивних відкладів дав змогу зробити наступні висновки:

1. Моделювання функціональних зв'язків параметрів геофізичних полів з характеристиками насичення пластів-колекторів є найважливішим етапом в процесі створення теоретичної бази для якісної і кількісної оцінки газонасичення продуктивних товщ нафтогазових родовищ за даними геофізичних досліджень свердловин.

2. Існуючі на сьогодні узагальнені моделі електропровідності гірських порід та моделі поведінки нейтронного поля у ближній зоні пластів-колекторів, що використовуються для визначення якісних і кількісних характеристик газонасичення продуктивних товщ, не дають змогу врахувати вплив особливостей складнобудованих порід-колекторів на параметри геофізичного поля.

3. Одним із перспективних способів підвищення достовірності визначення газонасичення складнобудованих пластів-колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин є створення індивідуальних моделей зв'язків параметрів геофізичних полів із характеристиками насичення продуктивних товщ.

4. Створення індивідуальних моделей електропровідності гірських порід і поведінка нейтронного поля у присвердловинній частині пластів-колекторів підвищить точність визначення газонасичення складнобудованих порід-колекторів за даними електричних і нейтронних методів дослідження свердловин.

РОЗДІЛ 2

МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОПРОВІДНОСТІ ГАЗОНАСИЧЕНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ СКЛАДНОЇ БУДОВИ

Визначення колекторських властивостей гірських порід базується на моделюванні зв'язків між їх геофізичними і петрофізичними параметрами. Створенню геолого-геофізичних моделей присвячено багато наукових праць [6, 7, 8, 9, 11, 27, 35, 61-77]. Моделі дозволяють прогнозувати властивості геологічного об'єкта в умовах відсутності експериментальних спостережень і розраховувати значення геологічних параметрів за виміряною у свердловині інформацією геофізичних полів.

Створена геолого-геофізична модель повинна бути змістовною. Змістовність дозволяє розкривати причинно-наслідкові зв'язки у геологічних об'єктах, тобто отримувати нові наукові результати. Враховуючи те, що геологічні об'єкти є багатопараметричними складними системами, змістовні геолого-фізичні моделі повинні бути багатомірними. Багатомірні моделі у нафтогазовій геології є імовірними. Це пояснюється наступними міркуваннями:

– дуже складно виміряти всі параметри середовища для вивчення закономірностей у складнобудованих системах, а моделі, які не включають всі існуючі параметри відносяться до імовірних;

– у вибраній моделі ми використовуємо оптимально наближений математичний опис, і тим самим, вносимо похибку апроксимації;

– можливі похибки оцінки вимірних параметрів моделі, що обумовлюється статистичним підходом до оцінки величини параметрів;

– похибка виникає при використанні характеристик об'єктів різних рівнів дослідження.

Слід зазначити, що напрямок фізичного моделювання має дуже велике значення для побудови моделей порід-колекторів з складною будовою.

Вивчення природи фізико-хімічних процесів, що ускладнені неоднорідною будовою скелета породи, дає змогу встановити діапазон дії залежностей фізичних параметрів і вивчити їх співвідношення.

При моделюванні необхідно, щоб модельні побудови відповідали реальному відображенню експериментально отриманих геолого-геофізичних параметрів. Умова відповідності модельних побудов, тобто заміна реального середовища моделлю, створює значні переваги при вивченні геологічного середовища: модель дозволяє створювати точне математичне співвідношення між характеристиками об'єкту дослідження; модель дозволяє досліджувати важливі характеристики, які експериментально вивчити дуже важко з причини наявності малої кількості взірців із значною диференціацією параметра; модель дозволяє проводити прогнозування параметрів об'єкта дослідження і здійснювати вибір оптимальної гіпотези з числа запропонованих для геологічного середовища.

Достовірна модель дозволяє будувати та використовувати залежності при розв'язанні практичних задач з підрахунку запасів і контролю за розробкою нафтових та газових родовищ. Для збільшення достовірності багатопараметричної геолого-фізичної моделі, нами пропонується будувати індивідуальні моделі електропровідності для конкретних геологічних умов, використовуючи дані про ємнісно-фільтраційні властивості порід-колекторів та їх літолого-петрографічну характеристику. Характеристика мінерального складу скелета породи і цементу визначає структуру порового простору порід-колекторів досліджуваного родовища.

Виходячи з результатів досліджень [6, 8, 9, 11, 27, 35] зв'язків фізичних і геологічних параметрів продуктивних відкладів, у загальному модель електропровідності породи-колектора можна представити наступною функцією:

$$\sigma_n = f(\sigma_1, \sigma_2 \dots \sigma_i, \xi_1, \xi_2 \dots \xi_n, g, r_{\text{пор}}, d_{\text{зеп}} \dots C), \quad (2.1)$$

де σ_n – питома електропровідність породи, См/м;

σ_i – питома електропровідність компонентів, які складають породу, См/м;

ξ_i – частка компонент, з яких складається скелет породи, ч.од.;

g – геометрія порового простору;

$r_{пор}$ – радіус пор, мм;

$d_{зер}$ – діаметр зерен скелету породи, мм;

C – ступінь упаковки зерен скелету породи.

На базі цієї функції розглянемо вплив структурних неоднорідностей порід-колекторів на їх питомий електричний опір та побудову індивідуальних моделей електропровідності на прикладі мономіктових неглинистих пісковиків Тимофіївського і Куличихинського газоконденсатних родовищ та поліміктових глинистих пісковиків Розпашнівського газоконденсатного родовища.

2.1 Вплив структури порового простору газонасичених порід-колекторів на їх електропровідність

Структуру порового простору гірських порід детально вивчають при видобутку нафти, газу і води, оскільки від неї залежить дебіт і віддача із пласта флюїду. Під структурою порового простору розуміють форму і розміри окремих пор, звивистість порових каналів, співвідношення в породі пор різної величини і їх сполучення [6]. Цю характеристику необхідно детально вивчати, оскільки вона суттєво впливає на ряд фізичних властивостей порід-колекторів.

Розглянемо вплив неоднорідності петрофізичних властивостей гірських порід на зміну електричних параметрів, взявши за основу геологічні розрізи Куличихинського і Тимофіївського родовищ центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Для аналізу нами

використовувались результати лабораторних досліджень кернавого матеріалу з встановлення ємнісно-фільтраційних властивостей (K_n , K_{np}) порід-колекторів згаданих вище родовищ, динаміки вилучення води з порового простору методом центрифугуванням та визначення величини електропровідності водонасиченої породи і породи з частковим насиченням (σ_{en} , $\sigma_{чн}$) (додаток А.1, А.2) [78, 79]. Лабораторні дослідження кернавого матеріалу відібраного із продуктивних товщ Куличихинського і Тимофіївського газоконденсатних родовищ проводились Полтавською експедицією геофізичних досліджень свердловин (ПЕГДС).

За результатами визначення коефіцієнта водонасичення отримано залежність $P_n=f(K_e)$ для неглинистих порід-пісковиків мономіктового складу візейського віку. З рис. 2.1 видно, що така залежність для порід-колекторів Тимофіївського родовища характеризується високим коефіцієнтом кореляції $R=0,986$ (середньоквадратичне відхилення по цих параметрах становить відповідно $\sigma(K_e)=32\%$ та $\sigma(P_n)=27,7$). Необхідно відмітити, що використанні для побудови залежності результати лабораторних досліджень керну характеризуються широким діапазоном зміни фізичних параметрів, а це один з чинників високого коефіцієнта кореляції.

Візуально цю залежність можна розбити на три окремі діапазони (рис. 2.1): $0,05 \leq K_e \leq 0,2$ (рис. 2.2 а); $0,2 < K_e \leq 0,4$ (рис. 2.2 б); $0,4 < K_e \leq 0,99$ (рис. 2.2 в). Як видно із побудов для перших двох діапазонів зміни коефіцієнта водонасичення спостерігається зменшення коефіцієнта кореляції $R=0,85$ ($\sigma(P_n)=32,7$; $\sigma(K_e)=4,14\%$) і $R=0,89$ ($\sigma(P_n)=5,9$; $\sigma(K_e)=6,5\%$), а у третьому діапазоні коефіцієнт кореляції залишається без зміни $R=0,988$ ($\sigma(P_n)=1,29$; $\sigma(K_e)=22\%$). Виходячи із цього можна припустити, що зафіксована зміна свідчить про неоднорідність структурних параметрів порового простору порід-колекторів. Поступове збільшення коефіцієнта кореляції від першого до третього діапазону вказує на зменшення впливу структурних параметрів порового простору і збільшення впливу електропровідності розчину, який заповнює пори породи-колектора [80].

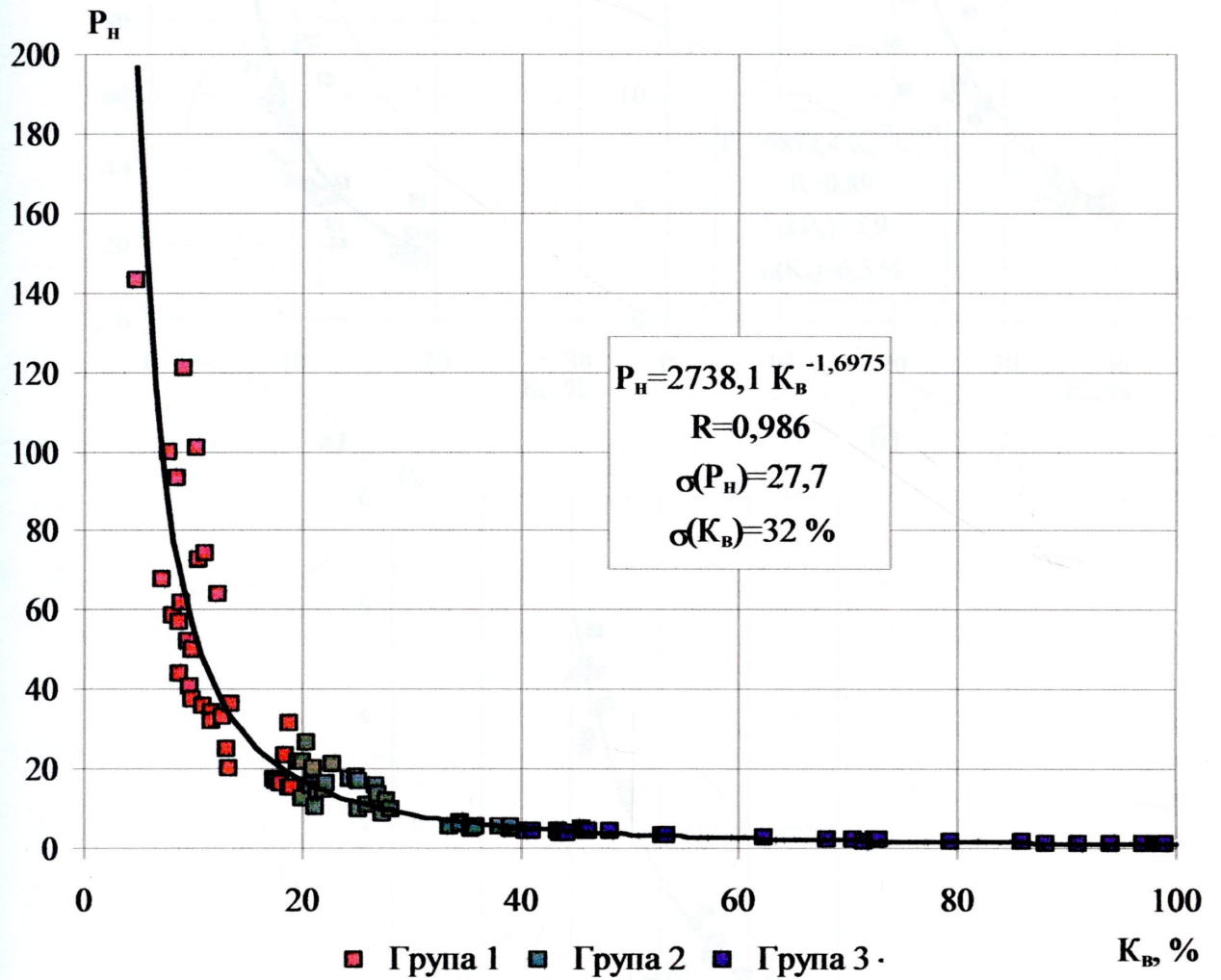
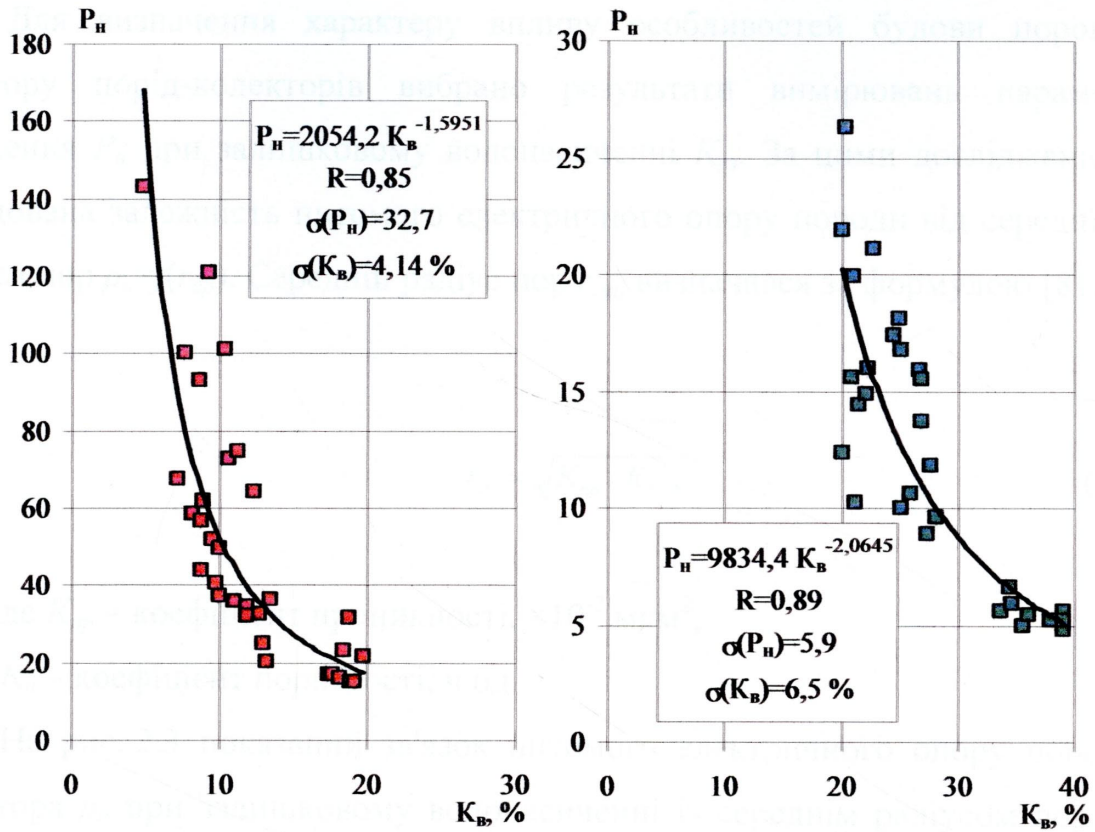
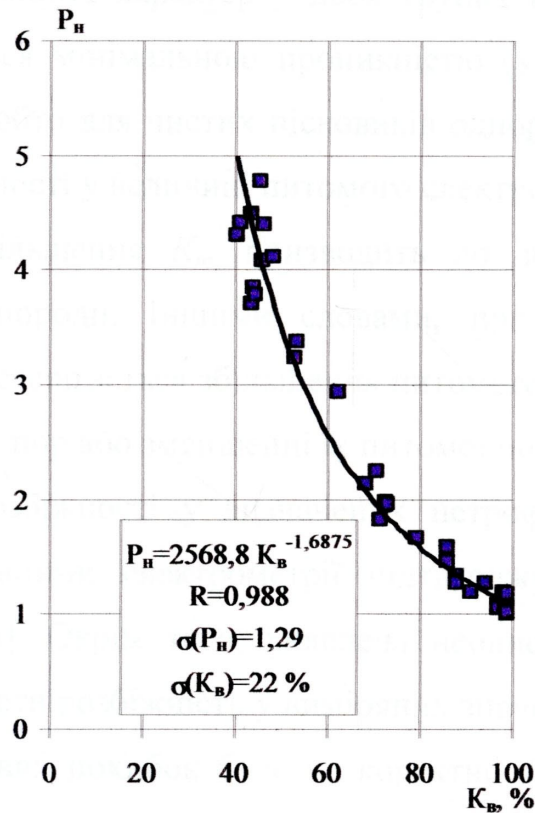


Рисунок 2.1 – Залежність параметра насичення від коефіцієнта водонасичення для порід-колекторів Тимофіївського родовища



а)

б)



в)

Рисунок 2.2 – Залежність P_n від K_v для порід-колекторів Тимофіївського родовища в різних діапазонах водонасичення: а – $0,05 \leq K_v \leq 0,2$; б – $0,2 < K_v \leq 0,4$; в – $0,4 < K_v \leq 0,99$

Для визначення характеру впливу особливостей будови порового простору порід-колекторів вибрано результати вимірювань параметра насичення P_n при залишковому водонасиченні $K_{вз}$. За цими дослідженнями побудована залежність питомого електричного опору породи від середнього радіуса пор $\rho_n = f(r_{cp})$. Середній радіус пор r_{cp} визначався за формулою [81, 82, 83]:

$$r_{cp} = \sqrt{K_{np} / K_n}, \quad (2.2)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності, $\times 10^{-3}$ мкм²;

K_n – коефіцієнт пористості, ч.од.

На рис. 2.3 показаний зв'язок питомого електричного опору породи-колектора ρ_n при залишковому водонасиченні із середнім радіусом пор r_{cp} . Даний зв'язок має лінійний характер у двох групах взірців. Перша група взірців характеризується мінімальною проникністю (з врахуванням об'єму порового простору). Тобто для чистих пісковиків однорідного літологічного складу існують розбіжності у величині питомого електричного опору породи. Так при $K_n = const$ збільшення K_{np} призводить до збільшення питомого електричного опору породи. Іншими словами, при однаковому об'ємі порового простору спостерігається збільшення питомого електричного опору при збільшенні розміру пор або зменшенні їх питомої поверхні.

Вказані вище розбіжності у визначених петрофізичних параметрах порід-колекторів за даними електрометрії підтверджують думку про їх неоднорідність [80, 84]. Окрім того, виявлена неоднорідність описується певним законом і віднести розбіжність у вимірних значеннях петрофізичних параметрів до випадкових похибок буде не коректно. Отримані результати досліджень нашою хують на думку про доцільність застосування індивідуальних моделей електропровідності пластів-колекторів для встановлення петрофізичних залежностей в конкретних геологічних умовах [85].

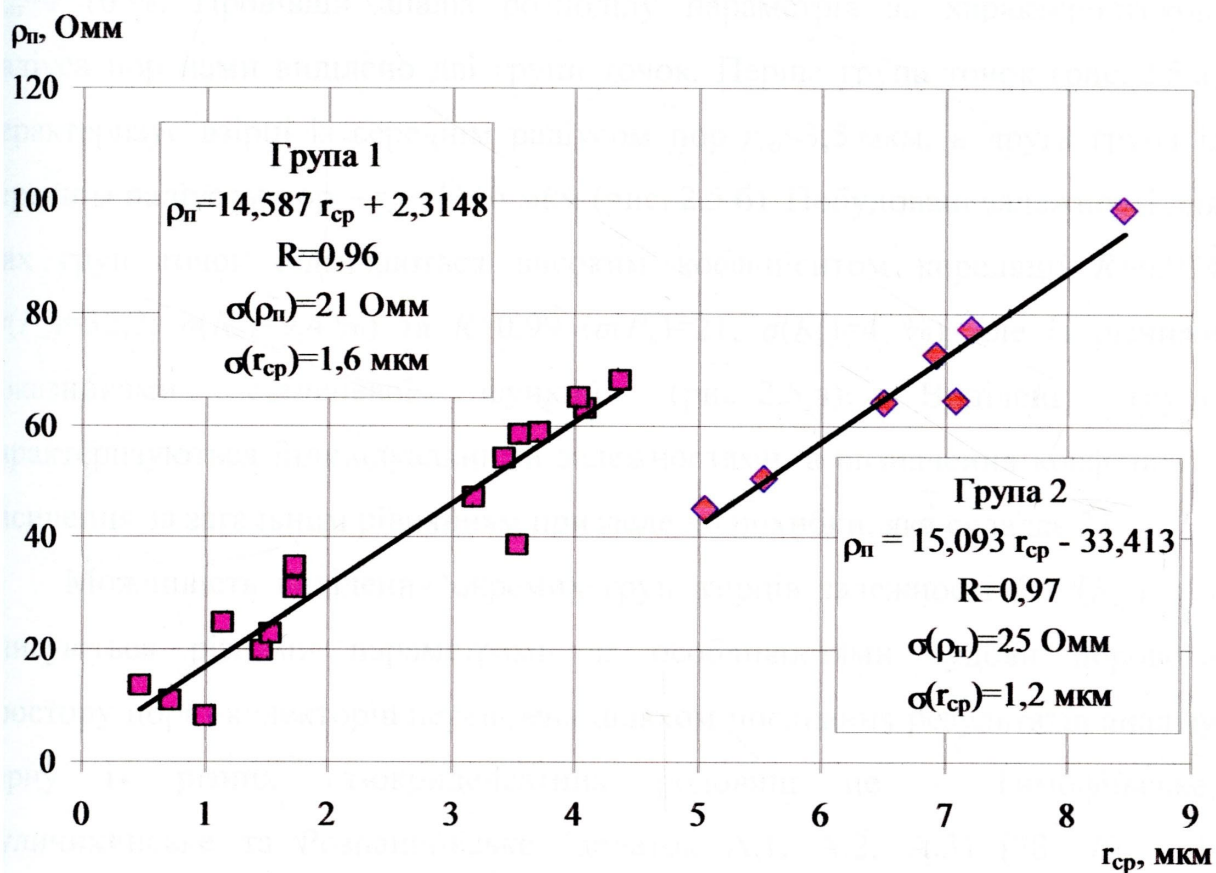


Рисунок 2.3 – Зв'язок питомого електричного опору породи ρ_n при залишковому водонасиченні із середнім радіусом пор r_{cp} для порід-колекторів Тимофіївського родовища

Подібну ситуацію виявлено в процесі експериментальних досліджень порід-колекторів Куличихинського родовища. На рис. 2.4 наведені результати дослідження впливу радіусу пор пластів-колекторів на параметри залежності $P_n=f(K_{\text{сз}})$, на прикладі порід-пісковиків візейського віку Куличихинського родовища. Залежність $P_n=f(K_{\text{сз}})$ описується степеневою функцією із коефіцієнтом кореляції $R=0,94$ ($\sigma(P_n)=29$; $\sigma(K_{\text{сз}})=8$ %), але на даній залежності спостерігається незначний розкид точок в області $K_{\text{сз}}=4\div 16$ %. Провівши аналіз розподілу параметрів за характеристикою радіуса пор нами виділено дві групи точок. Перша група точок (рис. 2.5 а) характеризує взірці із середнім радіусом пор $r_{\text{ср}} < 3,5$ мкм, а друга група із середнім радіусом пор – $r_{\text{ср}}=4\div 16$ мкм (рис. 2.5 б). Побудовані залежності для цих груп точок відмічаються високим коефіцієнтом кореляції $R=0,974$ ($\sigma(P_n)=32,2$; $\sigma(K_{\text{сз}})=9,4$ %) та $R=0,99$ ($\sigma(P_n)=21$; $\sigma(K_{\text{сз}})=4$ %), але із різними показниками степеневої функції (рис. 2.5 в). Виділені групи характеризуються індивідуальними залежностями, а визначення коефіцієнта насичення за загальним рівнянням призведе до похибки, яка складає 21 %.

Можливість виділення окремих груп взірців залежності $P_n=f(K_{\text{сз}})$, які описуються різними параметрами за особливостями будови порового простору порід-колекторів перевірена шляхом поєднання результатів аналізу керну із різних газоконденсатних родовищ це – Тимофіївське, Куличихинське та Розпашнівське (додаток А.1, А.2, А.3) [78, 79, 86]. Лабораторні дослідження взірців керну проводились Полтавською експедицією геофізичних досліджень свердловин. На рис. 2.6 наведена залежність $P_n=f(K_{\text{сз}})$, на якій відмічаються інтервали із суттєвою розбіжністю значень цих параметрів.

Нами вибрано шість груп точок, позначених окремими символами (рис. 2.6), які мають максимальну розбіжність по осі ординат (P_n). Для цих груп побудовані окремо залежності $P_n=f(K_{\text{сз}})$ (рис. 2.7). Із рис. 2.7 видно, що точки розташовані майже паралельно осі P_n , тобто зв'язку між параметром насичення і коефіцієнтом залишкового водонасичення немає.

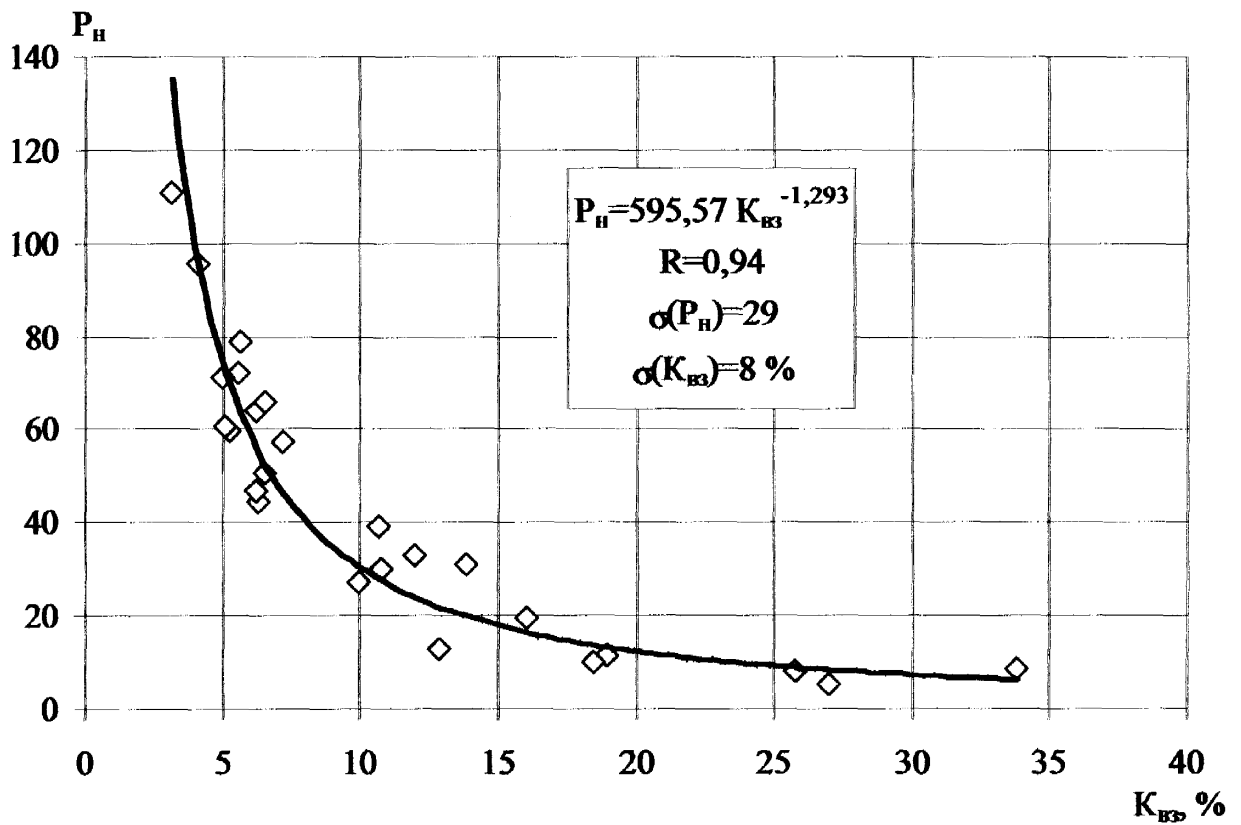
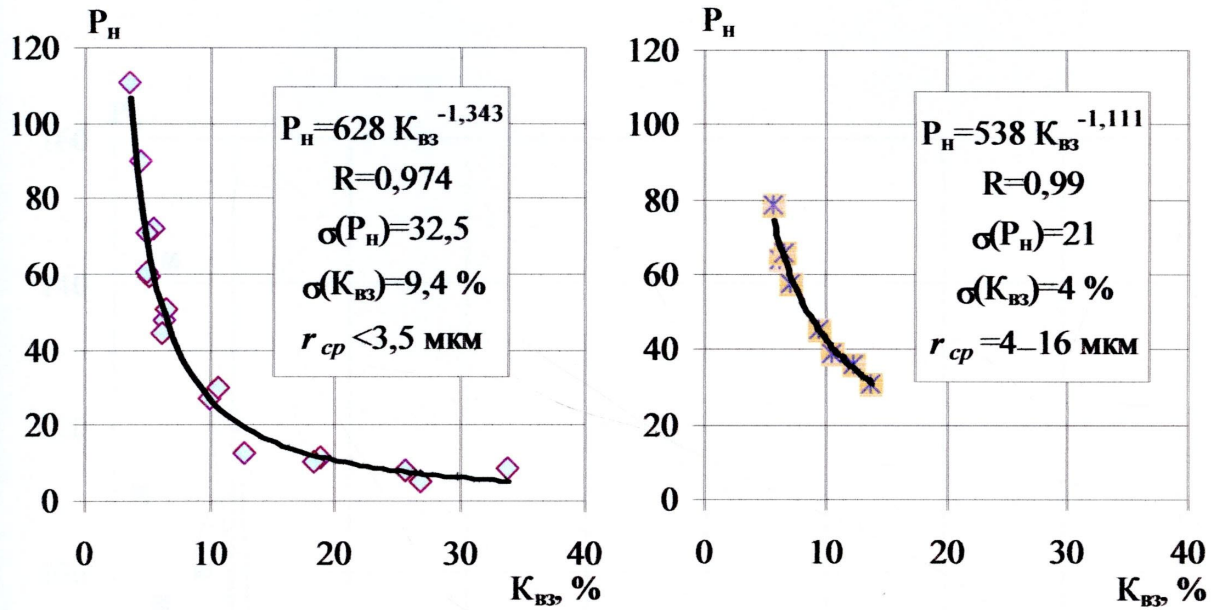
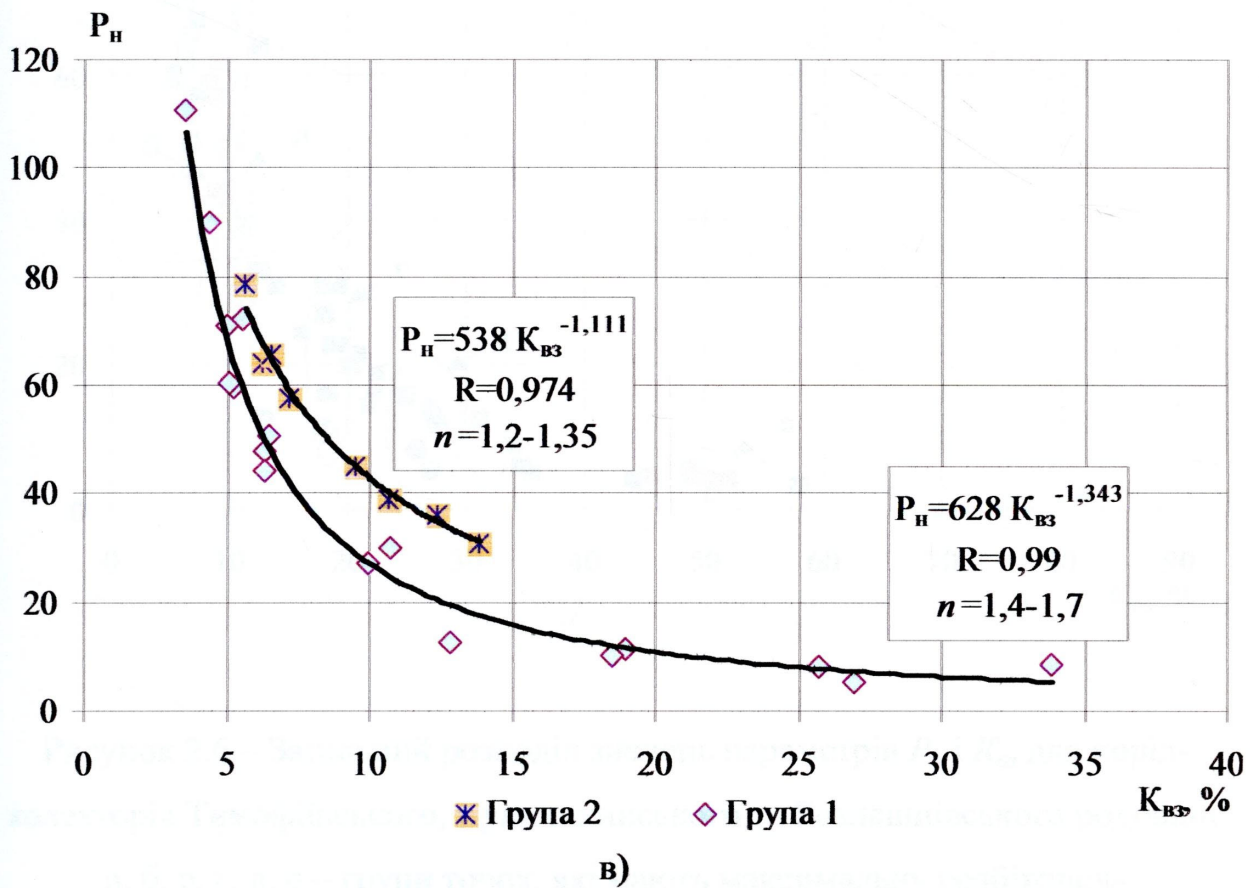


Рисунок 2.4 – Залежність параметра насичення P_n від коефіцієнта залишкового водонасичення $K_{вз}$ для порід-колекторів Куличихинського родовища



а)

б)



в)

Рисунок 2.5 – Залежність параметра насичення P_H від коефіцієнта залишкового водонасичення $K_{вз}$ для порід-колекторів Куличихинського родовища в залежності від середнього радіуса пор (r_{cp})

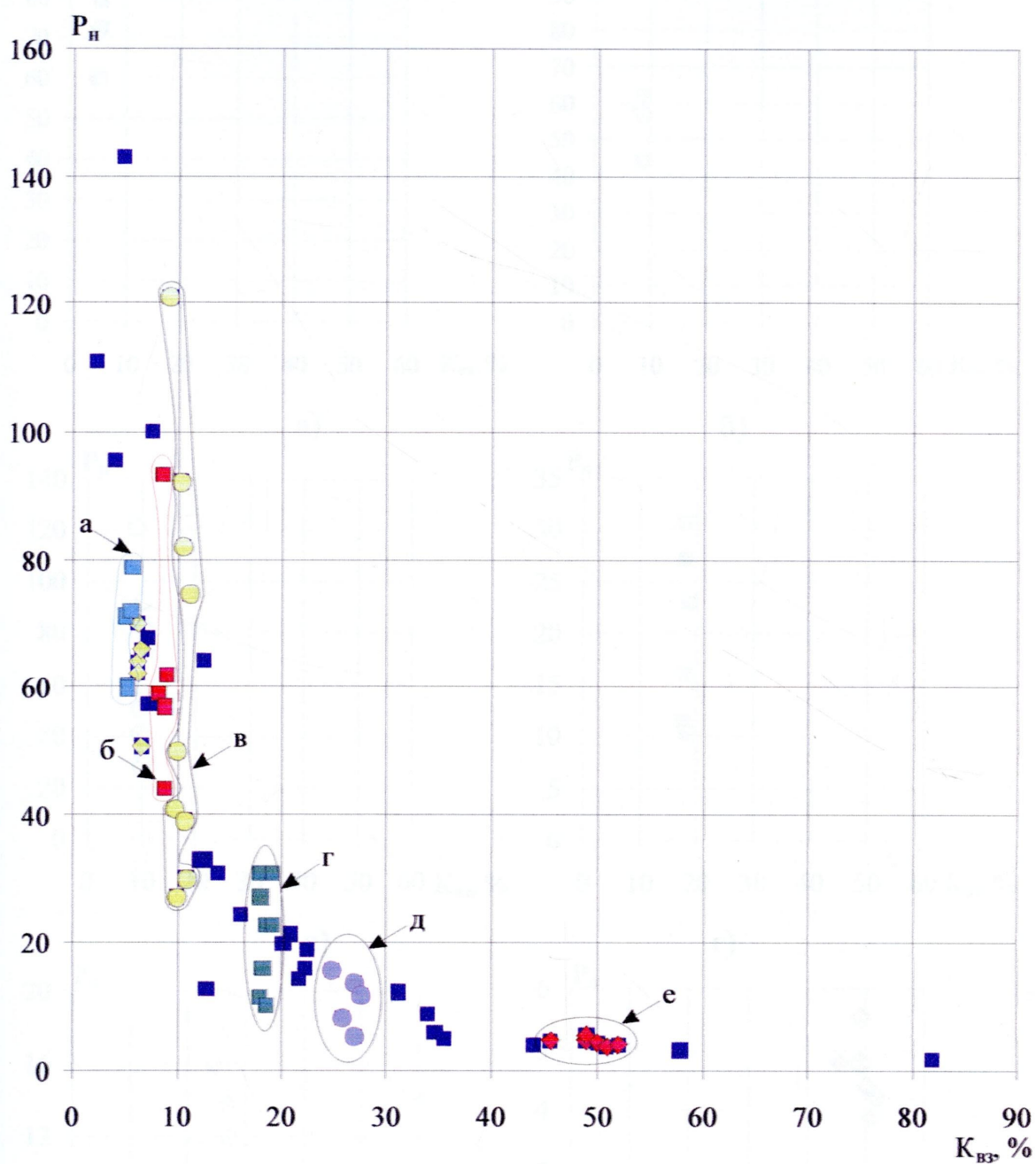
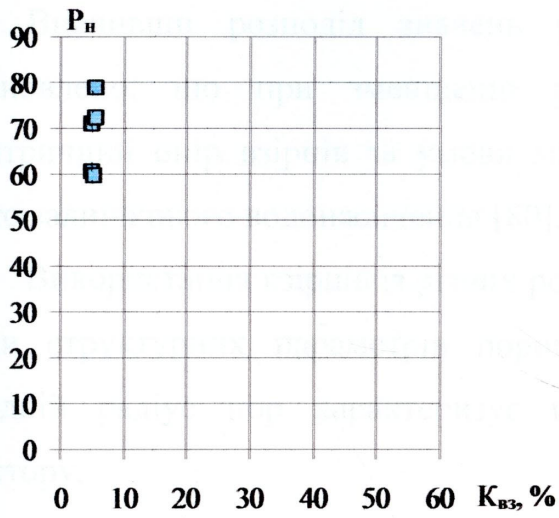


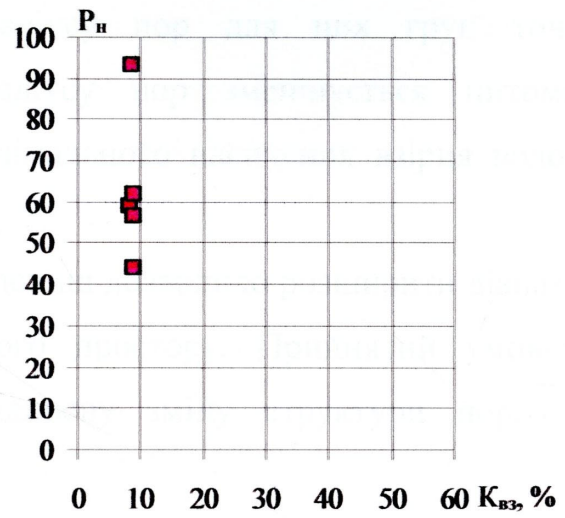
Рисунок 2.6 – Загальний розподіл значень параметрів P_n і $K_{вз}$ для порід-колекторів Тимофіївського, Куличихинського та Розпашнівського родовищ:

а, б, в, г, д, е – групи точок, які мають максимальну розбіжність

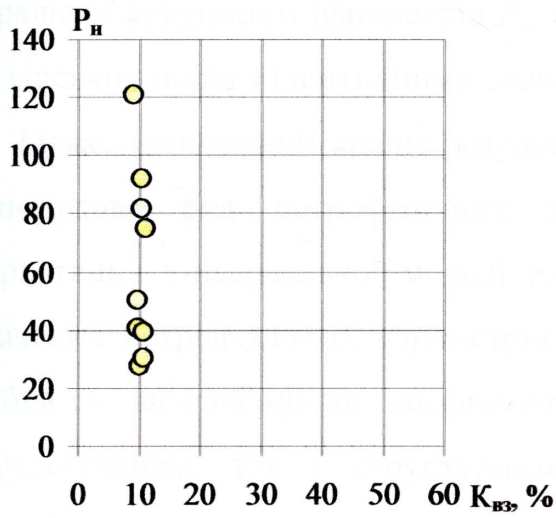
по осі ординат (P_n)



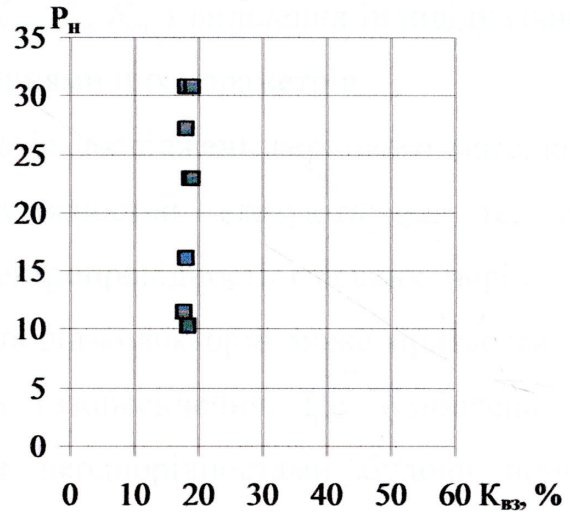
а)



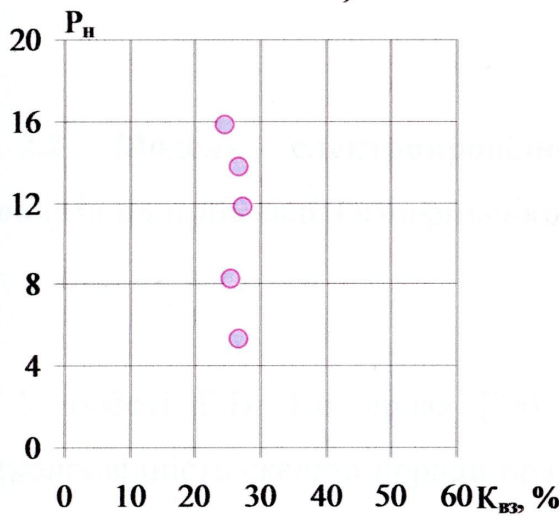
б)



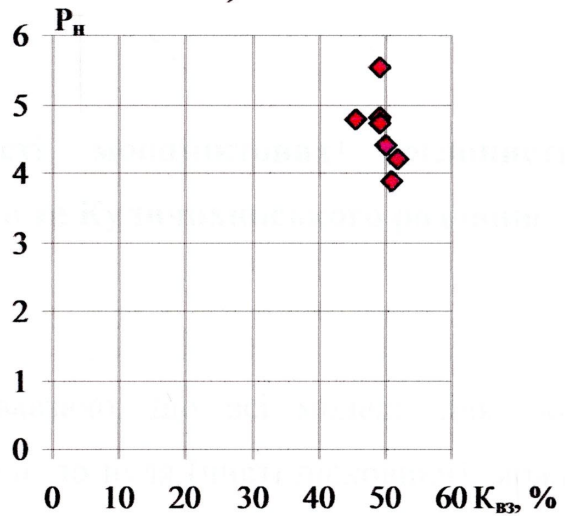
в)



г)



д)



е)

Рисунок 2.7 – Розподіл значень параметрів P_n і $K_{вз}$ для порід-колекторів Тимофіївського, Куличихинського та Розпашнівського родовищ в залежності від зміни параметра насичення

Вивчивши розподіл значень радіусу пор для цих груп точок встановлено, що при зменшенні радіусу пор зменшується питомий електричний опір взірців за умови мінімального насичення взірця водою, тобто залишкового водонасичення [80].

Використання взірців із різних родовищ дозволило розширити діапазон зміни структурних параметрів порового простору. Прийнятий умовний середній радіус пор характеризує відносну зміну структури порового простору.

Отримані результати підтверджують необхідність детального аналізу генеральної сукупності параметрів P_n , $K_{вз}$, K_n , K_{np} і виділення індивідуальних груп гірських порід з ідентичними значеннями цих параметрів.

Отже, проведений аналіз результатів досліджень кернавого матеріалу та побудова ряд петрофізичних залежностей вказують на те, що використання універсальної моделі електропровідності гірських порід для визначення петрофізичних параметрів порід-колекторів може призвести до похибки у визначенні їх коефіцієнта газонасичення. Це зумовлено як мінералогічними, так і структурними неоднорідностями будови порід-колекторів.

2.2 Модель електропровідності мономіктових неглинистих пісковиків на прикладі Тимофіївського та Куличихинського родовищ

У роботі Г.В. Нестерова [35] вказано, що всі моделі, для яких електропровідність скелета породи прямує до нуля (чисті пісковики), можна представити формулою Арчі. Зміна структури порового простору і геометрія окремих зерен відображаються у параметрі цементування. Складні співвідношення компонентів цементу, різні електрохімічні властивості зерен скелету породи та значна просторова неоднорідність ускладнюють

визначення оптимального значення показника n у формулі Арчі.

Для порід з однорідним мінеральним складом скелета породи (наприклад, чисті пісковики візейського віку ДДЗ із силікатним цементом) електропровідність складається з двох компонент і за формулою Арчі розраховується наступним чином [17]:

$$\sigma_{nc} = \sigma_g \cdot K_n^m \cdot K_g^n, \quad (2.3)$$

де σ_{nc} – питома електропровідність нафтогазонасиченої породи, См/м;

σ_g – питома електропровідність пластової води, См/м;

K_n – коефіцієнт пористості, ч.од.;

K_g – коефіцієнт водонасичення, ч.од.;

m і n – структурні коефіцієнти, які характеризують будову порового простору конкретних досліджуваних відкладів.

Представлене емпіричне рівняння отримано за умови, що скелет породи має нескінченний електричний опір. Показник степеня m – відображає узагальнену характеристику ступеня цементації породи-колектора, структуру і геометрію порового простору, а n – відображає розподіл мінералізованої води у породі, змочуваність скелету породи-колектора та інші параметри.

Визначення параметрів m та n проводиться на колекції взірців, які відібрані з продуктивного горизонту і досліджені у лабораторних умовах. Якщо породи-колектори представлені взірцями складної будови з макро- та мікронеоднорідностями, то похибка результатів лабораторних досліджень взірців керну негативно вплине на достовірність визначення значень підрахункових параметрів. Відповідно використання даних електрометрії свердловин під час підрахунку запасів призведе в такому випадку до похибки у визначенні коефіцієнта насичення.

Із наведеного вище випливає, що створювати емпіричні моделі для конкретних товщ сьогодні достатньо складно у зв'язку з малим об'ємом

відбору кернавого матеріалу і обмеженою кількістю його досліджень у лабораторних умовах.

Використовуючи результати лабораторних досліджень петрофізичних параметрів порід-колекторів чистих пісковиків Тимофіївського і Куличихинського газоконденсатних родовищ (ρ_n , P_n , ρ_e , K_n , K_{np} , K_e , K_{e3}) (додаток А.1, А.2) [78, 79], нами проведено перевірку відповідності розрахованих значень питомого електричного опору за моделлю, яка використовувалась при підрахунку запасів газу та значень питомого електричного опору, виміряних у лабораторних умовах. Колекторські властивості чистих пісковиків, які виповнюють продуктивні розрізи свердловин досліджуваних родовищ, за лабораторними дослідженнями кернавого матеріалу характеризуються значеннями пористості від 6 % до 23 %, проникності – від $0,3 \times 10^{-3}$ мкм² до 2000×10^{-3} мкм² та більше. Пісковики тонко-, дрібно- та середньозернисті, слабо- та міцноцементовані, щільні, шаруваті, слюдисті, подекуди вапняковисті. По площі пісковики пластів-колекторів невитримані, ущільнюються, переходячи у неколектори. Для даного типу колекторів розрахунки ρ_n^p проведено за формулою [78, 79]:

$$\rho_n^p = \rho_e \cdot K_n^{-m} \cdot K_e^{-n} . \quad (2.4)$$

де ρ_n^p – розрахований питомий електричний опір газонасиченої породи, Омм;

ρ_e – питомий електричний опір пластової води, Омм;

K_n – коефіцієнт пористості, ч.од.;

K_e – коефіцієнт водонасичення, ч.од.

m і n – структурні коефіцієнти, які характеризують будову порового простору досліджуваних відкладів.

Значення питомого електричного опору води, якою насичувались взірці візейських відкладів, відповідає питомому електричному опору пластової води і дорівнює $\rho_e = 0,015$ Омм. Показники степеня для залежностей $P_n = f(K_n)$,

$P_n=f(K_g)$, що використовувались при підрахунку запасів на Тимофіївському родовищі, приймалися: $n=1,72$, $m=2$.

Проведені дослідження дозволили зіставити експериментальні і розраховані значення питомого електричного опору породи [87]. Зіставлення проводилось у два етапи. Спочатку було встановлено зв'язок розрахованих і вимірних значень питомого електричного опору за умови, що $K_g=K_{гз}$, тобто включались тільки значення із мінімально можливою залишковою водою. Другий етап передбачав ці ж самі роботи, але за умови часткового газонасичення породи. Результати досліджень параметрів, що характеризують ці зв'язки, збігаються. Встановлений зв'язок характеризується відносно невисоким коефіцієнтом кореляції $R=0,81$, а середньоквадратичне відхилення досліджуваних параметрів становить відповідно $\sigma(\rho_n^g)=26,4$ Омм та $\sigma(\rho_n^s)=19,9$ Омм (рис. 2.8). У діапазоні великих значень питомого електричного опору спостерігається значне розсіяння точок, що на нашу думку, зумовлене неоднорідністю структурної будови гірських порід. Такий характер розсіяння точок зв'язок вказує на те, що до колекції входять взірці гірських порід з неоднорідною структурою порового простору.

Виходячи із приведеного вище, нами виконано оцінку і розподіл структурних неоднорідностей на різні генеральні сукупності за геолого-геофізичними параметрами. До основних фізичних властивостей порід-колекторів відносяться: об'єм порового простору, особливості взаємозв'язку рідинних фаз, які насичують пори колектора; структура порового простору породи; властивості мінерального складу скелета породи. За визначенням Ханіна А.А., Енгельгарда В. [81, 88] структура порового простору породи-колектора є функцією питомої поверхні та геометрії пор. Таким чином, взаємозв'язок фізичних властивостей порід-колекторів заданого геологічного об'єкта буде зумовлений, в основному, структурою порового простору.

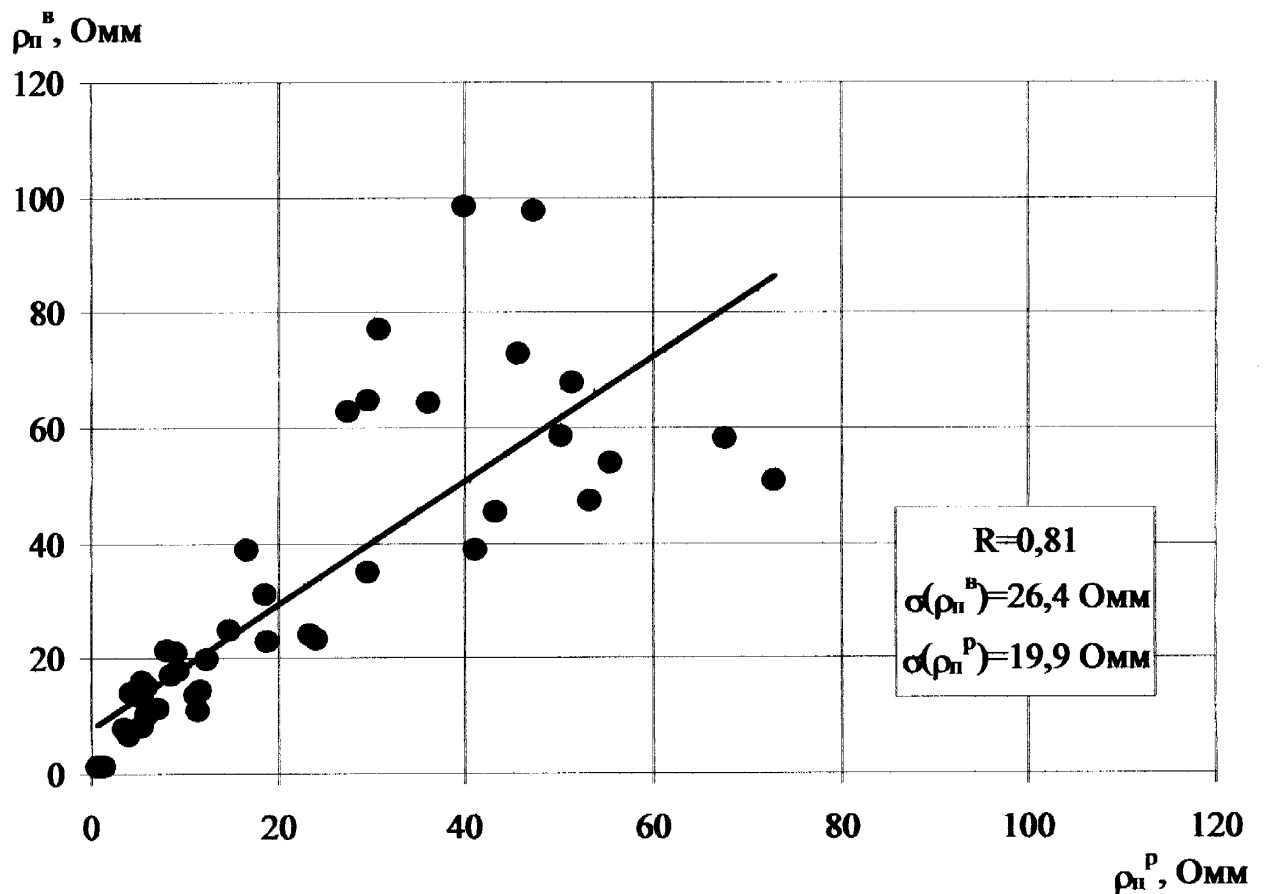


Рисунок 2.8 – Зіставлення питомого електричного опору ρ_n^B , виміряного на зірцях керну в лабораторних умовах, із розрахованими значеннями ρ_n^P (з врахуванням встановлених залежностей $P_n=f(K_n)$, $P_n=f(K_e)$, що охарактеризовані малими значеннями структурних показників n і m)

Слід відмітити, що пористість і питома поверхня мають чітку фізичну суть і їх кількісні характеристики можна визначати експериментально в лабораторних умовах на керновому матеріалі. Дослідження кількісної оцінки геометрії пор у лабораторних умовах пов'язано із значними економічними та технологічними труднощами (метод ртутної порометрії тощо).

Дослідженню структури порового простору присвячено багато наукових праць [82, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94], однак єдиного способу кількісної та якісної оцінки цього параметра не запропоновано. Можливість визначення параметру “структура порового простору” дозволить встановлювати залежності усіх фізичних властивостей порід-колекторів за даними пористості, питомої поверхні, геометрії пор і характеристик мінерального скелету. Тому, вирішення проблеми оцінки структури порового простору є актуальним практичним завданням.

Структура порового простору гірських порід настільки складна і багатогранна, що визначення кількісних характеристик вимагає створення багатопараметричної моделі. Наприклад, поверхня порового простору може бути описана такими параметрами як: формою поверхні, градієнтом нахилу поверхні, відстанню між точками дотику зерен скелету породи, формою зерен матриці породи, формою каналу, звивистістю, об'ємом порового простору, питомою поверхнею тощо. Збільшення параметрів, які визначають структуру порового простору гірських порід зумовлює невизначеність при її опису. Така постановка задачі з встановлення параметричної оцінки структури порового простору значно ускладнює практичне визначення характеристик порід-колекторів.

Розглянемо можливості уніфікованого комплексного підходу до оцінки параметру “структура порового простору”, який може об'єднати структуру і об'єм порового простору, діаметр пор, характеристику водонасичення та інші параметри.

Коефіцієнт водонасичення є одним із параметрів, який характеризує об'єм і структуру порового простору. Визначення коефіцієнта водонасичення

породи-колектора у лабораторних умовах проводиться методом капілярометрії. Криві капілярнометрії вказують на розподіл коефіцієнта водонасичення від тиску і відображають структуру порового простору та особливості геометрії пор. Зв'язок залишкового водонасичення із структурою порового простору описується залежністю встановленою М. Левереттом у 1941 р, яка враховує фізичні властивості породи і рідини, що насичує колектор:

$$J(K_e) = \frac{P_k}{\sigma \cos \Theta} \sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}}, \quad (2.5)$$

де K_e – коефіцієнт водонасичення, ч.од.;

P_k – капілярний тиск, Па;

σ – поверхневий натяг, $\times 10^{-3}$ Н/м;

K_{np} – коефіцієнт проникнення, $\times 10^{-3}$ мкм²;

K_n – коефіцієнт пористості, ч.од.;

Θ – кут змочування, °.

У роботі Шейдегера А.Е. [95] показано, що функція М. Леверетта є універсальною характеристикою структури порового простору. Ним встановлено, що залежність $K_e = J((P_k / \sigma \cos \Theta) \sqrt{K_{np} / K_n})$ для різних продуктивних горизонтів характеризується різними значеннями $J(K_e)$ – функції для конкретного геологічного району, тобто залежність описує ємнісно-фільтраційні властивості колектора з врахуванням структури порового простору.

Для зручної кількісної інтерпретації кривих капілярнометрії і врахування параметрів зв'язку залишкового водонасичення з тиском початку вилучення рідини із капілярів Дж. Томіром [89] запропоновано описувати залежність (2.5) гіперболою в логарифмічних координатах:

$$\ln\left(\frac{1 - K_{e3}}{1 - K_{e1}}\right) = -\chi / \ln \frac{P_k}{P_0}, \quad (2.6)$$

де $(1-K_6)$ – відносний об'єм пор, зайнятий нафтою при капілярному тиску P_k ;

$(1-K_{36})$ – відносний об'єм пор, зайнятий нафтою при нескінченному капілярному тиску;

P_0 – тиск початку витіснення рідини, Па;

χ – показник степеня гіперболи.

До альтернативної методики визначення кривих капілярного тиску відноситься методика центрифугування, яка дозволяє встановлювати зв'язок динаміки коефіцієнта водонасичення з електропровідністю колектора. У роботі Б.Ю. Вендельштейна, А.С. Горбенко [27, 96] показано, що цей метод у порівнянні з класичним методом напівпроникної мембрани дає високу степінь співставлення результатів визначення K_{63} .

У роботі проведені дослідження зв'язку зміни електричного опору породи із вмістом залишкової води при вилученні порової води з колектора за умов зростання тиску. Виходячи з рівняння М. Леверетта (2.5), градієнт зміни залежності об'єму вилученої води від величини тиску, напряду залежить від структури порового простору. Результати досліджень дозволять отримати критерій для оцінки геологічних сукупностей за електричними властивостями і структурою порового простору, що дасть можливість оцінити неоднорідність при встановленні залежності питомого електричного опору від коефіцієнта водонасичення.

Для дослідження зв'язку структури порового простору з функцією зміни питомого електричного опору від вмісту залишкової води, нами використані результати вимірювань параметрів P_n і K_6 , які отримані методом центрифугування. Взірці керну описують візейські відклади Куличихинського і Тимофіївського газоконденсатних родовищ (додаток А.1, А.2) [78, 79].

Розглянемо функцію $P_n = a/K_6^n$ і вивчимо зміну градієнту G у заданому діапазоні зміни аргументу K_6 . Для кожного взірця, на якому проведено дослідження залежності електричного опору від вмісту води у поровому

просторі методом центрифугування розраховувалось значення G за відомою формулою $\Delta f(K_e)/\Delta K_e$. Нами вибрана ділянка зміни коефіцієнта залишкового водонасичення у межах (20-70 %). Результати досліджень вказують на те що, зміна градієнта функції $P_n = a/K_e^n$ залежить від колекторських властивостей і структури порового простору (додаток А.2) [79]. Характеристика ємнісно-фільтраційних властивостей вірців за градієнтом зміни функції $P_n = f(K_e)$ при вилученні води, дала можливість запропонувати новий підхід для створення моделі електропровідності чистих пісковиків із врахуванням структури порового простору.

Нами вище було встановлено, що вибір параметрів n і m при зіставленні розрахованих значень ρ_n^p за формулою, яка використовувалась при підрахунку запасів газу і визначених у лабораторних умовах ρ_n^e не призвів до їх збіжності (див. рис. 2.8). У роботі [97] вказано, що m залежить від будови порового простору. Нами пропонується представляти параметр m (m – показник степеня моделі Арчі-Дахнова), як $m \times \xi(G)$. Функція $\xi(G)$ – це нормована функція, що залежить від градієнта G функції $P_n = f(K_e)$, який в свою чергу є параметром, що залежить від структури порового простору колектора. У такому випадку модель електропровідності буде мати наступний вигляд [87]:

$$\rho_n^p = K_n^{-m \times \xi(G)} K_e^{-n} \rho_e, \quad (2.7)$$

де ρ_n^p – розрахований питомий електричний опір газонасиченої породи, Омм;

ρ_e – питомий електричний опір пластової води, Омм;

K_n – коефіцієнт пористості, ч.од.;

K_e – коефіцієнт водонасичення, ч.од.;

G – градієнт функції $P_n = f(K_e)$;

m, n – структурні коефіцієнти, які характеризують складну будову порового простору досліджуваних відкладів.

На рис. 2.9 наведені результати зіставлення розрахованих значень ρ_n^p за

формулою (2.7) і вимірних значень ρ_n^6 в лабораторних умовах. Встановлений зв'язок характеризується більшим коефіцієнтом кореляції $R=0,973$ ($\sigma(\rho_n^6)=26,4$ Омм; $\sigma(\rho_n^6)=28,8$ Омм) у порівнянні із графіком на рис. 2.8.

На рис. 2.9 спостерігається суттєве зменшення розбіжності значень питомого електричного опору у діапазоні $K_e=4\div 15$ %. На високих значеннях K_e щільність точок збільшилась, але на меншу величину. Такий характер змін, враховуючи те, що K_e для розрахунків вибрано величиною залишкової води, вказує на домінуючий вплив структури порового простору на питомий електричний опір породи і менший вплив кількості води для гранично насичених порід-колекторів. Величина K_{e3} , визначена шляхом витіснення води із пор породи, максимально характеризує мікро- і макронеонорідність структури порового простору. Градієнт, тобто швидкість вилучення води, залежить від діаметру пор, звивистості пор, об'єму порового простору, сполученості пор, кількості дрібних і капілярних пор, співвідношення мікро- і макропор та інших властивостей. Використання параметра G , який несе інформацію про структуру порового простору гірських порід, виміряну у динамічному режимі, додає кількісну інформацію про колекторські властивості, що зменшує невизначеність розв'язання задачі з оцінки їх характеру насичення.

Отже, складна структура порового простору є основним чинником, що призводить до похибки у визначенні коефіцієнта насичення за даними методів електричного каротажу. Для врахування впливу складної структури порового простору на величину питомої електропровідності порід-колекторів, запропоновано новий підхід, до створення моделі електропровідності, в основу якого покладено врахування градієнта зміни функції $P_n=f(K_e)$. Ефективність моделі електропровідності чистих мономіктових неглинистих порід-колекторів (2.7) показана на фактичному матеріалі (додаток Б.1) і підтверджена експериментальним моделювання фізичних параметрів визначених на керновому матеріалі.

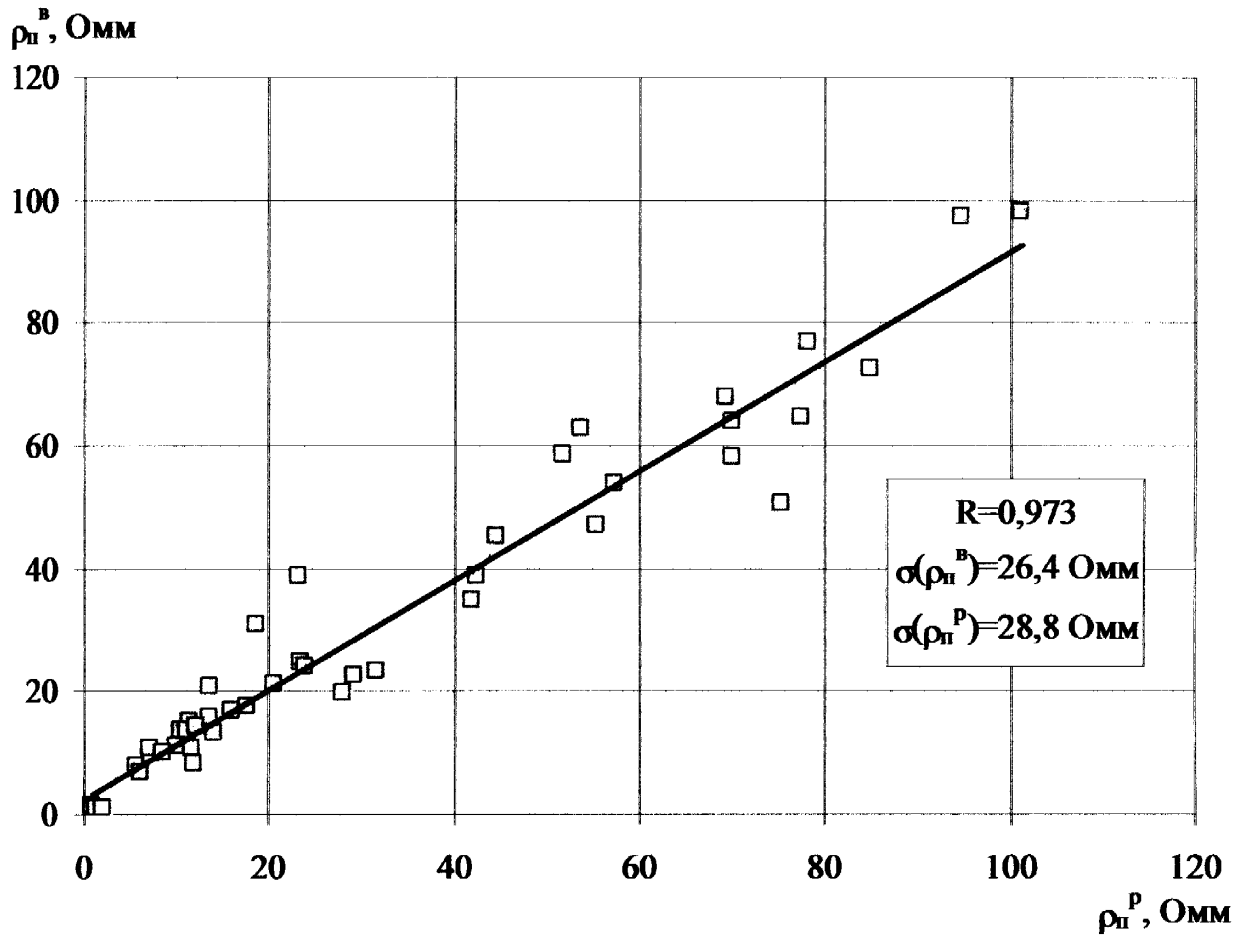


Рисунок 2.9 – Зіставлення питомого електричного опору ρ_n^B , виміряного на зрізках керну в лабораторних умовах, із розрахованими значеннями ρ_n^P (із врахуванням градієнта функції псевдокапілярометрії)

2.3 Модель електропровідності поліміктових глинистих пісковиків на прикладі Розпашнівського родовища

Основні поклади вуглеводнів ДДЗ зосереджені у кам'яновугільних відкладах, які представлені як мономіктовими, так і поліміктовими породами-колекторами. У процесі обробки та інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин, розрізи яких виповнені поліміктовими пісковиками, виникає багато труднощів, які пов'язані із невідповідністю зареєстрованих параметрів дійсним. У першу чергу це стосується методів електричного каротажу. У зв'язку з цим необхідно розробити методичні основи для інтерпретації результатів геофізичних досліджень відкладів такого типу. Однією з основних проблем у цій роботі є проведення математичного моделювання.

Для побудови моделі електропровідність порід складної будови за основу взято модель “двох вод” [96], яка передбачає, що електропровідність гірських порід зумовлена залишковою фізичнозв'язаною водою глинистої фракції породи та рухомою вільною водою. Електропровідність двох вод має різні значення, тобто адсорбційнозв'язана вода має більшу електропровідність ніж вільна пластова вода.

Дослідженню електропровідності зв'язаної води приділялась велика увага багатьма вченими [7, 8, 9, 11, 12, 14, 27, 96 та ін.]. У роботі Е.І. Леонтьєва [11] електропровідність чистих пісковиків складається із електропровідності пухкозв'язаної і вільної води, які близькі за провідністю. Дослідженнями Александрова Б.Л. [36], Єфімова В.А [34] показано, що електропровідність глинистої фракції залежить від мінерального складу глин. Так, максимальним вмістом води характеризується глиниста порода, до складу якої входить монтморилоніт, а мінімальним – каолініт.

У роботі [27] Б.Ю. Вендельштейном доведено, що присутність глинистого цементу у породі може призводити як до зменшення, так і до збільшення її питомого електричного опору. За умови $\rho_v > \rho_w$ присутність глин

призводить до зменшення питомого електричного опору, а при $\rho_v < \rho_{ш}$ заглинизованість викликає його збільшення.

Дані геофізичних досліджень свердловин електричними методами і результати промислових випробувань показали, що питомий електричний опір пласта зменшується при збільшенні глинистості та ступеня пілітизації, що в свою чергу вказує на наявність першої умови – $\rho_v > \rho_{ш}$.

Нами досліджена природа електропровідності поліміктових глинистих порід за результатами досліджень геолого-геофізичних параметрів [98, 99], проведених на керовому матеріалі відібраному із свердловин Розпашнівського газоконденсатного родовища (додаток А.3) [86]. Для вивчення мінерального складу скелету породи та глинистої фракції використовувались результати літолого-петрографічного та гранулометричного аналізів керового матеріалу (додаток А.4, А.5) [100,101], виконаних Івано-Франківським інститутом нафти і газу (ІФІНГ). Електричні властивості та характеристика насичення породи-колектора вивчались з врахуванням даних гранулометричного аналізу (додаток А.5) [101].

Як видно із результатів досліджень [86], петрографічна характеристика пісковиків Розпашнівського газоконденсатного родовища доволі різноманітна: від дрібно- і середньозернистих алевритистих до різно- та крупнозернистих гравелітових різновидів. За мінеральним складом пісковики мономіктові і поліміктові, рідше вапняковисті. Кластичний матеріал представлений кварцом, вміст якого змінюється від 40-45 % до 75-80 %, польовими шпатами, уламками кварцитів, кремнію, діабазів, ортоклазу, олігоклазу. Зустрічаються також уламки апатиту, біотиту, мусковіту і поодинокі зерна акцесорних мінералів гранату і циркону. Уламковий матеріал кутуватий і напівокатаний, частково кородований. Відсортованість уламків різноманітна – від хорошої до середньої (св.№16, 77) і поганої (св.№14); цемент за складом полімінеральний, переважно глинисто-карбонатний, карбонатно-глинистий, рідше карбонатний, карбонатно-ангідрито-гідроокисно-гідрослюди́стий. Глиниста складова цементу

представлена частіше всього каолінітом, рідше гідрослюдою. Розподіл цементу нерівномірний, поровий, плівково-поровий, нерівномірно-згустковий і базально-поровий. У відкладах верхнього карбону спостерігаються пори різної форми: трикутної, тріщиноподібної, звивистої, розмірів від 0,02 до 0,25 мм. За літолого-фізичними властивостями колектори відносяться до гранулярно-порового типу. Характер їх будови на кожному часовому циклі обумовлений в основному палеообставинами накопичення осадів, велике значення мала динаміка соляного тіла, яка є основною причиною макро- і мікронеоднорідності продуктивних горизонтів. Макронеоднорідність горизонтів має прояви у зміні літологічного складу і ємнісно-фільтраційних властивостей порід як по площі, так і по розрізу (рис. 2.10). Макронеоднорідність відображається у мінливості самого пористого середовища в результаті структурних та текстурних особливостей, і впливає як на колекторські властивості, так і на характер петрофізичних зв'язків між окремими параметрами. Відкрита пористість порід змінюється в межах від 2,5 % до 24,5 %, проникність від $0,02 \times 10^{-3}$ мкм² до 1100×10^{-3} мкм², залишкове водонасичення від 5 % до 80,5 %, глинистість від 2 % до 40 % і карбонатність від 1,5 % до 16 %.

Отже, у моделі двох вод електропровідність породи буде складатись із електропровідності електроліту, на контакті дисперсної частини порового простору (глинисті мінерали, пілітизована поверхня зерен скелету породи) та електроліту, що заповнює порові канали.

У нашому випадку питома електропровідність поліміктових глинистих пісковиків, для Розпашнівського газоконденсатного родовища, буде складатись із суми електропровідностей чистого пісковика за моделлю Арчі та поліміктової і глинистої фракції. Використовуючи формулу (2.4), нами пропонується модель електропровідності поліміктового глинистого пісковика записати у наступному вигляді:

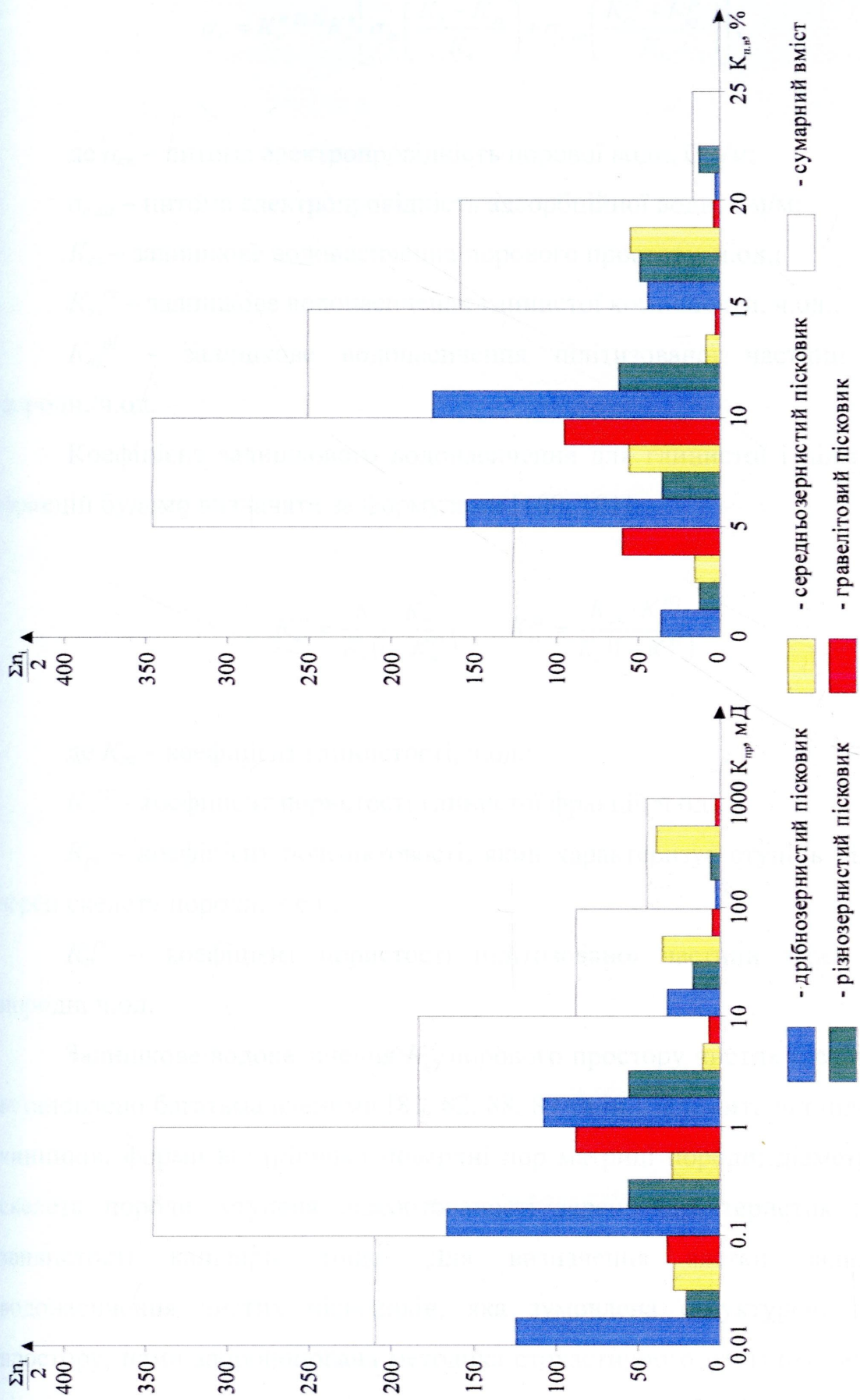


Рисунок 2.10 – Гістограма розподілу $K_{п,в}$ і $K_{ср}$ для колекторів нижньої пермі та верхнього карбону Розпашнівського родовища

$$\sigma_n = K_n^{m \cdot \xi(G)} K_a^n \left[\sigma_{en} \left(\frac{K_a - K_{a3}}{K_a} \right) + \sigma_{e.ad} \left(\frac{K_{a3}^{cl} + K_{a3}^{pl}}{K_a} \right) \right], \quad (2.8)$$

де σ_{en} – питома електропровідність порової води, См/м;

$\sigma_{e.ad}$ – питома електропровідність адсорбційної води, См/м;

K_{a3} – залишкове водонасичення порового простору, ч.од.;

K_{a3}^{cl} – залишкове водонасичення глинистої компоненти, ч.од.;

K_{a3}^{pl} – залишкове водонасичення пілітизованої частини скелету породи, ч.од.

Коефіцієнт залишкового водонасичення для глинистої і пілітизованої фракцій будемо визначати за формулами [100, 101]:

$$K_{a3}^{cl} = \frac{K_{cl} \cdot K_n^{cl}}{K_n (1 - K_n^{cl})}; \quad K_{a3}^{pl} = \frac{K_{pl} \cdot K_n^{pl}}{K_n (1 - K_n^{pl})}, \quad (2.9)$$

де K_{cl} – коефіцієнт глинистості, ч.од.;

K_n^{cl} – коефіцієнт пористості глинистої фракції, ч.од.;

K_{pl} – коефіцієнт поліміктовості, який характеризує ступінь пілітизації зерен скелету породи, ч.од.;

K_n^{pl} – коефіцієнт пористості пілітизованої частини зерен скелету породи, ч.од.

Залишкове водонасичення K_{a3} порового простору чистих пісковиків, як встановлено багатьма вченими [81, 82, 88, 89 та ін.] залежить від цілого ряду чинників: форми внутрішньої поверхні пор матриці породи; діаметру зерен скелета породи; ступеня відсортованості зерен; характеристик цементу; звивистості капілярів тощо. Для визначення частки залишкового водонасичення чистих пісковиків, яка зумовлена структурою порового простору, нами запропонована методика стохастичного прогнозу залежності кількості залишкової води від середнього радіусу пор $K_{a3} = f(r_{cp})$. Стохастична залежність будувалась за результатами досліджень залишкового

водонасичення методом центрифугування (додаток А.1, А.2) [78, 79] взірців порід чистих пісковиків візейського віку Тимофіївського та Куличихинського родовищ. Середній радіус пор визначався за формулою (2.2) [81, 82, 83].

Із рис. 2.11 (а, б) видно, що коефіцієнти кореляції залежності $K_{\text{вз}}=f(r_{\text{ср}})$ мають високі значення. Для Тимофіївського родовища становить $R=0,926$ ($\sigma(r_{\text{ср}})=2,5$ мкм; $\sigma(K_{\text{вз}})=11,4$ %), для Куличихинського – $R=0,915$ ($\sigma(r_{\text{ср}})=5,3$ мкм; $\sigma(K_{\text{вз}})=8,1$ %), що вказує на можливість їх практичного використання. На рисунку 2.11 (в) наведена спільна для згаданих вище родовищ залежність, яка також характеризується високим коефіцієнтом кореляції $R=0,906$ ($\sigma(r_{\text{ср}})=4,4$ мкм; $\sigma(K_{\text{вз}})=9,9$ %).

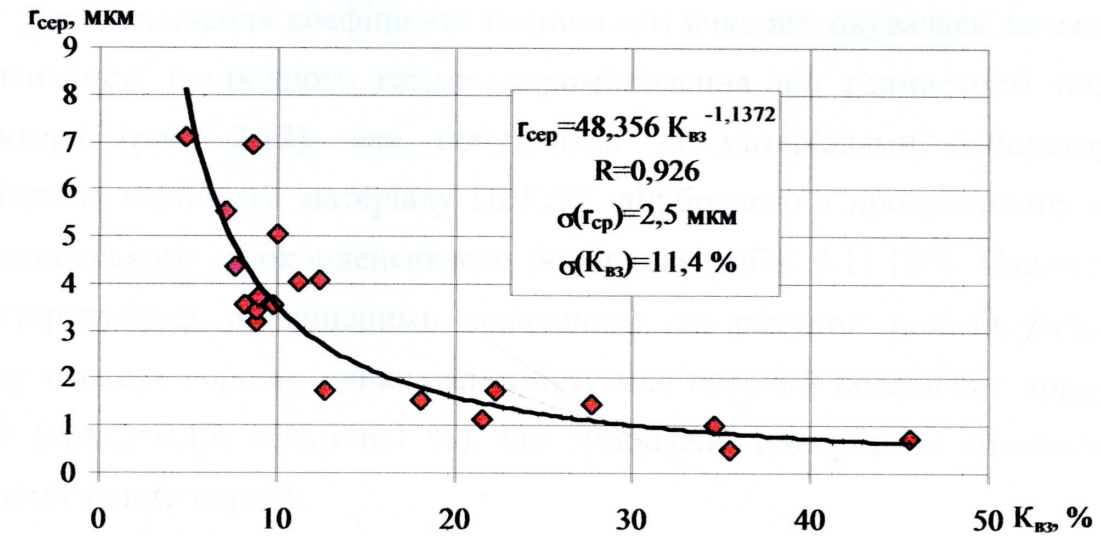
Отримане таким чином рівняння використовуватиметься для розрахунку прогнозного значення $K_{\text{вз}}$:

$$K_{\text{вз}} = 21,54 \cdot r_{\text{ср}}^{-0,615}. \quad (2.10)$$

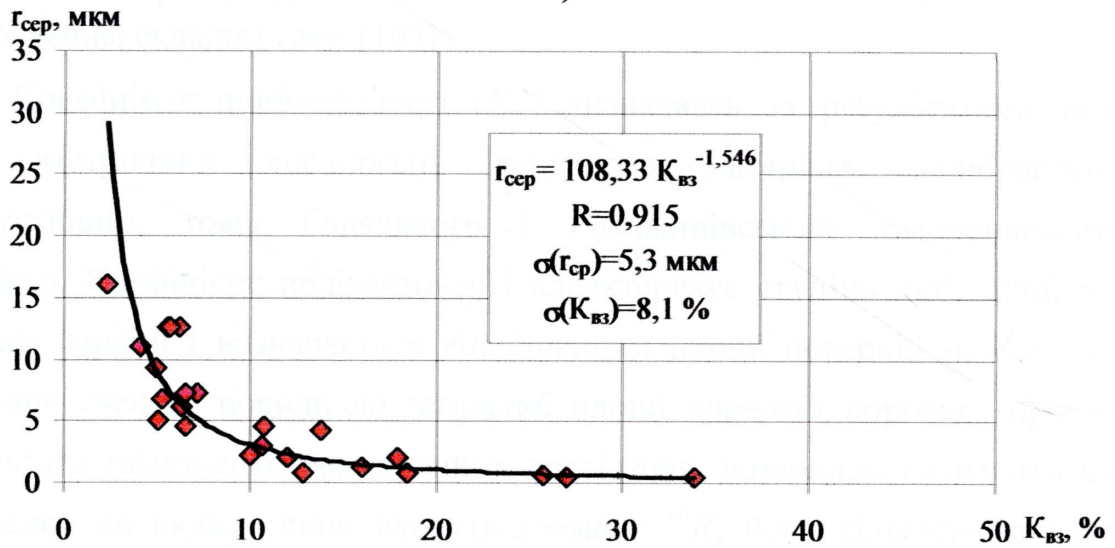
Модель електропровідності поліміктового глинистого пісковика з врахуванням формул (2.7, 2.8, 2.9, 2.10) запишемо у наступному вигляді:

$$\sigma_n = K_n^{m \cdot \xi(G)} K_a^n \left[\sigma_a \left(\frac{K_a - \frac{21,54}{r_{\text{ср}}^{0,615}}}{K_a} \right) + \sigma_{a, \text{ад}} \left(\frac{\frac{K_{\text{ст}} \cdot K_n^{\text{ст}}}{K_n (1 - K_n^{\text{ст}})} + \frac{K_{\text{пл}} \cdot K_n^{\text{пл}}}{K_n (1 - K_n^{\text{пл}})}}{K_a} \right) \right]. \quad (2.11)$$

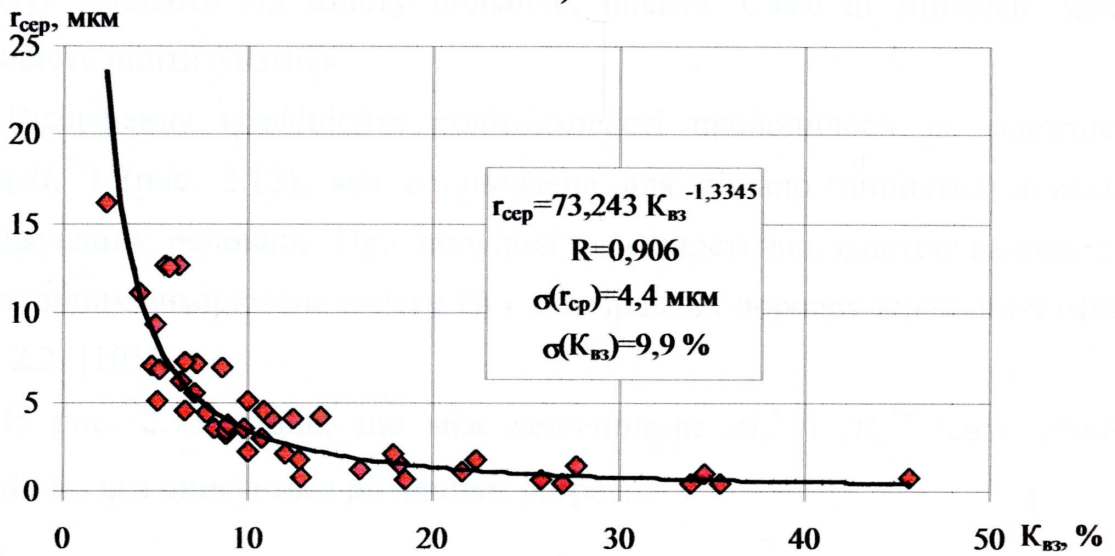
Такого роду модель електропровідності характеризує породи поліміктового складу з розсіяною дисперсною глинистістю та пілітизованою часткою полімінерального складу скелету породи.



а)



б)



в)

Рисунок 2.11 – Залежність залишкового водонасичення $K_{вз}$ від середнього радіуса пор $r_{ср}$ для: а – Тимофіївського родовища; б – Куличихинського родовища; в – спільна для обох родовищ

Для визначення коефіцієнта глинистості використовувалась залежність інтенсивності природного гамма-випромінювання від глинистості пласта-колектора (рис. 2.12), яка побудована за матеріалами лабораторних досліджень кернавого матеріалу ПЕГДС, відібраного з продуктивних товщ Розпашнівського газоконденсатного родовища (табл. 2.1) [86]. Параметр I_γ характеризується підвищеними значеннями за рахунок полімінерального складу скелета породи, однак залежність має високий коефіцієнт кореляції $R=0,9$ ($\sigma(\Delta I_\gamma)=0,15$; $\sigma(K_{gl})=6,4$ %), що зумовлено однорідним мінеральним складом скелета породи.

Частка порового простору глинистої фракції оцінювалась за мінеральним складом глин [102].

Коефіцієнт поліміктовості (K_{pl}) визначавсь за результатами гамма-спектрометричних досліджень кернавого матеріалу, відібраного з продуктивних товщ Гадяцького і Розпашнівського газоконденсатних родовищ. Коефіцієнт поліміктовості характеризує ступінь пілітизації зерен скелету породи і визначається відношенням площі поверхні пілітизованих частинок скелету породи до загальної площі поверхні порового простору. Результати гамма-спектрометричних досліджень дозволили визначити вміст мінералів, до складу яких входять елемент ^{40}K , його кількість, в даному випадку, залежить від вмісту польових шпатів. Саме ці мінерали мають властивість пілітизуватись.

Визначення коефіцієнта поліміктовості проводилось за залежністю $\Delta I_\gamma^K = f(\Delta I_\gamma^{Th})$ (рис. 2.13), яка встановлена для піщано-глинистих відкладів досліджуваних родовищ. При побудові залежності використовувались дані лабораторних вимірювань вмісту Th і K в гірських породах виконаних ІФІНГ (табл. 2.2) [101].

Із рис. 2.13 видно, що між величинами ΔI_γ^K і ΔI_γ^{Th} існує лінійна залежність, яка описується рівнянням регресії:

$$\Delta I_\gamma^K = 0,98 \cdot \Delta I_\gamma^{Th} + 0,01, \quad (R=0,97). \quad (2.12)$$

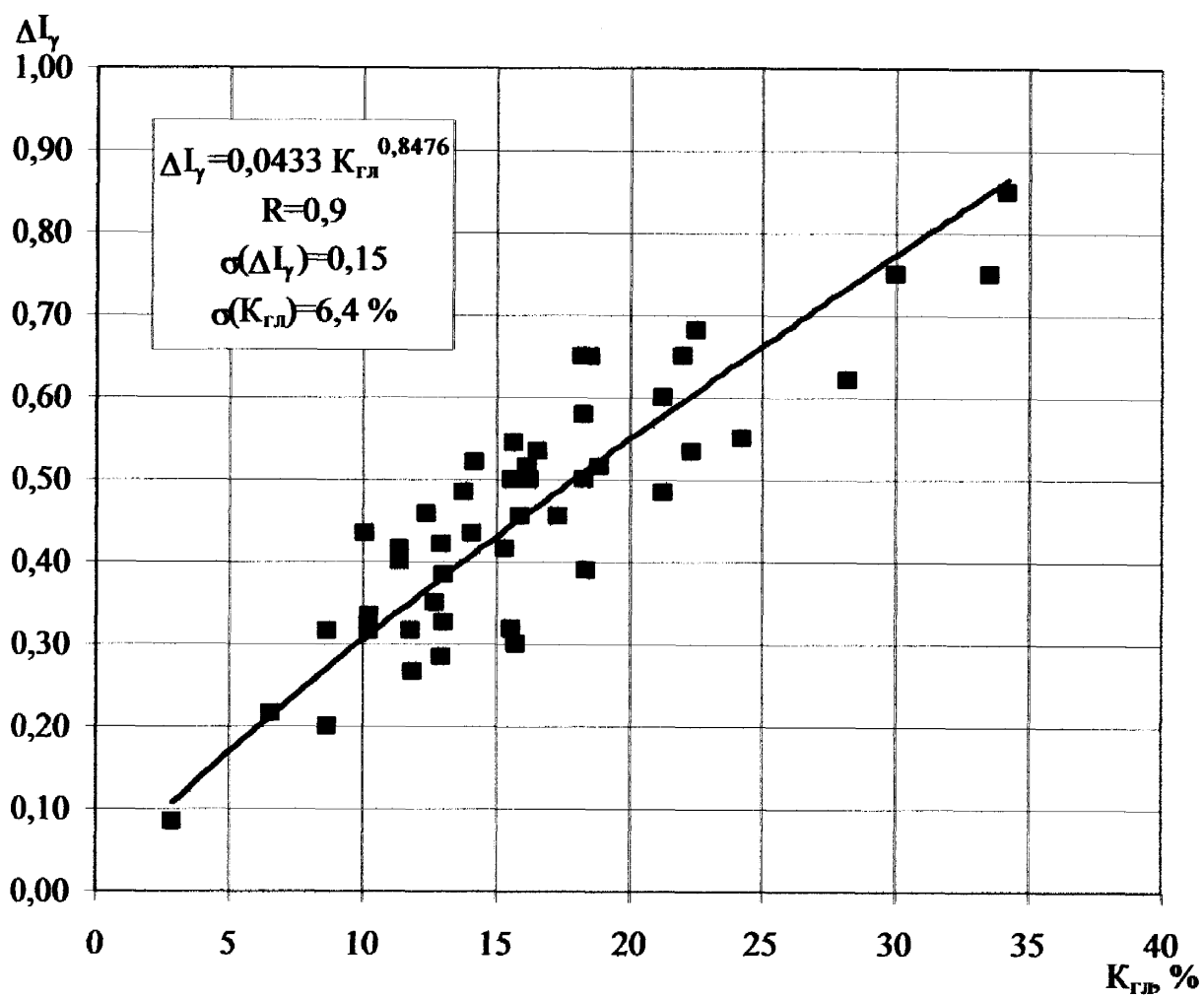


Рисунок 2.12 – Залежність подвійного різницевого параметра природної γ -активності пластів-колекторів ΔI_γ від коефіцієнта їх об'ємної глинистості $K_{гд}$

Таблиця 2.1 – Вихідні геолого-геофізичні дані для побудови залежності $\Delta I_{\gamma} = f(K_{зл})$ Розпашнівського родовища (за матеріалами ПЕГДС)

№ св.	Індекс пласта	Інтервал, м		I_{γ} , мкР/год	I_{γ}^{\min} , мкР/год	I_{γ}^{\max} , мкР/год	ΔI_{γ}	$K_{г.л.}$, %	$K_{п.}$, %	$\eta_{г.л.}$
		пок.	під.							
9	К1-а	4402,5	407	11,5	4	14	0,52	30	4,7	0,86
		4480	4481,6	6	4	14	0,42	8,7	10,8	0,45
		4481,6	4484,6	7,5	4	14	0,75	18,4	10,3	0,65
12	К-1	4445	4453	9,2	4	14	0,20	14,2	9	0,61
		4481	4489,6	8,2	4	14	0,35	13	9,8	0,57
13	П-1	3749,4	3755,6	6,2	3	15	0,27	11,9	12,3	0,3
		3756,2	3762	5,6	3	15	0,22	6,6	16,8	0,28
		3786	3791	6,4	3	15	0,28	13	16	0,45
		3800	3807,8	4	3	15	0,08	2,9	6,7	0,3
	П-2	3860	3862	8	3	15	0,42	11,4	12,9	0,47
		3866	3873	8,8	3	15	0,48	21,3	14	0,6
		3873	3875	7	3	15	0,33	10,3	13,5	0,43
		3909	3915	9,2	3	15	0,52	18,9	8,8	0,5
		3925	3926,8	8	3	15	0,42	15,4	14,4	0,52
	К-1а	3979	3983	9,2	3	15	0,52	16,2	11,1	0,59
		3990	3991	8,8	3	15	0,48	13,8	13,1	0,51
		3996	4005	9,4	3	15	0,53	16,6	13,2	0,56
	К-1	4044	4047	9,4	3	15	0,53	22,3	11	0,67
		4058	4066	9,6	3	15	0,55	24,2	11	0,67
		4066	4074	9	3	15	0,50	16,3	13,3	0,55
		4075	4078	8,2	3	15	0,43	10,1	15,9	0,39
	К-2	4220,6	4223	10,8	3	15	0,65	18,6	9,1	0,67
		4226	4231	8,2	3	15	0,43	14,1	12,6	0,53
		4258	4265	7,6	3	15	0,38	13,1	14,6	0,47
		4274	4282	7,2	3	15	0,35	12,7	15,5	0,45
		4282	4290	6,8	3	15	0,32	11,8	16,4	0,42
		4309	4314	6,8	3	15	0,32	10,3	12,2	0,46
		4319	4327	8,5	3	15	0,46	12,4	12	0,51
		4335	4443	8,8	3	15	0,48	13,8	15,7	0,47
		4346	4351	6,8	3	15	0,32	8,7	17,2	0,34
16	П-1	3679,4	3681	8	2	12	0,60	21,3	15,1	0,59
		3936	3938	8,2	2	12	0,62	28,2	7,2	0,84
	К-1а	4036	4044	9,5	2	12	0,75	33,5	7,7	0,84
	К-1	4049	4056	10,5	2	12	0,85	34,2	7,8	0,83
		4091	4099	8,5	2	12	0,65	22	12,8	0,63
	К-2	4262	4272	8,5	2	12	0,65	12,8	15,5	0,45
		4278	4279	7	2	12	0,50	15,6	16,6	0,48
		4304	4308	5	2	12	0,30	15,8	14	0,53
		4324	4327	7,8	2	12	0,58	18,3	12,5	0,6
		4329,6	4346,6	6	2	12	0,40	11,4	16,2	0,41
17	К-1а	3691,4	3693,6	8	3	14	0,45	17,3	17,7	0,49

Закінчення таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	К-3	4179	4187	8	3	14	0,45	15,9	15,3	0,51
		4189,6	4190	10,5	3	14	0,68	22,5	11,8	0,66
		4190	4191	9	3	14	0,55	15,7	18,5	0,46
		4208,6	4217	8,5	3	14	0,50	18,3	14	0,57
		4364	4366	6,5			0,32	15,6	12,8	0,55
		4380,6	4386	6,6			0,33	13,1	13,2	0,5

За даною залежністю визначається належність досліджуваного інтервалу до літологічного різновиду. Якщо вміст калію і торію зумовлений наявністю глинистої фракції, то точка з координатами ΔI_{γ}^K і ΔI_{γ}^{Th} попадає в область, яка обмежена двома пунктирними лініями (розмір цієї області визначається точністю вимірювань). У цю область попадають усі точки, для яких існує функціональна залежність між вмістом радіоактивних елементів у гірській породі і глинистістю.

При попаданні точки вище вказаної області, досліджуваний інтервал можна віднести до поліміктових пісковиків. Для цього інтервалу характерним є наступне співвідношення: при великому значенні вмісту калію спостерігається низький вміст торію.

Значення ΔI_{γ}^K і ΔI_{γ}^{Th} , які зумовлені попаданням точок нижче вказаної області пов'язані з присутністю торію у гірській породі не тільки в глинистому цементі, але і у скелеті породи. До таких інтервалів відносяться взірці, в яких присутні акцесорні мінерали.

Отже, належність зареєстрованих значень інтенсивності гамма-випромінювання до певної області графіка (див. рис. 2.13) визначає особливості літології гірської породи. Використання такого підходу дозволяє виділити колектори поліміктового складу. Для підтвердження визначення K_p нами також використовувались результати опису шліфів (додаток А.4) [100].

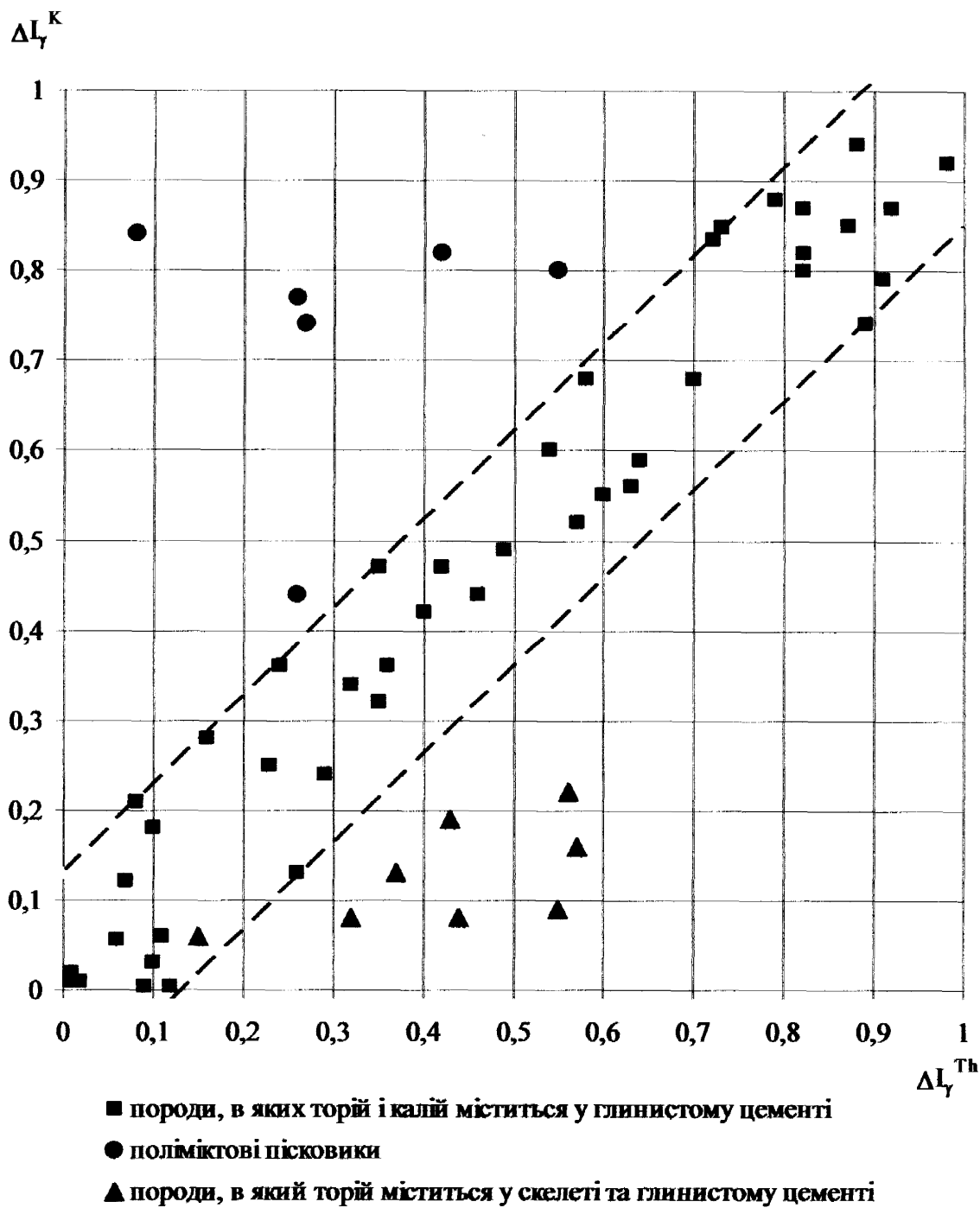


Рисунок 2.13 – Зв'язок між подвійним різницеvim параметром природної γ -активності за калієм ΔI_{γ}^K і торієм ΔI_{γ}^{Th} для встановлення літотипу породи (пісковик – аргіліт)

Таблиця 2.2 – Результати вимірювань вмісту торію і калію у пісковиках для побудови залежності $\Delta I_{\gamma}^K = f(\Delta I_{\gamma}^{Th})$ (за матеріалами ІФІНГ)

№ св.	Інтервал, м		K, %	Th, %	ΔI_{γ}^K	ΔI_{γ}^{Th}
	пок.	під.				
1	2	3	4	5	6	7
Гадяцьке родовище						
2	4733	4743	2,64	14,18	0,88	0,79
	4733	4743	1,63	17	0,52	0,57
	4759	4768	1,13	4,45	0,36	0,24
	4768	4776	2,39	15,65	0,79	0,91
	4838	4848	0,9	3,11	0,28	0,16
	4902	4913	1,83	9,33	0,6	0,54
	4912	4930	2,08	10,1	0,68	0,58
	4940	4950	2,83	14	0,94	0,88
	4979	4982	0,1	1,95	0,003	0,09
	4982	4991	0,26	1,46	0,055	0,06
	5036	5045	1,46	7,44	0,47	0,42
	5085	5094	2,18	15,14	0,74	0,89
3	4639	4645	0,45	1,89	0,21	0,08
	4695	4708	0,61	2,3	0,18	0,1
	4695	4708	0,49	5,31	0,13	0,26
	4775	4785	0,46	1,81	0,12	0,07
	4827	4837	0,28	2,4	0,06	0,11
	4896	4906	1,16	6,51	0,36	0,36
	5002	5014	0,82	1,09	0,25	0,23
6	4673	4683	1,49	6,29	0,47	0,35
	4800	4803	1,12	5,9	0,34	0,32
	4923	4931	0,15	0,68	0,02	0,01
	4923	4931	0,99	9,5	0,32	0,35
	4931	4937	0,2	2,25	0,03	0,1
	4954	4962	0,17	0,93	0,01	0,02
	4954	4962	0,12	0,5	0,01	0,01
	5096	5100	2,08	12,9	0,68	0,7
7	4718	4727	2,77	16,65	0,92	0,98
	4830	4833	0,11	1,4	0,003	0,12
	4918	4920	1,54	8,57	0,49	0,49
	4918	4920	1,25	8,02	0,44	0,46
	4924	4932	2,44	13,94	0,8	0,82
	4932	4941	0,8	4,33	0,24	0,29
8	4735	4751	1,2	7,42	0,42	0,4
	4735	4751	1,73	10,35	0,56	0,63
	4792	4797	2,58	14,05	0,85	0,87
487	3243	3253	2,6	14,1	0,87	0,82
	2143	3253	2,71	12,6	0,849	0,73
	3253	3262	2,49	14,1	0,82	0,82
	3253	3262	1,81	11,12	0,59	0,64
	3253	3262	1,72	10,27	0,55	0,6

Закінчення таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6	7
	3278	3284	2,59	12,3	0,834	0,72
	3278	3284	2,6	15,65	0,87	0,92
Розпашнівське родовище						
4	4107,2	4124,2	2,51	7,42	0,82	0,42
	4168,8	4183	2,24	5	0,74	0,27
	4585,1	4598,4	1,37	4,86	0,44	0,26
13	4075,2	4079,2	2,35	4,9	0,77	0,26
	4272,6	4277,8	2,56	1,36	0,84	0,08
	4306	4334,4	2,44	9,69	0,8	0,55
14	6158	6171	0,59	10	0,16	0,57
	6158	6171	0,75	9,78	0,22	0,56
	6158	6171	0,35	7,33	0,08	0,44
	6158	6171	0,67	7,57	0,19	0,43
	6158	6171	0,47	6,64	0,13	0,37
	6158	6171	0,38	9,02	0,09	0,55
	6158	6171	0,28	3,08	0,06	0,15
	6158	6171	0,32	5,73	0,08	0,32

На основі запропонованої формули моделі електропровідності (2.11) нами досліджено вплив степеня пілітизації та глинистості пластів-колекторів на їх питомий електричний опір при визначенні коефіцієнта водонасичення. На рис. 2.14 наведено графік залежності $\rho_n = f(K_g)$ при різних значеннях K_{pl} (K_{pl} –шифр кривих). При розрахунках вибирались значення $K_{sat} = 11\%$, $K_n^{2l} = 3\%$, $\sigma_g = 37$ См/м, $\sigma_{v.ad} = 40$ См/м, $K_n = 15\%$.

З рис. 2.14 видно, що пілітизована частка скелету породи впливає більше на її питомий електричний опір при низьких значеннях коефіцієнта водонасичення. Тобто, у взірцях з максимальним газонасиченням при неврахуванні пілітизованої частки мінерального скелета, похибка визначення K_g більша, що підтверджується фактичними даними (додаток Б.2). У діапазоні водонасичення $K_g = 40 \div 70\%$ вплив пілітизованої частки мінерального скелета мінімальний, тобто питомий електричний опір водонасичених порід в основному залежить від колекторських властивостей.

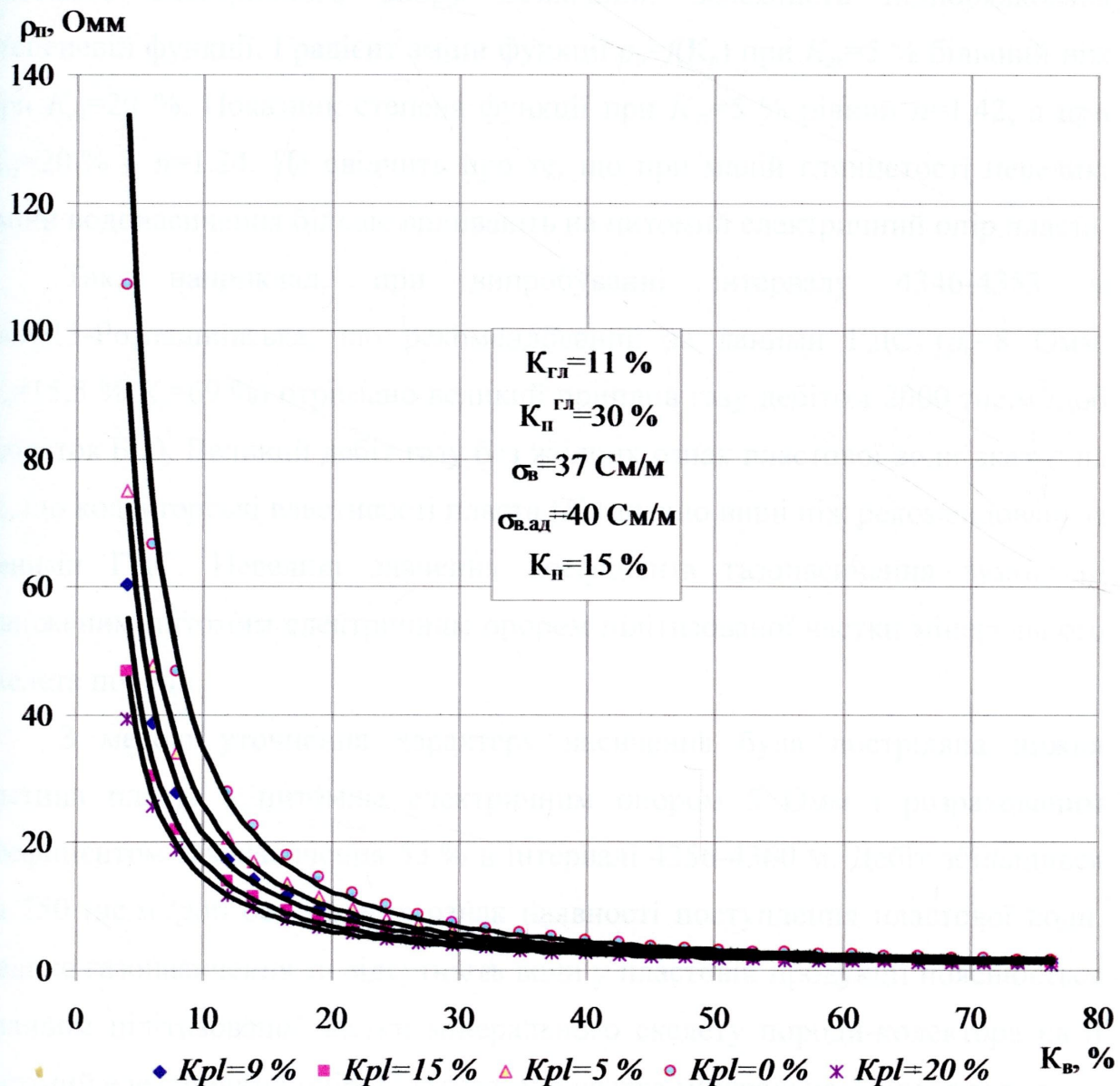


Рисунок 2.14 – Характеристика зв'язку питомого електричного опору ρ_n з коефіцієнтом водонасичення K_v при варіації коефіцієнта поліміктовості K_{pl} (шифр кривих – K_{pl})

На рис. 2.15 наведена залежність питомого електричного опору ρ_n від коефіцієнта водонасичення K_g за умови зміни коефіцієнта глинистості K_{gl} у діапазоні 5÷20 %; інші параметри прийняті такими: $K_n=15$ %, $K_{pl}=10$ %, $K_n^{pl}=25$ %, $K_n^{gl}=30$ %. З рисунка 2.15 видно, що у діапазоні значень коефіцієнта водонасичення від 30 до 70 % вплив глинистості на величину питомого електричного опору незначний. Залежність підпорядкована степеневій функції. Градієнт зміни функції $\rho_n=f(K_g)$ при $K_{gl}=5$ % більший ніж при $K_{gl}=20$ %. Показник степеня функції при $K_{gl}=5$ % рівний $n=1,42$, а при $K_{gl}=20$ % – $n=1,24$. Це свідчить про те, що при малій глинистості невеликі зміни водонасичення більше впливають на питомий електричний опір пласта.

Так, наприклад, при випробуванні інтервалу 4346-4353 м св.№13-Розпашнівська, що рекомендований за даними ГДС ($\rho_n=8$ Ом, $K_n=15,5$ % $K_g=69$ %) отримано великий приплив газу дебітом 2000 тис.м³/доб (додаток Б.2). Великий дебіт газу без жодних ознак пластової води вказує на те, що колекторські властивості пласта (K_g) значно вищі ніж рекомендовані за даними ГДС. Невеликі значення коефіцієнта газонасичення зумовлені заниженим питомим електричним опором пілітизованої частки мінерального скелета породи.

З метою уточнення характеру насичення була достріляна нижня частина пласта з питомим електричним опором 5 Ом і розрахованим коефіцієнтом газонасичення 53 % в інтервалі 4356-4360 м. Дебіт збільшився на 250 тис.м³/доб без жодних ознак наявності поступлення пластової води. Велике газонасичення та відсутність води у пластовій продукції пояснюється впливом пілітизованої частки мінерального скелету породи-колектора на її питомий електричний опір. Пілітизована частка мінерального скелету породи присутня у породах-колекторах, які представлені полімінеральним складом і характеризуються нетиповим відображенням у електричних полях. Тому вплив пілітизованої частки мінерального скелету породи на її питомий електричний опір для водоносних і газоносних частин пласта буде наближено однаковий, але із незначним заниженням питомого електричного опору у водоносній частині пласта.

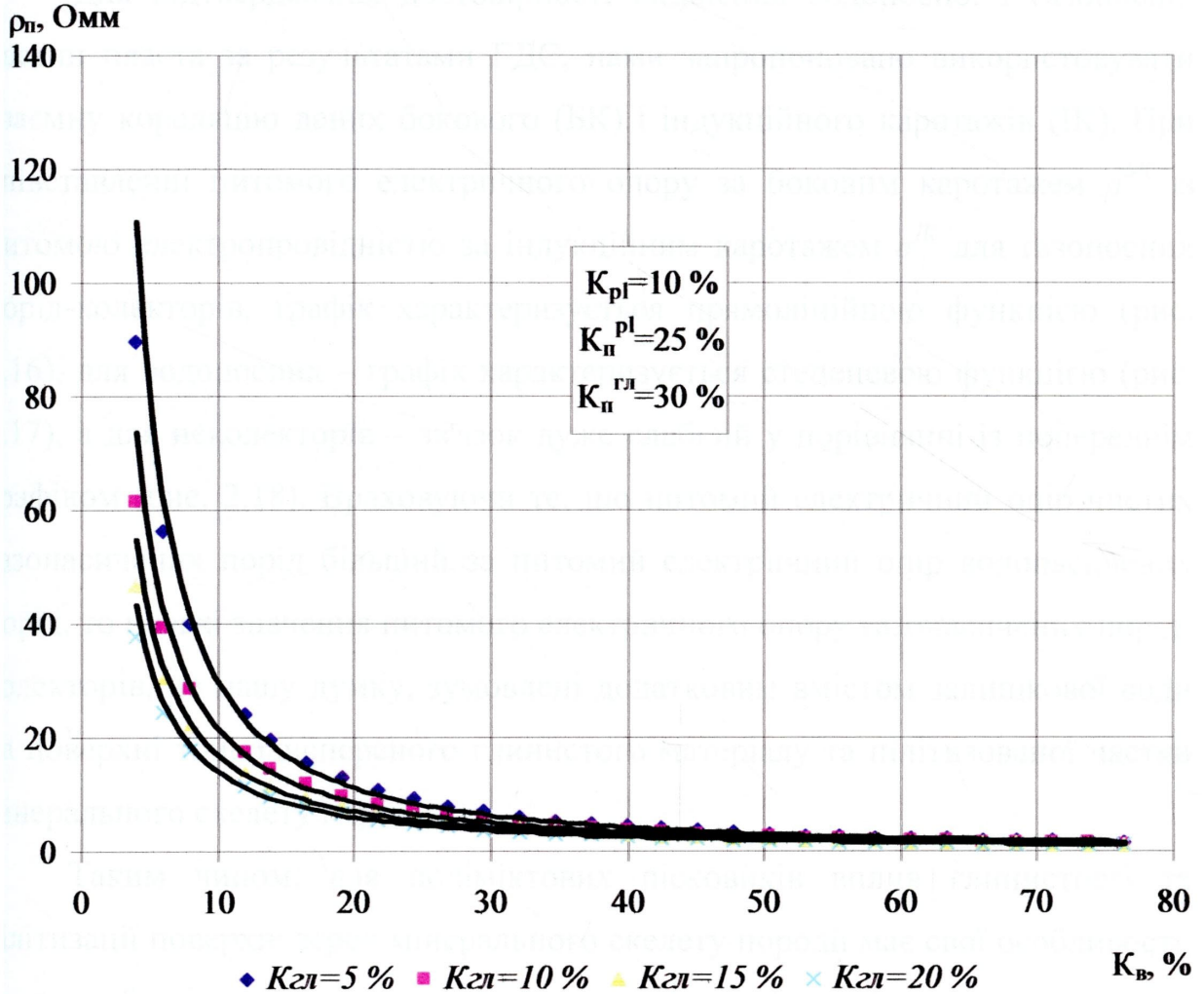


Рисунок 2.15 – Характеристика зв'язку питомого електричного опору ρ_n з коефіцієнтом водонасичення K_e при варіації коефіцієнта глинистості K_{gl} (шифр кривих – K_{gl})

Так, наприклад, за результатами випробування інтервал 4351,5-4361,4 м газонасичений ($Q_g=2000$ тис.м³/доб), а інтервал 4382-4392 м водонасичений ($Q_g=2,2$ м³/доб). Ці інтервали характеризуються приблизно однаковими значеннями геофізичних параметрів (додаток Б.2). У таких випадках виникає проблема розділення пластів за геофізичною характеристикою на газonosні та водonosні.

Для підтвердження достовірності виділення водonosної і газonosної частин пласта за результатами ГДС, нами запропоновано використовувати взаємну кореляцію даних бокового (БК) і індукційного каротажів (ІК). При співставленні питомого електричного опору за боковим каротажем ρ^{BK} із питомою електропровідністю за індукційним каротажем σ^{IK} для газonosних порід-колекторів, графік характеризується прямолінійною функцією (рис. 2.16), для водonosних – графік характеризується степеневою функцією (рис. 2.17), а для неколекторів – зв'язок дуже слабкий у порівнянні із попереднім графіком (рис. 2.18). Враховуючи те, що питомий електричний опір чистих газонасичених порід більший за питомий електричний опір водонасичених порід, то низькі значення питомого електричного опору газонасичених порід-колекторів, на нашу думку, зумовлені додатковим вмістом залишкової води на поверхні тонкодисперсного глинистого матеріалу та пілітизованої частки мінерального скелету породи.

Таким чином, для поліміктових пісковиків вплив глинистості та пілітизації поверхні зерен мінерального скелету породи має свої особливості, що потребує індивідуального врахування при визначенні насичення пластів-колекторів.

Достовірність запропонованої нами моделі взаємозв'язку електричного опору поліміктових глинистих порід-колекторів з коефіцієнтом їх водонасичення (2.11) була перевірена на результатах лабораторних досліджень керну. На рис. 2.19 наведений графік зіставлення розрахованих значень питомого електричного опору ρ_n^P із значеннями питомого електричного опору, виміряних на взірцях керну ρ_n^G .

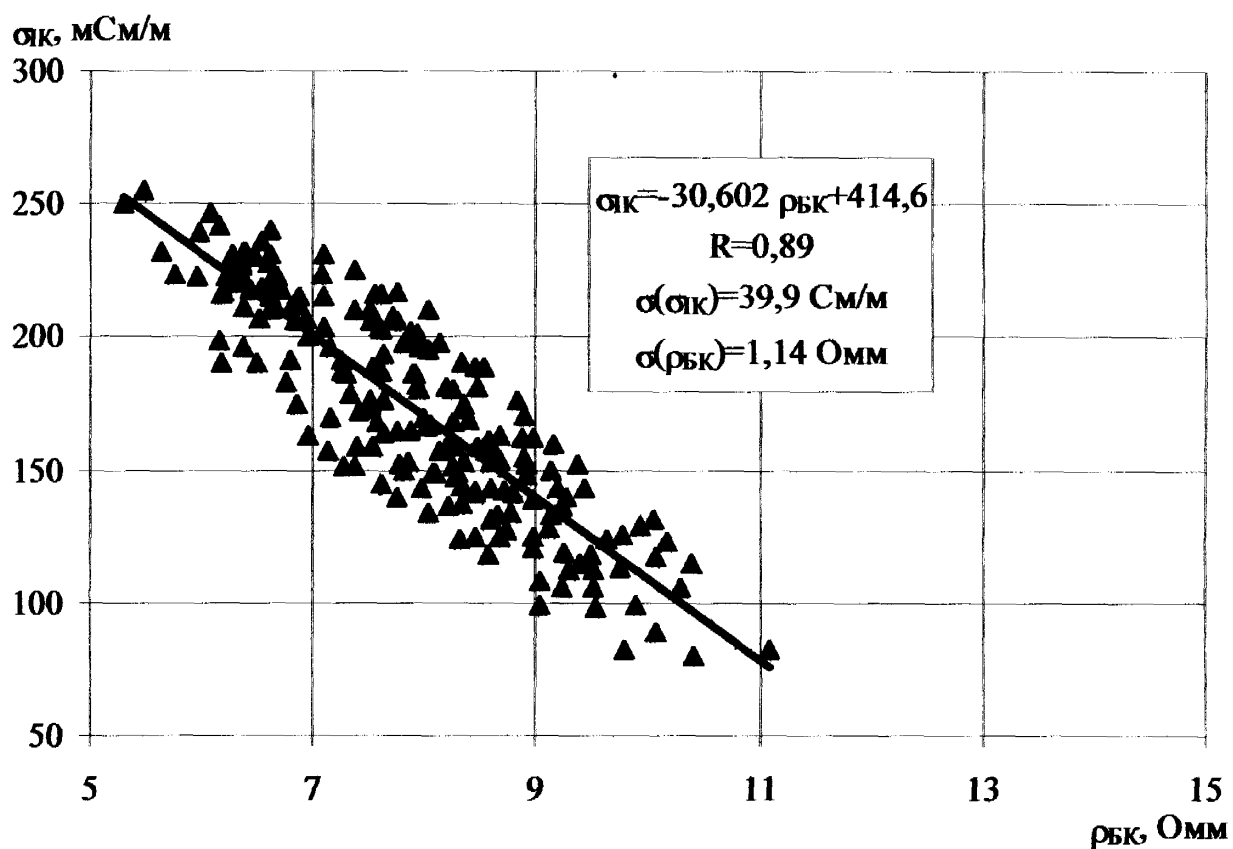


Рисунок 2.16 – Зіставлення питомого електричного опору виміряного за боковим каротажем ρ_{BK} з питомою електропровідністю виміряною за індукційним каротажем σ_{IK} в гірських породах, насичених газом

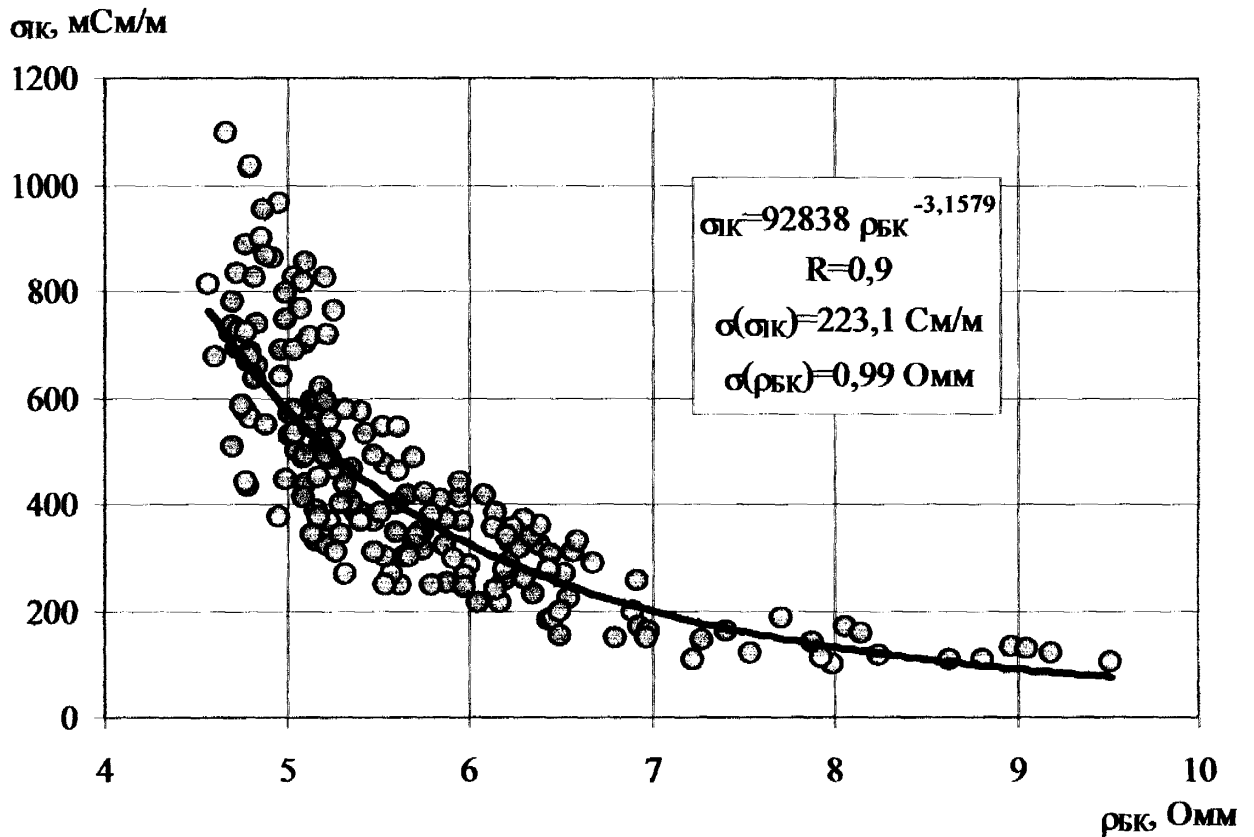


Рисунок 2.17 – Зіставлення питомого електричного опору виміряного за боковим каротажем $\rho_{БК}$ з питомою електропровідністю виміряною за індукційним каротажем $\sigma_{ИК}$ в гірських породах, насичених водою

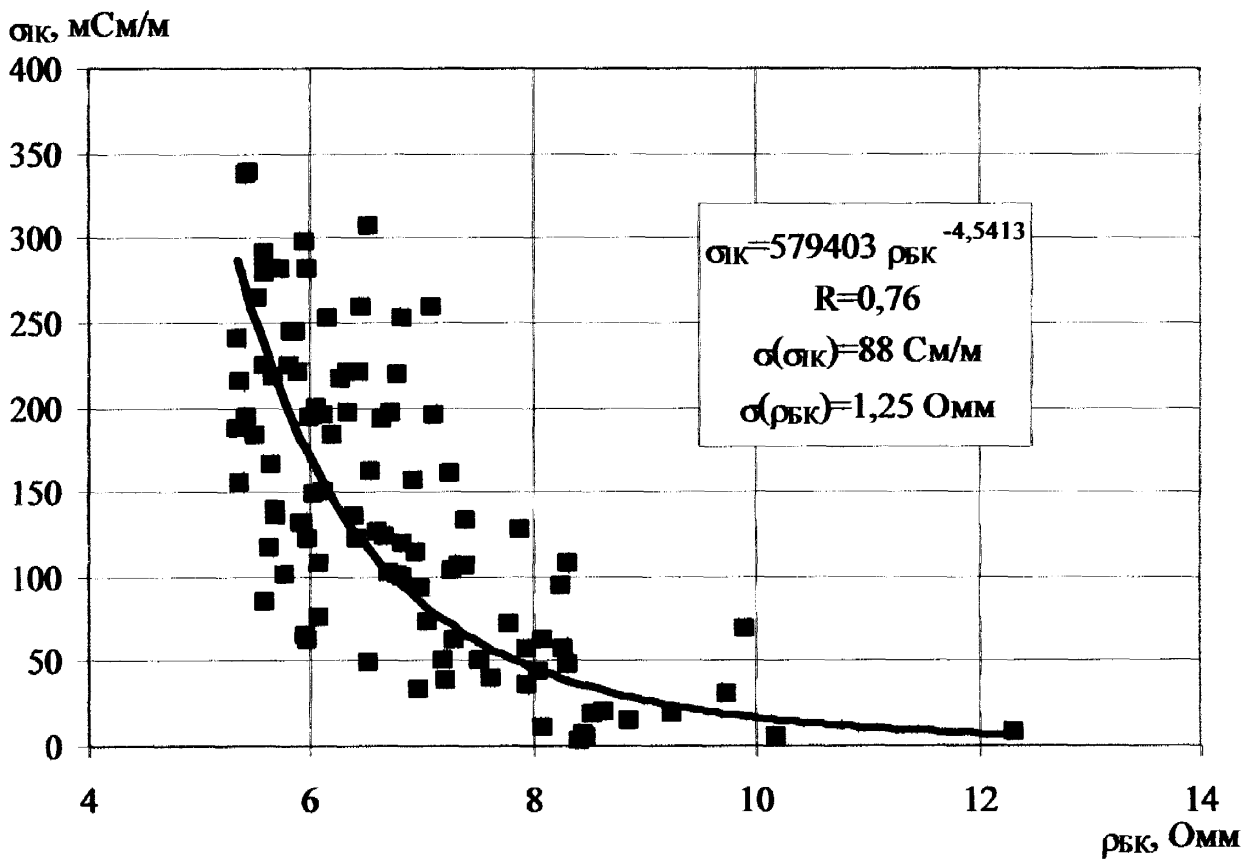


Рисунок 2.18 – Зіставлення питомого електричного опору виміряного за боковим каротажем ρ_{BK} з питомою електропровідністю виміряною за індукційним каротажем σ_{IK} в породах неколекторах

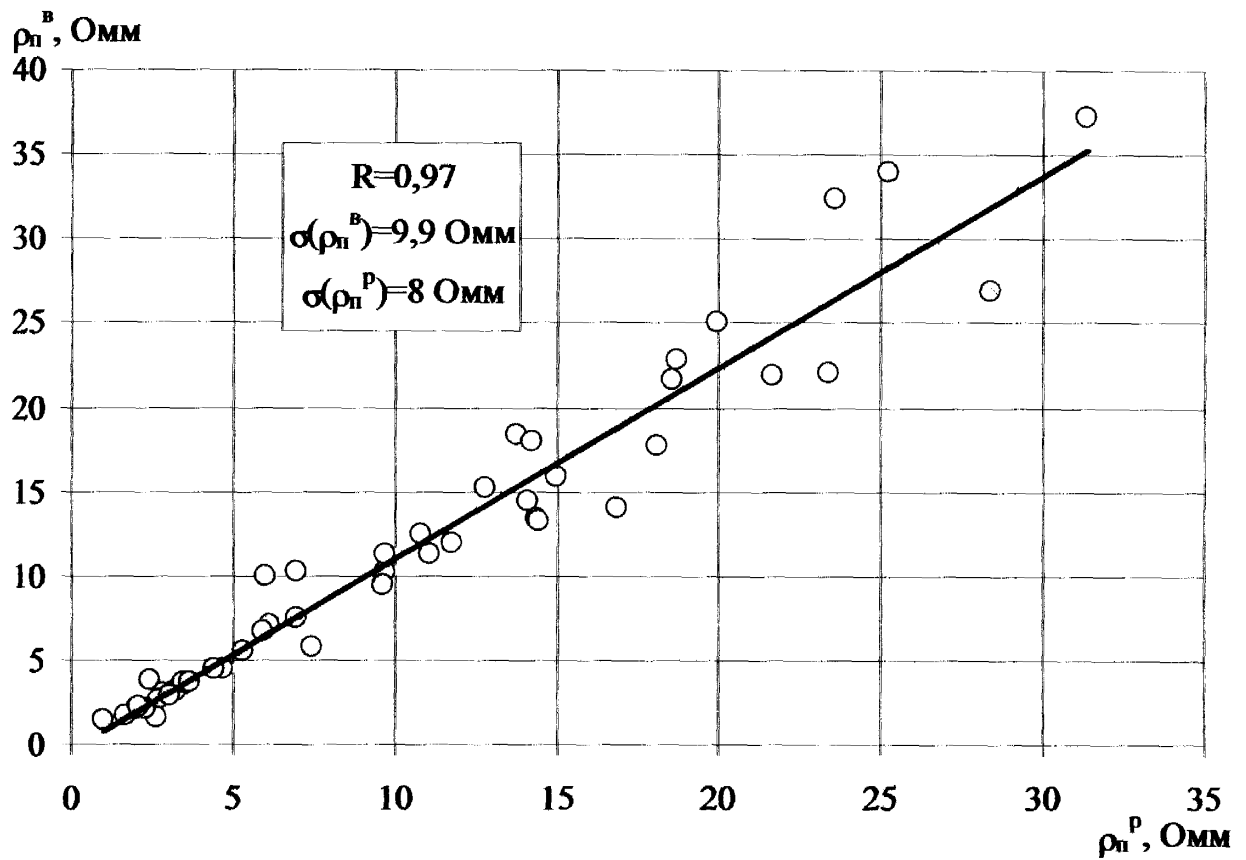


Рисунок 2.19 – Зіставлення питомого електричного опору ρ_n^B виміряного на вірцях керну в лабораторних умовах із розрахованими значеннями ρ_n^P

Із рис. 2.19 видно, що обидва значення дуже добре корелюються ($R=0,97$; $\sigma(\rho_n^b)=9,9$ Омм; $\sigma(\rho_n^p)=8$ Омм), а відносна похибка становить $\delta=0,0797$. У діапазоні значень від 2 Омм до 17 Омм щільність зв'язку більша, а це пов'язано з тим, що суттєво впливають такі чинники як K_{el} і K_{pl} , тобто K_e характеризується більшими значеннями. Таку закономірність експериментально підтверджують результати аналізу моделі. У діапазоні значень 19-32 Омм спостерігається менша тіснота зв'язку, що на нашу думку зумовлено незначним впливом структури порового простору на питому електропровідність порід-колекторів.

Отже, запропонована нами модель електропровідності дає можливість підвищити достовірність визначення питомого електричного опору порід-колекторів поліміктового складу, а в подальшому і коефіцієнта газонасичення.

ВИСНОВКИ

На основі проведених нами математичного моделювання петрофізичних взаємозв'язків та графічних побудов можна зробити наступні висновки:

1. Наявність індивідуальних структурних особливостей порового простору складнопобудованих пластів-колекторів є важливим чинником, який не враховується в широковживаних моделях електропровідності гірських порід і негативно впливає на точність розрахованих за такими моделями електричних параметрів пластів-колекторів.

2. Градієнт зміни функції $P_n=f(K_e)$ має тісний зв'язок з особливостями будови порового простору складнопобудованих мономіктових пластів-колекторів і дає змогу опосередковано виразити згадані вище особливості через кількісний еквівалент – функцією $\xi(G)$.

3. Наявність пілітизованих частинок у мінеральному скелеті поліміктових пластів-колекторів, які зв'язують велику кількість води, впливає на зниження питомого електричного опору газонасиченого пласта, що призводить до значних похибок у визначенні коефіцієнтів газонасичення на основі широковживаних моделей електропровідності гірських порід.

4. Запропоновані моделі електропровідності мономіктових неглинистих пісковиків та поліміктових глинистих пісковиків, які функцією $\zeta(G)$ і коефіцієнтом поліміктовості враховують особливості структури порового простору пластів-колекторів є більш достовірним у порівнянні з широковживаними моделями електропровідності гірських порід.

РОЗДІЛ 3

ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ГАЗОНАСИЧЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ІЗ ГЛИНИСТО-КАРБОНАТНИМ ЦЕМЕНТОМ

На нафтогазових родовищах України значна кількість пластів-колекторів характеризується наявністю у їх скелеті глинисто-карбонатного цементу. У залежності від переважаючого вмісту глинистої чи карбонатної складової у цементі, порода-колектор по різному характеризується за питомим електричним опором. Заміщення глинистої речовини на карбонатну призводить до збільшення питомого електричного опору в результаті зменшення вмісту зв'язаної води на поверхні карбонатного домішку. Тому визначення коефіцієнта газонасичення пластів-колекторів із переважаючим вмістом карбонатної речовини у цементі за даними електрометрії свердловин призведе до значної похибки.

Таким чином, визначення характеристик цементу пластів-колекторів за даними ГДС і врахування їх у моделі електропровідності є актуальним завданням, вирішення якого підвищить достовірність визначення коефіцієнта газонасичення.

3.1 Модель електропровідності порід-колекторів із глинисто-карбонатним цементом

Для створення моделі електропровідності порід-колекторів з глинисто-карбонатним цементом нами взято за основу модель “двох вод”. У 1960 р Вендельштейном Б.Ю. [27] запропонована модель електропровідності, в якій існує два провідника електричного струму: це – пластова вода та зв'язана вода (подвійний електричний шар). Пластова вода знаходиться у поровому

просторі, а зв'язана вода, як адсорбційна вода дисперсної частини породи.

Дана модель має вигляд:

$$\frac{1}{\rho_{кан}} = \frac{Z_{ш}}{\rho_{ш}} + \frac{1-Z_{ш}}{\rho_{в}}, \quad (3.1)$$

де $\rho_{кан}$, $\rho_{в}$ і $\rho_{ш}$ – відповідно питомий електричний опір порового каналу, пластової води і подвійного електричного шару, Ом·м;

$Z_{ш}$ – частка порового каналу зайнятого адсорбційною водою, ч.од.

Вендельштейном Б.Ю. доведено, що величина питомого електричного опору подвійного електричного шару не залежить від мінерального складу глинистої маси, а залежить від її структури.

При створенні моделі електричного опору порід-колекторів зроблено припущення про те, що подвійний електричний шар і адсорбційна вода на поверхні дисперсних частинок глинистої маси займають один і той ж об'єм:

$$Z_{ш} = \beta_{зл} = \frac{K_{зл} \cdot \omega_{зл}}{K_n}, \quad (3.2)$$

де $\beta_{зл}$ – частка об'єму відкритих пор, зайнятих адсорбційною водою, ч.од.;

$\omega_{зл}$ – вміст адсорбційної води, ч.од.;

$K_{зл}$ – коефіцієнт об'ємної глинистості, ч.од.;

K_n – коефіцієнт пористості, ч.од..

Оскільки подвійний електричний шар знаходиться у тому ж об'ємі, що і адсорбційна вода, то він і є провідником електричного струму.

Для порід-колекторів із глинисто-карбонатним цементом модель (3.2) прийме вигляд:

$$Z_{ш} = \beta_{зл} = \frac{K_{зл} \cdot \omega_{зл}}{K_n} + \frac{K_{дом} \cdot \gamma \cdot \omega_{дом}}{K_n}, \quad (3.3)$$

де $K_{дом}$ – вміст карбонатного домішку у цементі, ч.од.;

$\omega_{\text{дом}}$ – вміст адсорбційної води на поверхні карбонатного домішку, ч.од.;

γ – коефіцієнт, який характеризує структурні особливості карбонатного домішку.

Враховуючи модель “двох вод” (3.1) і модель (3.3), для порід-колекторів із глинисто-карбонатним цементом нами пропонується наступна модель питомого електричного опору:

$$\frac{\rho_n}{\rho_v} = \left[\frac{1}{(K_n \cdot K_v)^m} \frac{1}{1 - \left(\frac{K_{\text{гл}} \cdot \omega_{\text{гл}}}{K_n \cdot K_v} + \frac{K_{\text{дом}} \cdot \gamma \cdot \omega_{\text{дом}}}{K_n \cdot K_v} \right)} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{ш}}}{\rho_v} \right) \right] \quad (3.4)$$

де ρ_n – питомий електричний опір породи, Омм;

ρ_v – питомий електричний опір пластової води, Омм;

K_n – коефіцієнт пористості, ч.од.

K_v – коефіцієнт водонасичення, ч.од.;

m – структурний коефіцієнт, який характеризує будову порового простору досліджуваних порід-колекторів ($m=1,29$);

$K_{\text{гл}}$ – коефіцієнт об’ємної глинистості, ч.од.;

$\omega_{\text{гл}}$ – вміст адсорбційної води на поверхні глинистої речовини, ч.од.;

$K_{\text{дом}}$ – вміст карбонатного домішку у цементі, ч.од.;

$\omega_{\text{дом}}$ – вміст адсорбційної води на поверхні карбонатного домішку, ч.од.;

γ – коефіцієнт, який характеризує структурні особливості карбонатного домішку;

$\rho_{\text{ш}}$ – питомий електричний опір подвійного електричного шару, Омм.

Такого роду модель описує вплив двокомпонентного цементу на питомий електричний опір породи-колектора. З метою оцінки впливу глинисто-карбонатного цементу на питомий електричний опір порід-колекторів проведені розрахунки ρ_n з використанням запропонованої моделі

(3.4) у діапазоні зміни вмісту карбонатного домішку $K_{дом}$ від 0,1 до 0,5 ч.од. Діапазон зміни значень коефіцієнта пористості K_n та водонасичення K_s отримано із результатів петрофізичних досліджень кернавого матеріалу Богородчанського родовища виконаних ІФЕГДС [103]. Для розрахунків взято значення питомого електричного опору пластових вод $\rho_s=0,04$ Омм, а значення питомого електричного опору подвійного електричного шару $\rho_w=0,025$ Омм. Структурний коефіцієнт m , який характеризує будову порового простору досліджуваних відкладів прийнятий рівним $m=1,29$ [103], а коефіцієнт $\gamma=5,4$. На рис. 3.1 представлені залежності зміни параметра пористості P_n від коефіцієнта пористості K_n для різних значень частки карбонатного домішку. З рисунку видно, що із збільшенням вмісту карбонатного домішку у діапазоні низьких значень пористості спостерігається значне зростання опору, а у діапазоні великих значень пористості – незначне.

Отже, вміст карбонатного домішку у цементі породи-колектора призводить до збільшення її питомого електричного опору, а в подальшому до недостовірного визначення коефіцієнта пористості та насичення. Для врахування впливу карбонатного домішку породи-колектора на її питомий електричний опір при визначенні підрахункових параметрів, необхідно використовувати запропоновану нами модель питомого електричного опору (3.4).

Для практичної реалізації запропонованої нами моделі питомого електричного опору необхідно визначити цілий ряд параметрів, які характеризують як колекторські, так і фізичні властивості породи-колектора. Великі труднощі виникають при визначенні вмісту карбонатного домішку $K_{дом}$ у цементі породи-колектора. Дуже важливо при визначенні коефіцієнта газонасичення прогнозувати тип цементу (глинисто-карбонатний чи карбонатно-глинистий). Тому перед нами стоїть завдання пошуку способів визначення частки карбонатного домішку у цементі. Для вирішення цієї проблеми пропонується використовувати нейтронний гамма-каротаж, покази якого залежать від водневмісту породи-колектора.

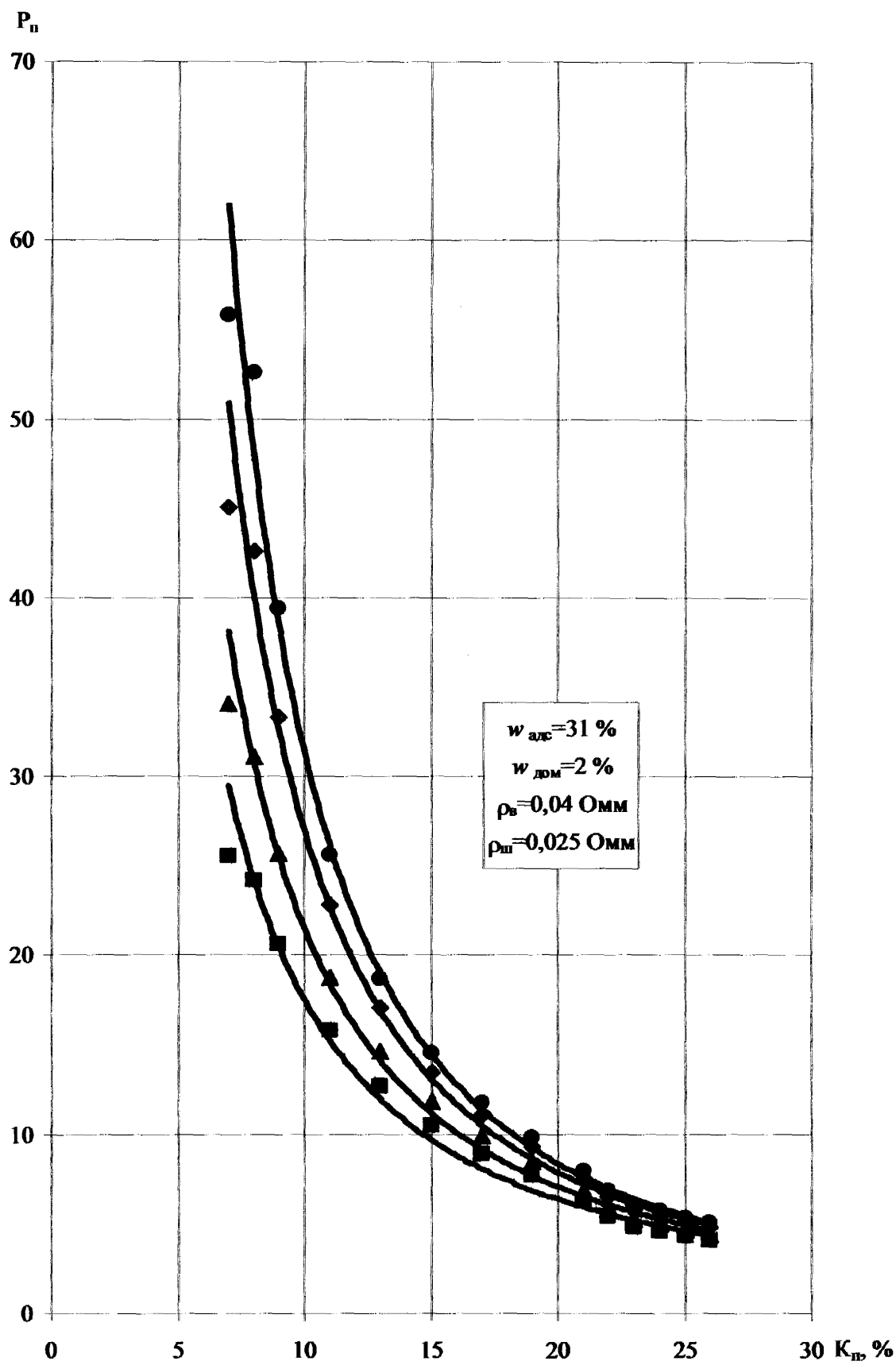


Рисунок 3.1 – Залежність параметра пористості P_n від коефіцієнта пористості K_p із різним вмістом карбонатного домішку $K_{дом}$

3.2 Можливості ідентифікації типу цементу за результатами нейтронного гамма-каротажу

Нейтронна характеристика порід-колекторів, насичених нафтою або газом, головним чином пов'язана з вмістом водню у їх поровому просторі [1, 2, 5, 104, 105]. У чистих неглинистих гірських породах водень міститься в залишковій воді і вуглеводнях, які заповнюють поровий простір породи (ω^{nop}). У глинистих породах загальний водневміст доповнюється вмістом водню у дисперсній фракції цементу породи (ω^y). У чистих нафтогазоносних породах ω^{nop} еквівалентний коефіцієнту пористості K_n .

Глинистість колекторів є достатньо важливим чинником, який необхідно враховувати при визначенні ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів. Підвищена глинистість не тільки погіршує колекторські властивості порід, але і суттєво впливає на достовірність визначення їх геофізичних параметрів (ρ_n , ΔU_{nc} , ΔI_γ , $\Delta I_{n\gamma}$, ΔT) за комплексом методів геофізичних досліджень свердловин [106, 107]. Тому, при визначенні підрахункових параметрів пластів-колекторів необхідно враховувати тип цементу та його кількісний вміст у породі.

Для прикладу розглянемо Богородчанське газове родовище, на якому продуктивна частина розрізу виповнена породами-колекторами складної будови. Такі породи-колектори неадекватно відображаються у геофізичних полях виміряних у свердловині. Неоднорідність цих колекторів в основному зумовлена наявністю цементуючої маси, яка займаючи частину об'єму пор локально зменшує ефективну пористість і проникність.

Пласти-колектори Богородчанського газового родовища характеризуються глинисто-карбонатним та карбонатно-глинистим цементом. Колекторами газу даного родовища є пласти і прошарки пісковиків та алевролітів Косівської світи верхньотортонського під'ярусу, які нерівномірно розподілені серед аргілітів, що складають основну частину

розрізу [103]. За умовами утворення породи-колектори відносяться до осадових відкладів. За мінеральним складом ці породи є теригенного типу, а за морфологією порового простору пласти-колектори відносяться до міжгранулярного типу. Гранулярні колектори верхньотортонських відкладів класифіковано як складнопобудовані, оскільки вони характеризуються складною структурою порового простору, неоднорідним цементом, двофазним насиченням у межах одного пласта (газ і вода) [106]. За характером змочуваності поверхні твердої фази колектори верхньотортонських відкладів відносяться до гідрофільних.

Пісковики продуктивного горизонту світлосірі, немічні, слабко- і середньовапняковисті (4-14 %), дрібнозернисті, алевритисті і алевритові, характеризуються хорошою відсортованістю зерен (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Гранулометричний склад пісковиків

№ п/п	Розмір фракції, мм	Вміст фракції, %
1	0,5-0,25	4-25,6 %
2	0,25-0,1	35,6-64,7 %
3	0,1-0,05	15,2-32,5 %
4	0,05-0,01	3,8-20,6 %

За мінеральним складом пісковики кварцеві (73-78 %), з уламками польових шпатів, кварцеподібних порід, рідше аргілітів з пластинками мусковіта (в сумі не більше 3-5 %). Кварц кутуватий і напівокатаний, нерідко слабкородований кальцитом цементу. Цемент базально-поровий, поровий, контактний, глинисто-карбонатний (тонкозернистий кальцит в суміші з глинистою речовиною) з поодинокими дрібними (до 0,2 мм) зернами плауконіту, піриту і лейкоксену. Інколи цементуюча маса слабко збагачена органікою. Текстура пісковиків у шліфі хаотична.

Алевроліти світло-сірі і сірі, переважно немічні, рідше мічні, середньовапняковисті (вміст карбонатів в перерахунку на CaCO_3 коливається від 12 % до 16 %), переважно різнозернисті, піщанисті, інколи піщані.

Середній розмір зерен досліджуваних алевролітів коливається від 0,03 мм до 0,08 мм (табл. 3.2). Зерна скелету породи добре відсортовані.

За мінеральним складом це кварцеві (50-74 %) породи з мусковітом (не більше 1 %), поодинокими уламками кварцеподібних порід, польовими шпатами і лусками хлориту. Окремі кварцеві зерна слабкородовані цементом кальцита. За звичай цемент неміцний, базальний, базально-поровий і поровий, глинисто-карбонатний (мікро- і тонкозернистий кальцит у суміші з пелітоморфною глинистою речовиною), з глауконітом (до 2 %), піритом (до 1 %), окремими зернами лейкоксену і ангідриту. Іноді в цементі відмічається бура органічна речовина (до 2 %).

Таблиця 3.2 – Гранулометричний склад алевролітів

№ п/п	Розмір фракції, мм	Вміст фракції, %
1	0,5-0,25	1-8 %
2	0,25-0,1	3-35 %
3	0,1-0,05	35-58,6 %
4	0,05-0,01	17-78 %

Текстура алевролітів у шліфі не чітко шарувата, завдяки субпаралельному орієнтуванню окремих пластинчастих зерен, інколи тонкошарувата, завдяки нерівномірному розподілу уламкового матеріалу, рідше хаотична.

Абсолютна проникність, визначена на взірцях керну, змінюється від $0,01 \times 10^{-3}$ мкм² до $491,6 \times 10^{-3}$ мкм²; а за результатами випробування – 48×10^{-3} мкм² – 86×10^{-3} мкм². Залишкова газонасиченість коливається в межах від 2 % до 25,8 %.

Отже, вміст карбонатів у глинистому цементі порід-колекторів продуктивного комплексу Богородчанського газового родовища є основним визначальним чинником, який призводить до зміни їх електропровідності.

Розглянемо можливість використання методу НГК для встановлення типу цементу. В результаті інтерпретації отриманих даних здійснюється

розподіл порід-колекторів за типом цементу на основі критерійного підходу до оцінки гранично можливого вмісту водню у колекторі з різним мінеральним складом цементу (глинисто-карбонатний, карбонатно-глинистий) [108]. Модель нейтронних властивостей породи-колектора відображає вміст водню в поровому просторі і характер мінерального складу цементу породи-колектора. При умові однакового об'єму цементу у породі, але при різному його складі (глинисто-карбонатний, карбонатно-глинистий), вміст водню буде змінюватися. Тобто, однакові умови структурної будови колектора призводять до різних значень вимірної інтенсивності вторинного гамма-поля.

Можливість оцінки типу цементу у породі-колекторі за розподілом нейтронних властивостей зумовлена наявністю відображення їх геологічних параметрів у фізичних полях, зокрема у полі теплових нейтронів. Розглянемо результати геофізичних досліджень свердловин і оцінимо зв'язок геологічних та геофізичних параметрів пластів-колекторів Богородчанського родовища.

При дослідженні зв'язку нейтронної характеристики ΔI_n з об'ємом порового простору (визначеним за даними ГДС ($K_n^{геоф}$)) для порід всього комплексу, на графіку отримали "хмару" точок (рис. 3.2), що свідчить про те, що функціональний зв'язок між цими параметрами прихований. Для пояснення причин розподілу такого роду, нами були використані результати лабораторних досліджень кернавого матеріалу, які проводились ІФЕГДС на етапі оцінки запасів газу Богородчанського родовища (додаток А.6) [103]. Використовуючи дані про тип цементу, нами виділено в цьому геологічному розрізі дві групи порід, які відрізняються між собою за нейтронними властивостями. До першої групи віднесено породи-колектори із переважаючим глинисто-карбонатним цементом – це середньо- та високопроникні колектори з пористістю 10-28 % і карбонатністю менше 10 %. Друга група представлена пластами-колекторами із карбонатно-глинистим цементом. Для цієї групи порід карбонатність складає більше 10 %; це слабкопроникні породи із пористістю меншою за 16 %. Для кожної

виділеної групи порід побудовано залежності типу $\Delta I_{ny} = f(K_n)$, які характеризуються високими коефіцієнтами кореляції (перша група – $R=0,9$, $\sigma(\Delta I_{ny})=0,06$, $\sigma(\Delta K_n^{кеpn})=5,1$ %; друга група – $R=0,93$, $\sigma(\Delta I_{ny})=0,11$, $\sigma(\Delta K_n^{кеpn})=4,4$ %) (рис. 3.3). Для пластів-колекторів із глинисто-карбонатним цементом вміст водню більший, тобто вклад дисперсної частини значний. При цьому залежність характеризується високим коефіцієнтом кореляції, тобто додатковий вплив ω^H не спотворює залежність $\Delta I_{ny} = f(\omega^{nop})$. У порівнянні з другою залежністю змінюються тільки значення коефіцієнтів залежності, така ситуація можлива при умові, що глинистість породи впливає на зміну пористості (K_n).

Розглянемо це питання на основі аналізу уже встановлених петрофізичних зв'язків. Побудована залежність відносної амплітуди α_{nc} від коефіцієнта пористості K_n характеризується високим коефіцієнтом кореляції $R=0,89$ (рис. 3.4). Дана залежність описується наступним рівнянням:

$$K_n = 19,7 \cdot \alpha_{nc} + 4,74, \quad (3.5)$$

де K_n – коефіцієнт пористості, ч.од.;

α_{nc} – відносна амплітуда потенціалів самочинної поляризації.

Вихідні дані для побудови даної залежності наведені у таблиці 3.3 [103]. Лабораторні дослідження кернавого матеріалу проводились ІФЕГДС.

Існування залежності величини потенціалу самочинної поляризації від об'єму порового простору можливе для теригенних колекторів з глинистим цементом розсіяного типу. Для свердловин Богородчанського родовища характерним є те, що піщані пласти-колектори в значній мірі заглинизовані та характеризуються розсіяною глинистістю, а співвідношення мінералізації пластових вод і фільтрату промивальної рідини є великим ($C_v/C_\phi > 10$). Високий коефіцієнт кореляції вказує на щільний зв'язок пористості та потенціалу самочинної поляризації, що пояснює можливість існування залежності об'єму порового простору від глинистості навіть у колекторах з високою глинистістю.

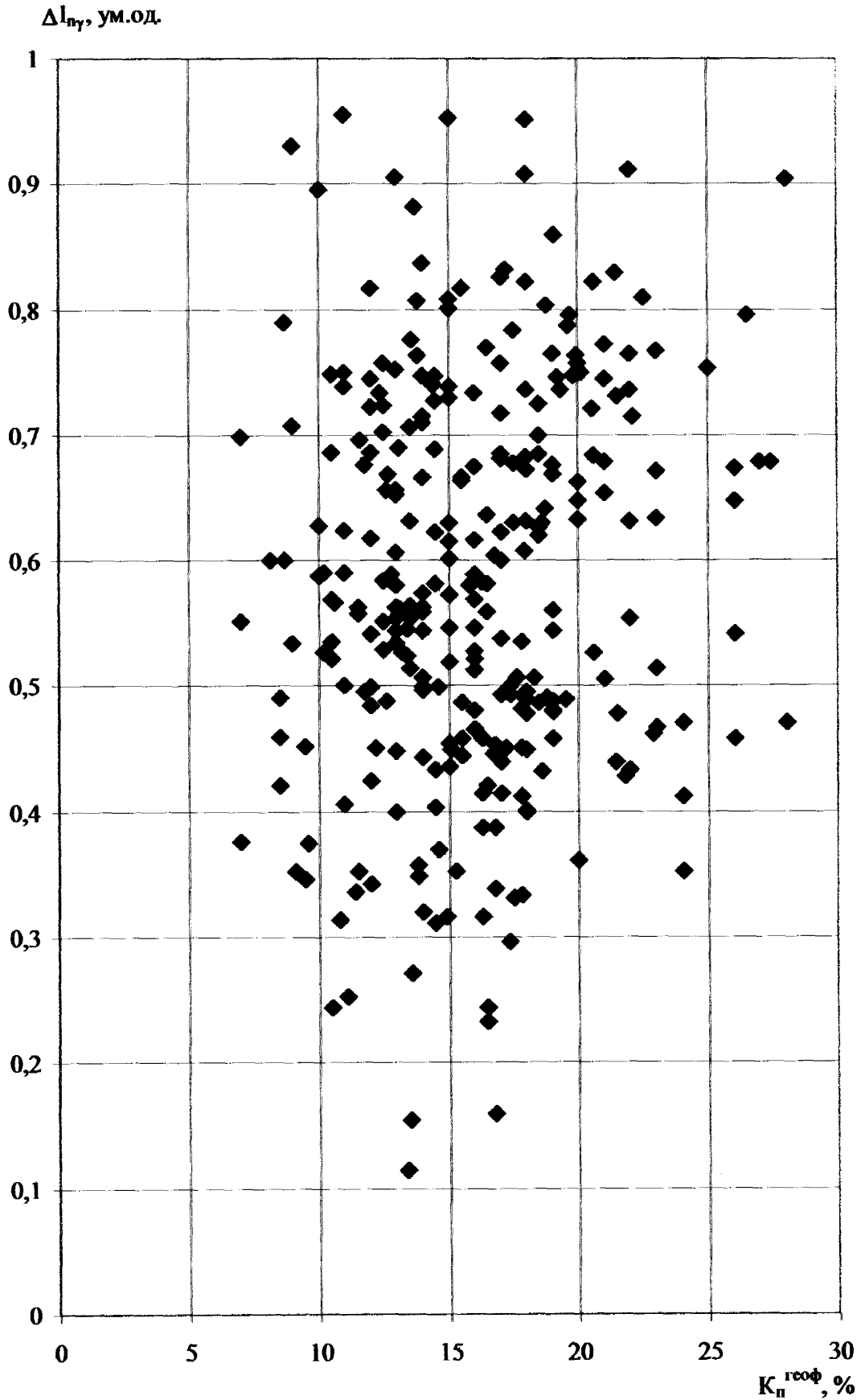


Рисунок 3.2 – Розподіл значень подвійного різницевого параметра ΔI_{ny} і коефіцієнта пористості $K_n^{\text{геоф}}$ (визначеного за даними ГДС) пластів- колекторів Богородчанського родовища

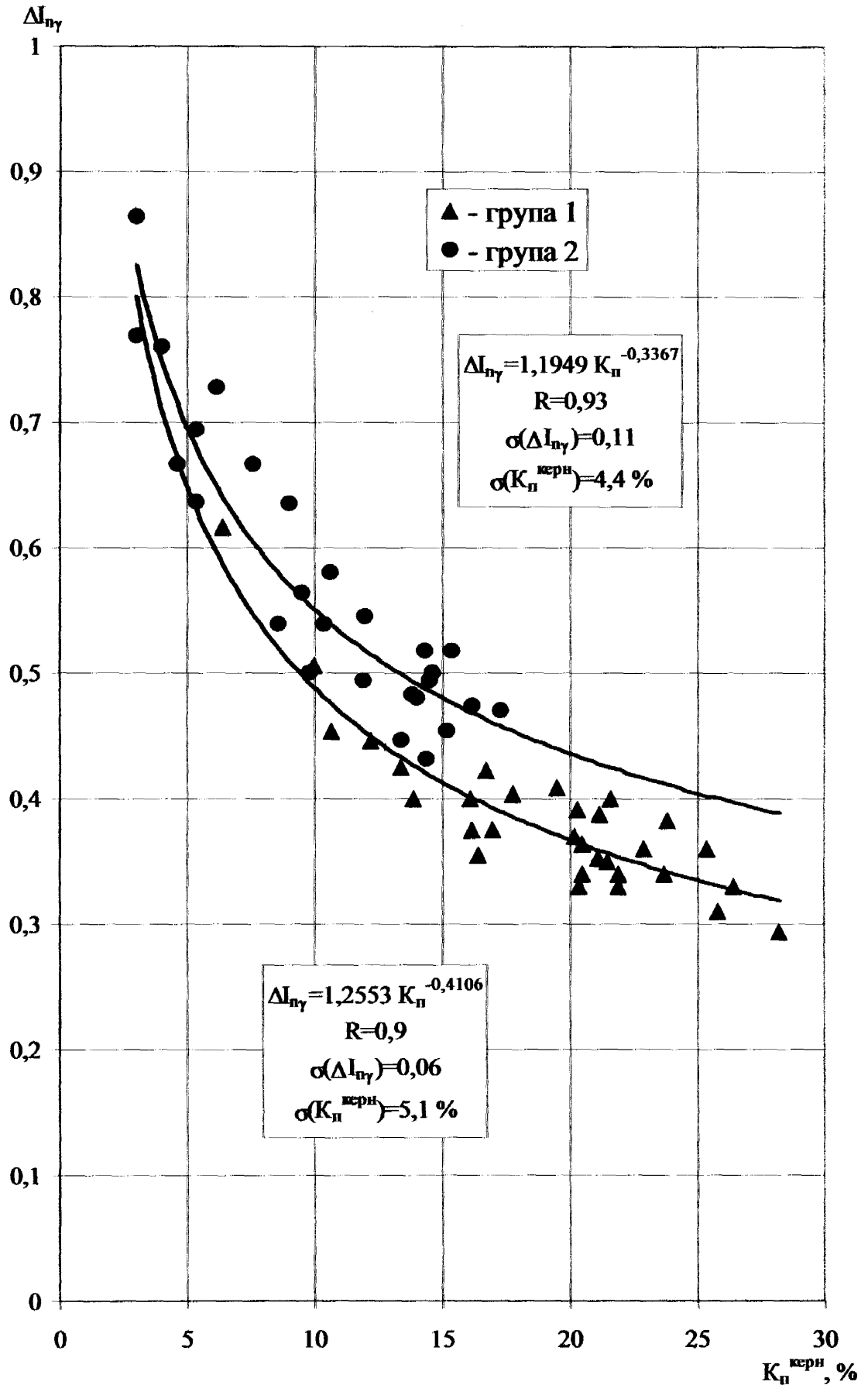


Рисунок 3.3 – Залежність подвійного різницевого параметра $\Delta I_{п\gamma}$ від коефіцієнта пористості K_n пластів-колекторів Богородчанського родовища

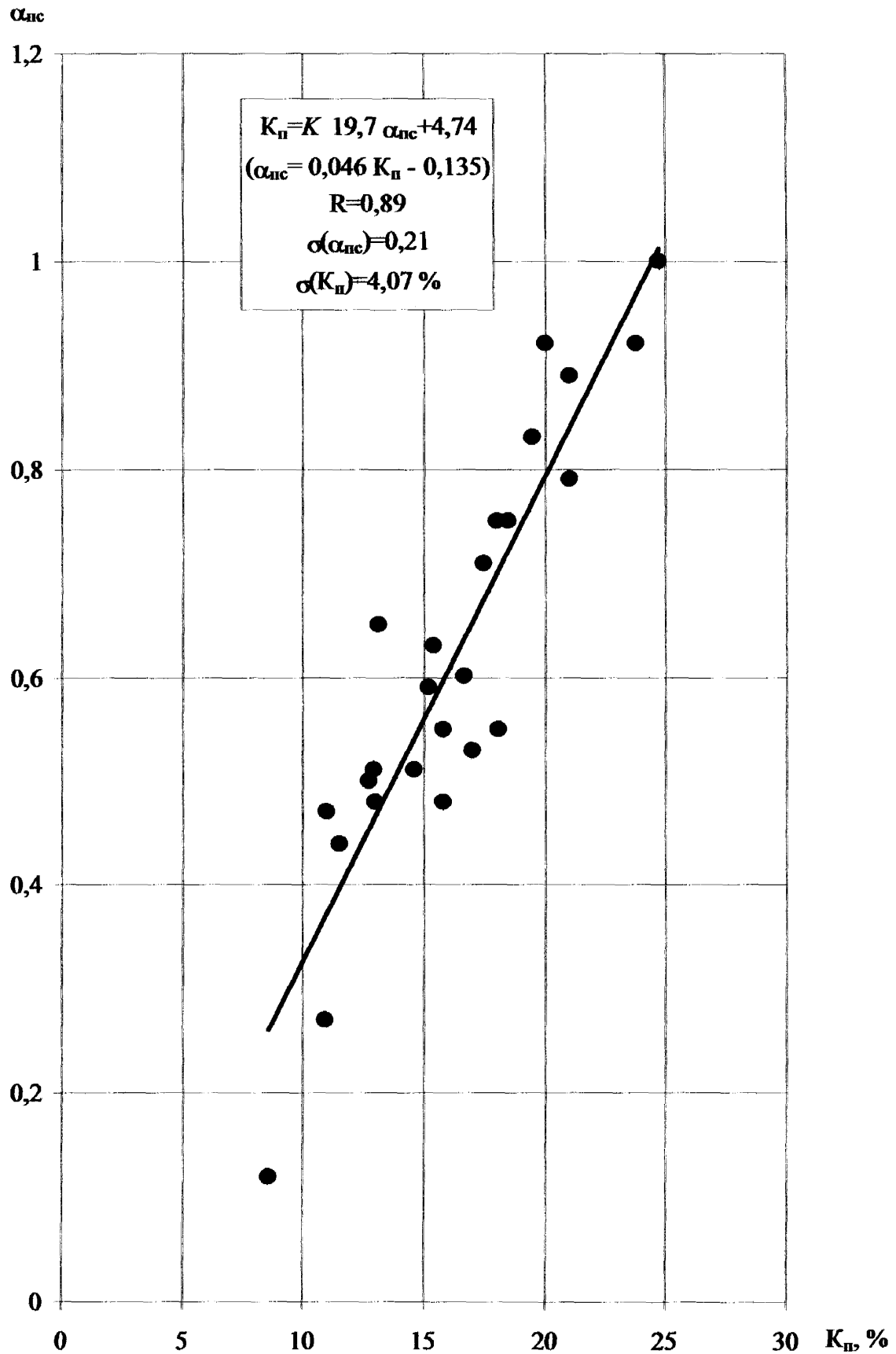


Рисунок 3.4 – Залежність відносної амплітуди α_{nc} від коефіцієнта пористості K_n пластів-колекторів Богородчанського родовища

Таблиця 3.3 – Геолого-геофізичні характеристики пластів-колекторів верхньоторгонських відкладів Богородчанського родовища (за матеріалами ІФЕГДС)

№ св.	Глибина залягання, м		ρ_c , Омм	$\rho_{фб}$, Омм	$\rho_{вз}$, Омм	$\Delta U_{п}$, мВ	$\Delta U_{г^{max}}$, мВ	$\alpha_{пс}$	$K=K_{п}^{оп}/24,44$	$\alpha_{пс}$ (прив. до оп. п.л.)	$K_{п}^{кери}$, %	$K_{п}^{ЕК}$, %
	покрівлі	підшови										
4	1382	1396	0,08	0,067	0,033	38	38	1	0,63	0,63	15,4	–
	1454	1456	0,08	0,067	0,032	32	38	0,84	0,63	0,53	–	17
	1466	1470	0,08	0,067	0,032	16	38	0,42	0,63	0,27	10,9	–
	1475	1508	0,08	0,067	0,013	33	38	0,87	0,63	0,55	15,8	–
9	1561	1569	0,08	0,067	0,03	29	38	0,76	0,63	0,48	–	13
	1574	1589	0,08	0,067	0,03	29	38	0,76	0,63	0,48	15,8	13
	1651	1658	0,08	0,067	0,03	28	38	0,74	0,63	0,47	–	11
	1683	1695	0,1	0,083	0,029	22	38	0,6	0,63	0,38	–	13
	1703	1710	0,1	0,083	0,029	31	38	0,81	0,63	0,51	12,9	–
	1267	1282	0,15	0,13	0,036	54,5	83	0,66	0,77	0,51	14,6	–
16	1341	1346	0,15	0,13	0,034	70	83	0,84	0,77	0,65	13,1	–
	1368	1371	0,15	0,13	0,033	65	83	0,78	0,77	0,6	16,7	–
	1669	1672	0,15	0,13	0,029	13	83	0,16	0,77	0,12	8,6	–
	1118	1123	0,15	0,13	0,04	39	52	0,75	0,73	0,55	18,1	–
	1155	1167	0,7	0,6	0,039	45	45	1	1	1	24,7	–
	1302	1309	0,7	0,6	0,035	40	45	0,89	1	0,89	–	21
19	1120	1135	0,3	0,27	0,04	70	70	1	0,92	0,92	23,8	–
	1142	1148	0,3	0,27	0,04	70	70	1	0,92	0,92	–	20
	1149	1153	0,3	0,27	0,04	63	70	0,9	0,92	0,83	–	19,5
	1156	1159	0,3	0,27	0,039	60	70	0,86	0,92	0,79	–	21
20	1054	1077	0,7	0,61	0,041	60	90	0,67	0,75	0,5	–	12,7
	1082	1086	0,7	0,61	0,04	53	90	0,59	0,75	0,44	–	11,5
	1090	1091,4	0,7	0,61	0,04	90	90	1	0,75	0,75	–	18
	1240	1247	0,7	0,61	0,037	85	90	0,95	0,75	0,71	–	17,5
22	1249	1261	0,7	0,61	0,036	90	90	1	0,75	0,75	–	18,5
	1181	1184	0,42	0,36	0,038	58	69	0,84	0,7	0,59	15,2	–

При співставленні значень геофізичних параметрів, визначених за даними методів ГК і ПС, що проводились у свердловинах Богородчанського газового родовища, спостерігається чітка кореляція аномалій природної радіоактивності і самочинної поляризації. Побудований графік залежності $\alpha_{nc} = f(\Delta I_\gamma)$ підтверджує тісноту зв'язку цих параметрів ($R=-0,91$) (рис. 3.5). Наявність такої закономірності зумовлена однорідністю скелету породи за радіоактивними властивостями і визначальним впливом глинистих мінералів на утворення природних електричних і радіоактивних полів. Таким чином, у рамках цієї моделі є підстави вважати, що існує залежність коефіцієнта пористості та інтенсивності природного гамма-поля.

На рис. 3.6 наведено графік залежності природної гамма-активності пластів-колекторів від їх пористості $\Delta I_\gamma = f(K_n)$, який характеризується високим коефіцієнтом кореляції $R=-0,95$. Значення коефіцієнта пористості визначені за даними лабораторних досліджень кернавого матеріалу виконаних ІФЕГДС, а величина природної гамма-активності встановлена за подвійним різницеvim параметром. Вихідні дані для побудови залежності наведені у табл. 3.4 [103]. Математичний вираз залежності має вигляд:

$$K_n = -33,9 \cdot \Delta I_\gamma + 26. \quad (3.6)$$

Слід відмітити, що залежності $\Delta I_\gamma = f(K_n)$ і $\alpha_{nc} = f(K_n)$ встановлені для пластів-пісковиків із глинисто-карбонатним цементом. Малий вплив карбонатної речовини на залежності $\Delta I_\gamma = f(K_n)$ і $\alpha_{nc} = f(K_n)$ пояснюється тим, що вміст карбонатної компоненти відносно одиниці об'єму глинистого цементу витримується постійним. Це знаходить своє відображення у залежності карбонатності C і відкритої пористості K_n (рис. 3.7). У даному випадку пористість за своєю природою тільки опосередковано пов'язана із карбонатністю.

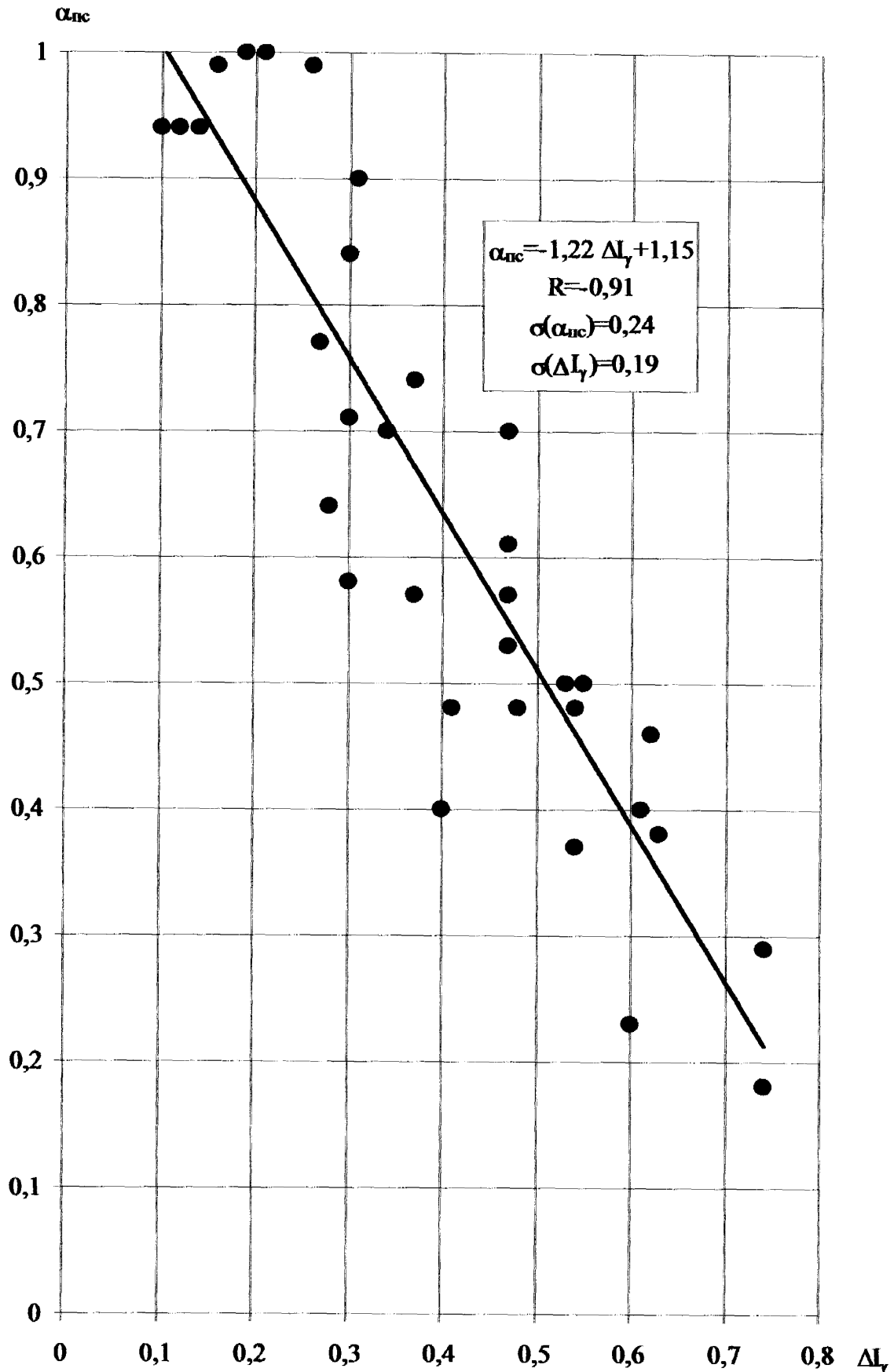


Рисунок 3.5 – Залежність відносної амплітуди α_{nc} від подвійного різницевого параметра ΔI_γ пластів-колекторів Богородчанського родовища

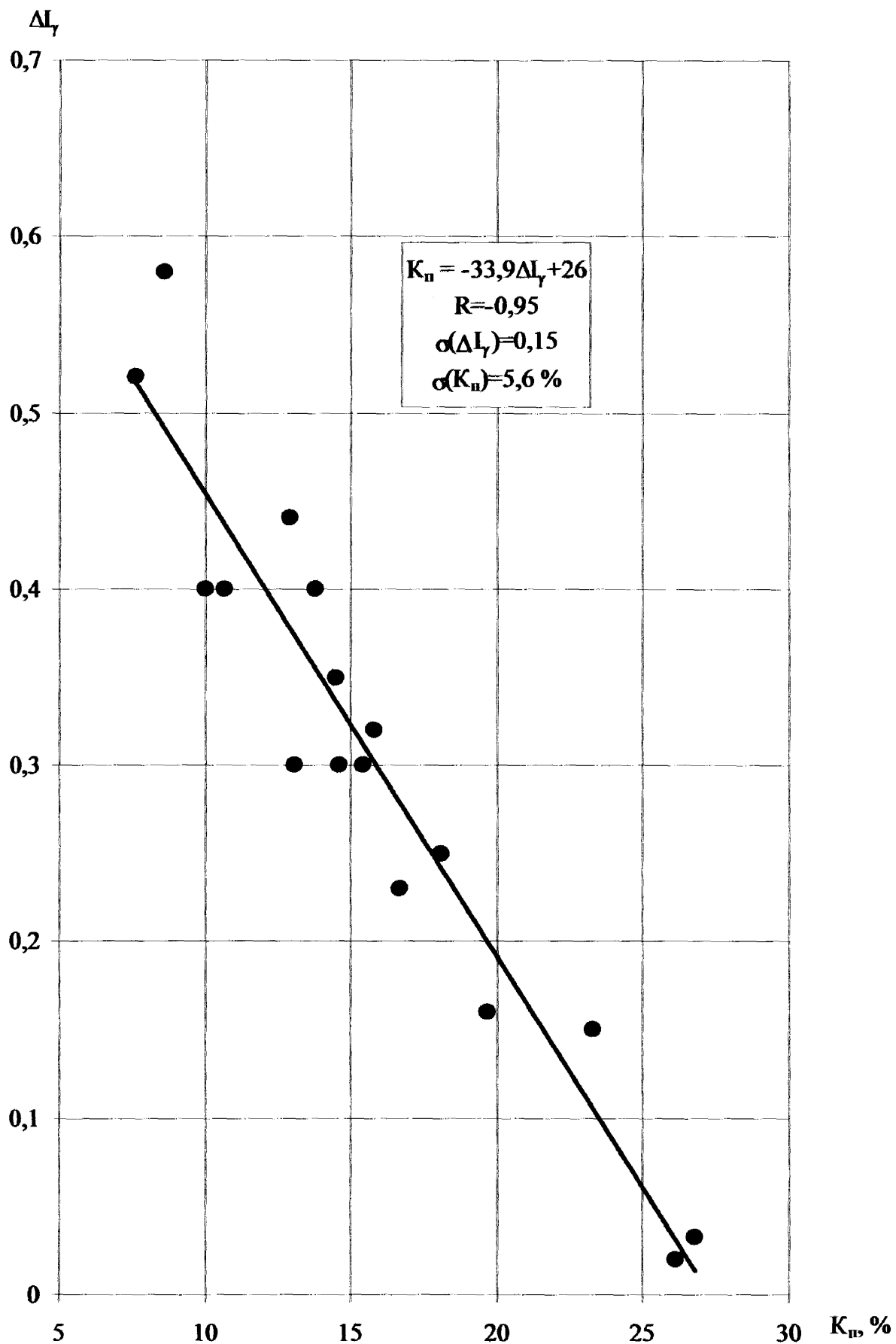
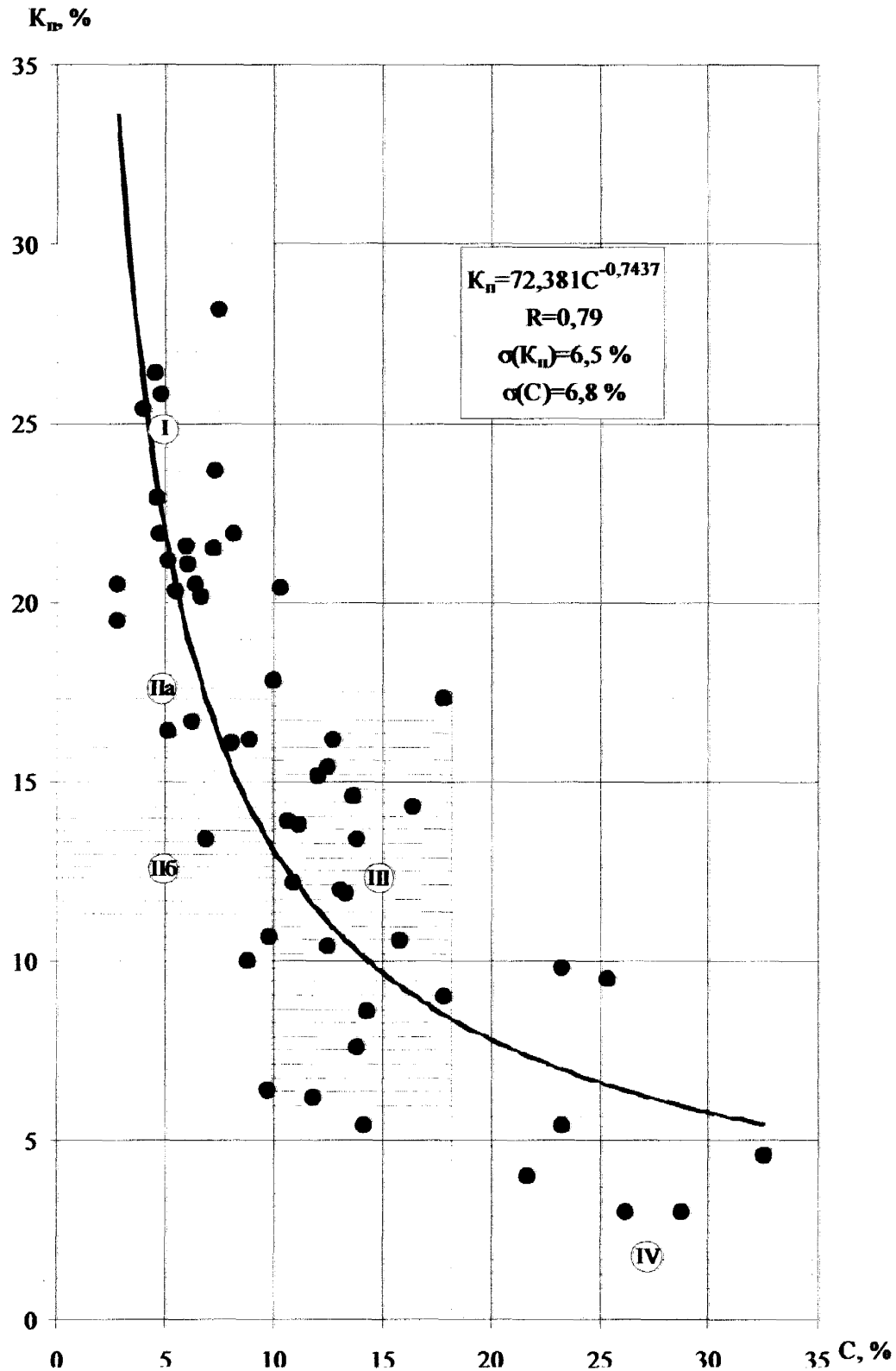


Рисунок 3.6 – Залежність подвійного різницевого параметра ΔI_γ від коефіцієнта пористості K_n пластів-колекторів Богородчанського родовища

Таблиця 3.4 – Геолого-геофізичні характеристики пластів-колекторів верхньогортонських відкладів Богородчанського родовища (за матеріалами ІФЕГДС)

№ св.	Глибина залягання, м		I _γ , мкР/год	I _γ ^{max} , мкР/год	I _γ ^{min} , мкР/год	$\Delta I_{\gamma,1} = \frac{I_{\gamma} - I_{\gamma}^{\min}}{I_{\gamma}^{\max} - I_{\gamma}^{\min}}$	$\Delta I_{\gamma,2} = \frac{I_{\gamma}}{I_{\gamma}^{\max}}$	K _{п.ксерн} , %
	покрівлі	підшви						
4	1288	1298	5,7	9,4	3,7	0,35	0,61	14,5
	1378	1388	5,4	9,4	3,7	0,3	0,57	15,4
	1465	1472	6	9,4	3,7	0,4	0,64	13,8
	1472	1478	5,5	9,4	3,7	0,32	0,58	15,8
	1702	1712	6,2	9,4	3,7	0,44	0,66	12,9
9	1267	1282	5,7	10,2	3,8	0,3	0,56	14,6
	1341	1346	5,7	10,2	3,8	0,3	0,56	13,1
	1368	1371	5,3	10,2	3,8	0,23	0,52	16,7
	1669	1672	7,5	10,2	3,8	0,58	0,73	8,6
16	1119,6	1125,6	6,9	12,2	5,1	0,25	0,57	18,1
18	1153	1158	4,4	10,5	4,3	0,02	0,42	26,1
	1153	1158	5,2	10,5	4,3	0,15	0,5	23,3
19	1122	1127	3,3	6,4	2,7	0,16	0,52	19,7
22	1139	1145	6,9	13	6,7	0,032	0,53	26,8
	1160	1166	9,2	13	6,7	0,4	0,71	10
	1160	1166	10	13	6,7	0,52	0,77	7,6
23	1160	1167	8,1	11,8	5,6	0,4	0,69	10,7



- I – піщаністі колектори $K_p > 20\%$, $K_{np} > 100 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, $C < 10\%$;
 IIa – піщаністі колектори $K_p = 15\% \div 20\%$, $K_{np} = (1 \div 100) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, $C < 10\%$;
 IIб – піщаністі колектори $K_p = 10\% \div 15\%$, $K_{np} = (0,1 \div 1) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, $C < 10\%$;
 III – піщаністі колектори $K_p = 6\% \div 16\%$, $K_{np} = (0,01 \div 0,1) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, $C = 10 \div 18\%$;
 IV – слабопроникні піщано-алевритові породи $K_p < 6\%$, $K_{np} < 0,01 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, $C > 18\%$.

Рисунок 3.7 – Залежність коефіцієнта пористості K_p від карбонатності C пластів-колекторів Богородчанського родовища

Проведений аналіз характеристик колекторських та фізичних властивостей гірських порід Богородчанського родовища вказує на зв'язок водневмісту породи-колектора як з об'ємом порового простору, так і з мінеральним складом цементу. Окрім того, встановлено, що в породах-колекторах Богородчанського родовища існує два типи цементу за мінеральним складом: глинисто-карбонатний та карбонатно-глинистий.

При інтерпретації методів електрометрії свердловин з метою достовірного визначення коефіцієнта насичення пластів-колекторів виникає необхідність врахування типу цементу. Електропровідність цементу породи залежить від його компонентного складу. Так для глинисто-карбонатного цементу питома електропровідність породи-колектора є достатньо високою, а для карбонатно-глинистого зменшується і залежить від вмісту карбонатів. Із встановленого характеру впливу типу цементу на питомий електричний опір гірських порід видно, що збільшення вмісту карбонатної компоненти призводить до завищення питомого електричного опору, яке можна хибно інтерпретувати як збільшення коефіцієнта насичення. Таким чином, визначення типу цементу має велике значення для підвищення достовірності визначення коефіцієнта насичення. Враховуючи значну неоднорідність розподілу типу цементу по площі Богородчанського родовища, необхідно дослідити можливість використання методу нейтронного гамма-каротажу для оцінки ступеня карбонатизації глинистого цементу. Розглянемо нейтронну модель порід складної будови.

При математичному моделюванні часто використовується принцип ідеальної моделі, яка дозволяє здійснювати задуманий експеримент на основі теоретичних знань і емпіричних досліджень геологічного середовища, але не завжди вдається неоднорідну модель представити у вигляді ідеальної. Розглянемо приклад. Особливістю моделі породи-колектора є полімінеральний склад глинистого цементу. Припустимо, що глиниста фракція скелету породи складається з половини каолінітової глини і половини монтморилонітової. Ємність катіонного обміну каолініту складає –

$Q_{100} = 4,6 \frac{Mz - екв}{100}$, а монтморилоніту – $Q_{100} = 82 \frac{Mz - екв}{100}$. Як видно, невеликі

кількісні зміни глинистого мінералу монтморилоніту будуть приводити до значних змін дифузійно-адсорбційних властивостей, які не зв'язані з кількісною характеристикою глинистої фракції. Подібна ситуація складається і з неоднорідністю глинисто-карбонатного цементу.

Нейтронну модель гірської породи у загальному представимо залежністю [1, 5, 9, 11, 104, 105]:

$$\Delta I_{ny} = f(\omega^{nop}, \omega^u), \quad (3.7)$$

де ΔI_{ny} – подвійний різницевий параметр інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів ;

ω^{nop} – вміст водню у порах породи, ч.од.;

ω^u – вміст водню у дисперсних частинках породи (представляється як цемент породи), ч.од..

Водневміст глинистої фракції характеризується мінеральним складом цементу і його властивостями утримувати адсорбційну воду.

Для газонасичених порід водневміст описується виразом:

$$\omega^{nop} = (\omega_{в.з} + \omega^{газ}), \quad (3.8)$$

де $\omega^{газ}$ – вміст водню у газі, ч.од.;

$\omega_{в.з}$ – вміст водню у залишковій воді, ч.од..

Водневміст газу є функцією тиску та компонентного складу газової суміші. Параметр, який характеризує властивості середовища поглинати теплові нейтрони у воді і газі має близькі значення. Для практичних розрахунків можна приймати водневміст породи, величина якого буде визначатися коефіцієнтом пористості.

Водневміст цементу породи визначається його мінеральним складом. Тобто, для глинистого цементу розсіяного типу водневміст залежить від

співвідношення вмісту мінералів (каолінит, монтморилоніт, гідрослюди, нонтроніт та ін.), що входять в його об'єм. Для Богородчанського родовища глиниста фракція містить мінерали: каолінит, глауконіт, хлорит та монтморилоніт і є однорідною для усїєї площі. Водневміст цементу породи представляється адитивною моделлю, а не емерджентною, тобто не враховуються адсорбційні властивості окремих мінералів. Для Богородчанського родовища це не має суттєвого значення, оскільки глиниста фракція однорідна і тому, приймаємо адитивну модель. Запишемо цю модель у наступному вигляді:

$$\omega^y = (\xi_{gl} \omega^{gl} + \xi_{dom} \omega^{dom}), \quad (3.9)$$

де ω^y – вміст водню в цементуючій речовині, ч.од.;

ξ_{gl} – частка глинистої фракції цементу, ч.од.;

ω^{gl} – вміст водню у глинистій цементуючій речовині, ч.од.;

ξ_{dom} – частка карбонатних домішок, що входять до складу цементу, ч.од.;

ω^{dom} – вміст водню у карбонатних домішках цементу, ч.од..

У нашому варіанті нейтронна модель буде представлена наступним чином:

$$\Delta I_{ny} = f((\omega_{g,z} + \omega^{zoz}) + (\xi_{gl} \omega^{gl} + \xi_{dom} \omega^{dom})). \quad (3.10)$$

Мінеральний склад цементу породи визначає його тип, а саме глинисто-силікатний, залізисто-глинистий, карбонатно-глинистий та інші. У нашому випадку породи характеризуються глинисто-карбонатним та карбонатно-глинистим цементом. Водневміст карбонатної речовини достатньо малий, але сам карбонат займає певний об'єм, що призводить до збільшення інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів і тому, по іншому відображається у нейтронних характеристиках продуктивних порід. Встановлена характеристика нейтронних властивостей

гірських порід підтверджена експериментальними дослідженнями на керні і дала можливість запропонувати новий підхід та обґрунтувати критерій визначення типу цементу.

Розглянемо запропонований підхід. Водневміст теригенної гірської породи, яка характеризується чисто глинистим цементом, буде визначатись об'ємом порового простору і мінеральним складом глин. Для конкретного родовища в пластах такого типу будуть реєструватись мінімальні значення гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів за умови однакової пористості. Тобто для пластів-колекторів з максимальним вмістом розсіяного глинистого цементу покази методу НГК будуть мінімальні, які нами приймаються як еталонні. Для визначення еталонної моделі конкретного родовища проводяться дослідження залежності коефіцієнта пористості від показів НГК. Для побудови такого роду залежності, як згадувалось вище, нами залучались лабораторні дослідження кернавого матеріалу. За умов існування карбонатного домішку, нейтронна характеристика порід-колекторів зміниться. Для порід-колекторів з карбонатно-глинистим цементом покази методу НГК будуть збільшуватись у відповідності до збільшення частки карбонатної речовини. Представимо вираз для визначення критерію оцінки характеристик цементу у наступному вигляді:

$$B = \Delta I_{n\gamma}^{em} - \Delta I_{n\gamma}^{em}, \quad (3.11)$$

де $\Delta I_{n\gamma}^{em}$ – подвійний різницевий параметр інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів досліджуваного інтервалу;

$\Delta I_{n\gamma}^{em}$ – подвійний різницевий параметр інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів еталонного середовища.

За значенням критерію B оцінюємо тип цементу:

якщо $B=0\pm\varepsilon$ – цемент глинисто-карбонатний;

якщо $B>0\pm\varepsilon$ – цемент карбонатно-глинистий;

ε – допустимий довірчий інтервал ($\varepsilon=0,03$) [4, 58].

Кількісна величина даного параметра відображає вміст карбонатної речовини у цементі, тобто $B=K_{дом}$. Чим більший параметр B , тим більший вміст карбонатної речовини у цементуючій масі.

Значення подвійного різницевого параметру інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів $\Delta I_{n\gamma}^{ам}$ визначається навпроти пласта, що досліджується. Еталонне значення $\Delta I_{n\gamma}^{ем}$ визначається із залежності $\Delta I_{n\gamma}=f(K_n)$ (див. рис. 3.3, група – 1). Для визначення коефіцієнта пористості досліджуваного пласта нами використовувались дані методів гамма-каротажу та мікробокового каротажу.

Запропонована методика встановлення типу цементу теригенних порід з розсіяною глинистістю, яка базується на використанні зв'язку інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів і водневмісту цементу, у якому встановлено пропорційне заміщення частки глинистих мінералів на карбонатні, дозволяє кількісно характеризувати вплив глинисто-карбонатного та карбонатно-глинистого цементу на покази інших геофізичних методів дослідження свердловин. Зокрема, запропонований критерій оцінки типу цементу використано в моделі електропровідності, яка враховує вплив карбонатної компоненти на величину питомого електричного опору (3.4). У наступному розділі, на прикладі порід-колекторів Богородчанського родовища, розглянемо практичну реалізацію моделі питомого електричного опору (3.4) із використанням критерію оцінки типу цементу (B).

3.3 Індивідуальна модель електропровідності порід-колекторів Богородчанського родовища

Модель електропровідності, розглянута у підрозділі (3.1), описує взаємозв'язки параметрів електричного поля з особливостями геологічної

будови гірських порід. Основна проблема визначення коефіцієнта насичення за моделлю (3.4) полягає у визначенні геологічних характеристик, які входять до складу згаданої вище моделі питомого електричного опору. Апробація можливості використання моделі (3.4) для визначення коефіцієнта газонасичення порід-колекторів Богородчанського родовища, нами проведено ряд досліджень за результатами яких визначено параметри, що входять до складу даної моделі.

Значення коефіцієнта пористості K_n вибиралось як середнє із значень визначених за даними мікробокового каротажу, акустичного та гамма-каротажу. Для цього використовувались емпіричні моделі зв'язку петрофізичних параметрів ($P_n, \Delta T_n, \Delta I_\gamma$) з колекторськими властивостями (K_n), які встановлені на основі лабораторних досліджень кернавого матеріалу верхньотортонських відкладів Карпатського регіону [103, 109].

Значення питомого електричного опору пластової води ρ_6 , яка насичує поровий простір верхньотортонських продуктивних відкладів, прийняте рівним 0,04 Омм [103].

Показник степеня m , що використовувався у моделі (3.4), прийнятий як $m=2$.

Коефіцієнт об'ємної глинистості K_{cl} визначався за емпіричною формулою [108]:

$$K_{cl} = 1,72 - \sqrt{1,72^2 - 1,9 \cdot \Delta I_\gamma}, \quad (3.12)$$

де ΔI_γ – подвійний різницевий параметр природної γ -активності.

Дана залежність встановлена на основі співставлення лабораторних результатів гранулометричного аналізу продуктивних порід-колекторів Карпатського регіону з їх природною γ -активністю за даними гамма-спектрометрії [110]. Лабораторні дослідження проводились ІФІНГ.

Вміст адсорбційної води на поверхні глинистого матеріалу ω_{cl} , досліджуваних нами продуктивних відкладів визначався за результатами

визначення ємності катіонного обміну [110].

Для визначення вмісту карбонатного домішку $K_{дом}$ у глинисто-карбонатному цементі використовувалась методика запропонована у підрозділі 3.2, де $K_{дом}=B$.

Вміст адсорбційної води на поверхні карбонатного домішку $\omega_{дом}$ взятий з літературних табличних даних [6, 19].

Для розрахунків, значення питомого електричного опору подвійного електричного шару, взяте рівним $\rho_{ш}=0,025$ Омм.

Коефіцієнт, який характеризує структурні особливості карбонатного домішку приймавсь рівним $\gamma=5,4$.

У результаті підстановки наведених вище параметрів у формулу (3.4) отримаємо індивідуальну модель питомого електричного опору порід-колекторів з глинисто-карбонатним цементом, які виповнюють геологічний розріз Богородчанського родовища:

$$\frac{\rho_n}{\rho_a} = \left[\frac{1}{(K_n \cdot K_a)^m} \frac{1}{1 - \left(\frac{1,72 - \sqrt{1,72^2 - 1,9 \cdot \Delta I_\gamma \cdot \omega_{z1}}}{K_n \cdot K_a} + \frac{B \cdot \gamma \cdot \omega_{дом}}{K_n \cdot K_a} \right) \cdot \left(1 - \frac{\rho_{ш}}{\rho_a} \right)} \right]. \quad (3.13)$$

При співставленні коефіцієнта газонасичення, визначеного за стандартною методикою, яку використовували для підрахунку запасів газу Богородчанського родовища [103], із значеннями K_g , визначеними за вище наведеною моделлю (3.13), встановлено, що величини відрізняються (додаток Б.3). Так, наприклад, інтервал 1106,0-1109,1 м характеризується високим вмістом карбонатної речовини у цементі ($B=0,48$), коефіцієнт газонасичення визначений за стандартною методикою становить 82 %, а за запропонованою нами моделлю (3.13) – $K_g=74$ %. Пропонована нами модель питомого електричного опору є більш ефективна, оскільки по стандартній методиці коефіцієнт газонасичення є завищеним на 8 % за рахунок великого

вмісту карбонатного домішку у цементі, про що свідчать завищені питомий електричний опір та інтенсивність гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів досліджуваного пласта (додаток Б.3).

Підтвердженням впливу карбонатної речовини, що міститься у цементі породи-колектора, на збільшення її питомого електричного опору ρ_n є побудований графік (рис. 3.8) зіставлення значень питомого електричного опору за боковим каротажем із значеннями нормованого параметру водонасичення глинистої фракції, який представляється виразом:

$$D_n = \frac{\Delta I_\gamma}{\Delta I_{n\gamma} \cdot K_n}, \quad (3.14)$$

де ΔI_γ – подвійний різницевий параметр природної γ -активності;

$\Delta I_{n\gamma}$ – подвійний різницевий параметр нейтронного гамма-каротажу;

K_n – коефіцієнт пористості, ч.од.

Оскільки природна радіоактивність гірських порід визначається їх дисперсними властивостями, а інтенсивність гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів вмістом води у гірській породі, то параметр D_n , показує яка кількість води знаходиться у глинистому цементі порід конкретної площі. Нормування параметру водонасичення глинистої фракції гірських порід коефіцієнтом пористості приводить значення параметру до одиниці об'єму порового простору.

Вміст карбонатного домішку у цементі породи-колектора впливає на її питомий електричний опір, а в подальшому і на визначення коефіцієнта газонасичення, що підтверджено нашими розрахунками та графічними побудовами. Для достовірного визначення коефіцієнта газонасичення необхідно використовувати модель питомого електричного опору, яка буде враховувати неоднорідність мінерального складу цементу.

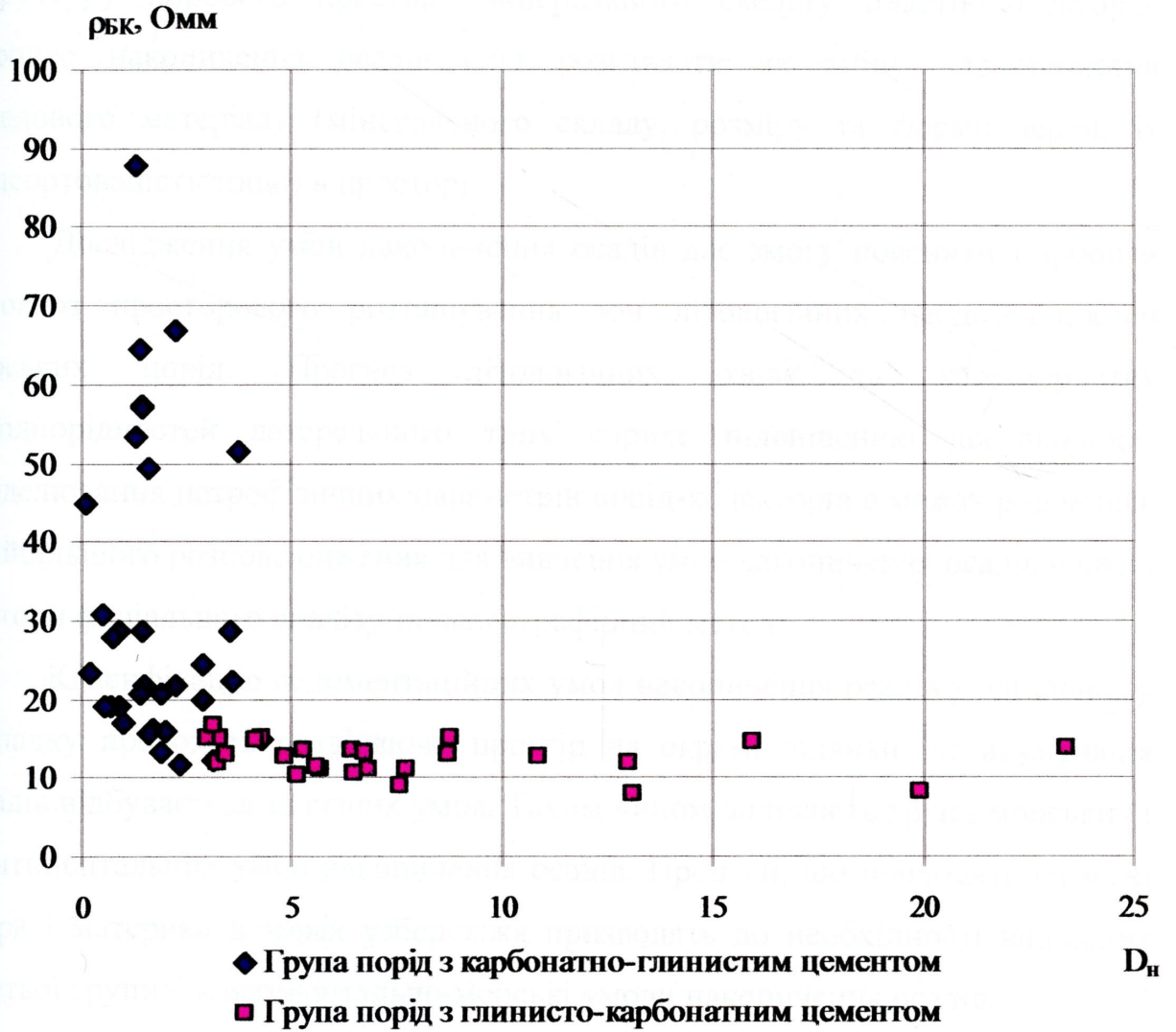


Рисунок 3.8 – Зіставлення нормованого параметра водонасичення глинистої фракції порід-колекторів D_n з їх питомим електричним опором по боковому каротажу ρ_{BK}

3.4 Прогноз розподілу гірських порід міоценових відкладів Богородчанського родовища за типом цементу

Одним із головних чинників, які впливають на формування пластів-колекторів є умови накопичення осадів. У процесі формування гірських порід відбувається ряд фізико-хімічних процесів, які в результаті визначають структуру порового простору мінерального скелету пластів-колекторів. Процес накопичення осадів слід розглядати як зміну характеристик осадового матеріалу (мінерального складу, розміру та форми зерен, їх відсортованість тощо) в просторі.

Дослідження умов накопичення осадів дає змогу пояснити і зробити прогноз просторового розташування зон літологічних неоднорідностей гірських порід. Прогноз літологічних ознак та характеристик неоднорідностей латерального типу сприяє підвищенню достовірності моделювання петрофізичних параметрів порід-колекторів в межах родовища. Найбільшого розповсюдження для вивчення умов накопичення осадів набули методи фаціального аналізу та палеографічний метод.

Класифікацію седиментаційних умов накопичення осадів у загальному випадку проводять розділяючи простір на окремі ділянки, де акумуляція осадів відбувається за різних умов. Таким чином виділяють групи морських і континентальних умов накопичення осадів. Процеси, що проходять на межі моря і материка в зонах узбережжя призводять до необхідності виділення третьої групи – континентально-морські умови накопичення осадів.

Однак детальна класифікація в середині цих груп проводиться на основі більш конкретних критеріїв. Таким чином, умови накопичення осадів розділяють: у залежності від домінуючих у них процесів; спираючись на фізико-географічну ситуацію зони акумуляції; у залежності від комплексу накопичень, тощо. У загальному можна виділити біля десяти індивідуалізованих умов накопичень, які включають у свою чергу більшість

інших. До цих накопичень відносяться:

- 1) континентальні накопичення: річкові, еолові, льодовикові, озерні, болотні;
- 2) морські накопичення: субліторальні, геміпелагічні, пелагічні;
- 3) континентально-морські накопичення: дельтові, пляжні, приливо-відливних рівнин і естуаріїв, піщаних барів і лагун.

Слід підкреслити, що ідентифікація деяких обстановок до однієї з головних груп здійснюється не цілком послідовно. Наприклад, дельтові умови накопичення можуть бути на берегах як морів, так і озер; границі льодовикових накопичень можуть виходити за межі континенту, причому льодовикові відкладення можуть накопичуватись і на дні моря.

Інформація, яка використовується для аналізу накопичення осадів поділяється на якісну і кількісну. Якісна інформація описує наявність ознак, форму розміщення літотипу, зовнішній колір, однорідність складу за діаметром зерен тощо. Кількісна інформація буде описувати характеристику літології породи (діаметр зерен, розмір порового каналу, мінеральний склад скелету породи тощо), а також фізичні властивості порід (інтенсивність природного гамма-випромінювання, величину потенціалів самочинної поляризації, електропровідність тощо). Отримання великого обсягу вказаної інформації можливе за умови дослідження кернавого матеріалу у лабораторних умовах.

Якщо взяти за мету відтворення умов накопичення осадів у межах басейну, то доцільно розширити можливості дослідження зміни літотипів по площі за рахунок геофізичної інформації. Характер розповсюдження фізичних полів у свердловині, як відомо, відображає літологічні властивості гірських порід, окрім того є інформацією про часовий перебіг подій у період накопичення осадів. Кількісна інформація, яка характеризує форму геофізичних кривих, вказує на ритмічність процесів накопичення осадів, міграцію русла річок, однорідність певного літотипу, тощо.

Фації визначаються фізико-географічними умовами, які існують в

певний період накопичення осадів, які відмінні від умов того ж часу на сусідніх ділянках території, що знаходять своє відображення в характері осадів та порід або первинній відсутності відкладів. З однієї сторони фації відображають умови накопичення осадів та їх зміну, з іншої – фація включає в себе і сутність явищ (умови) і форми їх прояву (характер відкладів або їх відсутність).

Особливого значення набули фаціальні дослідження в нафтогазовій геології. Фаціальні дослідження осадових порід дозволяють виявляти товщі відкладів, які можуть бути потенційними колекторами нафти і газу та їх розповсюдження, здійснювати науковий прогноз нових перспективних нафтогазоносних ділянок, проводити оцінку прогнозних запасів вуглеводнів, в комплексі з іншими геолого-геофізичними дослідженнями в загальному встановлювати шляхи та напрямки міграції флюїдів та виділяти найбільш перспективні ділянки.

Геологічний розріз Богородчанського газового родовища, на прикладі якого проводились нами дослідження, характеризується літолого-фаціальною мінливістю. Продуктивні товщі за мінеральним складом, є кварцовими пісковиками та алевролітами із переважаючим в одних випадках глинисто-карбонатним цементом, а в інших – карбонатно-глинистим. Тому, простежуючи літолого-фаціальні зміни в межах певного горизонту, можна скласти картину, яка дозволить ідентифікувати відклади за мінеральним складом, структурою порового простору тощо, що має дуже велике значення при визначенні колекторських властивостей.

Під час геофізичних досліджень свердловин вимірюють електричні, радіоактивні і акустичні властивості гірських порід. Ці властивості пов'язані з літологією, гранулометричним складом, густиною, пористістю пластів-колекторів та вмістом порового флюїду. Оскільки каротаж неперервний по всій глибині свердловини, то він представляє особливу цінність для встановлення фаціальної послідовності як у малих, так і у великих інтервалах. Ці дані можна використовувати при аналізі зміни умов

накопичення осадів, якщо звісно, вимірювання відображають седиментологічні ознаки гірських порід, а не властивості порового флюїду або інші вторинні характеристики.

Отже, дані геофізичних досліджень свердловин формують картину існуючих фацій. Ця картина у певній мірі є неповною, інколи неоднозначною, але завжди незмінною та об'єктивною. Якщо набір даних геофізичних досліджень свердловин різноманітний і достатньо великий, щоб охопити весь набір геофізичних параметрів, картина буде достатньо чіткою. Іншими словами, детальність спектру геофізичних параметрів дозволить отримати нову інформацію про літофації за рахунок даних геофізичних досліджень свердловин.

В окремих випадках для визначення характеристик породи достатньо однієї, або двох кривих геофізичних досліджень свердловин. Як приклад можна назвати, використання кривої самочинної поляризації (СП) у піщано-глинистому розрізі. Однак для інтерпретації рекомендується використовувати всі наявні криві ГДС. Наявність геофізичних кривих різних методів дає змогу встановити спектр характеристик гірської породи, який охоплює хімічний та мінеральний склади, структуру, текстуру тощо. Чим більша кількість даних ГДС використовується, тим менша імовірність неоднозначності та похибок при інтерпретації.

Головними видами каротажу, які використовуються для літолого-фаціального аналізу є нейтронний каротаж (НК), гамма-каротаж (ГК), гамма-гамма густинний каротаж (ГГК-Г), акустичний каротаж (АК) та каротаж потенціалів самочинної поляризації (ПС).

У досліджуваних пластах-колекторах продуктивної пачки "А" Богородчанського газового родовища за описом шліфів та аналізом ядерного матеріалу (додаток А.6) видно, що цементуючий матеріал містить як карбонатну, так і глинисту складові. Інакше кажучи, виділяються пласти із переважанням карбонатної складової (пласти з карбонатно-глинистим цементом) та пласти з переважанням глинистої складової (пласти з глинисто-

карбонатним цементом) (додаток А.7). Кожна з цих складових має різний вплив як на електричні властивості досліджуваних пластів, так і на нейтронні. Дослідити чіткі пропорції карбонатної і глинистої складових у матриці скелету породи є доволі складною процедурою. Але є можливість провести розподіл на пласти з карбонатно-глинистим цементом (де у цементуючій масі переважає карбонатна складова) і глинисто-карбонатні (де у цементуючій масі переважає глиниста складова).

Пласти пачки “А” Богородчанського родовища характеризуються мінливістю пропорцій карбонатної і глинистої складових у цементуючій масі не тільки по площі, але й по вертикалі розрізу пачки (додаток Б.4). Тут необхідно зауважити, що проводячи дослідження продуктивних пачок геофізичними методами, до уваги беруть осереднене значення будь-якого геофізичного параметру і саме цим параметром характеризують усю пачку. Тому, для врахування типу цементуючого матеріалу під час розрахунків питомого електричного опору за представленою у роботі моделлю електропровідності, важливо диференціювати ділянки пласта за переважанням того, чи іншого типу цементу по площі родовища. Така диференціація представлена на карті розташування ділянок з різним розподілом глинисто-карбонатного і карбонатно-глинистого цементу пластів продуктивної пачки “А” Богородчанського родовища (додаток Б.5). Дана карта побудована за параметром заміщення глинисто-карбонатного цементу на карбонатно-глинистий:

$$P_3 = \frac{S_{g/k}}{S_{k/g}}, \quad (3.15)$$

де $S_{g/k}$ – сумарна площа ділянки, обмежена кривою бокового каротажу навпроти пластів продуктивної пачки “А” з глинисто-карбонатним цементом;

$S_{k/g}$ – сумарна площа ділянки, обмежена кривою бокового каротажу навпроти пластів продуктивної пачки “А” з карбонатно-глинистим цементом.

Із карти видно (див. додаток Б.5), що диференціація пачки за

переважанням карбонатно-глинистого чи глинисто-карбонатного цементу є нерівномірною, що пов'язано з наявністю на родовищі зон з різними умовами накопичення осадів. Як бачимо, північно-західна та південно-східна частини пачки характеризуються переважанням у пластах карбонатно-глинистого цементу і розділені полосою (св. №101, 67, 40, 121, 171, 53, 167, 168, 166, 165, 162 та 176), де у пластах переважає глинисто-карбонатний цемент. Також із карти видно, що на північному сході продуктивної пачки на фоні порід з переважанням карбонатно-глинистого цементу виділяється локальна ділянка пласта з переважанням глинисто-карбонатного цементу (св. №23, 140). У загальному спостерігається тенденція до переважання у продуктивній пачці "А" на півночі – карбонатно-глинистого цементу, а на півдні – глинисто-карбонатного цементу.

Побудована карта розташування ділянок з переважанням глинисто-карбонатного чи карбонатно-глинистого цементуючого матеріалу, дає можливість уточнити тип цементуючого матеріалу та вміст у ньому карбонатної речовини при інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин з метою визначення коефіцієнта газонасичення.

Одним із важливих етапів побудови карти розташування ділянок з переважанням глинисто-карбонатного чи карбонатно-глинистого цементом є встановлення границь пластів-колекторів. Для реалізації цієї задачі пропонується використовувати дані гамма-каротажу із врахування статистичного характеру розпаду радіоактивних елементів.

3.5 Врахування статистичних флуктуацій під час виділення границь пластів за кривими гамма-каротажу

На Богородчанському газовому родовищі пласти пісковиків та алевролітів, які виповнюють продуктивну частину розрізу свердловин,

заягають серед потужних непроникних товщ глин та аргілітів. Це два різновиди гірських порід, які відмінні як за літологією, так і за колекторськими властивостями. Тому, на кривих ГДС чітко виділяється продуктивна частина розрізу на фоні непродуктивних товщ, що і сприяло створенню в подальшому на базі родовища підземного сховища газу.

У межах Богородчанського родовища газонасичений комплекс представлений наступними пачками “А”, “Б”, “В”, “Г” і “Д”. Великий інтерес представляють непромислові слабо- та сильнозаглинизовані прошарки пісковиків, що зустрічаються у продуктивній товщі, які необхідно виключити із підрахунку запасів. Виділити їх деякими методами не завжди вдається з причин впливу як геологічних, так і технологічних чинників. Це обумовлено їх малою товщиною, в результаті чого вони не фіксуються на кривих більшості геофізичних методів, наявністю домішок хімреагентів у буровому розчині, які призводять до спотворення кривих потенціалів самочинної поляризації і методів електричного каротажу, значним проникнення фільтрату промивальної рідини в пласт тощо. Метод гамма-каротажу є одним з основних методів, які використовуються для виділення границь пластів. Оскільки досліджувані нами породи-колектори є теригенного типу з глинисто-карбонатним та карбонатно-глинистим цементом, то відповідно на кривих гамма-каротажу даного роду пласти та прошарки будуть доволі чітко виділятися підвищеною інтенсивністю природної гамма-активності.

Точність радіоактивних вимірювань, в тому числі і гамма-каротажу, залежить від величини систематичних похибок, випадкових похибок та так званих промахів [111].

Систематичні похибки характеризуються тим, що в процесі вимірювання вони залишаються постійними або змінюються за певним законом. Їх джерелом можуть бути похибки в паспортних даних порошкового еталону, різний фізичний стан приладу та еталону, різниця в геометричних умовах вимірювання еталону та проби, неправильне врахування натурального фону тощо. Систематичні похибки можуть бути

постійно діючими, але можуть носити і випадковий характер, тобто проявляться тільки в певному проміжку часу у зв'язку з тимчасовою зміною режиму роботи апаратури. Дані похибки можуть бути виявлені та враховані при обробці матеріалів.

Випадкові похибки неминучі при виконанні будь-якого виду вимірювання. Вони носять статистичний характер. Величина і знак випадкової похибки в окремому вимірюванні не можуть бути попередньо встановлені. За законами математичної статистики може бути оцінений тільки середній рівень тієї чи іншої похибки. Головним джерелом випадкової похибки при радіоактивному аналізі є статистичний характер розпаду радіоактивних елементів та похибки виміру. Середня величина випадкової похибки може коливатись в широких межах в залежності від чутливості апаратури і прийнятої методики вимірювання.

Промахи представляють собою грубі похибки. Вони, як правило, з'являються за рахунок неправильного використання апаратури, різкої короткочасної зміни режиму роботи апаратури, тощо.

При встановленні границь пластів, які проходять між двома піками кривої виникає питання, чи дійсно дані піки відповідають в даній точці за кількість розпадів радіоактивних елементів, чи ні. Зважаючи на це можна помилково виділити прошарок, якого в дійсності у природі не існує.

Розпад радіоактивних елементів є процесом випадковим. У зв'язку із цим кількість атомів, які розпадаються за однакові проміжки часу, різна. Відхилення (флуктуація) від середньої кількості розпадів \bar{n} може бути різним за абсолютною величиною і знаком. Алгебраїчна сума окремих відхилень у випадку багаторазових вимірювань при незмінній кількості радіоактивних елементів наближена до нуля:

$$\overline{\Delta n} = \sum_i (n_i - \bar{n}) \approx 0, \quad (3.17)$$

де n_i – кількість розпадів, зареєстрована в i -му випадку.

Найпростішою мірою флуктуації величини n при радіоактивному розпаді, як і при інших схожих фізичних явищах, є дисперсія D_n та середньоквадратичне відхилення σ_n (стандарт), або їх відносні величини.

У своїй роботі [112] Є.В. Шпольским доведено, що дисперсія D_n рівна середньому значенню \bar{n} , яке встановлене при багаторазовому визначенні величини n :

$$D_n = \bar{n}, \quad (3.18)$$

а середньоквадратичне відхилення σ_n і його відносна величина δ_n рівні:

$$\sigma_n = \sqrt{\bar{n}}, \quad \delta_n = \frac{\sigma_n}{\bar{n}} = \frac{\sqrt{\bar{n}}}{\bar{n}} = \sqrt{\frac{1}{\bar{n}}}. \quad (3.19)$$

Із формул (3.18-3.19) випливає, що параметр флуктуації радіоактивного розпаду залежить від імовірності розпаду, кількості радіоактивної речовини і часу розпаду. Дані формули дозволяють провести оцінку очікуваної похибки визначення кількості імпульсів N , які виникають за рахунок статистичного характеру радіоактивного розпаду і реєстрації випромінювання.

Для визначення похибки середньої кількості імпульсів \bar{n} за одиницю часу σ_n , тоді, коли тривалість вимірювання $t \neq 1$, використовується вираз:

$$\sigma_n = \frac{\sqrt{N}}{t} = \frac{\sqrt{\bar{n} \cdot t}}{t} = \sqrt{\frac{\bar{n}}{t}}, \quad (3.20)$$

де N – кількість імпульсів, яка зареєстрована за час t ;

$\bar{n} = \frac{N}{t}$ – середня кількість імпульсів за одиницю часу.

Отже, для того, щоб встановити чи пік кривої ГК відображає пласт, чи це просто флуктуація, нами окремо для кожної кривої розраховано кількість

розпадів відхилених від середнього σ_n . Для визначення часу, протягом якого здійснювався підрахунок імпульсів, ми скористались виразом:

$$t = \frac{H}{v}, \quad (3.21)$$

де H – товщина інтервалу, на якому проводився підрахунок імпульсів, м;

v – швидкість підйому свердловинного приладу, яким проводилась реєстрація імпульсів, м/год.

Слід зауважити, що чим більший час вимірювання, тим менша похибка визначення \bar{n} .

Розпад атомів радіоактивних елементів підпорядковується нормальному закону розподілу (рис. 3.9), відповідно для якого 99,7 % всіх значень відхиляються від середнього \bar{n} не більше ніж на $3\sigma_n$. Тому, всі значення, які рівні різниці кількості імпульсів між двома піками кривої ΔN , менші за $3\sigma_n$ є флуктуаціями. Розрахунки основних статистичних характеристик даних ГК з Богородчанського родовища для врахування флуктуацій подані у таблиці 3.5.

Врахування товщини досліджуваного інтервалу, швидкості реєстрації, калібрування свердловинного приладу при визначенні σ_n дає змогу врахувати вплив систематичних та випадкових похибок.

Здійснені розрахунки (табл. 3.5) показали, що найбільше середньоквадратичне відхилення кількості розпадів радіоактивних елементів $\sigma_n^{\max} = 479,891$ ($\delta_n = 2,5$ %) характерне для кривої ГК св. №55, найменше $\sigma_n^{\min} = 78,094$ ($\delta_n = 5,4$) св. №59, а середнє становить $\sigma_n^{\text{ср}} = 291,4$.

Використовуючи наведені вище твердження та розрахунки, нами виділено пласти за методом ГК із врахуванням статистичного характеру розпаду радіоактивних елементів (додаток А.7).

Таблиця 3.5 – Основні статистичні характеристики даних ГК для
 прихованої флуктуації під час розпаду елементів

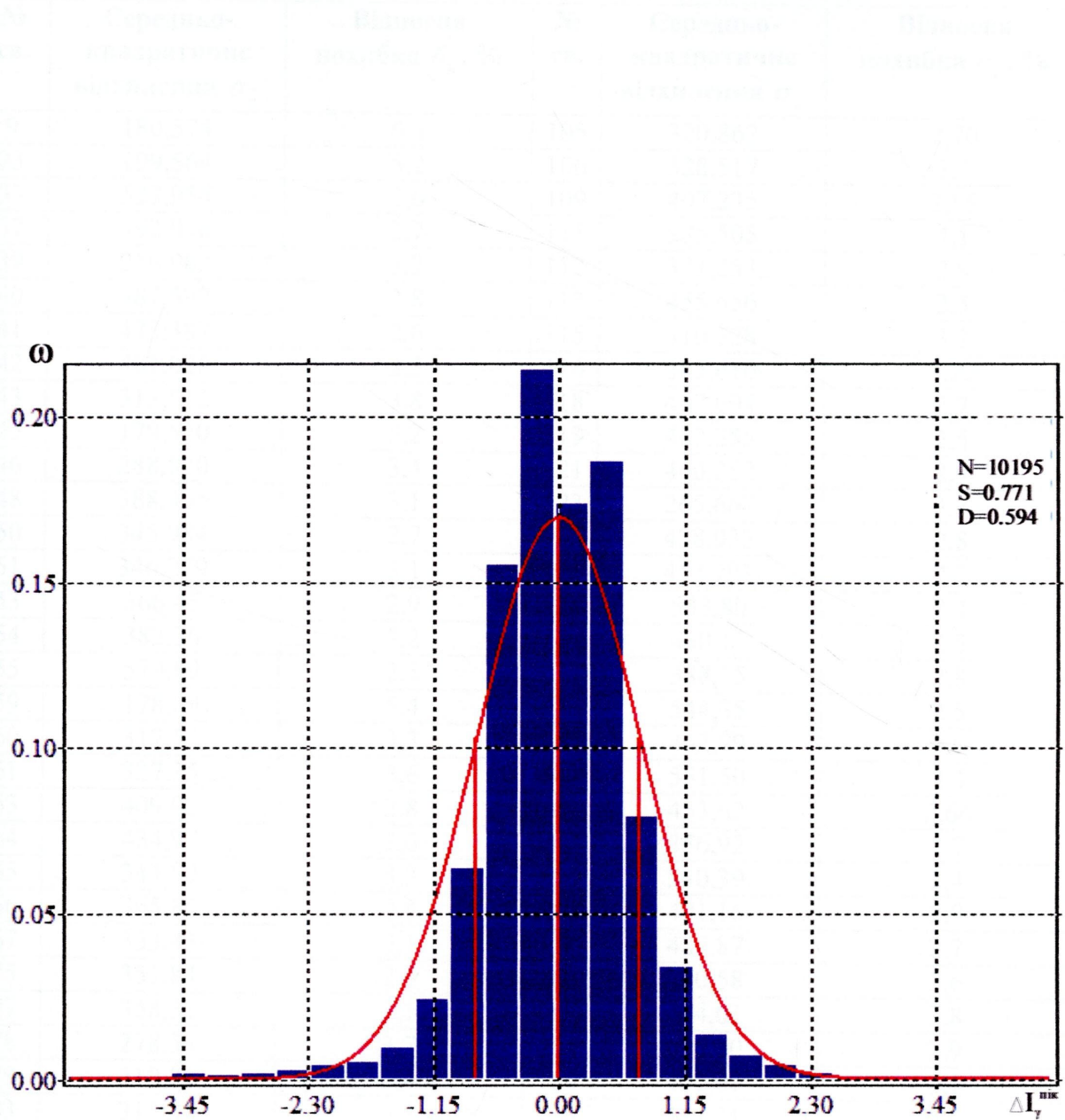


Рисунок 3.9 – Приклад розподілу радіоактивних елементів, які розпадались
 (за результатами ГК св.№9-Богородчани)

Таблиця 3.5 – Основні статистичні характеристики даних ГК для врахування флуктуацій під час виділенні пластів

№ св.	Середньо-квдратичне відхилення σ_n	Відносна похибка δ_n , %	№ св.	Середньо-квдратичне відхилення σ_n	Відносна похибка δ_n , %
9	180,574	6,4	105	320,862	2,70
23	199,564	5,2	106	328,517	3,1
33	527,954	2,6	109	407,235	2,88
37	492,078	2,7	111	285,505	4,1
39	256,988	3,2	112	373,253	2,9
40	387,597	2,8	113	455,656	2,5
41	473,387	2,6	115	316,328	3,2
42	481,026	3,3	116	385,610	3,22
43	313,512	3,8	118	467,094	2,7
45	179,520	5,2	119	482,355	2,5
46	288,820	3,4	121	440,252	2,9
48	388,495	3,1	123	265,667	3,7
50	345,984	2,7	125	438,932	2,8
51	346,279	3,1	126	453,791	2,7
53	366,45	2,9	129	553,80	2,4
54	382,36	3,2	130	480,17	2,5
55	579,89	2,5	132	388,35	2,8
59	178,09	5,4	135	544,35	2,5
60	317,55	3,3	140	462,79	3,9
61	327,35	3,6	143	551,50	2,4
63	409,92	2,8	144	453,62	2,66
64	434,97	2,6	145	356,92	2,7
65	344,90	3,3	154	540,39	2,4
66	365,85	2,9	155	401,16	2,9
67	333,43	3,1	159	487,87	2,7
75	351,84	2,6	161	500,58	2,6
77	358,31	3,1	162	414,01	3,8
78	278,55	3,7	164	408,90	2,9
79	310,84	3,4	165	402,07	3,1
83	315,31	3,5	166	467,21	2,5
84	291,83	3,4	167	435,82	2,8
85	336,81	3,1	168	398,40	2,9
88	435,268	2,5	170	467,61	2,6
91	460,03	2,6	171	470,38	2,7
92	537,09	2,5	172	382,38	2,6
93	338,81	3,4	175	345,40	4,2
94	396,45	2,9	176	336,39	3,1
95	316,80	3,3	178	339,42	2,5
97	356,43	3,2	179	379,82	2,7
101	410,17	2,8	182	500,55	3,0
103	353,87	3,2	184	576,11	2,5
104	342,85	2,8	185	416,52	2,6

ВИСНОВКИ

У результаті проведених досліджень можна зробити наступні висновки:

1. Вміст карбонатної речовини у цементі пластів-колекторів Богородчанського родовища призводить до збільшення їх питомого електричного опору, а в подальшому до похибки у визначенні коефіцієнта газонасичення.

2. Запропоновано новий методологічний підхід оцінки неоднорідності складу цементу (глинисто-карбонатний, карбонатно-глинистий) порід-колекторів на основі використання зв'язку гамма-випромінювання радіаційного захоплення теплових нейтронів із вмістом водню в даному типі цементу. Зміна частки глинистого цементу на карбонатний призводить до зміни показів нейтронного гамма-каротажу.

3. Врахування двохкомпонентного складу цементу порід-колекторів в моделі електропровідності значно підвищує достовірність визначення коефіцієнта газонасичення, що підтверджено фактичними даними на прикладі Богородчанського газового родовища.

4. Побудована карта розташування ділянок із різним розподілом глинисто-карбонатного та карбонатно-глинистого цементу, підтверджує наявність неоднорідності колекторів по площі за типом цементу та дає можливість уточнювати його характеристики.

РОЗДІЛ 4

АДАПТАЦІЯ МЕТОДИКИ ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ГАЗОНАСИЧЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ ЗА ДАНИМИ ІННК ДЛЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ СКЛАДНОЇ БУДОВИ

При визначенні коефіцієнта газонасичення продуктивних пластів у розрізах газових свердловин, обсаджених металевою колоною, найбільшого застосування набув метод імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ІННК) [113]. Поряд із перевагами, які характерні для ІННК у порівнянні із стаціонарними нейтронними методами, існують і додаткові чинники, які негативно впливають на достовірність визначення коефіцієнта газонасичення імпульсним нейтрон-нейтронним каротажем. До таких основних чинників відносяться: мінеральний склад скелета породи та цементу; ємнісно-фільтраційні властивості порід-колекторів; свердловинні умови, тощо. Врахування впливу перерахованих вище чинників під час інтерпретації даних імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу значно підвищить достовірність визначення коефіцієнта газонасичення. Можливість визначення коефіцієнта газонасичення пласта за даними ІННК зумовлена суттєвою різницею нейтронних характеристик газу і пластової води, які заповнюють поровий простір пластів-колекторів.

4.1 Побудова карти розподілу часу життя теплових нейтронів у твердій фазі породи-колектора складної будови із використанням результатів нейтронного гамма-каротажу

Достовірність визначення коефіцієнта газонасичення K_g продуктивних пластів методом імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ІННК) в певній мірі залежить від точності визначення нейтронних параметрів

досліджуваної гірської породи та її пористості комплексом геофізичних методів досліджень свердловин. При цьому похибка точності визначення нейтронних характеристик у свердловині не повинна перевищувати 3 % [4, 58].

Дані імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу несуть інформацію про такі нейтронні характеристики, як коефіцієнт дифузії теплових нейтронів D , який залежить, головним чином, від вмісту водню у породах, і середній час життя теплових нейтронів τ , який пов'язаний тільки з поглинаючими властивостями гірських порід [47, 105, 114, 115].

Час життя теплових нейтронів осадових гірських порід тісно пов'язаний із вмістом у них елементів з аномально високим перетином поглинання теплових нейтронів. У першу чергу до таких елементів відноситься хлор, який міститься в пластових водах [116]. Це дає змогу використовувати імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж для розділення пластів на нафтогазоносні і водоносні та встановлення положення водонафтового та водогазового контактів [117].

Гірські породи представляють собою гетерогенну систему, яка складається із речовин різного хімічного (ізотопного) складу. До їх складу можуть входити мікрочастинки (рідкісні або розсіяні елементи), які часто характеризуються аномальними нейтронними властивостями. Мізерна концентрація ядер деяких елементів (ізотопів) може суттєво впливати на просторово-енергетичний розподіл нейтронів у гірських породах.

Основними хімічними елементами, що входять до складу породоутворюючих мінералів, є O, Si, Al, Fe, Ca, Na, K, Mg, H, C які складають 99 % всієї маси земної кори. За мікроскопічним перетином поглинання теплових нейтронів вони характеризуються невеликими значеннями ($0,063 \div 2,62$ Барн). Винятком є вуглець та кисень, які характеризуються аномально низьким значенням мікроскопічного перетину поглинання теплових нейтронів: для вуглецю – $\sigma_n = 0,00378$ Барн, для кисню – $\sigma_n = 0,0002$ Барн. Доволі часто в гірських породах у невеликій кількості

присутні елементи із аномально великим значенням мікроскопічного перетину поглинання теплових нейтронів. Це бор ($\sigma_n=758$ Барн), кадмій ($\sigma_n=2537$ Барн), хлор ($\sigma_n=33,8$ Барн), індій ($\sigma_n=194$ Барн) та інші, які суттєво впливають на час життя теплових нейтронів у гірській породі.

Час життя теплових нейтронів основних породоутворюючих мінералів, які виповнюють продуктивні розрізи більшості нафтогазових родовищ України, знаходиться в межах 60÷1100 мкс [50, 101]. Зміна мінерального складу скелета породи, тобто включення мінералів польових шпатів, слюд і акцесорів показує, що аномальний вплив на визначення часу життя теплових нейтронів у породі здійснюють такі мінерали як мусковіт, біотит, ортоклаз, хлорит, гетит тощо. Звуження діапазону зміни часу життя теплових нейтронів у твердій компоненті спостерігається із зменшенням вмісту мінералу кварцу, як такого, що володіє максимальним часом життя теплових нейтронів. Широкий діапазон зміни нейтронних властивостей скелета породи призводить до значних ускладнень у використанні імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу для визначення коефіцієнта насичення колектора. Це зумовлює необхідність розробки нової технології визначення часу життя теплових нейтронів у скелеті породи-колектора з урахування неоднорідності його мінерального складу та використання даних інших методів ГДС [118].

Розподіл цементу в породі-колекторі, його мінеральний склад, а також кількісний вміст є важливими параметрами при використанні нейтронних методів для визначення характеру насичення продуктивних пластів. Тому при визначенні часу життя теплових нейтронів у твердій фазі породи-колектора необхідно достовірно знати, які мінерали входять до складу цементу та їх кількісний вміст.

Особливо великі труднощі виникають при визначенні часу життя теплових нейтронів у скелеті породи та цементі, які мають полімінеральний склад. Так, наприклад, для порід-колекторів мономіктового складу скелета породи та цементу (вміст кварцу становить 80-95 %), значення часу життя теплових нейтронів змінюється в межах від 626 мкс до 860 мкс, а для порід-

колекторів поліміктового складу – від 280 мкс до 580 мкс. Тому існуючі методики визначення характеру насичення порід-колекторів в умовах значної диференціації значень часу життя теплових нейтронів у твердій фазі породи не завжди дають можливість достовірно визначити коефіцієнт насичення.

Для визначення коефіцієнта насичення використовується інформація про час життя теплових нейтронів. Розрахунок часу життя теплових нейтронів в гірських породах, які, як правило, складаються із багатьох хімічних елементів, виконується за формулою [47, 105, 115]:

$$\tau = \left(\nu \frac{\delta \cdot N_a}{100} \sum_{i=1}^n \frac{P_i \cdot \sigma_{n,i}}{A_i} \right)^{-1}, \quad (4.1)$$

де $\nu = 2,2 \cdot 10^5 \cdot \sqrt{\frac{t+273}{293}}$, – швидкість теплових нейтронів (при $t=20$ °C

$\nu=2,2 \cdot 10^5$ см/сек.), t – температура пласта на заданій глибині, °C;

δ – густина речовини, г/см³;

N_a – число Авогадро, дорівнює величині $6,023 \cdot 10^{23}$ моль⁻¹.

$\sigma_{n,i}$ – мікроскопічний перетин поглинання теплових нейтронів ядрами i -го елемента, см²/ядро;

A_i – відносна атомна маса i -го елемента, г/моль;

P_i – вміст i -го елемента, ч.од.

Для багатоконпонентного середовища, яке представлено різним мінеральним складом скелета породи та цементу, час життя теплових нейтронів розраховується за формулою [47, 105, 115]:

$$\tau = \sum_{i=1}^N (\tau_i \cdot P_i), \quad (4.2)$$

де τ_i – час життя теплових нейтронів в i -ій складовій, с;

P_i – вміст i -тої складової в одиниці об'єму породи, ч.од.

Нами проведені дослідження впливу неоднорідності мінерального

складу скелета породи і цементу на нейтронні властивості порід-колекторів Богородчанського родовища. Особливістю будови порід-колекторів даного родовища є неоднорідний тип цементу, що призводить до спотворення фізичних полів виміряних геофізичними методами дослідження свердловин (див. п. 3.1.1). Для здійснення пошуку шляхів врахування неоднорідностей мінерального складу пластів-колекторів на їх нейтронні властивості використовувались результати геофізичних досліджень свердловин.

Для вивчення впливу особливостей мінерального складу породи на її нейтронні властивості нами приймалась реальна варіація мінерального складу скелета породи і цементу. Кількісний вміст мінералів в гірських породах Богородчанського родовища має незначну варіацію в межах середніх значень, які відповідають досліджуваному розрізу. Це дало можливість чітко відобразити вплив мінерального складу скелета породи-колектора та її цементу на час життя теплових нейтронів.

Проведений аналіз фізико-літологічної характеристики порід-колекторів Богородчанського газового родовища вказує на те, що скелет породи є однотипним і представлений в основному кварцем (73 %-78 %), який витриманий по площі. Цемент представлений глинистою однорідною масою (глауконіт, каолініт, монтморилоніт, хлорит) і карбонатною речовиною (кальцит), процентне співвідношення яких по площі суттєво змінюється. Тому розподіл нейтронних характеристик у породах-колекторах Богородчанського газового родовища, в основному, зумовлений мінеральним складом цементу.

Час життя теплових нейтронів у скелеті породи $\tau_{ск}$ та цементі $\tau_{ц}$ продуктивного комплексу Богородчанського газового родовища визначався за формулою (4.2) із врахуванням результатів досліджень мінерального складу порід-колекторів. Розрахунки проводились із врахуванням стратиграфічних характеристик продуктивних горизонтів на основі усереднення за схемою поєднання стратиграфічної і геофізичної характеристик гірських порід.

Виходячи із мінерального складу порід-колекторів Богородчанського газового родовища та часткового вмісту кожного з мінералів [103], нами встановлено, що час життя теплових нейтронів у скелеті породи, який в основному представлений кварцем, становить 794 мкс, у глинистому матеріалі – 270 мкс, а у карбонатному домішку, який представлений кальцитом – 630 мкс. Враховуючи те, що на Богородчанському родовищі мінеральний склад скелета пластів-колекторів однорідний і не мінливий, а змінюється тільки кількісний мінеральний вміст цементуючої маси, в результаті значної відмінності часу життя теплових нейтронів у глинистому матеріалі і карбонатному домішку буде змінюватись час життя теплових нейтронів у твердій фазі. Не врахування такої зміни часу життя теплових нейтронів у твердій фазі породи-колектора призведе до похибки визначення коефіцієнта газонасичення за методом імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу.

З метою уточнення значень часу життя теплових нейтронів у твердій фазі породи-колектора з неоднорідним цементом пропонується використовувати результати нейтронного гамма-каротажу [119]. У роботі [108] доведено і показано, що результати методу нейтронного гамма-каротажу відображають вміст водню у поровому просторі та цементі породи-колектора. Тому при однаковому об'ємі цементуючої маси у породи-колекторі, але при різному його мінеральному складі (глинисто-карбонатний або карбонатно-глинистий цемент), кількість водню буде змінюватись, а відповідно, будуть змінюватись і покази методу нейтронного гамма-каротажу.

Проаналізувавши результати лабораторних досліджень кернавого матеріалу, нами встановлено, що для порід-колекторів із максимальним вмістом глинистого цементу, вміст карбонатної речовини становить 3-5 %. Оскільки загальний вміст цементуючої маси становить 19-21 % від усієї твердої фази, то відповідно вміст глинистої речовини становитиме 16-18 %.

Згідно до [108] кількісний вміст карбонатної речовини у цементі

відображається параметром B (3.11), який безпосередньо залежить від показів нейтронного гамма-каротажу. Чим більший параметр B , тим більший вміст карбонатної речовини у цементі. Використовуючи методику з визначення типу цементу, нами встановлено, що для пластів-колекторів з максимальним вмістом глинистого матеріалу (вміст глинистої речовини становить 16-18 %, а карбонатної – 3-5 %) значення параметра $B=0,03$, а для порід із максимальним вмістом карбонатної речовини значення $B=0,65$. Таким чином за параметром B , який безпосередньо залежить від показів нейтронного гамма-каротажу можна встановити тип цементу і частковий вміст його компонентів у породі.

Визначивши значення часу життя теплових нейтронів у скелеті породи, глинистій та карбонатній компонентах цементуючої маси теригенної продуктивної пачки “А” Богородчанського родовища, нами проведені розрахунки часу життя теплових нейтронів у твердій фазі τ_{me} із врахуванням мінливості мінерального складу цементу за даними нейтронного гамма-каротажу (табл. 4.1). За результатами даних розрахунків побудована карта розподілу значень часу життя теплових нейтронів у твердій фазі теригенної породи продуктивної пачки “А” Богородчанського родовища (додаток Б.6). На карті спостерігається значна диференціація часу життя теплових нейтронів. В окремих свердловинах продуктивна пачка “А” характеризується аномально низьким та аномально високим часом життя теплових нейтронів у твердій фазі породи-колектора. Такий характер розподілу τ_{me} вказує на значну мінливість мінерального складу цементу в породі-колекторі, тобто різний вміст у цементі мінералів кальциту.

Для підтвердження достовірності запропонованого підходу, нами побудована карта розподілу значень часу життя теплових нейтронів у газонасиченій породі продуктивної пачки “А” Богородчанського підземного сховища газу (ПСГ) (додаток Б.7). Дана карта розподілу часу життя теплових нейтронів будувалась за результатами свердловинних досліджень методом імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу при максимальному

газонасичені пластів-колекторів (табл. 4.2). При співставленні цих двох карт виділяються окремі однотипні ділянки, які характеризуються аномальними значеннями часу життя теплових нейтронів.

Таблиця 4.1 – Результати розрахунків часу життя теплових нейтронів у твердій фазі породи продуктивної пачки “А” Богородчанського родовища із використанням даних НГК

№ п/п	№ св.	Глибина залягання, м		$\tau_{ТВ}$, мкс	№ п/п	№ св.	Глибина залягання, м		$\tau_{ТВ}$, мкс
		покрівлі	підшови				покрівлі	підшови	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	9	1090,4	1120,6	891	31	92	1120	1130,1	887
2	23	1132	1166,9	867	32	93	1097,2	1116,9	882
3	33	1106,4	1135,9	892	33	94	1105,6	1124,3	892
4	37	1096,1	1125	888	34	95	1122,1	1153,6	887
5	40	1104	1112,4	879	35	97	1127,8	1162,7	888
6	41	1104,2	1126,7	904	36	101	1115,9	1150,1	877
7	42	1119,9	1155,9	882	37	103	1098,8	1128,5	884
8	43	1132,7	1152,2	894	38	104	1095,6	1123,2	888
9	46	1101,6	1134,4	890	39	105	1088	1129,2	879
10	48	1112,1	1133,6	891	40	106	1130,8	1157,2	893
11	50	1098,1	1138,3	904	41	109	1077,7	1100	898
12	51	1156,1	1184,4	890	42	111	1080,5	1104,8	886
13	53	1114,9	1134,3	886	43	112	1093,5	1124,4	889
14	54	1114,4	1126,8	897	44	113	1118,9	1140,8	887
15	55	1124	1131,7	914	45	115	1149,7	1171,7	905
16	60	1120,8	1157	882	46	116	1127,4	1144,4	893
17	61	1155,4	1166,8	909	47	118	1125,6	1143,1	889
18	63	1123,5	1144,3	910	48	119	1114,8	1133,2	898
19	64	1099	1125,6	894	49	121	1104,4	1122,2	875
20	65	1122,4	1135,6	898	50	123	1132	1152	889
21	66	1146,8	1167	901	51	125	1098	1114,9	903
22	67	1084,8	1131,6	880	52	126	1109,2	1126,8	892
23	75	1115,9	1133,8	888	53	129	1122,9	1138,8	906
24	77	1106,4	1138,4	883	54	130	1108,9	1149,6	892
25	79	1105,7	1143,2	886	55	132	1126,4	1154,3	885
26	83	1102,1	1134,8	891	56	135	1120,8	1132,4	892
27	84	1118,8	1148,8	885	57	140	1141,7	1170,6	881
28	85	1103,8	1146,8	896	58	143	1097,2	1111,2	889
29	88	1132,5	1163,6	890	59	144	1095,2	1113,7	892
30	91	1088,8	1109,8	894	60	145	1144,4	1176	888
61	154	1104,4	1118,9	881	71	170	1139	1156,8	864
62	155	1146,4	1166,8	893	72	171	1101,2	1118,4	892
63	159	1110,4	1120	894	73	172	1135,1	1168	893
64	161	1146,2	1160,2	895	74	175	1164,3	1192,2	889
65	162	1170	1175,1	865	75	176	1117,6	1154,4	879

Закінчення таблиці 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
66	164	1146,3	1166,8	900	76	178	1120,8	1150,1	890
67	165	1137,7	1157,6	881	77	179	1146,3	1166,4	887
68	166	1136,5	1158,1	870	78	182	1127,2	1147,2	907
69	167	1128,1	1144,8	884	79	184	1115,6	1125,2	895
70	168	1129,6	1146,8	884	80	185	1123,4	1154,7	890

Таблиця 4.2 – Результати визначення часу життя теплових нейтронів у газонасиченій продуктивній пачці “А” Богородчанського ПСГ методом ІННК (за матеріалами ІФЕГДС)

№ п/п	№ св.	Глибина залягання, м		τ _{вим.} , мкс (за ІННК)	№ п/п	№ св.	Глибина залягання, м		τ _{вим.} , мкс (за ІННК)
		пок.	під.				пок.	під.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	23	1132	1166,9	239	22	106	1130,8	1157,2	328
2	46	1101,6	1134,4	360	23	113	1118,9	1140,8	294
3	48	1112,1	1133,6	294	24	115	1149,7	1171,7	313
4	50	1098,1	1138,3	306	25	116	1127,4	1144,4	294
5	54	1114,4	1126,8	277	26	118	1125,6	1143,1	307
6	61	1155,4	1166,8	349	27	119	1114,8	1133,2	401
7	63	1123,5	1144,3	327	28	121	1104,4	1122,2	250
8	64	1099	1125,6	392	29	125	1098	1114,9	335
9	67	1084,8	1131,6	244	30	129	1122,9	1138,8	346
10	75	1115,9	1133,8	317	31	132	1126,4	1154,3	302
11	83	1102,1	1134,8	312	32	140	1141,7	1170,6	225
12	84	1118,8	1148,8	278	33	154	1104,4	1118,9	354
13	85	1103,8	1146,8	265	34	155	1146,4	1166,8	319
14	88	1132,5	1163,6	295	35	161	1146,2	1160,2	356
15	91	1088,8	1109,8	306	36	165	1137,7	1157,6	313
16	93	1097,2	1116,9	303	37	166	1136,5	1158,1	307
17	94	1105,6	1124,3	380	38	167	1128,1	1144,8	285
18	95	1122,1	1153,6	295	39	175	1164,3	1192,2	252
19	101	1115,9	1150,1	217	40	176	1117,6	1154,4	271
20	103	1098,8	1128,5	275	41	178	1120,8	1150,1	282
21	105	1088	1129,2	262	42	184	1115,6	1125,2	314

Так, наприклад, за обома картами продуктивна пачка “А”, що розкрита свердловинами №23, 140, 101, 67, 121 характеризується мінімальними значеннями часу життя теплових нейтронів. Це зумовлено максимальним вмістом глинистого цементу і мінімальним вмістом карбонатної речовини,

тобто кальциту. По свердловинах №61, 64, 129, 164 продуктивна пачка “А” характеризується максимальним значенням часу життя теплових нейтронів. Це зумовлено мінімальним вмістом глинистого цементу і максимальним вмістом карбонатної речовини.

Другим фактом, що підтверджує правильність запропонованого підходу визначення часу життя теплових нейтронів у твердій фазі породи із використанням результатів нейтронного гамма-каротажу, є побудована за параметром заміщення (додаток Б.5) карта розташування ділянок з різним розподілом глинисто-карбонатного та карбонатно-глинистого цементу. На даній карті, як і на попередніх двох (додаток Б.6, Б7), виділяються ділянки із переважаючим максимально глинистим (св.№23, 40, 101, 140, 162, 166, 170) та ділянки із максимально карбонатним (більшість свердловин північно-західної, східної, південно-східної та південної частин території родовища) цементом.

Отже, збіжність цих трьох карт підтверджують правильність вибраного підходу визначення часу життя теплових нейтронів у твердій фазі породи-колектора із врахуванням мінливості мінерального складу цементу за даними НГК. Це дасть можливість підвищити достовірність визначення коефіцієнта газонасичення за даними імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу.

4.2 Врахування впливу свердловинних умов при визначенні коефіцієнта поточного газонасичення методом ІННК

Коефіцієнт поточного газонасичення є одним з основних параметрів, який використовується для контролю за процесом вилучення газу із продуктивних горизонтів як родовищ, так і підземних сховищ газу (ПСГ). Для визначення коефіцієнта поточного насичення використовують імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК), який є основним з

геофізичних методів при вирішенні поставленого завдання. Одним із згаданих вище чинників, що впливає на достовірність визначення коефіцієнта поточного газонасичення методом імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу, є свердловинні умови.

Характер розповсюдження поля теплових нейтронів у однорідному середовищі не завжди дає можливість використати його для практичного визначення нейтронних характеристик досліджуваних пластів за результатами свердловинних досліджень. Рідина, яка заповнює свердловину, призводить до зміни розподілу нейтронів у пласті, оскільки її нейтронні властивості відрізняються від властивостей порід. Окрім того, в обсаджених свердловинах між приладом і гірськими породами є металева колона з цементним кільцем, що також впливає на розподіл нейтронів.

У випадку, коли гірські породи характеризуються нейтронною однорідністю і рідина, яка заповнює свердловину також однорідна, але з іншими властивостями – тобто, більшим вмістом водню, то швидкі нейтрони інтенсивніше сповільнюються у свердловині в порівнянні з пластом. Початкова щільність теплових нейтронів у свердловині більша ніж у пласті, і тому потік нейтронів надходить із свердловини у пласт. Такий розподіл нейтронів створює основну перешкоду для реєстрації щільності теплових нейтронів. З часом щільність поля нейтронів у свердловині зменшується у порівнянні із його щільністю у пласті, тоді починається зміна напрямку потоку нейтронів з пласта у свердловину, де розташований давач теплових нейтронів. Тому, при великому часі затримки (1000 – 1500 мкс) щільність теплових нейтронів залежить від властивостей пласта, а не від свердловинних умов.

У процесі дослідження свердловин, обсаджених металевими колонами з цементним кільцем, які суттєво впливають на розподіл щільності нейтронів, конструкція свердловини впливає сталою величиною. Вплив свердловинних умов на покази імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу може проявитись у випадку зміни концентрації NaCl у промивальній рідині.

Розглянемо модель нейтронних властивостей продуктивних порід насичених газом у вигляді статичних і динамічних параметрів. Статичні параметри характеризують нейтронні властивості скелета породи, а динамічні – зміну часу життя теплових нейтронів у породі, яка пов'язана із зміною коефіцієнта газонасичення у процесі вилучення газу із продуктивних товщ.

У процесі експлуатації родовища величина декременту затухання поля теплових нейтронів залежить від наступних параметрів [120]:

$$\lambda_n^g = f(\lambda_{ск}, \lambda_z, K_z, \lambda_g, K_g, K_n, \delta_{an}, \Gamma_{св} \dots), \quad (4.3)$$

де λ_n^g – вимірне значення декременту затухання поля теплових нейтронів у породі, c^{-1} ;

$\lambda_{ск}, \lambda_g, \lambda_z$ – декременти затухання поля теплових нейтронів, відповідно, у мінеральному скелеті породи, воді і газі, які заповнюють її поровий простір, c^{-1} ;

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

δ_{an} – апаратурна похибка вимірювання;

K_n – коефіцієнт пористості, ч.од;

K_z – коефіцієнт газонасичення, ч.од;

K_g – коефіцієнт водонасичення, ч.од.

На виробництві прийнято, що апаратура яка допускається до свердловинних вимірювань відповідає всім стандартам точності, тобто $\delta_{an} \leq 3\%$.

Враховуючи процес експлуатації родовища, залежність (4.3) запишемо наступним виразом:

$$\lambda_n^g = \lambda_{st} + \lambda_d = f(\lambda_{ск}, K_n, d_K, h_{нк}) + f(\lambda_z, K_z, \lambda_g, K_g), \quad (4.4)$$

де λ_{st} – статична складова декременту затухання поля теплових

нейтронів, яка зумовлена параметрами, що не змінюються у процесі експлуатації, s^{-1} ;

λ_d – динамічна складова декремента затухання поля теплових нейтронів, яка зумовлена змінами коефіцієнта газонасичення і свердловинними умовами, s^{-1} ;

$\lambda_{ск}, \lambda_g, \lambda_2$ – декременти затухання поля теплових нейтронів, відповідно, у мінеральному скелеті породи, воді і газі, які заповнюють її поровий простір, s^{-1} ;

K_n – коефіцієнт пористості, ч.од.;

K_2 – коефіцієнт газонасичення, ч.од.;

K_g – коефіцієнт водонасичення, ч.од.;

d_k – діаметр колони, м;

$h_{цк}$ – товщина цементного кільця, м.

Величина параметру λ_{st} , 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 газонасичення і, як виняток, від зміни свердловинних умов. Зміна свердловинних умов у цьому випадку можлива тільки в результаті зміни λ_g пластової води у процесі експлуатації, яку можна врахувати розрахунковим шляхом. Таким чином, на декремент затухання поля теплових нейтронів у породах продуктивного комплексу при експлуатації родовища буде впливати насиченість пласта. Виходячи з цього розглянемо можливість контролю за влученням газу із родовища.

Проаналізуємо модель пласта на окремих етапах експлуатації, де проводиться контроль вилучення газу із 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 або ПСГ граничний коефіцієнт насичення є конкретною величиною, за якою можна розрахувати нейтронні властивості

продуктивних відкладів. На початку дослідної експлуатації родовища або ПСГ поровий простір максимально насичений газом. У цей період проведені вимірювання декремента затухання поля теплових нейтронів будуть відповідати граничним значенням газонасичення. Поведінку нейтронного поля у процесі вилучення газу представимо різницею нейтронних властивостей покладів $\lambda_n^{g*} - \lambda_n^p$ (вимірних значень при максимальному насиченні λ_n^{g*} і розрахованих за граничним значенням λ_n^p). Використовуючи формулу (4.4) після нескладних перетворень отримуємо:

$$\lambda_n^{g*} - \lambda_n^p = (\lambda_{ск}(1 - K_n) + \delta\lambda_{св} + (\lambda_2 K_2^{gp} + \lambda_0 K_0)K_n) - (\lambda_{ск}(1 - K_n) + (\lambda_2 K_2^{gp} + \lambda_0 K_0)K_n), \quad (4.5)$$

Тоді:

$$\lambda_n^{g*} - \lambda_n^p = \delta\lambda_{св}, \quad (4.6)$$

де $\delta\lambda_{св}$ – складова декремента затухання поля теплових нейтронів, яка зумовлена свердловинними умовами, c^{-1} ;

$\lambda_{ск}$, λ_0 , λ_2 – декременти затухання поля теплових нейтронів, відповідно, у мінеральному скелеті гірської породи, воді і газі, які заповнюють її поровий простір, c^{-1} ;

K_n – коефіцієнт пористості, ч.од.;

K_2^{gp} – граничний коефіцієнт газонасичення, ч.од.;

K_0 – коефіцієнт водонасичення, ч.од.;

λ_n^{g*} – декремент затухання поля теплових нейтронів, вимірний при граничному насиченні, c^{-1} ;

λ_n^p – розрахований декремент затухання поля теплових нейтронів, c^{-1} .

Таким чином, різниця нейтронних характеристик розрахованого і виміряного значень декремента затухання поля теплових нейтронів зумовлена впливом свердловинних умов. Тому при визначенні поточного коефіцієнта газонасичення методом імпульсного нейтрон-нейтронного

каротажу необхідно враховувати вплив свердловинних умов. Розглянемо це питання на прикладі Богородчанського підземного сховища газу, взявши за основу не декремент затухання поля теплових нейтронів, а час життя теплових нейтронів.

Коефіцієнт газонасичення піщано-глинистих порід-колекторів Богородчанського ПСГ із врахуванням впливу свердловинних умов буде розраховуватись за формулою [1, 47]:

$$K_s = \frac{\tau_{ms}^{-1}(1 - K_n - K_{gl}) + \tau_{gl}^{-1} \cdot K_{gl} + \tau_w^{-1} \cdot K_n - \tau_{gn}^{-1}}{K_n(\tau_s^{-1} - \tau_{gn}^{-1})}, \quad (4.7)$$

де K_s – коефіцієнт газонасичення, ч.од.;

K_n – коефіцієнт пористості, ч.од.;

K_{gl} – коефіцієнт глинистості, ч.од.;

τ_{gn} , – час життя теплових нейтронів у газоносному пласті, с;

τ_{ms} – час життя теплових нейтронів у твердій фазі породи-колектора, с;

τ_w – час життя теплових нейтронів у воді, яка міститься в порах пласта-колектора, с;

τ_s – час життя теплових нейтронів у газі, с.

Враховуючи формулу (4.6) дійсне значення часу життя теплових нейтронів для визначення поточного газонасичення із врахуванням свердловинних умов буде розраховуватись за формулою:

$$\tau_{gn} = \tau_{gn}^{сум} - \delta\tau_{св}, \quad (4.8)$$

де $\tau_{gn}^{сум}$ – час життя теплових нейтронів вимірний у свердловині при поточному газонасиченні, с;

$\delta\tau_{св}$ – складова часу життя теплових нейтронів, яка зумовлена свердловинними умовами, с.

Використовуючи карту розподілу часу життя теплових нейтронів у

твердій фазі породи-колектора (додаток Б.6) і значення граничного насичення продуктивних порід, розраховано час життя теплових нейтронів у породі при її граничному газонасиченні (додаток А.8). Як граничні брались початкові значення коефіцієнта газонасичення, визначені за даними електрометрії свердловин при розкритті пласта.

Розраховані величини часу життя теплових нейтронів у газонасиченій породі-колекторі використані для побудови карти розподілу нейтронних властивостей газонасиченої породи у площинному варіанті (додаток Б.8). На карті виділяється локальні ділянка з аномальними значеннями часу життя теплових нейтронів.

Як згадувалось вище, на Богородчанському ПСГ проведені свердловинні дослідження методом ІННК. За результатами методу визначені значення часу життя теплових нейтронів у породі, яка насичена газом (табл. 4.2). Характер насичення порового простору оцінюється як граничний. За цими даними побудована карта розподілу вимірних значень нейтронних параметрів у свердловині (додаток Б.7).

Величина складової часу життя теплових нейтронів, яка зумовлена свердловинними умовами визначалась за виразом (4.6) (додаток А.8). Тоді нами будувалась карта розподілу величини $\delta\tau_{св}$, що дає змогу врахувати вплив свердловинних умов на час життя теплових нейтронів вимірююго у свердловині при визначенні коефіцієнта поточного газонасичення порід-колекторів (додаток Б.9).

Порівняння згаданих вище карт (додаток Б.7, Б.8, Б.9) дає змогу проаналізувати характер впливу свердловинних умов (див. додаток А.8). Відмічаються локальні ділянки зменшеної різниці між розрахованими і визначеними значеннями нейтронних характеристик газонасиченої продуктивної пачки "А" Богородчанського ПСГ (св. №94, 95, 97, 113, 125, 129, 162, 165, 166, 167, 184), що вказує на зменшення впливу свердловинних умов. Ділянки великої різниці між розрахованими і визначеними у свердловині значеннями нейтронних характеристик газонасиченої

продуктивної пачки “А” (св. №50, 54, 61, 101, 119), вказують на збільшення впливу свердловинних умов.

Отже, використання розглянутої технології дає можливість враховувати свердловинні умови при визначенні коефіцієнта поточного газонасичення і контролювати процес вилучення газу при експлуатації як родовищ газу, так і підземних сховищ газу.

ВИСНОВКИ

Проведене моделювання нейтронних властивостей продуктивних відкладів Богородчанського газового родовища зводиться до наступного:

1. Використання кількісного критерію B , який визначає співвідношення компонент глинисто-карбонатного цементу пластів-колекторів Богородчанського родовища, підвищує точність розрахунку часу життя теплових нейтронів у твердій фазі породи.

2. Побудована карта розподілу значень часу життя теплових нейтронів у твердій фазі теригенної породи продуктивної пачки “А” Богородчанського родовища корелюється із картою розподілу значень часу життя теплових нейтронів у цьому ж пласті із максимальним газонасиченням, отриманих за даними ІННК, що вказує на високу точність запропонованого підходу.

3. Використання значень часу життя теплових нейтронів у твердій фазі гірської породи, розрахованих з використанням мінливості її мінерального складу, підвищує точність розрахунку коефіцієнта газонасичення пластів-колекторів.

4. Запропонована методика визначення часу життя теплових нейтронів зумовлених свердловинними умовами підвищує ефективність визначення поточного коефіцієнта газонасичення.

ВИСНОВКИ

Проведені у дисертаційній роботі дослідження уможливили розв'язати актуальну наукову проблему підвищення достовірності визначення коефіцієнта газонасичення порід-колекторів з полімінеральним складом скелета породи, неоднорідним мінеральним складом цементу та складною структурою порового простору.

Використання нових підходів до інтерпретації даних електричного каротажу дало змогу запропонувати модель електропровідності мономіктових неглинистих пісковиків, яка враховує складну структуру їх порового простору та модель електропровідності поліміктових глинистих пісковиків, яка, окрім цього, враховує і ступінь політизації зерен скелету породи. Запропоновані моделі електропровідності є більш ефективними порівняно з широкоживаними моделями електропровідності гірських порід, де K_z визначено за питомим електричним опором.

Теоретичне обґрунтування нового методологічного підходу до визначення частки карбонатного домішку у глинисто-карбонатному цементі за результатами нейтронного гамма-каротажу, дає можливість враховувати його кількісний вміст у моделі електропровідності при визначенні коефіцієнта газонасичення складнобудованих порід-колекторів.

Врахування мінливості частки карбонатної речовини у глинисто-карбонатному цементі при побудові карти розподілу часу життя теплових нейтронів у твердій фазі породи-колектора, дає змогу значно підвищити ефективність визначення коефіцієнта газонасичення за даними ІННК. Достовірність побудованих карт підтверджена кореляцією їх із картами розподілу часу життя теплових нейтронів, визначених методом ІННК (у цих ж породах-колекторах із максимальним газо насиченням).

Найважливіші наукові та практичні результати дисертаційної роботи.

1. Запропоновано використовувати величину зміни градієнта функції

параметра насичення від коефіцієнта водонасичення газонасичених пластів як кількісний еквівалент впливу структури порового простору порід-колекторів на їх питомий електричний опір.

2. Створено модель електропровідності мономіктових неглинистих пісковиків, яка враховує вплив структури порового простору колектора на питомий електричний опір гірської породи і підвищує точність визначення коефіцієнта газонасичення за даними електрометрії свердловин.

3. Теоретично обґрунтовано взаємозв'язок ступеня пілітизації зерен гірських порід з кількістю зв'язаної мінеральним скелетом води і досліджено вплив цього параметра на питомий електричний опір газоносних пластів.

4. Створено модель електропровідності поліміктових глинистих пісковиків, яка враховує вплив ступеня пілітизації зерен скелету породи на величину питомого електричного опору, що удосконалює методику визначення коефіцієнта газонасичення за даними досліджень свердловин електричними методами.

5. Запропоновано новий спосіб врахування мінливості пропорцій глинистої і карбонатної компонент у цементі газонасичених порід-колекторів із змішаним типом цементу на їх питомий електричний опір у моделі електропровідності, що удосконалює методику визначення коефіцієнта газонасичення продуктивних пластів за даними електричних методів дослідження свердловин.

6. Запропоновано новий спосіб врахування неоднорідності мінерального складу цементу газонасичених пластів-колекторів для розрахунку часу життя теплових нейтронів у твердій фазі гірської породи при визначенні коефіцієнта газонасичення за даними ІННК.

Отримані у дисертації наукові і практичні результати є основою комплексного підходу до вирішення проблеми визначення коефіцієнта газонасичення складнобудованих порід-колекторів, що виповнюють продуктивні розрізи газових та газоконденсатних родовищ. Вони є науково обґрунтованими, базуються на великій кількості фактичного матеріалу і

апробовані в процесі обробки та інтерпретації результатів ГДС Тимофіївського, Куличихинського та Розпашнівського газоконденсатних родовищ Дніпровсько-Донецької западини і Богородчанського газового родовища Карпатського нафтогазоносного регіону.

Практичне впровадження отриманих результатів проведених досліджень дасть змогу підвищити достовірність комплексних геолого-геофізичних досліджень як під час пошуку вуглеводнів, так і при визначенні підрахункових параметрів складнопобудованих порід-колекторів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Вендельштейн Б.Ю. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / Б.Ю. Вендельштейн, В.Ф. Козяр, Г.Г. Яценко; Калинин: НПО “Союзпромгеофизика”, – 1990. – 261 с.
2. Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажу сложных коллекторов [Текст] / С.С. Итенберг, Г.А. Шнурман. – М. : Недра, 1984. – 256 с.
3. Ильинский В.М. Геофизические исследования коллекторов сложного строения / В.М. Ильинский, Ю.А. Лимбергер. – М.: Недра, 1981. – 208 с.
4. Исследования в открытом стволе нефтяных и газовых скважин / Вендельштейн Б.Ю., Ильинский В.М., Лимбергер Ю.А., Козина З.К. – М.: Недра, 1984. – 230 с.
5. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / С.С. Итенберг. – М.: Недра, 1972. – 312 с.
6. Кобранова В.Н. Физические свойства горных пород (петрофизика) / В.Н. Кобранова. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горнотопливной литературы, 1962. – 490 с.
7. Дахнов А.В. Исследование связей между физическими свойствами максимально влажных терригенных пород и их проницаемостью: автореф. дис. канд. геол.-мин. наук: 04.00.12 “Геология” / А.В. Дахнов; МИНХиГП. – М., 1975. – 21 с.
8. Элланский М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики / М.М. Элланский. – М. : Недра, 1978. – 215 с.
9. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных ГДС (Методическое пособие)/ М.М. Элланский. – М.:

ГЕРС, 2001. – 229 с.

10. Авчян Г.М. Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах / Г.М. Авчян. – М.: Недра, 1972. – 224 с.

11. Леонтьев Е.И. Моделирование в петрофизике / Е.И. Леонтьев. – М.: Недра, 1978. – 124 с.

12. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов – М.: Недра, 1975. – 341 с.

13. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтяных коллекторов / Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов. – М.: Недра, 1978. – 318 с.

14. Орлов Л.И. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа / Л.И. Орлов, Е.Н. Карпов, В.Г. Топорков; – М.: Недра, 1987. – 217 с.

15. Курганский В.Н. Петрофизические и геологические методы изучения сложнопостроенных карбонатных коллекторов нефти и газа / В.Н. Курганский. – К.: “Пекин”, 1999. – 167 с.

16. Афанасьев В.С. Новая петрофизическая модель электропроводности терригенной гранулярной породы / В.С. Афанасьев, С.В. Афанасьев. – Тверь, ГЕРС, 1993. – 28 с.

17. Archie G.E. The electrical resistivity log as aid in determining some reservoir characteristics / G.E. Archie // Trans. AIME. – 1942. Vol. 146.– P. 54-62.

18. Дахнов В.Н. Интерпретация каротажных диаграмм / В.Н. Дахнов. – М.: Гостоптехиздат, 1948. – 389 с.

19. Добрынин В.М. Петрофизика: [Учебник для ВУЗов] / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М.: Недра, 1991. – 368 с.

20. Bussian F.T. Electrical conductance in a porous medium / F.T. Bussian // Geophysics. – 1983. Vol. 48. – No 9. – P. 1258-1268.

21. Glover P.W.J. A modified Archie's law for two conducting phases / P.W.J. Glover, M.J. Hole, J. Pous // Earth and Planetary Science Letters. – 2000.

Vol. 180. 3-4 (август 15). – P. 369-383. Т. 1.

22. Clavier C. Theoretical and experimental bases for the dual-water model for interpretation of shaly sands / C. Clavier, G. Coates, J. Dumanoir // Soc. Pet. Engrs. J – 1984. Vol. 24. – P.153-167.

23. Ferenczy L. Direct determination of cementation exponent for dual water type models from logs / L. Ferenczy // Trans. SPWLA. Ann. Logging Symp. – 1991. X. – P 24-32.

24. Hill H.J. Bond water in shaly sands-its relation to Q_v and other formation properties / Hill H.J., Shirley O.J., Klein G.E. // Log Analyst. – 1979. Vol. XX. – P. 3-19.

25. Schwartz L.M. Effective medium theory of electrical conduction in two-component anisotropic composites / L.M. Schwartz // Physica A. – 1994. Vol. 207. – P. 131-136.

26. Элланский М.М. Математические методы в газонефтяной геологии и геофизике / М.М. Элланский. – М.: Недра, 1972. – 208 с.

27. 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.

28. Шапиро Д.А. О зависимости э.д.с. диффузии в скважинах от адсорбционных свойств пород / Д.А. Шапиро // Доклады АН СССР. – 1951. XXVII. – №4. – С. 27-32.

29. D Witte L. Relations between resistivities and fluid contents of porous rocks / L. D Witte. Oil and Gas J. 1950. Vol. 16. – P. 120.

30. Вендельштейн Б.Ю., Элланский М.М. Влияние адсорбционных свойств породы на зависимость относительного сопротивления от коэффициента пористости / Б.Ю. Вендельштейн, М.М. Элланский // Прикладная геофизика. – 1964. – Вып. 40. – С. 181-193.

31. Диева Э.В. Интерпретационные модели для определения водонасыщенности песчано-глинистых пород по данным ГИС (на примере

Западной Сибири) / Э.В. Диева, В.Г. Фоменко, В.А. Пантюхин // Разведочная геофизика (Обзор ВНИИ экон. минер. сырья и геол.-развед. работ. ВИЭМС). – 1988. – С.49-50. – Библиогр.: с. 50.

32. Шнурман Г.А. Изучение сложных коллекторов Восточного Предкавказья по данным промысловой геофизики / Г.А. Шнурман, С.С. Интенберг. Изд.-во Ростовского ун-та, 1979. – 86 с.

33. Дамаскин Н.Н. Методика определения нефтегазоносности по комплексу методов ГИС сложнопостроенных коллекторов месторождений севера Западной Сибири / Н.Н. Дамаскин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1986. – №4. – С. 40-47.

34. Єфімов В.А. Петрофизические модели сложнопостроенных глинистых коллекторов для оценки их нефтегазонасыщения по данным электрометрии скважин: автореферат. дис. на соиск. уч. степени канд. геол.-минер. наук: спец. 00.30.03 “Геология нефти и газа” / В.А. Єфімов; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 1984.– 26 с.

35. Нестерова Г.В. Математические модели электропроводности двухкомпонентных сред и формула Арчи (по материалам публикаций) / Г.В. Нестерова // НТВ Каротажник. – Тверь, 2008. – № 8(173). – С 80 – 101.

36. Александров Б.Л., Афанасьев В.С. Влияние температуры на удельное сопротивление и скорость распространения акустических волн в глинах / Б.Л. Александров, В.С. Афанасьев // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1976. – №18. – С. 10-14.

37. Основы импульсного нейтрон-нейтронного каротажа / [Шимелевич Ю.С., Школьников А.С., Поляченко А.Л. и др.]; ред. Шимелевич Ю.С.; ОНТИ Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и геохимии – М.: Ротапринт, 1965. – 195 с.

38. Основы импульсных нейтронных методов каротажа (методическое пособие) / [Кедров А.И., Новгородов В.А., Поляченко А.Л. и др.]; ред. Кедров А.И.; ОНТИ Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и

геохимии – М.: Ротапринт, 1969. – 225 с.

39. Попов Н.В. Разработка аппаратуры и методики кислородного каротажа / Н.В. Попов, В.Ф. Горбунов // Ядерная геофизика: труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и геохимии. – М.: Недра, 1968. – С. 39-49. (вып. 1).

40. Губерман Ш.А. Теория подобия и радиометрия скважин / Ш.А. Губерман. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 375 с.

41. Марьенко Н.Н. Моделирование задач определения газонасыщенности терригенных коллекторов нейтронными методами / Н.Н. Марьенко // Проблемы ядерной геофизики. – 1964. Сб. – С. 85-91.

42. Запорожец В.М. Применение нейтронного каротажа при контроле за вытеснением газа водой и воды газом в процессе эксплуатации газовых месторождений и подземных хранилищ газа / В.М. Запорожец, Л.Б. Берман. – М.: ВНИИЯГГ, 1970. – 179 с.

43. Ядерно-геофизические методы исследования газовых месторождений / Ф.А. Алексеев, Я.Н. Басин, Л.Б. Берман и др. М.: ВНИИОЭНГ. Научно-технический обзор, серия “Нефтегазовая геология и геофизика”, 1967. – 59 с.

44. Губерман Ш.А., Чан-Си. Исследование влияния пористости и газонасыщенности карбонатных коллекторов на показания нейтронных методов / Ш.А. Губерман, Чан-Си // Проблемы ядерной геофизики. – 1964. Сб. – С. 32-37.

45. Ерозолимский Б.Г. Метод разделения водонефтенасыщенных пластов, основанный на применении импульсного нейтрон-нейтронного источника / Б.Г. Ерозолимский, А.С. Школьников // Ядерная геофизика. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – С. 16-24.

46. О результатах применения нейтронных импульсных методов и аппаратуры для исследования разреза скважин / Ф.А. Алексеев, Б.Г. Ерозолимский, Д.Ф. Беспалов [и др.] // Ядерная геофизика при поисках полезных ископаемых. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – С. 20-27.

47. Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтепромысловой геологии / Д.А. Кожевников. – М.: Недра, 1974. – 184 с.

48. Алексеев Ф.А. Использование ядерных методов в нефтегазовой геологии / Ф.А. Алексеев, Р.П. Готтих, В.С. Лебедев. – М.: Недра. 1973. – 383 с.

49. Теленков В.М. Определение текущей нефтенасыщенности методом ИННК / В.М. Теленков, Г.А. Калмыков // НТВ Каротажник. – Тверь, – 2002. – №92 – С. 48-62.

50. 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.

51. Теория нейтронных методов исследования скважин / С.А. Кантов, Д.А. Кожевников, А.Л. Поляченко, Ю.С. Шимаевич. – М.:Недра. 1985. – 224 с.

52. Технологія темпорального зондування в методі імпульсного каротажу / Є.А. Кулінкович, М.Д. Красножон, О.А. Алексащенко, О.Ш. Кнішман // В кн. Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики – К: УкрДГРІ, 2001. – С. 121-129.

53. 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.

54. Султанов С.А. Определение начального водо-нефтяного контакта по РМ и БЭЗ / С.А. Султанов, В.Г. Сафин, В.И. Азаматов // Нефтяное хозяйство. – 1966. – С. 45-52.

55. Погребняк В.В. Усовершенствование методики определения текущей газонасыщенности эксплуатационных объектов подземных газовых хранилищ по данным импульсного нейтрон-нейтронного каротажа /

В.В. Погребняк, С.В. Шальская // НТВ Каротажник. – Тверь, – 2008. – №7 (172) – С. 58-64.

56. Путкарадзе Л.А. Оценка текущей и остаточной нефтенасыщенности коллекторов по результатам ИНК обсаженных скважин / Л.А. Путкарадзе // НТВ Каротажник. – Тверь, 2001. – №84. – С 125-136.

57. Хуснулин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов / М.Х. Хуснулин . – М.: Недра, 1989. – 190 с.

58. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1978. – 256 с.

59. Алескеров А.К. Оценка текущей нефтенасыщенности сложных коллекторов методами двухзондового ИННК / А.К. Алескеров, Н.А. Мамедов, Ф.Н. Кулиев // Новости геофизики в Азербайджане. – 2002. – №3-4. – С. 24-28.

60. Урманов Э.Г. Методика определения декремента затухания плотности тепловых нейтронов и коэффициента пористости пород по данным двухзондовой аппаратуры ИНК / Э.Г. Урманов, В.Г. Цейтлин, В.И. Прилипухов // НТВ Каротажник. – Тверь, – 1997. – №30 – С. 106-113.

61. Кнеллер Л.Е. Электрические, электромагнитные методы и программное обеспечение определения сопротивлений на основе моделирования / Кнеллер Л.Е., А.П. Потапов // Науч.-техн. вестник “Каротажник”. – Тверь, 2006. – №7-8 (148-149). – С. 160-173.

62. Кнеллер Л.Е. Программное обеспечение и технология определения ФЕС по материалам ГИС на основе компьютерного петрофизического моделирования / Л.Е. Кнеллер, Я.С. Гайфуллин, А.И. Лысенков // Науч.-техн. вестник “Каротажник”. – Тверь, 2006. – №7-8 (148-149). – С. 278-288.

63. Определение глинистости по данным гамма-каротажа с учетом локальных геологических русловий / Старостин В.А., Бардовский В.Я., Филатова Т.И. // Нефтяная промышленность сер. «Нефтегазовая геология и геофизика», экспр. инф. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – №11. – С. 14-18.

64. 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.

65. 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.

66. Красножон М.Д. Оцінка нафтогазонасиченості теригенних розрізів за даними ГДС / М.Д. Красножон // Геологія та геохімія горючих копалин. – 2001. – №4. – С.71-80.

67. Красножон М.Д. Комп'ютеризована технологія визначення ємнісних параметрів теригенних розрізів за комплексом ГДС / М.Д. Красножон // Вісник Київського національного університету. Геологія. – 2002. – №4. – С. 95-100.

68. Красножон М.Д. Методика та комп'ютеризована технологія комплексної інтерпретації електрокаратажу на нафтогазових свердловинах / М.Д. Красножон // Київ – вид. УкрДГРІ – 2001 р. – 83 с.

69. Карпенко О.М. Статистична модель тонкошаруватого розрізу свердловини за даними ГДС / О.М. Карпенко, Д.Д. Федоришин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 2(7). – С. 44-49.

70. Карпенко О.М. Використання коефіцієнту шаруватості в моделі електропровідності гірських порід із змішаним типом глинистості / О.М. Карпенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1997. – №34(т.1). – С. 87-91.

71. Карпенко А.Н. Петрофизические модели терригенных глинистых пород с учетом коэффициента слоистости глин / А.Н. Карпенко // Наук. вісник НГАУ. – Дніпропетровськ: НГАУ. – 2001. – №5. – С. 14-16.

72. Карпенко А.Н. Петрофизическая модель электропроводности тонкослоистой глинисто-песчаной толщи / А.Н. Карпенко // Геофизический журнал. – 2002. – т.24. – №1. – С. 103-109.

73. Карпенко О.М. Статистична модель залишкового водонасичення порід-колекторів нафти і газу / О.М. Карпенко, Д.Д. Федоришин // Мінеральні ресурси України. – 2005. – №2. – С. 42-47.

74. Грицишин В.І. Визначення пористості теригенних відкладів середнього карбону північно-східної частини Донбасу за даними потенціалів самочинної поляризації / В.І. Грицишин, В.Й. Прокопів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – №2(3). – С. 31-35.

75. Федоришин Д.Д. Теоретико-експериментальні основи петрофізичної та геофізичної діагностики тонкопрошаркових порід-колекторів нафти і газу (на прикладі Карпатської нафтогазоносної провінції): дис. д-ра геол. наук: 04.00.17, 04.00.22. – ІГГГК НАН України. / Д.Д. Федоришин. – Львів, 1998. – 288 с.

76. Изотова Т.С. Оценка пористости пород по кривых бокового микрокаротажа / Т.С. Изотова, А.О. Гриельская // Геология нефти и газа. – 1973. – №8. – С. 71-76.

77. Федишин В.О. Визначення граничних значень фільтраційно-ємкісних властивостей теригенних колекторів / В.О. Федишин, М.Ю. Нестеренко, Т.М. Ципенюк // Нові дані з методики і технології геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні: Зб. наук. пр. – Львів: УкрДГРІ. – 1993. – С. 69-77.

78. Анализ результатов геофизических исследований скважин Куличихинского газоконденсатного месторождения и использование этих данных для обоснования коллекторов и величин подсчетных параметров / В.Н. Проскурняк, П.Н. Муляр // Министерство геологи УССР объединение “Укргеофизика”. – Полтавская экспедиция по геофизическим исследованиям в скважинах. – Полтава. 1985 г. – С. 143.

79. Анализ результатов геофизических исследований скважин Тимофеевского газоконденсатного месторождения и использование этих данных для обоснования коллекторов и величин подсчетных параметров / В.Н. Проскурняк, П.Н. Муляр // Министерство геологи УССР объединение

“Укргеофизика”. – Полтавская экспедиция по геофизическим исследованиям в скважинах. – Полтава. 1987 г. – С. 156.

80. Старостін В.А. Дослідження впливу структури порового простору на електропровідність гірських порід / В.А. Старостін, Я.М. Коваль // Нафтогазова енергетика: Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції і виставки (м. Івано-Франківськ, 10-14 жовтня 2011 р). – Івано-Франківськ: вид-во ІФНТУНГ, – 2011. – С. 8.

81. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин. – М. : Недра, 1969. – 368 с.

82. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород / Е.С. Ромм. – Л. : Недра, 1985. – 240 с.

83. Кобранова В.Н. Петрофизика / В.Н. Кобранова. – М. : Недра, 1986. – 396 с.

84. Коваль Я.М. Особливості впливу неоднорідності мінералогічного складу матриці породи-колектора та типу цементу на однозначність визначення характеру насичення / Я.М. Коваль, М.М. Витвицька // Нафтогазова геофизика – стан та перспективи: тези доп. Міжнародної науково-практичної конференції, (м. Івано-Франківськ, 25-29 травня 2009 р). – Івано-Франківськ: вид-во ІФНТУНГ, 2009. – С. 109-111.

85. Коваль Я.Н. Эффективность использования индивидуальных моделей электропроводности при определении характера насыщения сложнопостроенных пород-коллекторов / Я.Н. Коваль // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых (г.Томск, Розсип, 4-9 апреля 2011 г). – Томск: ТПУ. – 2011. – Том I. – С. 340-342.

86. Анализ результатов геофизических исследований скважин Распашновского газоконденсатного месторождения и использование этих данных для обоснования коллекторов и величин подсчетных параметров / В.Н. Проскурняк, И.Н. Муляр, К.Ф. Кривоносова, Л.Н. Сиротика, Л.А. Кирпичев // Министерство геологи СССР объединение “Укргеофизика”.

– Полтавская экспедиция по геофизическим исследованиям в скважинах. – Полтава. 1989 г. – С. 293.

87. Старостін В.А. Індивідуальне моделювання електропровідності газонасичених порід-колекторів складної будови / В.А. Старостін, Я.М. Коваль // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №1(26). – С. 30-37.

88. Энгельгард В. Поровое пространство осадочных пород / В. Энгельгард : пер.с немец. Геймана М.А. – М. : Недра, 1964. – 231 с.

89. Иванов В.А. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа / В.А. Иванов, В.Г. Храмов, Д.О. Дияров // Труд. КНИГНИ. – М. : Недра, 1974. – № 9. – 96 с.

90. Выжва С.А. Методи определения структуры пустотного пространства и их применение для решения задач промысловой геофизики, инженерной геологии, геоэкологии / С.А. Выжва, О.М. Кожан // Вестник Киевского университета. Геология. – 2002. – №22. – С. 134-139.

91. Выжва С.А. Определение структуры пустотного пространства сложно построенных геологических сред при решении задач промысловой геофизики и геофизического мониторинга опасных геологических процессов / С.А. Выжва, И.Н. Безродная // Геоинформатика. – 2003. – №1. – С. 55-64.

92. Выжва С.А. Оценка структуры пустотного пространства кристаллических пород-коллекторов по данным акустических методов / С.А. Выжва, И.Н. Безродная // Минеральные ресурсы Украины. – 2004. – №2. – С. 38-42.

93. Выжва С.А. Связь структуры пустотного пространства с фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов нефти и газа / С.А. Выжва, И.Н. Безродная // “Мониторинг опасных геологических процессов и экологического состояния сред”. Тезисы IV Межд. Конф. К. 2003. – С. 103-105.

94. Вишва С.А. Оцінка структури пустотного простору колекторів за даними ГДС та петрофізичних досліджень / С.А. Вишва, І.М. Безродна //

Вісник Київського університету. Геологія. – 2009. – №47. – С. 38-42.

95. Шейдеггер А.Э. Физика течения жидкости через пористые среды / А.Э. Шейдеггер. – М. : Гостехиздат, 1960. – 249 с.

96. 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.

97. Нестерова Г.В. Математические модели электропроводности двухкомпонентных сред и формула Арчи (по материалам публикаций) / Г.В. Нестерова // НТВ Каротажник. – Тверь, 2008. – № 8(173). С 80-101.

98. Федоришин Д.Д. Причини низькоомності порід-колекторів та оцінка характеру їх насичення в умовах нафтогазових родовищ України / Д.Д. Федоришин, С.Д. Федоришин, А.В. Старостін, Я.М. Коваль // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – №3(20). – С. 35-40.

99. Федоришин Д.Д. Підвищення ефективності електричних досліджень свердловин низькоомних порід-колекторів нафтогазових родовищ / Д.Д. Федоришин, С.Д. Федоришин, Я.М. Коваль // Науковий вісник ІФНТУНГ – 2006. – №2(14). – С. 32-36.

100. Изучение естественной радиоактивности и других физических параметров продуктивных отложений центральной части ДДВ / В.Я. Бардовский, В.А. Старостин. Отчет НИР по теме №140/82 – ИФИНГ. №ГР 018200707339. – Ивано-Франковск. 1982 г. – 107 с.

101. Комплексное изучение коллекторов полимиктовых песчаников ДДВ с использованием геофизических и гидродинамических исследований / О.И. Антонишин, Р.Г. Пилипюк, А.И. Кобрунов, В.А. Старостин, Е.И. Адамский // Отчет по НИР №12/83 (заключительный) – ИФИНГ. Ивано-Франковск. 1985. – 133 с.

102. Клубова Т.Т. Глинистые коллекторы нефти и газа / Т.Т. Клубова. – М.: Недра, 1988. – 157 с. ISBN 5-247-00147-8.

103. Сводное заключение по Богородчанскому газовому месторождению (анализ результатов геофизических исследований скважин) / В.В. Кузьменко, М.В. Николук, В.И. Грицишин, С.Я. Белик // Министерство геологи СССР трест “Укргеофизразведка”. – Ивано-Франковская промыслово-геофизическая экспедиция. – Ивано-Франковск. 1969. – 71 с.

104. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: Учеб. пособие для вузов / М.Г. Латышова, В.Г. Мартынов, Т.Ф. Соколова. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2007. – 327 с.

105. Ларионов. В.В. Радиометрия скважин / В.В. Ларионов. – М.: Недра, 1969. – 328 с.

106. Федоришин Д.Д. Вивчення порового простору порід-колекторів міоценових відкладів Більче-Волицької зони за даними ртутної порометрії та опису шліфів / Д.Д. Федоришин, Я.М. Коваль // Науковий вісник ІФНТУНГ – 2007. – №2(16). – С. 5-10.

107. Федоришин Д.Д. Причини низькоомності порід-колекторів вуглеводнів міоценових відкладів газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони Карпатської нафтогазоносною провінції / Д.Д. Федоришин, С.Д. Федоришин, Я.М. Коваль // Проблеми геології та нафтогазоносності Карпат: Тези доп. Міжнар. наук. конф. [Львів] 26-28 вересня 2006 р. – Львів: Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, – 2006. С. 227-230.

108. Старостін В.А. Оцінка типу цементувального матеріалу порід-колекторів за даними нейтронного гамма-каротажу / В.А. Старостін, Я.М. Коваль // Нафтова і газова промисловість. – 2011. №2(256). – С. 22-26.

109. Побудова фільтраційної моделі об’єктів зберігання газу Богородчанського ПСГ / Д.Д. Федоришин, В.А. Старостін, І.О. Федак, Я.М. Коваль // КНВП “Нафтогазтехсервіс” (заключний) – Івано-Франківськ. 2010. – 91 с.

110. Исследование закономерностей распределения радиоактивных элементов в горных породах-коллекторах месторождений Предкарпатья по

промисловим і лабораторним даним / В.Я. Бардовський, В.А. Булмасов, В.А. Старостин, І.І. Прокопів, Г.А. Жученко // Міністерство вищого і середнього освіти УРСР. – Івано-Франківський інститут нафти і газу. – Івано-Франківськ. 1977. – 108 с.

111. Новиков Г.Ф. Радиоактивні методи розвідки / Г.Ф. Новиков, Ю.Н. Капков. – Л.: Недра, 1965. – 759 с.

112. Шпольський Э.В. Атомна фізика / Э.В. Шпольський. М.: Физматгиз. 1951. Т. 1, изд. 5. – 348 с.

113. Федоришин Д.Д. Перспективи методу ІННК при визначенні характеру насичення порід складної геологічної будови / Д.Д. Федоришин, Я.М. Коваль // Геодинаміка, тектоніка і флюїдодинаміка нафтегазоносних регіонів України: тези докл. VII Міжнарод. конференції “Крим-2007” (Крим, Сімферопольський р-н, с. Ніколаєва, 10-16 верес. 2007 р). – Сімферополь, 2007. – С.184-186.

114. Радиоактивні методи дослідження нафтяних і газових скважин. / [О.А. Барсуков, Н.М. Блинова, С.Ф. Выборных і др.]. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 278 с.

115. Резванов Р.А. Радиоактивні і інші неелектричні методи дослідження скважин : підручник для вузів / Р.А. Резванов. – М. : Недра 1982. – 368 с.

116. Федоришин Д.Д. Особливості застосування ІННК в умовах низької мінералізації пластових вод на прикладі сарматських відкладів Більче-Волицької зони / Д.Д. Федоришин, Я.М. Коваль // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №1(26). – С. 30-37.

117. Федоришин С.Д. Контроль за динамікою зміни ГНК та ВНК на нафтогазових родовищах за даними ГДС / С.Д. Федоришин, Я.М. Коваль, І.О. Пятковська, С.А. Вижва // Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання: тези доп. II Науково-практичної конференції студентів і молодих учених, (м. Івано-Франківськ, 25-26 листопада 2009 р). – Івано-Франківськ: вид-во ІФНТУНГ, 2009. – С. 127-128.

118. Красножон М.Д. Комплексна інтерпретація даних ІННК для визначення структурних характеристик гірських порід / М.Д. Красножон // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2002. – №3(4). – С. 165-170.

119. Коваль Я.М. Використання методу нейтронного гамма-каротажу для просторової корекції значень часу життя теплових нейтронів у породах складної будови / Я.М. Коваль // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – №4 (258). – С. 16-19.

120. Старостін В.А. Дослідження поточного коефіцієнта газонасичення у процесі закачування та вилучення газу на природних сховищах / В.А. Старостін, А.В. Старостін, Я.М. Коваль // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. – 2010. – Вип. 8. – С. 61-69.

Додаток А

Таблиця А.1 – Результати лабораторних досліджень колекторських властивостей продуктивних відкладів Куличихинського родовища (за матеріалами ПЕГДС)

№ п/п	№ св.	№ зразка	Інтервал залягання, м		K _в , %	P _н	G	K _п , %	K _{пр} , ×10 ⁻³ мкм ²	Літологічний опис породи
			пок.	під.						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	9	624311	3768	3783	97,77	1	0,16	11,8	5,85	Пісковик кварцевий, дрібнозернистий, глинистий
					73,69	2,03				
					52,56	3,61				
					39,29	4,89				
					30,54	7,4				
					25,77	8,22				
2	9	62501	4098	4103	100	1	0,67	22,2	202	Пісковик кварцевий, дрібнозернистий, слабослюдистий
					96,95	1				
					95,75	1				
					64,73	1,6				
					35,67	6,4				
					19,74	21				
					13,19	34,3				
10,67	39									
3	9	62571	4124	4134	94,87	1,02	0,66	14,4	60,8	Пісковик кварцевий, дрібнозернистий, не однорідний
					80	1,62				
					55,36	3,7				
					35,94	7,3				
					22,45	17,1				
					15,3	22,8				
12,03	32,9									
4	12	62651	3899	3909	85,52	1,05	0,97	20,6	533	Пісковик дрібно-і середньозернистий, слабо-зцементований
					58,52	2,27				
					29,1	5,18				
					16,35	12,82				
					10,88	24,09				
					7,62	39,55				
5,11	60,45									
5	12	62781	3938	3939	62,98	2,06	1,51	14,7	2350	Пісковик різнозернистий, середньозцементований
					47,02	3,61				
					29,27	6,52				
					17,1	16,13				
					11,39	27,74				
					8,68	40				
6,25	63,87									

Продовження таблиці А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	12	62821	3939	3947	57,55	2,37	1,43	20,8	3315	Пісковик дрібно- і середньозернистий, слабозцементований
					42,66	3,6				
					25,65	7,74				
					15,8	17,53				
					10,53	27,96				
					7,48	48,39				
5,57	72,04									
7	12	62851	3947	3950	67,13	2,31	1,57	23,5	2882	Пісковик різнозернистий, слабозцементований
					45,08	4,1				
					22,57	8,81				
					13,67	20,15				
					9,06	35,82				
					6,57	58,96				
4,16	95,52									
8	12	7229	4073	4084	97,87	1,13	0,08	7,3	1,63	Пісковик
					80,87	1,35				
					49,5	2,42				
					36,51	3,84				
					26,98	5,25				
9	14	7280	4346	4354	98,25	1,02	0,15	9,08	2,15	Пісковик різнозернистий, щільний
					96,83	1,04				
					95,5	1,06				
					77,16	1,58				
					53,23	4,2				
					40,99	6				
33,85	8,6									
10	14	7288	4354	4360	98	1,02	0,21	9,66	5,54	Пісковик різнозернистий, щільний
					95,5	1,05				
					81,28	1,4				
					46,62	3,4				
					25,83	6				
					17,25	9,7				
12,89	12,7									
11	14	7301	4404	4408	89,79	1,1	0,2	7,12	30,9	Пісковик різнозернистий, щільний
					80,07	1,31				
					60,32	2				
					39,85	3,1				
					27,06	6,5				
					21,48	9,2				
17,88	11,5									
12	15	7755	3911	3929	97,79	1,025	0,12	8	4,03	Пісковик дрібнозернистий, щільний
					74,83	1,53				
					43,77	3,05				
					31,03	4,7				
					22,39	7,25				
18,5	10,25									

Продовження таблиці А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
13	18	8067П	4011	4014	79,45	1,17	0,43	12,2	57,8	Пісковик дрібнозернистий, середньо- зцементований
					37,47	4,28				
					23,53	8,38				
					16,86	14,28				
					12,11	22,14				
					10	27,14				
14	18	80711	4158	4160	49,52	3,1	1,53	18,2	1583	Пісковик різнозернистий, середньо- зцементований
					44,72	3,6				
					28,52	6,8				
					18,29	15,6				
					10,02	30,07				
					6,39	53,5				
15	18	80731	4158	4160	59,36	2,5	1,27	16,3	840	Пісковик різнозернистий, середньо- зцементований
					55,14	2,7				
					36,83	5,4				
					23,51	10,9				
					13,58	25,4				
					9,15	41,8				
16	18	80741	4160	4162	97,18	1,09	0,41	11,9	17,2	Пісковик різнозернистий, щільний
					94,19	1,12				
					75,32	2,15				
					47,5	5,6				
					28,63	11,4				
					21	16,4				
17	18	8291	4172	4180	76,51	1,4	0,62	16,4	615	Пісковик різнозернистий, середньо- зцементований
					69,72	1,6				
					37,02	4,2				
					26,65	7,4				
					13,28	16,8				
					6,32	34,4				
18	18	82921	4172	4180	78,17	1,46	0,43	12,1	246	Пісковик різнозернистий, середньо- зцементований
					68,12	1,79				
					49,56	3,09				
					28,12	6,5				
					17,51	13,5				
					13,32	23				
19	18	8320П	4189	4191	38,68	4,2	3,1	17,8	4648	Пісковик різнозернистий, слабо- зцементований
					32,82	5,2				
					18,13	11				
					10,4	21,3				
					5,9	48,4				
					4,08	80,2				
2,34	111									

Закінчення таблиці А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
20	18	8321П	4191	4200	60,65	2,6	1,57	18	2835	Пісковик різнозернистий, слабо- зцементований
					52,11	3,1				
					27,61	7,8				
					18	15,5				
					10,6	35,1				
					7,22	59,6				
					5,69	78,7				
21	18	8340П	4209	4218	45,07	3,4	1,19	17,6	6641	Пісковик різнозернистий, середньо- зцементований
					39,78	3,8				
					26,55	6,5				
					17,99	10,4				
					10,68	21,4				
					7,5	33,7				
					6,21	46,9				
22	21	96961	4054	4067	73,19	1,7	1,39	18,9	387	Пісковик різнозернистий, середньо- зцементований
					62,28	1,8				
					40,64	4,6				
					24,59	10,4				
					14,9	23,8				
					9,29	41,8				
					6,54	50,8				
23	21	97001	4094	4108	85,95	1,15	0,47	15,9	281	Пісковик різнозернистий, середньо- зцементований
					69,62	1,71				
					41,08	4,7				
					26,71	11,5				
					19,34	20,2				
					15,77	25,2				
					13,87	31				
24	22	8357П	3735	3750	65,44	2,04	1,38	17,6	935	Пісковик різнозернистий, середньо- зцементований
					29,07	8,17				
					16,34	20,83				
					11,71	35,42				
					8,88	48,33				
					6,56	65,83				
					39,15	5,4				
25	22	8358П	3735	3750	19,34	12,27	1,73	15,1	703	Пісковик різнозернистий, середньо- зцементований
					12,59	25,67				
					9,52	37				
					7,23	48,3				
					5,25	59,67				

Таблиця А.2 – Результати лабораторних досліджень колекторських властивостей продуктивних відкладів Тимофіївського родовища (за матеріалами ПЕГДС)

№ п/п	№ св.	№ зразка	Інтервал залягання, м		K _в , %	P _н	ρ _п , Омм	G	K _п , %	K _{пр3} × 10 ⁻³ мкм ²	Літологічний опис породи
			пок.	під.							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	1280	1410	1411	100	1	0,76	1,21	21,2	1103	Пісковик різнозернистий, слабо-зцементований
					53,4	3,37	2,56				
					38	5,2	3,98				
					22,8	21,1	16,1				
					24,5	17,4	13,2				
					10,4	101	77				
2	1	1281(1)	4111	4115	100	1	0,98	0,87	18,8	314	Пісковик різнозернистий, середньо-зцементований
					70,5	2,24	2,19				
					48,2	4,12	4,04				
					25,1	16,8	16,5				
					26,8	15,5	15,2				
					12,4	64,2	62,8				
3	1	1281(2)	4111	4115	100	1	0,98	0,96	19,2	1330	Пісковик різнозернистий, слабо-зцементований
					62,4	2,94	2,62				
					39	5,59	4,97				
					20	21,9	19,5				
					21	19,9	17,7				
					10,6	72,8	64,1				
4	1	1281(3)	4111	4115	100	1	0,78	0,85	21,1	1014,2	Пісковик різнозернистий, слабо-зцементований
					53	3,23	2,56				
					36	5,42	4,23				
					18,4	23,1	18				
					19,7	21,7	16,9				
					8,6	93,2	72,7				
5	1	1281(4)	4111	4115	100	1	0,81	1,18	20,3	1451,2	Пісковик різнозернистий, слабо-зцементований
					46	4,08	3,31				
					34,5	6,59	5,33				
					18,8	31,6	25,6				
					20,4	26,3	21,3				
					9,2	121	98,2				
6	1	1282	4115	4121	100	1	0,87	1,19	20,1	328	Пісковик різнозернистий, середньо-зцементований
					68,1	2,13	1,85				
					46,2	4,4	3,83				
					25	18,1	15,7				
					26,7	15,9	13,8				
					11,2	74,5	64,8				

Продовження таблиці А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	1	1283	4121	4131	100	1	2,71	0,07	10,3	2,29	Пісковик різнорознотий, щільний
					99	1,04	2,81				
					97	1,08	2,92				
					35,5	5	13,5				
8	1	24823	4121	4131	100	1	1,95	0,18	12,7	38,4	Пісковик різнорознотий, середньо- цементований
					98	1,2	2,33				
					94	1,27	2,48				
					22,3	15,99	30,8				
9	2	24990	3925	3927	100	1	1,38	0,08	15	15,1	Пісковик різнорознотий, щільний
					99	1,04	1,43				
					34,6	5,91	8,16				
10	2	24994	3925	3927	100	1	2,29	0,07	10,5	5,6	Пісковик різнорознотий, щільний
					99	1,08	2,46				
					98	1,19	2,73				
					45,6	4,77	10,8				
11	2	24995	3927	3936	100	1	1,66	0,17	12,6	27,1	Пісковик різнорознотий, щільний
					99	1,05	1,75				
					98,5	1,1	1,82				
					27,7	11,8	19,6				
12	2	25403	4194	4200	100	1	0,45	1,35	26,2	1319	Пісковик різнорознотий, слабо- цементований
					99	1,18	0,53				
					9,5	51,9	23,4				
					4,8	143	64,3				
13	2	25404	4194	4200	100	1	0,68	0,77	22,2	425	Пісковик різнорознотий, середньо- цементований
					99	1,04	0,7				
					86	1,59	1,08				
					13,5	36,3	24,7				
					7,7	100	67,8				
14	6	3139	3886	3898	100	1	1,72	0,17	14,8	19,4	Пісковик різнорознотий, середньо- цементований
					98,7	1	1,72				
					86	1,46	2,51				
					43,4	4,5	7,74				
					27,4	8,87	15,3				
					21,5	14,4	24,7				
15	6	3140	3886	3898	100	1	1,42	0,15	15,6	36,8	Пісковик різнорознотий, середньо- цементований
					98,6	1,09	1,55				
					79,3	1,66	2,36				
					39	4,77	6,77				
					25,2	9,99	14,2				
					18,1	16	22,7				
16	7	3921	3888	3896	100	1	0,95	0,4	18,6	233	Пісковик різнорознотий, середньо- цементований
					88	1,31	1,25				
					44	3,85	3,65				
					20	12,4	11,8				
					13	25,1	23,9				
					9,8	40,7	38,7				

Закінчення таблиці А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
17	7	3933	3935	3944	100	1	1,07	0,66	17,1	174	Пісковик різнозернистий, середньо- зцементований
					91	1,2	1,28				
					43,6	3,7	3,96				
					21,2	10,2	10,9				
					13,2	20,1	21,4				
					8,8	44	47,1				
18	7	3939	3935	3944	100	1	0,99	0,89	18,2	229	Пісковик різнозернистий, середньо- зцементований
					88	1,33	1,32				
					39,1	5,23	5,24				
					17,7	17	16,8				
					11	35,9	35,6				
					8,2	58,8	58,2				
19	7	3947	3944	3950	100	1	0,95	0,85	18,7	220	Пісковик різнозернистий, середньо- зцементований
					88	1,29	1,23				
					40,5	4,31	4,1				
					19,1	15,2	14,4				
					11,8	34,3	32,6				
					8,8	56,7	53,9				
20	7	4189	3944	3950	100	1	0,95	1,07	19,4	268	Пісковик різнозернистий, середньо- зцементований
					88	1,27	1,21				
					41	4,42	4,2				
					18,9	15,2	14,4				
					11,8	32,2	30,6				
					8,91	61,91	58,6				
21	7	3957	3950	3958	100	1	0,75	0,69	20,2	619	Пісковик різнозернистий, середньо- зцементований
					72,6	1,98	1,49				
					33,6	5,61	4,2				
					17,4	17,2	12,9				
					10	37,4	28				
					7,1	67,6	50,7				
22	7	3958	3950	3958	100	1	0,91	0,53	18,7	477	Пісковик різнозернистий, середньо- зцементований
					72,8	1,97	1,79				
					44,2	3,79	3,45				
					20,9	15,6	14,2				
					22,1	14,9	13,6				
					9,99	49,8	45,3				
23	7	3989	4081	4091	100	1	1,06	0,44	17,7	52,7	Пісковик різнозернистий, середньо- зцементований
					99	1,02	1,08				
					72,4	1,94	2,06				
					25,9	10,6	11,3				
					28,1	9,62	10,2				
					12,7	32,8	34,7				
24	7	3999	4177	4184	100	1	1,53	0,16	15,1	215	Пісковик різнозернистий, середньо- зцементований
					97	1,06	1,63				
					71,5	1,82	2,79				
					26,91	13,7	20,9				

Таблиця А.3 – Результати лабораторних досліджень колекторських властивостей продуктивних відкладів Розпашнівського родовища (за матеріалами ПЕГДС)

№ п/п	№ св.	№ зразка	Інтервал залягання, м		K _в , %	P _п	ρ _п , Омм	G	K _п , %	K _{пр} , ×10 ⁻³ мкм ²	Літологічний опис породи
			пок.	під.							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	9	2902	4479	4492	100	1	0,85	0,06	11,7	3,32	Пісковик середньо-зернистий, слабо-цементований
					99	1,02	0,87				
					98	1,05	0,89				
					81,5	1,58	1,35				
					65,5	2,55	2,18				
					58	3,13	2,85				
2	75	4105	4237	4247	100	1	0,74	0,08	13,7	5,65	Пісковик середньо-зернистий, середньо-цементований
					99	1,01	0,75				
					98	1,03	0,76				
					96	1,11	0,82				
					79	1,65	1,22				
					71	2	1,48				
					63	2,71	1,9				
					58	3,13	2,07				
49	4,81	3,55									
3	75	4107	4237	4247	100	1	0,7	0,06	14,3	4,08	Пісковик середньо-зернистий, середньо-цементований
					98	1,06	0,72				
					95	1,16	0,81				
					70	2	1,4				
					62	2,48	1,7				
					58	2,85	1,71				
50	4,42	3,12									
4	75	4108	4237	4247	100	1	1,18	0,06	13,4	4,11	Пісковик середньо-зернистий, середньо-цементований
					99	1	1,18				
					97	1,12	1,32				
					88	1,54	1,81				
					72	1,95	2,30				
					64	2,41	2,84				
					58	3,12	3,68				
50	4,49	3,79									
5	75	4109	4237	4247	100	1	0,8	0,06	13,8	10,6	Пісковик середньо-зернистий, середньо-цементований
					98	1,07	0,85				
					92	1,8	1,44				
					71	2,27	1,81				
					60	3	2,4				
					52	3,84	2,99				
					49	4,73	3,82				

Продовження таблиці А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	75	4119	4237	4247	100	1	0,67	0,05	12,9	8,43	Пісковик середньо- зернистий, середньо- зцементований
					99	1	0,67				
					96	1,15	0,77				
					75	1,76	1,17				
					59	2,7	1,51				
					51	3,88	2,61				
7	75	4122	4237	4247	100	1	0,58	0,06	15,04	7,52	Пісковик середньо- зернистий, середньо- зцементований
					99	1,03	0,59				
					94	1,21	0,70				
					76	2	1,16				
					66	2,35	1,36				
					59	2,79	1,62				
					51	3,94	2,28				
44	5,38	3,12									
8	75	4123	4247	4259	100	1	0,86	0,06	14,6	1,94	Пісковик крупнозернистий, середньо- зцементований
					97	1,13	0,97				
					88	1,48	1,27				
					75	1,92	1,65				
					65	2,31	1,98				
					58	3,18	2,72				
52	4,2	3,62									
9	75	4148	4259	4273	100	1	1,12	0,25	19,7	185	Пісковик крупнозернистий, середньо- зцементований
					29	10	10,2				
					25	13,3	14,49				
					19,1	22,8	26,84				
10	76	4592	4060	4068	100	1	1,15	0,22	20,9	462	Пісковик різнозернистий, слабо- зцементований
					96	1,09	1,25				
					59	2,36	2,71				
					36	7,64	7,13				
					25	13,9	15,27				
					20,1	19,7	22,81				
11	76	4593	4060	4068	100	1	0,71	0,08	17,6	24,3	Пісковик різнозернистий, слабо- зцементований
					74	2,26	1,58				
					56	3,83	2,18				
					49	5,55	4,41				
12	76	4596	4060	4068	100	1	1,12	0,26	22,9	672	Пісковик різнозернистий, слабо- зцементований
					99	1,03	1,15				
					80	1,56	1,74				
					32	9,4	9,42				
					23	16,3	18,39				
					18,6	22,8	26,84				
13	76	4598	4060	4068	100	1	1,11	0,17	22,4	493	Пісковик різнозернистий, слабо- зцементований
					84	1,44	1,58				
					56	2,8	3,08				
					38,3	6,4	6,52				
					30,4	10	10,2				
24,9	15	17,74									

Продовження таблиці А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
14	76	4599	4060	4068	100	1	1,15	0,21	21,1	205	Пісковик різнозернистий, слабо- зцементований
					74	1,55	1,78				
					60	2,55	2,93				
					38	5,81	6,68				
					27,2	10,8	11,24				
					22,6	16	18				
15	76	4600	4060	4066	100	1	1,05	0,35	23,2	906	Пісковик різнозернистий, слабо- зцементований
					94	1,1	1,15				
					71	2,26	2,37				
					46	5,2	5,46				
					31,3	11,8	9,94				
					23,3	20,8	21,64				
16	76	4602	4068	4076	100	1	0,96	0,07	20,5	164	Пісковик різнозернистий, слабо- зцементований
					77	1,94	1,86				
					50	4,43	4,61				
17	76	4604	4068	4076	100	1	1,20	0,27	19,6	735	Пісковик різнозернистий, слабо- зцементований
					76	1,76	2,11				
					57,3	3,53	4,23				
					37,5	6,62	5,81				
					28,4	12,9	13,97				
					30	12,4	13,32				
					23,1	19,1	22,03				
18	30,9	37,24									
18	76	4605	4068	4076	100	1	1,12	0,25	20,8	203	Пісковик різнозернистий, слабо- зцементований
					75	1,92	2,15				
					48,2	4,14	4,63				
					35,6	7,28	6,66				
					36,9	7,92	7,49				
					29,2	11,7	12,41				
19	76	4614	4068	4076	100	1	1,10	0,24	19,3	638	Пісковик різнозернистий, слабо- зцементований
					73	1,67	1,83				
					60	2,61	2,87				
					40,4	5,17	5,68				
					30	10,8	11,24				
					25,7	14,4	15,92				
20	76	4634	4082	4092	100	1	0,98	0,08	-	-	Пісковик крупнозернистий, слабо- зцементований
					99	1,01	0,99				
					76	1,12	1,09				
					61	1,75	1,71				
					63	2,39	2,34				
					59,3	3,07	3,01				
					52,3	4	3,92				
46,2	6,52	6,39									

Закінчення таблиці А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
21	76	4670	4123	4133	100	1	0,84	0,04	16,1	27	Пісковик дрібнозернистий, слабо- зцементований
					97	1,08	0,91				
					94	1,19	1,0				
					82	1,68	1,42				
22	76	4688	4133	4145	100	1	0,92	0,14	17	88,2	Пісковик крупнозернистий, слабо- зцементований
					93	1,19	1,07				
					73	2	1,81				
					47	5,02	3,72				
					31,3	12,3	13,19				

Таблиця А.4 – Опис шліфів Розпашнівського родовища
(за матеріалами ІФІНГ)

№ п/п	№ св.	№ лаб. зразка керну	№ кер-на	Інтервал відбору, м		Петрографічний опис шліфів (мінеральний склад)
				пок.	під.	
1	2	3	4	5	6	7
1	13	Д-1414	К-35	3860	3868	<p>Пісковик середньо- і дрібнозернистий, мезоміктовий із карбонатно-глинистим цементом. Сірий середньо- і дрібнозернистий, середньозцементований.</p> <p>Склад уламків: кварц 66 %, польові шпати 6 %, слюда і хлорит 3 %, уламки породи 25 %: кварцитових, кременистих порід, глинистих слюдистих і слюдисто-кварцевих сланців. Уламки кварцу частково регенеровані. Рідше зустрічається лейкоксен, оксиди та гідроксиди заліза.</p> <p>Цемент (18-20 %) полімінеральний: каолініто-слюдистий, контактово-поровий і карбонатний (20-30 %), крупнокристалічний базально-порового типу.</p>
2	13	Д-1441	К-41	3917	3920	<p>Пісковик тонкозернистий, мезоміктовий з карбонатно-глинистим цементом. Світло-сірий тонкозернистий алевритистий, середньозцементований з тонкою виклинюючою шаруватістю під кутом 20-30°. З HCl не реагує.</p> <p>Склад уламків: кварц 69 %, польові шпати 16 %, слюди і хлорит 9 %, уламки кремнистих і глинистих порід 6 %. Рудні мінерали – лейкоксен і пірит. Зустрічається обвуглений детрит.</p> <p>Цемент (10-14 %) полімінеральний: каолініто-гідрослюдистий порового типу, карбонатний (25-30 %) крупно- і середньокристалічний базально-порового типу, кородований.</p>
3	13	Д-1461	К-51	3977	3985	<p>Піщано-алевритова порода. Зеленовато-сіра, крупнозерниста, піщаниста, середньозцементована. З HCl не реагує.</p> <p>Склад уламків мезоміктовий. Рудні мінерали – лейкоксен, рідше утворення піриту.</p> <p>Цемент (8-11 %) гідрослюдистий плівково-порового типу, спостерігається місцями щільне з'єднання уламків.</p>

Продовження таблиці А.4

1	2	3	4	5	6	7
4	13	Д-1463	К-52	3985	3993	<p>Пісковик дрібнозернистий мезоміктовий з карбонатно-гідрослюдистим цементом. Зеленувато-сірий з багаточисленними окатаними глинами, орієнтованими майже горизонтально або хаотично, дрібнозернистий середньозцементований. З HCl не реагує.</p> <p>Склад уламків: кварц 60 %, польові шпати 8 %, слюда 9 %, уламки порід 22 %: кварцитів, кремнієвих, глинистих і слюдистих порід. Рудні мінерали – лейкоксен, пірит.</p> <p>Цемент (8-12 %) гідрослюдистий, поровий, карбонатний (10 %), середньо кристалічний.</p>
5	13	Д-1464	К-52	3985	3993	<p>Алевроліт зеленувато-сірий, слюдистий, міцнозцементований, з тонкою шаруватістю під кутом 45°. Не сильно реагує з HCl.</p> <p>Склад уламків: кварц 67 %, польові шпати 9 %, слюда 8 %, уламки порід 16 %: кварцитів, глинистих і кремнієвих.</p>
6	13	Д-1465	К-53	3993	4001	<p>Пісковик дрібнозернистий алевритистий мезоміктовий з глинистим цементом. Зеленувато-сірий дрібнозернистий, середньозцементований, з косою шаруватістю під кутом 40-45°. З HCl не реагує.</p> <p>Склад уламків: кварц 55 %, польові шпати 13 %, слюда 10 %, уламки порід 22 %: кварцитів, кремнієвих, глинистих, слюдистих порід. Рудні мінерали – лейкоксен, пірит. Зустрічається вуглисті детрит, що утворює лептоподібні скупчення.</p> <p>Цемент (12-15 %) гідрослюдистий і каолінітовий порового типу, карбонатний (1-3 %) крупнокристалічний.</p>
7	13	Д-1467	К-54	4001	4005	<p>Пісковик дрібнозернистий, алевритистий дрібнозернистий з карбонатно-глинистим цементом. Сірий, тонкослюдистий, середньозцементований з тонкою, майже горизонтальною шаруватістю. В реакцію з HCl вступає тільки в окремих ділянках.</p> <p>Склад уламків: кварц 61 %, польові шпати 7 %, слюда 10 %, уламки порід 22 %: слюдистих кварців, кварцитів, кремнієвих порід. Уламки кварцу частково регенеровані. Рудні мінерали – лейкоксен, гематит і лімоніт.</p> <p>Цемент (10-12 %) кальцито-гідрослюдистий порового типу і карбонатний (10 %) крупнокристалічний.</p>

Продовження таблиці А.4

1	2	3	4	5	6	7
8	13	Д-1474	К-56	4018	4026	<p>Алевроліт піщанистий. Темно-коричневий тонкослюди́стий, піщанистий із зеленувато-сірими прошарками і вкрапленнями, міцнозцементований. Із НСІ не реагує.</p> <p>Склад уламків: кварц 68 %, польові шпати 8 %, слюда і хлорит 9 %, уламки порід 14 %: кварцитів, кременистих і слюди́стих порід. Рудні мінерали представлені гідроксидом і оксидом заліза, лейкоксеном. Подекуди зустрічається вугли́стий детрит.</p> <p>Цемент (16-22 %) гідрослюди́стий і карбонатний базально-порового типу цементації (карбонат 30 %), середньо- і дрібнокристалічний.</p>
9	13	Д-1477	К-56	4018	4026	<p>Алевроліт сірий із зеленувато-жовтим відтінком, тонкослюди́стий, щільний, міцнозцементований. З НСІ не реагує.</p> <p>Склад уламків олігоміктовий (12-15 %), який представлений слюдою і хлоритом. Рудні мінерали – лейкоксен, гематит, чорна руда.</p> <p>Цемент (20-23 %) гідрослюди́сто-карбонатний, базально-порового типу.</p>
10	13	29752	К-59	4042	4051	<p>Пісковик дрібнозернистий алевритистий мезоміктовий з глини́сто-карбонатним цементом.</p> <p>Склад уламків мезоміктовий. Акцесорні мінерали – циркон, гранат. Рудні мінерали – лейкоксен, пірит, оксид і гідроксид заліза.</p> <p>Цемент (16-19 %) полімінеральний: каолініто-гідрослюди́стий (6-7 %) порового типу і карбонатний (9-12 %) базально-порового типу, каолі́тин збагачений світло-жовтим бітумом.</p>
11	13	29802	К-62	4067	4076	<p>Пісковик середньо-мезоміктовий алевритистий мезоміктовий з гідрослюди́стим цементом. Бурувато-сірий дрібнозернистий, алевритистий, тонкослюди́стий з тонкою горизонтальною шаруватістю. Трохи вступає у реакцію з НСІ.</p> <p>Склад уламків: кварц 64 %, польові шпати 18 %, слюда 8 %, уламки порід 20 %: кварциту, кремнію, глини́сті породи, сланці. Акцесорні мінерали – циркон, гранат. Рудні мінерали – пірит, лейкоксен, гематит, лімоніт.</p> <p>Цемент (12-15 %) полімінеральний: каолініто-гідрослюди́стий і карбонатний (<1 %) порового типу. Каолі́ніт збагачений блідо-жовтим бітумом.</p>

Продовження таблиці А.4

1	2	3	4	5	6	7
12	13	29830	K-63	4076	4084	<p>Пісковик середньозернистий поліміктовий з карбонатно-глинистим цементом. Жовтувато-світло-сірий, середньозцементований, середньозернистий. З HCl в реакцію не вступає.</p> <p>Склад уламків: кварц 48 %, польові шпати 14 %, слюда 17 %, уламки порід 20 %: кварциту, кремнію, глинистих порід, сланців. Рудні мінерали – лейкоксен, пірит. Акцесорні – циркон, турмалін.</p> <p>Цемент (18-19 %): каолініто-гідрослюдистий (12-15 %) і карбонатний (4-5 %) порового типу, ділянками спостерігається щільне зчленування уламків. Спостерігаються тріщинні повні пори трикутної форми розміром 0,02-0,05 мм.</p>
13	13	29847	K-70	4135	4143	<p>Пісковик дрібнозернистий алевритистий олігоміктовий з гідрооксидо-карбонатним цементом. Буро-коричневий дрібнозернистий алевритистий, міцно зцементований. У реакцію з HCl не вступає.</p> <p>Склад уламків олігоміктовий. Акцесорні мінерали – циркон, алевроліт. Рудні – оксиди і гідрооксиди заліза, лейкоксен, чорна руда.</p> <p>Цемент (18-20 %) полімінеральний: карбонатний (10-12 %), гідрослюдистий (6-10 %) базально-порового і порово-плівкового типу.</p>
14	13	29856	K-78	4199	4209	<p>Алевроліт піщанистий. Коричневий, середньо зцементований з тонкою шаруватістю під кутом 50°. У реакцію з HCl не вступає.</p> <p>Склад уламків олігоміктовий. Акцесорним мінералом є циркон, а рудними – оксиди і гідрооксиди заліза.</p> <p>Цемент (16-19 %) полімінеральний базально-порового типу і гідрослюдисто-залізного порово-плівкового типу.</p>
15	13	29865	K-79	4209	4217	<p>Пісковик тонкозернистий алевритистий мезоміктовий з карбонатно-гідрооксидозалізним цементом. Коричневий з блідо-коричневими плямами, дрібнозернистий, алевритистий.</p> <p>Склад уламків мезоміктовий. Акцесорні мінерали – циркон, турмалін. Рудні мінерали – оксиди і гідрооксиди заліза, лейкоксен.</p> <p>Цемент (12-13 %) полімінеральний: гідрослюдисто-гідрооксидозалізистий порово-плівковий і карбонатний (2-3 %), середньокристалічний поровий.</p>

Закінчення таблиці А.4

1	2	3	4	5	6	7
16	13	29869	К-87	4267	4275	<p>Пісковик середньо- і дрібнозернистий мезоміктовий з гідрослюдистим цементом.</p> <p>Склад уламків: кварц 53 %, польові шпати 17 %, слюда 14 %, біотит, гідробіотит, хлоритизована слюда, уламки порід 16 %: кварцити, кремній, глинисті породи, сланці. Акцесорні мінерали – циркон, гранат. Рудні мінерали – лейкоксен, пірит.</p> <p>Цемент (12-14 %) гідрослюдистий порового типу.</p>
17	13	29322	К-92	4308	4319	<p>Пісковик дрібно-середньозернистий мезоміктовий з карбонато-глинистим цементом. Світло-сірий, середньозернистий, середньозцементований, трохи солонуватий. У реакцію з HCl не вступає.</p> <p>Склад уламків: кварц 56 %, польові шпати 14 %, слюда 8 %, уламки порід 26 %: кварциту, кремнію, глинисті породи, сланці. Акцесорні мінерали – циркон, гранат. Рудні мінерали: лейкоксен, пірит.</p> <p>Цемент (12-14 %) полімінеральний: каолініто-гідрослюдистий (7-8 %), карбонатний (4-5 %) крупнокристалічний порового типу, мікроділянки з міцним зчленуванням уламків. Зустрічаються повні пори розміром 0,04-0,07 мм трикутної, чотирикутної і тріщинної форми.</p>
18	13	29340	К-93	4319	4330	<p>Пісковик крупно-середньозернистий мезоміктовий з глинистим цементом.</p> <p>Склад уламків: кварц 51 %, польові шпати 11 %, слюда 7 %, уламки порід 30 %: кварциту, глинистих порід, алевроліту, пегматиту, сланцю. Рудні мінерали представлені лейкоксом.</p> <p>Цемент (10 %) каолініто-глинистий порового типу. Розвинута чітка структура зчленування уламків.</p>
19	13	29344	К-93	4319	4330	<p>Пісковик крупно-середньозернистий мезоміктовий з карбонатно-глинистим цементом. Уламки кварцу часто регенеровані, польові шпати в різній степені змінені. Акцесорні мінерали представлені цирконом і гранатом, а рудні – лейкоксом і піритом.</p> <p>Цемент (10-11 %) полімінеральний, каолініто-гідрослюдистий (8 %) порового типу, карбонатний (1-12 %) крупно-середньозернистий порового типу регенераційний кварцевий. Комфортне зчленування уламків. Зустрічаються пори різної форми (переважно трикутної) розмір 0,06-0,12 мм.</p>
20	13	29356	К-94	4330-	4339	<p>Пісковик різно-середньозернистий мезоміктовий з карбонатно-глинистим цементом.</p> <p>Склад уламків: кварц 59 %, польові шпати 16 %, слюда 1 %, уламки порід 24 %: кварциту, кремнію.</p>

Таблиця А.5 – Гранулометричний аналіз порід-колекторів Розпашнівського родовища (за матеріалами ІФІНГ)

№ п/п	№ лаб. зразка керну	№ кер-на	Інтервал, м		Положення	С, %	Діаметр зерен скелету породи, мм					
			пок.	під.			2,0 -1,0	1 -0,5	0,5 -0,25	0,25 -0,1	0,1 -0,01	<0,01
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
св. №4-Розпашнівська												
1	20032	5	4113	4123	4	7,4	--	--	2	43,1	35,15	12,35
2	20036	--	4113	4123	8	8,2	--	--	4	52	25,15	10,65
3	20036	--	4113	4123	--	--	--	--	6	49	22,9	13,9
4	1842	11	4115	4123		10	--	--	7,75	48,4	14	19,85
5	20046	7	4133	4145	2	11	--	--	5	35,15	38,9	9,95
6	40049	--	4133	4145	5	5,3	--	--	2,1	37,1	37,9	17,6
7	1845	14	4152	4178	--	3,6	--	--	10,35	43,35	19,5	23,2
8	20065	10	4159	4172	5	0	--	--	5,5	45,6	35,15	13,75
9	20072	--	4159	4172	12	4,2	--	--	2,9	48,4	33,75	10,75
10	20073	--	4159	4172	13	0	--	--	1,4	46,45	37	16,15
11	20079	--	4159	4172	19	3,6	--	--	13,5	46,1	27,5	9,3
12	20081	--	4159	4172	21	2,2	--	--	16,5	46,6	24,8	9,9
13	20086	--	4159	4172	26	3,9	--	--	15,8	47,9	22,9	9,5
14	20091	--	4159	4172	1	1	--	--	5	54	26,1	13,9
15	20096	--	4159	4172	6	3	--	--	18	46,4	20,6	12
16	20098	--	4159	4172	8	4	0,1	1,9	25,4	34,6	24,7	9,3
17	20104	--	4159	4172	14	2,8	--	--	3,75	32,95	43	17,5
18	20130	16	4581	4591	1	0	--	42	26	12,35	11,1	8,55
19	20142	17	4591	4603	6	2,4	--	44,65	21,5	14,5	11,75	5,2
св. №5-Розпашнівська												
20	24137	2	3600	3606	--	9,2	8,75	16,25	11	10,5	10,25	34,05
21	24174	7	3731	3739	--	6,6	--	8	7,9	8,15	11,25	58,1
22	24176	8	3731	3739	--	8,6	--	15,05	9,6	8,6	28,1	30,05
23	24846	17	3739	3746	--	6,2	--	8,5	8,75	8,55	32,55	35,45
св. №11-Розпашнівська												
24	41414	12	4473	4488	5	18,1	1,35	12,85	28,45	17,6	6,8	14,35
25	41416	--	4473	7788	7	11,2	--	3,5	24	32,75	17,5	11,05
26	41422	--	4473	4488	13	14,2	--	9,3	33,35	18,6	5,65	18,9
27	41424	13	4491	4450	2	8,2	--	6,4	7,25	7,15	9,05	61,95
28	41427	--	4491	4450	5	1,6	--	6,55	19,9	22,75	27,75	21,45
29	41437	--	4491	4500	15	17,2	--	--	5,15	17,25	39,75	20,65
св. №12-Розпашнівська												
30	23837	5	3637	3646	--	2,5	--	0,85	5,3	51	22,8	17,55
31	23839	7	3764	3778	--	1,4	--	2,6	6,9	68,95	18,65	1,5
32	23845	--	3764	3778	--	2	--	1,6	10,7	56,25	18,85	10,6
33	28943	2	3993	4000	1	43,5	--	4,4	7,8	18,15	21,5	4,65
34	28945	--	3993	4000	3	16	--	2,6	6,65	12,4	23,5	38,85

Продовження таблиці А.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
35	28949	8	4146	4153	4	28	–	–	12,15	30,9	22,65	6,3
36	29526	32	4301	4314	1	1,6	–	–	8,85	45,5	23,35	20,7
37	29527	–	4301	4314	2	9,2	–	–	7	33,75	31,35	18,7
38	29530	–	4301	4314	5	11,7	–	–	5,1	29,6	30,35	23,35
39	29534	–	4301	4314	9	1,1	–	–	10,35	32,5	27	29,05
40	29539	33	4325	4335	3	31,2	–	–	30,35	7	19,5	11,95
41	28405	9	4400	4414	7	3,4	–	14,15	15,25	10,6	24,75	31,85
42	28408	–	4400	4414	10	10,2	–	4,85	9	21,5	22,5	31,95
43	28413	13	4434	4441	5	28	–	3,6	19,25	28,5	17,7	2,9
44	28419	–	4434	4441	11	30	–	6,5	11,5	17	33,5	1,5
45	28425	–	4434	4441	17	26,6	–	5,5	8	11,1	28,8	20
46	29156	42	4437	4445	–	14,4	–	–	6,2	18,25	33,25	30,7
47	29159	–	4437	4445	4	11,6	–	–	7,1	42,45	25,5	14,55
48	28429	14	4441	4453	1	26,6	–	7,5	15,15	18,75	31	1
49	28433	–	4441	4453	5	2,9	–	–	8,1	15,85	34,35	38,8
50	29168	43	4445	4455	1	10,4	–	–	7,8	39,9	23,65	26,65
51	29170	–	4445	4455	3	2	–	–	11,6	39,15	16,8	30,95
52	29173	–	4445	4455	6	1,5	–	–	13,5	44,65	19	15,85
53	29178	–	4445	4455	11	7	–	–	9,75	41,9	27,5	19,55
54	29183	–	4445	4455	16	1,3	–	–	5,35	44,65	24,15	16,85
55	29186	–	4445	4455	19	9	–	–	7	45,85	20	19,75
56	29188	–	4445	4455	21	7,4	–	–	7,6	39,5	28,25	17,25
57	29190	–	4445	4455	23	9,4	–	–	8,35	48,30	24,45	13,9
58	30192	47	4477	4485	2	3,4	–	1,35	9,9	47,3	21,3	16,75
59	30195	–	4477	4485	5	7,7	–	–	6,65	44,65	19,4	21,6
60	30197	–	4477	4485	7	2,4	–	–	14,5	20,8	42,8	19,5
61	28439	–	4479	4492	7	6,4	–	–	38,9	33,45	11,5	9,75
62	28441	–	4479	4492	8	96	–	–	18,3	37,15	10,15	24,8
63	28443	–	4479	4492	10	6,6	–	–	43,5	25	10,1	14,8
64	28446	–	4479	7792	13	0,4	–	–	20,4	39,5	19,35	20,36
65	28451	–	4479	4492	18	6,6	–	4	30,15	27,5	9,75	22
66	29192	48	4485	4492	2	5	–	–	6,65	50,5	15,1	24,75
67	29194	–	4485	4492	4	3	–	–	6,95	45,75	19,1	21,8
68	29196	–	4485	4492	6	6,4	–	–	7,75	43,75	16,75	30,05
69	29199	–	4485	4492	9	1,7	–	–	7,5	43,25	19,25	5,6
70	29202	–	4485	4492	12	24,4	–	–	6,65	50	23,1	16,8
71	29206	–	4485	4492	16	3,4	–	–	8,75	37,9	29,65	15,7
72	29208	–	4485	4492	18	8	–	–	8	45,3	19	23,9
73	29210	–	4485	4492	20	3,8	–	–	7,15	43,5	18,75	26,8
74	31250	49	4492	4500	–	9,4	–	7,4	17	45,8	3,8	16,6
75	29457	18	4492	4505	1	9,2	–	1,75	5,35	23,25	22,6	37,85
76	28460	–	4492	4505	4	100	–	–	7,8	27,5	20,65	34,05
77	28463	–	4492	4505	7	12	–	8,25	7,5	8,25	20,9	43,1
78	28468	–	4492	4505	12	8,4	–	–	5,4	30	28,5	27,7
79	28471	19	4505	4508	2	5	–	–	8	18,5	22,3	46,2
80	28473	–	4505	4508	4	10,4	–	–	15,5	27,8	15,9	30,4
81	28475	–	4505	4508	6	10,6	–	–	6,5	25	20	37,9

Продовження таблиці А.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
82	28478	--	4505	4508	9	16	--	--	7,8	25,75	18,9	31,55
83	28481	--	4505	4508	12	11	--	4	17,85	22,3	16,25	28,6
84	28486	20	4508	4516	5	11,4	--	--	7,95	36	23,8	20,85
85	28488	--	4508	4516	7	5	--	--	11,65	45,4	25,1	12,85
86	28493	--	4508	4516	12	7	--	--	5,75	35,75	27,75	23,75
87	28496	--	4508	4516	15	1,3	--	4,4	8,65	28,3	26,8	30,55
88	30200	53	4528	4539	2	4,6	--	3,8	11,85	31,6	29,35	18,8
89	30202	--	4528	4539	4	8,8	--	5,25	10,5	20	37,5	17,95
90	30204	--	4528	4539	6	3,6	--	5,7	11,45	19,9	42,25	17,1
91	30208	--	4528	4539	10	6,1	--	3,35	11,4	37,65	25	16,2
92	30211	--	4528	4539	13	1,7	--	4,7	17,2	36,85	23,15	16,4
93	30214	--	4528	4539	16	10	--	2	13,65	37,05	18,95	18,35
94	30216	54	4539	4543	1	10	--	3,65	13,5	40,35	21,25	11,25
95	30220	--	4539	4543	5	6,6	--	1,65	9,5	44,15	25,4	12,7
96	30223	--	4539	4543	8	8	--	13,9	27,4	24,15	15,55	11
97	30226	--	4539	4543	11	11,6	--	2,15	12,6	40,25	18,6	14,8
98	30231	--	4539	4543	16	6,6	--	7	23,7	35,85	11,2	15,65
99	31251	55	4543	4551	--	7,6	--	3,7	20,8	42,3	10,3	15,3
100	30236	57	4555	4564	3	10,4	--	2,1	7,25	38,9	21,8	19,55
101	30239	--	4555	4564	6	11,6	--	1,15	5,15	17,15	45,4	19,55
102	30249	--	4555	4564	9	11,6	--	4,5	10,35	19,9	38,9	14,75
103	31132	65	4623	4632	5	5,6	--	7,4	19,15	47,8	7	13,05
104	31135	66	4632	4643	5	3,6	--	11,6	26,6	34,5	6,9	16,8
105	31141	69	4673	4680	6	24	--	12,4	23,1	26,25	4,35	9,9
106	31146	75	4713	4727	1	5,8	--	8,3	18,9	46,6	6,3	14,1
107	31150	79	4744	4754	4	12	--	8,5	12,4	47,85	8,7	10,55
108	31243	48	4777	4785	22	6,6	--	--	7,35	50,4	12,35	23,3
св. №13-Розпашнівська												
109	29596	35	3860	3868	7	2,9	--	--	42,85	9,1	28,35	16,8
110	29599	--	3860	3868	15	15	--	--	13,1	44,35	20,5	7,05
111	29601	--	3860	3868	20	12,4	--	--	8,5	47,35	17,6	14,15
112	29603	--	3860	3868	20	12,4	--	--	5,6	48,2	19,35	14,45
113	29605	36	3868	3880	13	0,5	--	--	3,6	22,25	48,85	24,8
114	29606	--	3868	3880	17	11,4	--	--	5	47,35	24,35	11,9
115	29611	38	3880	3896	10	17,8	--	--	7	13,95	34,95	26,3
116	29614	--	3880	3896	21	32,2	--	--	10,45	39,35	8,5	8,5
117	29615	40	3908	3917	3	3	--	--	2,4	11,1	60,15	23,35
118	29616	--	3908	3917	6	39,6	--	1,15	3,65	23,15	24,5	7,95
119	29618	--	3908	3917	10	10	--	--	2,5	13,35	50,6	23,55
120	29620	--	3908	3917	12	12	--	--	2,5	10,3	51,9	23,3
121	29622	--	3908	3917	19	10,4	--	--	4,15	12,65	60,05	12,75
122	29613	41	3917	3920	8	11,6	--	1,4	4,5	13	55	14,5
123	29624	--	3917	3920	1	2,4	--	--	2,4	13,3	61,8	20,1
124	29627	--	3917	3920	4	16,4	--	--	1,3	9,1	57,65	15,55
125	29633	51	3977	3985	11	9,4	--	--	3,9	13,5	59,9	13,3
126	29634	--	3977	3985	15	3,4	--	--	2,1	41,15	36,15	17,2
127	29636	--	3977	3985	18	6,4	--	--	2,05	22,65	53,4	15,5

Продовження таблиці А.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
128	29638	–	3977	3985	24	0,2	–	–	4,15	19,75	54,15	21,75
129	29639	–	3977	3985	2	6,4	–	–	8,35	40,5	21,5	23,25
130	29640	52	3985	3993	1	12,2	–	–	1,65	33	41,9	11,25
131	29643	–	3985	3993	8	13,6	–	–	1,65	13,9	59,9	10,95
132	29645	–	3985	3993	16	10,6	–	–	2,8	40,45	33,85	12,3
133	29648	–	3985	3993	22	4,3	–	2,15	5,9	16,55	43,3	27,8
134	29653	–	3985	3993	36	11	–	–	4	35,5	36,35	13,15
135	29660	–	3985	3993	54	1,6	–	–	1,5	9,5	59,25	28,15
136	29668	–	3985	3993	77	6	–	–	1,75	17,9	60,15	14,2
137	29670	53	3993	4001	1	16,1	–	–	1,65	31,4	31,65	19,2
138	29672	–	3993	4001	5	2,1	–	–	2,25	51	27,9	16,75
139	29676	–	3993	4001	17	2,8	–	–	2,05	47,15	30	18
140	29679	–	3993	4001	25	13,4	–	–	2,5	33,65	41,3	8,95
141	29682	–	3993	4001	31	1,6	–	–	2,90	35,9	39,65	19,95
142	29685	–	3993	4001	39	12,6	–	–	1,05	39,4	34,8	12,15
143	29689	54	4001	4009	1	1,8	–	–	1,6	1,6	30,35	28,35
144	29690	–	4001	4009	4	7	–	–	4,35	40,35	37,5	16
145	29693	–	4001	4009	12	1,3	–	–	–	45,8	33,75	19,15
146	29696	–	4001	4009	19	4,4	–	–	1,85	18,25	47	28,5
147	29700	–	4001	4009	33	11,4	–	–	1,85	36,85	31,6	18,3
148	29702	–	4001	4009	38	6,6	–	–	2,1	39,35	38,2	3,75
149	29705	–	4001	4009	43	1,6	–	–	2,5	45,75	27,7	22,45
150	29708	–	4001	4009	54	7	–	–	1,65	43,35	36,65	16,35
151	29710	–	4001	4009	56	6,8	–	–	1,65	41,45	30,4	19,7
152	29722	56	4018	4026	46	1,3	–	–	0,85	8,5	53,25	36,1
153	29730	57	4026	4034	6	19,6	–	–	1,05	32,4	30,5	16,8
154	29732	–	4026	4034	10	11,7	–	–	1	7,85	51,1	28,35
155	29734	–	4026	4034	16	6,5	–	–	1,4	28,65	38,75	24,7
156	29735	–	4026	4034	18	12,4	–	–	1,4	25,15	40	21,05
157	29743	59	4042	4051	3	9,4	–	–	1,15	41,9	22,9	24,65
158	29747	–	4042	4051	11	11,4	–	–	1,7	38,9	25,5	22,5
159	29750	–	4042	4051	18	7,1	–	–	0,9	20,8	45	25,7
160	29754	–	4042	4051	26	2,2	–	–	2,7	35,25	33	26,85
161	29757	–	4042	4051	31	8	–	–	1,85	44	21,2	21,95
162	29761	–	4042	4051	38	11	–	–	1,9	39,9	28,4	22,8
163	29766	–	4042	4051	53	10,9	–	–	2,5	14,8	42,9	28,9
164	29775	61	4059	4067	3	8,8	–	–	0,8	8,8	53,75	27,85
165	29777	–	4059	4067	9	10,9	–	–	1,1	37	28,25	22,75
166	29782	–	4059	4067	22	17	–	–	1,4	36,65	29,15	15,8
167	29783	–	4059	4067	28	4,2	–	–	1,6	10,55	52,75	30,9
168	29789	–	4059	4067	45	8,8	–	–	0,8	9,1	50,9	30,4
169	29791	–	4059	4067	52	3,7	–	–	1,5	14,75	44,35	35,7
170	29794	–	4059	4067	59	11,2	–	–	0,55	26,15	35,65	26,45
171	29799	–	4059	4067	75	6,6	–	–	2,9	9,9	52,5	28,1
172	29803	62	4067	4076	9	1,1	–	–	1	39,4	34,5	24
173	29804	–	4067	4076	10	1,3	–	–	2,75	37,75	32,5	14
174	29806	–	4067	4076	15	6,8	–	–	1,65	28	41,15	22,4

Продовження таблиці А.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
175	29809	--	4067	4076	22	12	--	--	2	33,75	26,9	25,35
176	29811	--	4067	4076	29	15,5	--	--	2	43,3	30,3	8,9
177	29814	--	4067	4076	35	12	--	--	2,3	40,5	32,4	12,8
178	29817	--	4067	4076	48	11,6	--	--	2,35	48,5	12,5	18,05
179	29819	--	4067	4076	51	18	--	1,25	11,65	35,5	10,4	23,2
180	29821	--	4067	4076	54	10,6	--	--	2,9	36,75	24	24,75
181	29825	--	4067	4076	71	8,2	--	--	4	45	26,1	16,7
182	29826	--	4067	4076	69	11,2	--	--	1,85	36,3	36,25	14,4
183	29829	63	4076	4084	23	12,2	--	--	4,75	56,35	17	9,7
184	29833	--	4076	4084	33	8,6	--	--	7	55,9	12,85	8,65
185	29836	--	4076	4084	41	8,8	--	--	16,6	46,5	16,1	12
186	29838	--	4076	4084	45	9,2	--	--	5,5	52	21,9	11,4
187	29875	--	4076	4084	39	8,6	--	2,65	18,7	35	17,3	17,75
188	29847	70	4135	4143	17	11	--	--	6,25	30	26	26,75
189	29852	78	4199	4209	2	11,6	--	--	2,4	21,9	51	13,1
190	29862	79	4209	4217	1	4,6	--	--	5,4	35,15	37,4	17,45
191	29868	--	4209	4217	4	8	--	--	7,9	36,3	32	15,8
192	29873	--	4209	4217	12	3	--	--	6,25	32,1	36,9	21,75
193	29877	80	4217	4225	6	6,6	--	--	2,8	33,5	43	14,1
194	29879	--	4217	4225	10	5	--	--	6,35	22,3	47,9	18,45
195	29881	--	4217	4225	16	7,4	--	1,8	5,9	13,65	47	24,25
196	29886	--	4217	4225	33	4,2	--	--	2,5	30,5	38,15	24,65
197	29888	--	4217	4225	39	7,6	--	--	3,75	22,75	45,6	20,3
198	29889	--	4217	4225	41	9	--	--	3,9	31,1	35	21
199	29901	81	4225	4233	26	11,2	--	--	3,1	35,15	33,5	17,05
200	29904	--	4225	4233	31	4,6	--	2,5	45,15	22	12,65	13,1
201	29892	--	4225	4233	4	7,2	--	--	10,25	50	20,1	12,45
202	29895	--	4225	4233	4	6	--	--	8,9	50,2	19	15,9
203	29896	--	4225	4233	13	5,8	--	--	18,4	42,5	17,4	16,25
204	29898	--	4225	4233	19	6,6	--	--	6,25	47,4	19,65	20,1
205	29220	85	4251	4259	25	4,4	--	--	11,5	49,1	16	19
206	29223	--	4251	4259	33	10,3	--	--	15,25	38,25	13	28,6
207	29226	--	4251	4259	42	10,2	--	--	8,1	41,3	18,5	21,9
208	29229	--	4251	4259	51	1,7	--	--	12,75	52	12	21,55
209	29231	86	4259	4267	1	1,6	--	--	19,25	12,85	48,1	18,2
210	29233	--	4259	4267	7	3	--	--	48,25	23,75	12,85	12,15
211	29234	--	4259	4267	10	5	--	--	50	21,3	11,9	11,8
212	29237	--	4259	4267	16	2,1	--	--	27,5	38,5	13,75	18,15
213	29240	--	4259	4267	22	6	--	--	17,5	47,85	15,1	13,55
214	29249	--	4259	4267	39	0,8	--	--	33,65	34,9	10,4	20,25
215	29252	--	4259	4267	47	5	--	3,15	38,9	27,4	13,9	11,65
216	29254	--	4259	4267	53	1,9	--	--	26	40,1	15,25	16,75
217	29255	--	4259	4267	55	1,9	--	--	41,35	31,35	13,75	11,65
218	29259	87	4267	4275	3	7	--	--	5,15	51,55	20,8	15,5
219	29260	--	4267	4275	6	0,2	--	--	8,9	55,6	16,35	19,05
220	29266	--	4267	4275	26	1,6	--	--	43,6	7,5	27	20,3
221	29269	88	4275	4283	1	6,4	--	--	25,7	42,5	13,5	11,9

Продовження таблиці А.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
222	29271	–	4275	4283	8	0,7	–	5,2	32,35	34,3	12,1	15,3
223	29273	–	4275	4283	14	1,5	–	–	34,35	36,75	9,6	17,8
224	29274	–	4275	4283	17	4	11,25	25,25	23,95	15,5	6,5	13,55
225	29276	–	4275	7283	25	0,6	–	1,25	18,9	47,65	12,9	18,8
226	29277	–	4275	4283	25	0,6	–	–	15	53,9	13,5	17
227	29278	–	4275	4283	28	6,6	–	–	10,5	55,75	16,1	11,05
228	29281	89	4283	4292	1	2,1	–	8,25	48	19,25	9,35	13,05
229	29282	–	4283	4292	5	5,4	–	–	32,4	32,75	13,85	15,6
230	29285	–	4283	4292	13	2,1	–	18,4	35,6	20,65	9,9	13,35
231	29288	–	4283	4292	22	6	–	–	16,9	45,85	11,9	19,35
232	29291	–	4283	4292	29	1,8	–	–	49,6	20,6	11,6	16,4
233	29294	–	4283	4292	51	1,7	–	33,9	30,15	12,25	7,85	14,15
234	29296	–	4283	4292	42	7,6	–	–	54,5	11,3	21,75	4,85
235	29298	–	4283	4292	48	2,4	–	14,1	49,6	14,1	7,95	11,85
236	29299	–	4283	4292	57	2,3	–	41,7	24,75	9,6	1,85	19,8
237	29301	–	4283	4292	57	2,3	–	37,55	23,1	12,6	6,6	17,65
238	29303	–	4283	4292	63	0,5	–	20,15	45	13,5	8,65	12,2
239	29304	–	4283	4292	66	1,6	–	18,25	43,5	13,25	10,1	13,2
240	29306	90	4292	4300	3	7,6	–	–	7,4	52,3	24,5	8,2
241	29308	–	4292	4300	10	8,2	–	–	10	46,6	22,4	12,8
242	29310	–	4292	4300	18	6,6	–	18,6	21,85	31,75	11,35	9,85
243	29322	92	4308	4319	1	4,7	–	–	28,35	38	12,85	16,1
244	29324	–	4308	4319	6	8	–	–	24,6	46,1	13,25	8,05
245	29325	–	4308	4319	10	1,6	–	–	9	56,3	15,25	17,85
246	29327	–	4308	4319	17	2,1	–	–	38,65	31,5	9,85	17,9
247	29330	–	4308	4319	27	9	–	–	18,1	47,95	17,95	7
248	29331	–	4308	4319	28	0,6	–	9,5	50,5	22	10,3	7,1
249	29333	–	4308	4319	34	1,1	–	–	46,9	27,8	14,5	9,7
250	29334	–	4308	4319	35	5,2	–	4,75	40,75	24,1	13,1	12,1
251	29336	93	4319	4330	4	5,6	–	–	17,25	47,6	18,5	14,05
252	29339	–	4319	4330	14	8,6	–	–	7,65	54,75	16,5	12,5
253	29344	–	4319	4330	25	1,6	3,1	21,6	35,75	15,6	9,35	13
254	29342	–	4319	4330	22	0,5	–	–	37,6	31,1	15,1	15,7
255	29351	94	4330	4339	3	19,6	6,25	11,75	23,6	11	6,1	21,7
256	29352	–	4330	4339	5	1,1	–	6,9	42,3	19,5	9,9	20,3
257	29353	–	4330	4339	7	6	–	7,95	9,2	11,7	21,6	43,55
258	29354	–	4330	4339	10	1,4	–	3,6	48,25	20,25	10,75	15,75
259	29355	–	4330	4339	13	4	–	5,05	50,5	18,8	11	10,65
260	29357	–	4330	4339	16	7,6	–	1,75	39	27,85	11,6	12,2
261	29359	–	4330	4339	22	9,6	–	–	28,85	35,85	11,85	13,85
262	29360	–	4330	4339	25	2,7	–	6,25	48	15,5	8,85	18,7
263	29361	–	4330	4339	28	7	–	4,1	49,6	18,25	8,85	12,2
264	29362	–	4330	4339	32	1,9	–	7,25	45,25	20,5	10,25	14,85
265	29363	–	4330	4339	36	3,6	–	5,75	43,4	21,9	5,6	19,75
266	29364	–	4330	4339	37	0,5	–	4,7	28,6	39	14	13,2
267	29357	–	4330	4339	16	2,4	–	2,75	39,5	26,35	11,1	17,9
268	29365	95	4339	4347	1	1,3	–	6,1	44,5	19,75	8,25	20,1

Продовження таблиці А.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
269	29370	--	4339	4347	15	9,6	--	1,75	20,35	42,5	11,85	13,95
270	29372	--	4339	4347	19	4,4	--	33,85	30,25	10,75	4,85	15,9
271	29373	--	4339	4347	21	1,6	--	9,35	44,6	17,4	12,1	14,95
272	29375	--	4339	4347	25	3,6	--	2,85	34,7	10,5	17	31,35
273	29379	--	4339	4347	36	1,3	--	11,6	43,25	19,6	8,15	16,1
274	29382	--	4339	4347	43	9	--	4,35	49,25	19,1	11	7,3
275	29387	--	4339	4347	54	5,4	--	2,5	43,35	26,6	11,5	10,65
276	29389	96	4347	4352	1	1,7	--	7,5	51,5	15,35	11	12,95
277	29390	--	4347	4352	4	4	--	12,75	46	15,25	8,25	13,75
278	29391	--	4347	4352	8	1,8	--	11,5	46,15	15,55	8,65	16,35
279	29392	--	4347	4352	9	5	--	28,85	36,1	13,2	13,45	3,4
280	29393	--	4347	4352	15	4	--	6,5	55,5	12,85	7,25	13,9
281	29394	--	4347	4352	14	3	--	19,5	43,5	6,1	15,1	12,8
св. №16-Розпашнівська												
282	39703	1	3637	3650	1	26,8	--	19	15,2	19	20,1	9,9
283	39722	2	3650	3662	7	9,4	12,45	18,45	12,25	13,85	12,6	21
284	39731	--	3650	3662	16	17	--	7,7	11,2	11,35	17,7	35,05
285	39733	--	3650	3662	18	11	--	14,7	18,95	17,75	14,7	22,9
286	39736	--	3650	3662	21	15,6	15,6	21,2	14,25	14,5	7,95	10,9
287	39741	4	3678	3688	1	2,4	--	--	5,1	25,45	39,35	27,7
288	39746	--	3678	3688	6	3,2	--	--	7,25	25,2	42,6	21,75
289	39750	--	3678	3688	10	2,6	--	--	5,75	20,45	45,35	25,85
290	42008	15	3919	3938	1	5,6	--	--	7,35	9,85	32,75	44,45
291	42012	--	3919	3938	5	3	--	--	8,45	16,1	35,25	37,2
292	42015	17	3960	3982	3	10,4	--	6,5	8,2	19,1	21,5	28,3
293	42038	21	4039	4050	2	6	--	--	11,45	13,6	25,1	43,85
294	42042	22	4050	4059	1	4,8	--	--	12	11,8	23,5	47,9
295	42045	--	4050	4059	4	4,8	--	--	9,6	10,65	27,75	47,2
296	42049	--	4050	4059	8	7,2	--	11,65	10,65	13,15	23,9	33,45
297	42063	--	4050	4059	22	10,2	--	20,4	11,55	9,05	10,8	38
298	42067	--	4050	4059	26	6,6	--	--	11	12,25	25	45,15
299	42072	23	4059	4069	1	4,8	--	--	11,05	11	27,95	45,2
300	42076	--	4059	4069	5	4,2	--	--	8,3	13,3	30,4	43,8
301	42089	--	4059	4069	1,8	5,6	--	9,8	7,8	9,05	21,6	45,95
302	42054	25	4074	4078	1	9,2	--	9,55	14,85	25	18,8	22,6
303	42098	26	4078	4085	4	12	--	8,1	8,15	10	20,1	41,65
304	42100	27	4085	4093	2	13,6	3,25	11,4	17,15	28,25	10,35	16
305	42108	28	4093	4099	2	14	--	--	9,5	45,1	16,5	14,9
306	42116	--	4093	4099	10	11,2	--	--	7,3	31,9	22,95	26,65
307	42126	29	4099	4108	2	8,2	--	--	5	44,4	18,95	23,45
308	42143	32	4217	4220	4	5,2	--	6,5	9,35	15,75	24,3	38,9
309	42147	33	4220	4227	4	16,4	--	4,95	11,7	24,25	25,7	17
310	42156	40	4266	4274	3	4	--	9,5	40,5	22,8	8,2	15
311	42161	--	4266	4274	8	2,4	--	8,7	48	18,4	5	17,5
312	42173	--	4266	4274	20	3	--	--	35,85	36,75	9,85	14,55
313	42181	42	4275	4285	3	2,2	--	17,3	46,85	12,5	3,8	17,35
314	42186	--	4275	4285	8	2,6	--	20,5	38,75	15,5	6,75	15,9

Закінчення таблиці А.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
315	42188	–	4275	4285	10	4,6	–	6,95	42,45	22,35	10,8	12,25
316	42190	–	4275	4285	12	4,2	–	6,7	33,45	29,6	10,4	15,65
317	42194	–	4275	4285	16	4	–	9,1	37,5	25,75	10,25	13,4
318	42197	–	4275	4285	19	5,6	–	12,35	41,6	18,35	7,95	14,15
319	42199	–	4275	4285	21	4,6	–	6,35	34,1	30	11,1	13,85
320	42201	–	4275	4285	23	3,2	1,85	23,9	36,9	13,45	5,65	15,05
321	42203	–	4275	4285	25	4,4	–	8	34,3	27,5	10,75	15,05
322	42207	–	4275	4285	29	3,4	–	15,85	36,5	20,15	7,7	16,4
323	42209	–	4275	4285	31	6,8	–	1,85	37,45	24,6	7,9	21,4
324	42213	–	4275	4285	35	3,8	–	7,8	39,7	24,2	8,45	16,05
325	42216	43	4285	4291	3	6,6	–	11,35	32,85	23,1	6,9	19,2
326	42217		4285	4291	4	2,2	–	4,9	31,15	33,9	9,6	18,25
327	42218	45	4295	4308	1	8,2	–	–	10,75	37,6	20,1	23,35
328	42220	–	4295	4308	3	14,6	–	–	6,9	39,5	19,2	19,8
329	42223	–	4295	4308	6	4	–	–	16,75	46,05	14,25	18,95
330	42225	–	4295	4308	8	6,6	–	–	8,7	38,25	17,3	29,15
331	42229	–	4295	4308	12	14,2	–	10,8	25,9	24,5	9,3	15,3
332	42238	46	4308	4316	7	13,6	3,6	29,25	21,5	10,6	5,35	16,1
333	42241	–	4308	4316	10	3	–	–	24	42,6	9,6	20,8
334	42242	–	4308	4316	11	7,6	–	15,75	32,15	13,5	14,5	16,5
335	42248	–	4308	4316	17	2,6	–	–	24,75	43,3	10,4	18,95
336	42250	–	4308	4316	19	12,4	–	15,85	35,35	16,3	7,45	12,65
337	42251	–	4308	4316	20	15,2	–	25,15	27,4	12,9	7,95	11,4
338	42254	–	4308	4316	23	5,2	–	18,8	43,05	13,65	4,55	14,75
339	42255	–	4308	4316	24	5	–	–	24,8	42,1	7,85	20,25
340	42258	–	4308	4316	27	3,4	–	5,25	31,45	35,45	8,5	15,55
341	42267	48	4308	4335	1	4,2	–	–	17,75	47,5	7,25	23,3
342	42269	–	4325	4335	3	2,2	–	–	10,25	55,15	11,4	21

Таблиця А.6 – Результати лабораторних досліджень взірців керну відібраних з верхньоторгонських відкладів Богородчанського родовища (за матеріалами ІФЕГДС)

№св.	Глибина залягання, м		h, м	Винос керну, м	Винос керну, %	Опис керну	К _{п.заг} , %	К _{п.вільк} , %	К _{пр} ² , МКМ ²	С, %	δ, г/см ³
	покрівлі	підшови									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	1964	1969	5	–	–	Пісковик кварцевий, алевролітовий, дрібнозернистий, світло сірий, міцний.	–	3	–	28,7	–
	1996	2000	4	0,65	16	Алевроліт сірий, кварцевий, міцний, щільний.	6,5	6,2	–	11,8	2,58
3	2010	2017	7	0,65	9,3	Пісковик кварцевий, дрібнозернистий, світло-сірий, слабозцементований.	16,6	16,4	22,6	5,1	2,21
	1288	1298	10	1	10	Алевроліт із прошарками аргілітів.	–	14,5	–	–	–
	1378	1388	10	2,5	25	Пісковик, кварцевий, дрібнозернистий, світло-сірий, слабозцементований.	24,2	21,1	120	6	2,08
4	1465	1472	–	–	–	Алевроліт кварцевий, крупнозернистий, сірого кольору, слабозцементований.	15,2	13,8	0,08	11,1	2,3
	1472	1477	5	1	20	Алевроліт кварцевий, різнозернистий, світло-сірий, слабозцементований.	15,9	14,3	0,16	16,4	2,32
	1472	1477	–	–	–	Глина вапняковиста, алеврогова, сірого кольору.	13,1 14	11,9 9	– 0,01	13,3 17,8	2,38 2,39
6	1472	1477	–	–	–	Алевроліт кварцевий, крупнозернистий, світло-сірий, слабозцементований.	21,7	17,3	0,23	17,8	2,2
	1702	1712	–	–	–	Алевроліт кварцевий, крупнозернистий, сірий, слабозцементований.	16,2	15,4	0,09	12,5	2,27
	1232	1242	10	1,3	13	Пісковик кварцевий, середньозернистий, алевролітовий, слабозцементований.	4,8	4	–	21,6	2,55
7	1633	1637	4	1,2	30	Алевроліт кварцевий слабозцементований.	17,8 14,5	16,2 14	– –	12,7 –	2,21 –
	1900	1907	7	2	28	Алевроліт кварцевий, сірого кольору, слабозцементований, шаруватий.	15	13,9	–	10,6	2,27

Продовження таблиці А.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9	1196,5	1204,5	8	2,5	31	Перешарування пісковиків і аргілітоподібних глин. Пісковики дрібнозернисті, середньозцементовані, заглинизовані, вапняковисті.	14,7	13,4	–	13,8	2,29
	1271	1278	7	3	44	Алевроліт кварцевий, різнозернистий, сірого кольору, слабозцементований.	16,5	14,6	0,02	13,7	2,27
	1342	1347	5	1,5	30	Пісковик кварцевий, дрібнозернистий, алевроліт світло-сірий, слабозцементований.	17,7 14,8	12,2 14,4	– –	10,9 –	2,33 2,41
	1369	1378	9	2,6	2,35	Пісковик кварцевий, дрібнозернистий, алевролітовий, сірого кольору, слабозцементований.	17,1	16,7	–	6,2	2,25
10	1441	1446	5	1,5	30	Пісковик кварцевий, дрібнозернистий, сірого кольору, щільний.	4,8	3	–	26,1	2,56
	1621,5	1626,5	5	2,5	50	Алевроліт кварцевий, крупнозернистий, піщанистий, світло-сірий, слабозцементований.	14,5	10,4	0,09	12,5	2,36
	1669,3	1676,3	7	1,5	21	Пісковик кварцевий, сірого кольору, слабозцементований.	11,4	8,6	0,05	14,3	2,4
	1859	1862	3	2,5	83	Пісковик кварцевий, дрібнозернистий, алевролітовий, світло-сірий, міцнозцементований. Алевроліт кварцевий, різнозернистий, піщаний.	–	6,4	–	9,7	–
14	1165	1175	10	0,5	5	Пісковик олігоміктовий, середньо-дрібнозернистий, алевролітовий.	– – –	20,3 20,5 19,5	– – –	5,5 2,8 2,8	– – –
	1272	1278	6	0,5	8,4	Пісковик олігоміктовий, дрібно- і середньозернистий, світло-сірий, слабозцементований.	–	21,6	580	5,9	–
	1295	1300	5	2	4	Алевроліт кварцевий, різнозернистий, темно-сірий, щільний, міцний.	–	9,5	0,01	25,3	–
	1387	1397	10	1,5	15	Алевроліт кварцевий, крупнозернистий, піщанистий, темно-сірий, щільний, міцний.	–	5,4	0,01	23,2	–

Продовження таблиці А.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
16	1119,6	1125,6	4	-	-	Пісковик олігоміктовий, алевролітовий, слабозцементований.	-	21,2	-	5,1	-
	1136	1142	6	-	-	Алевроліт кварцевий, різнозернистий, сірого кольору.	-	16,1	-	8	-
17	1178	1182	-	-	-	Алевроліт кварцевий, різнозернистий, темносірий, щільний.	-	16,2	-	8,9	-
	1256,1	1260,9	-	-	-	Алевроліт кварцевий, різнозернистий, темносірий, щільний.	-	9,8	-	23,2	-
18	1148	1153	5	-	-	Пісковик кварцевий, слабозцементований, дрібнозернистий.	28,3	26,4	-	4,5	1,9
							27,3	25,8	-	4,8	1,94
							25,2	22,9	200,6	4,6	1,96
							24,9	23,7	-	7,3	1,99
							-	20,2	173,4	6,6	2,07
19	1122	1127	5	-	-	Пісковик кварцевий, середньозернистий, слабозцементований, алевролітовий.	-	20,5	-	6,4	-
							-	21,9	236	4,7	2,01
							-	21,9	491,6	8,1	2,02
							-	20,4	137,2	10,3	2,07
							-	21,5	133,5	7,2	2,05
19	1141	1151	10	-	-	Пісковик кварцево-олігоміктовий, дрібнозернистий, алевролітовий, сірого кольору.	-	23,8	6,8	-	-
							-	13,41	-	6,8	2,14
							-	17,8	-	10	1,98

Закінчення таблиці А.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
22	1117	1123	6	-	-	Пісковик олігоміктовий, різнозернистий, алевролітовий, світло-сірий, слабозцементований.	-	25,4	-	4	1,98
	1160	1166	6	-	-	Пісковик олігоміктовий, середньозернистий, алевролітовий, темно-сірий, щільний, слабозцементований.	-	10	-	8,8	-
	середина	-	-	-	-	Пісковик олігоміктовий, різнозернистий, світло-сірий, щільний, середньої міцності.	-	5,4	-	14,1	-
	низ	-	-	-	-	Пісковик олігоміктовий, середньозернистий, світло-сірий, щільний, середньої міцності.	8,1	7,6	0,09	13,8	2,48
23	1180	1185	5	-	-	Пісковик олігоміктовий, середньозернистий, світло-сірий, щільний, середньої міцності.	-	4,6	-	32,5	-
	1180	1185	-	-	-	Алевроліт кварцевий, крупнозернистий, піщанистий, світло-сірий, щільний, шаруватий, слабозцементований.	-	15,2	-	12	-
	1090	1095	-	-	-	Алевроліт кварцевий, різнозернистий, сірого кольору, середньої міцності.	13,3	10,6	0,02	15,8	2,34
	1160	1165	-	-	-	Пісковик кварцевий, дрібнозернистий алевролітовий, сірого кольору.	-	10,7	-	9,8	7

Таблиця А.7 – Визначення типу цементу порід-колекторів продуктивної пачки “А” Богородчанського родовища

№ св.	Глибина залягання, м		h, м	ρ_c , Омм	ρ_f , Омм	$\rho^{МБК}$, Омм	ΔI_γ	$\Delta I_{пу}$	$K_n^{МБК}$, %	$K_n^{ГК}$, %	Тип цементу
	пок.	під.									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9	1090,4	1093,1	2,7	–	0,17	–	0,26	0,51	–	17,3	Карбонатно-глинистий
9	1093,1	1094,3	1,2	–	0,17	–	0,39	0,33	–	12,8	Глинисто-карбонатний
9	1094,3	1097,1	2,8	–	0,17	–	0,02	0,48	–	25,5	Карбонатно-глинистий
9	1097,1	1099,1	2	–	0,17	–	0,28	0,41	–	16,6	Глинисто-карбонатний
9	1099,1	1102	2,9	–	0,17	–	0,10	0,65	–	22,6	Карбонатно-глинистий
9	1102	1104,8	2,8	–	0,17	–	0,38	0,44	–	13,1	Глинисто-карбонатний
9	1104,8	1109,3	4,5	–	0,17	–	0,11	0,70	–	22,4	Карбонатно-глинистий
9	1109,3	1113,7	4,4	–	0,17	–	0,19	0,58	–	19,6	Карбонатно-глинистий
9	1113,7	1116,8	3,1	–	0,12	–	0,02	0,71	–	25,3	Карбонатно-глинистий
9	1116,8	1118,2	1,4	–	0,12	–	0,20	0,60	–	19,2	Карбонатно-глинистий
9	1118,2	1120,7	2,5	–	0,12	–	0,03	0,97	–	25,1	Карбонатно-глинистий
23	1132	1144,3	12,3	–	0,24	–	0,08	0,85	–	23,3	Карбонатно-глинистий
23	1144,3	1150,6	6,3	–	–	–	0,18	0,23	–	19,9	Глинисто-карбонатний
23	1150,6	1155,6	5	–	–	–	0,07	0,21	–	23,8	Глинисто-карбонатний
23	1155,6	1157,2	1,6	–	–	–	0,25	0,14	–	17,7	Глинисто-карбонатний
23	1157,2	1160,3	3,1	–	–	–	0,11	0,20	–	22,1	Глинисто-карбонатний
23	1160,3	1161,5	1,2	–	–	–	0,30	0,11	–	15,9	Глинисто-карбонатний
23	1161,5	1163,3	1,8	–	–	–	0,13	0,14	–	21,7	Глинисто-карбонатний
23	1163,3	1166,8	3,5	–	–	–	0,30	0,02	–	15,7	Глинисто-карбонатний
33	1106,4	1109,1	2,7	–	0,1	2,67	0,34	0,33	18,3	–	Глинисто-карбонатний
33	1109,1	1130,2	21,1	–	0,1	2,64	0,09	0,75	18,4	–	Карбонатно-глинистий
33	1130,2	1131,3	1,1	–	0,1	2,55	0,39	0,59	18,8	–	Карбонатно-глинистий
33	1131,3	1135,9	4,6	–	0,1	2,14	0,13	0,73	20,6	–	Карбонатно-глинистий
37	1096	1096,8	0,8	0,5	0,31	16,00	0,24	0,45	13,0	–	Глинисто-карбонатний
37	1096,8	1097,7	0,9	0,5	0,31	7,58	0,49	0,40	19,2	–	Глинисто-карбонатний
37	1097,7	1122,5	24,8	0,5	0,31	15,50	0,10	0,82	13,2	–	Карбонатно-глинистий
37	1122,5	1123,4	0,9	0,5	0,31	2,30	0,35	0,45	31,7	–	Карбонатно-глинистий
37	1123,4	1124,9	1,5	0,5	0,31	10,38	0,20	0,56	16,3	–	Карбонатно-глинистий
40	1103,6	1105,5	1,9	0,5	0,31	56,33	0,37	0,51	6,7	–	Глинисто-карбонатний
40	1105,5	1107,7	2,2	0,5	0,31	56,33	0,33	0,36	6,7	–	Глинисто-карбонатний
40	1107,7	1108,9	1,2	0,5	0,31	68,77	0,08	0,46	6,1	–	Глинисто-карбонатний
40	1108,9	1109,8	0,9	0,5	0,31	14,57	0,21	0,03	13,7	–	Глинисто-карбонатний
40	1109,8	1112,4	2,6	0,5	0,31	62,27	0,02	0,69	6,4	–	Карбонатно-глинистий
41	1104,2	1118,7	14,5	0,3	0,18	6,49	0,11	0,82	15,4	–	Карбонатно-глинистий
41	1118,7	1120,5	1,8	0,3	0,18	4,12	0,22	0,79	19,6	–	Карбонатно-глинистий
41	1120,5	1125,2	4,7	0,3	0,18	5,83	0,06	0,92	16,3	–	Карбонатно-глинистий
41	1125,2	1126,7	1,5	0,3	0,18	3,07	0,37	0,50	22,8	–	Карбонатно-глинистий
42	1120	1122,1	2,1	0,42	0,23	6,98	0,33	0,34	17,2	–	Глинисто-карбонатний
42	1122,1	1123	0,9	0,42	0,23	6,19	0,43	0,33	18,3	–	Глинисто-карбонатний
42	1123	1126,5	3,5	0,42	0,23	6,04	0,23	0,40	18,5	–	Глинисто-карбонатний
42	1126,5	1127,7	1,2	0,42	0,23	5,82	0,35	0,36	18,9	–	Глинисто-карбонатний

Продовження таблиці А.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
42	1127,7	1129,8	2,1	0,42	0,23	5,84	0,17	0,44	18,8	–	Карбонатно-глинистий
42	1129,8	1132,2	2,4	0,42	0,23	1,76	0,60	0,10	33,1	–	Глинисто-карбонатний
42	1132,2	1138,8	6,6	0,42	0,23	7,22	0,14	0,65	16,8	–	Карбонатно-глинистий
42	1138,8	1140	1,2	0,42	0,23	5,27	0,48	0,34	19,9	–	Глинисто-карбонатний
42	1140	1142,3	2,3	0,42	0,23	6,85	0,26	0,57	17,3	–	Карбонатно-глинистий
42	1142,3	1143,4	1,1	0,42	0,23	5,78	0,34	0,63	18,9	–	Карбонатно-глинистий
42	1143,4	1155,9	12,5	0,42	0,23	18,30	0,06	0,81	10,4	–	Карбонатно-глинистий
43	1132,6	1133,9	1,3	0,45	0,26	–	0,17	0,51	–	20,3	Карбонатно-глинистий
43	1133,9	1136,7	2,8	0,45	0,26	–	0,33	0,34	–	14,8	Глинисто-карбонатний
43	1136,7	1138	1,3	0,45	0,26	–	0,08	0,66	–	23,4	Карбонатно-глинистий
43	1138	1139	1	0,45	0,26	–	0,21	0,48	–	18,8	Карбонатно-глинистий
43	1139	1147,3	8,3	0,45	0,26	–	0,04	0,77	–	24,5	Карбонатно-глинистий
43	1147,3	1148,5	1,2	0,45	0,26	–	0,23	0,75	–	18,2	Карбонатно-глинистий
43	1148,5	1152,2	3,7	0,45	0,26	–	0,08	0,84	–	23,3	Карбонатно-глинистий
46	1101,6	1103,4	1,8	1,5	1	–	0,11	0,60	–	22,3	Карбонатно-глинистий
46	1103,4	1104,4	1	1,5	1	–	0,43	0,47	–	11,5	Глинисто-карбонатний
46	1104,4	1105,9	1,5	1,5	1	–	0,11	0,73	–	22,1	Карбонатно-глинистий
46	1105,9	1107,1	1,2	1,5	1	–	0,46	0,46	–	10,4	Глинисто-карбонатний
46	1107,1	1109,7	2,6	1,5	1	–	0,09	0,72	–	23,0	Карбонатно-глинистий
46	1109,7	1111,1	1,4	1,5	1	–	0,24	0,38	–	17,8	Глинисто-карбонатний
46	1111,1	1112	0,9	1,5	1	–	0,02	0,78	–	25,3	Карбонатно-глинистий
46	1112	1112,8	0,8	1,5	1	–	0,33	0,71	–	14,7	Карбонатно-глинистий
46	1112,8	1116,1	3,3	1,5	1	–	0,03	0,96	–	24,8	Карбонатно-глинистий
46	1116,1	1119,3	3,2	1,5	1	–	0,30	0,47	–	15,9	Карбонатно-глинистий
46	1119,3	1120,9	1,6	1,5	1	–	0,33	0,45	–	14,9	Карбонатно-глинистий
46	1120,9	1123,7	2,8	1,5	1	–	0,06	0,78	–	23,9	Карбонатно-глинистий
46	1123,7	1125,1	1,4	1,5	1	–	0,22	0,65	–	18,5	Карбонатно-глинистий
46	1125,1	1127	1,9	1,5	1	–	0,03	0,77	–	25,1	Карбонатно-глинистий
46	1127	1128,4	1,4	1,5	1	–	0,52	0,47	–	8,4	Глинисто-карбонатний
46	1128,4	1129,5	1,1	1,5	1	–	0,02	0,65	–	25,3	Карбонатно-глинистий
46	1129,5	1132,3	2,8	1,5	1	–	0,19	0,48	–	19,6	Карбонатно-глинистий
46	1132,3	1134,4	2,1	1,5	1	–	0,37	0,36	–	13,6	Глинисто-карбонатний
46	1134,4	1135,7	1,3	1,5	1	–	0,70	0,19	–	2,2	Глинисто-карбонатний
46	1135,7	1137	1,3	1,5	1	–	0,33	0,08	–	14,7	Глинисто-карбонатний
48	1112	1113,6	1,6	0,32	0,18	8,04	0,21	0,36	14,0	–	Глинисто-карбонатний
48	1113,6	1115,4	1,8	0,32	0,18	4,96	0,56	0,26	18,0	–	Глинисто-карбонатний
48	1115,4	1122,2	6,8	0,32	0,18	7,80	0,10	0,81	14,2	–	Карбонатно-глинистий
48	1122,2	1127,3	5,1	0,32	0,18	8,69	0,04	0,85	13,5	–	Карбонатно-глинистий
48	1127,3	1129	1,7	0,32	0,18	5,61	0,16	0,62	16,9	–	Карбонатно-глинистий
48	1129	1131,6	2,6	0,32	0,18	8,51	0,11	0,87	13,6	–	Карбонатно-глинистий
48	1131,6	1132,6	1	0,32	0,18	4,37	0,34	0,34	19,3	–	Глинисто-карбонатний
48	1132,6	1133,6	1	0,32	0,18	9,34	0,14	0,52	13,0	–	Карбонатно-глинистий
50	1098,1	1099,2	1,1	0,8	0,47	20,62	0,20	0,76	14,2	–	Карбонатно-глинистий
50	1099,2	1100,5	1,3	0,8	0,47	11,82	0,34	0,62	18,9	–	Карбонатно-глинистий
50	1100,5	1111,4	10,9	0,8	0,47	19,28	0,10	0,89	14,7	–	Карбонатно-глинистий
50	1111,4	1113,7	2,3	0,8	0,47	11,94	0,15	0,81	18,8	–	Карбонатно-глинистий
50	1113,7	1115,6	1,9	0,8	0,47	16,28	0,03	0,95	16,0	–	Карбонатно-глинистий
50	1115,6	1118,1	2,5	0,8	0,47	8,52	0,18	0,79	22,4	–	Карбонатно-глинистий

Продовження таблиці А.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
50	1118,1	1133,4	15,3	0,8	0,47	17,69	0,08	0,92	15,3	–	Карбонатно-глинистий
50	1133,4	1134,6	1,2	0,8	0,47	8,89	0,25	0,66	21,9	–	Карбонатно-глинистий
50	1134,6	1136,1	1,5	0,8	0,47	16,34	0,09	0,85	16,0	–	Карбонатно-глинистий
50	1136,1	1138,2	2,1	0,8	0,47	10,60	0,28	0,33	20,0	–	Глинисто-карбонатний
51	1156	1157,4	1,4	0,45	0,26	15,21	0,15	0,66	12,2	–	Карбонатно-глинистий
51	1157,4	1158,7	1,3	0,45	0,26	6,44	0,45	0,48	19,1	–	Карбонатно-глинистий
51	1158,7	1161,7	3	0,45	0,26	10,52	0,22	0,68	14,8	–	Карбонатно-глинистий
51	1161,7	1172,8	11,1	0,45	0,26	12,14	0,06	0,76	13,7	–	Карбонатно-глинистий
51	1172,8	1174,4	1,6	0,45	0,26	6,58	0,18	0,59	18,8	–	Карбонатно-глинистий
51	1174,4	1176,1	1,7	0,45	0,26	7,37	0,02	0,90	17,8	–	Карбонатно-глинистий
51	1176,1	1176,8	0,7	0,45	0,26	7,76	0,29	0,71	17,3	–	Карбонатно-глинистий
51	1176,8	1179,3	2,5	0,45	0,26	7,10	0,04	0,85	18,1	–	Карбонатно-глинистий
51	1179,3	1180,5	1,2	0,45	0,26	6,34	0,27	0,53	19,2	–	Карбонатно-глинистий
51	1180,5	1183,7	3,2	0,45	0,26	6,64	0,12	0,59	18,8	–	Карбонатно-глинистий
51	1183,7	1184,6	0,9	0,45	0,26	6,47	0,38	0,46	19,0	–	Карбонатно-глинистий
51	1184,6	1186	1,4	0,45	0,26	9,95	0,03	0,30	15,2	–	Глинисто-карбонатний
51	1186	1187,2	1,2	0,45	0,26	7,76	0,24	0,35	17,3	–	Глинисто-карбонатний
51	1187,2	1188,5	1,3	0,45	0,26	4,46	0,72	0,25	23,1	–	Глинисто-карбонатний
51	1188,5	1189,2	0,7	0,45	0,26	8,00	0,22	0,43	17,0	–	Карбонатно-глинистий
53	1114,8	1119,8	5	0,25	0,16	11,26	0,43	0,23	11,1	–	Глинисто-карбонатний
53	1119,8	1130,7	10,9	0,25	0,16	20,00	0,09	0,72	8,2	–	Карбонатно-глинистий
53	1130,7	1131,7	1	0,25	0,16	10,19	0,39	0,38	11,7	–	Глинисто-карбонатний
53	1131,7	1134,4	2,7	0,25	0,16	33,18	0,08	0,67	6,3	–	Карбонатно-глинистий
54	1114,4	1115,7	1,3	0,25	0,16	7,09	0,13	0,59	14,1	–	Карбонатно-глинистий
54	1115,7	1116,9	1,2	0,25	0,16	5,90	0,37	0,45	15,5	–	Карбонатно-глинистий
54	1116,9	1121	4,1	0,25	0,16	5,91	0,14	0,73	15,5	–	Карбонатно-глинистий
54	1121	1122	1	0,25	0,16	9,00	0,02	0,97	12,4	–	Карбонатно-глинистий
54	1122	1123,9	1,9	0,25	0,16	8,91	0,18	0,75	12,5	–	Карбонатно-глинистий
54	1123,9	1125,4	1,5	0,25	0,16	4,81	0,02	0,38	17,2	–	Глинисто-карбонатний
54	1125,4	1126,8	1,4	0,25	0,16	8,45	0,34	0,43	12,8	–	Глинисто-карбонатний
55	1124	1127,2	3,2	0,7	0,42	–	0,21	0,88	–	18,9	Карбонатно-глинистий
55	1127,2	1128,6	3,2	0,7	0,42	–	0,12	0,80	–	21,9	Карбонатно-глинистий
55	1128,6	1131,6	7,6	0,7	0,42	–	0,05	0,90	–	24,3	Карбонатно-глинистий
60	1120,8	1124,1	3,3	0,6	0,36	3,97	0,23	0,55	29,1	–	Карбонатно-глинистий
60	1124,1	1126,6	2,5	0,6	0,36	4,03	0,48	0,31	28,8	–	Глинисто-карбонатний
60	1126,6	1129,7	3,1	0,6	0,36	3,72	0,31	0,39	30,0	–	Карбонатно-глинистий
60	1129,7	1134	4,3	0,6	0,36	1,18	0,55	0,14	34,6	–	Глинисто-карбонатний
60	1134	1135,7	1,7	0,6	0,36	6,40	0,07	0,76	22,7	–	Карбонатно-глинистий
60	1135,7	1136,6	0,9	0,6	0,36	4,47	0,83	0,44	27,3	–	Карбонатно-глинистий
60	1136,6	1139,5	2,9	0,6	0,36	3,70	0,12	0,49	30,1	–	Карбонатно-глинистий
60	1139,5	1140,9	1,4	0,6	0,36	1,82	0,57	0,18	33,6	–	Глинисто-карбонатний
60	1140,9	1142,1	1,2	0,6	0,36	4,05	0,11	0,39	28,7	–	Карбонатно-глинистий
60	1142,1	1143,5	1,4	0,6	0,36	3,05	0,43	0,48	33,4	–	Карбонатно-глинистий
60	1143,5	1149,4	5,9	0,6	0,36	4,12	0,09	0,69	28,5	–	Карбонатно-глинистий
60	1149,4	1151,4	2	0,6	0,36	3,26	0,23	0,47	32,2	–	Карбонатно-глинистий
60	1151,4	1157	5,6	0,6	0,36	3,22	0,17	0,49	32,4	–	Карбонатно-глинистий
61	1155,3	1159,6	4,3	0,35	0,19	–	0,07	0,75	–	23,6	Карбонатно-глинистий
61	1159,6	1161,5	1,9	0,35	0,19	–	0,13	0,96	–	21,5	Карбонатно-глинистий

Продовження таблиці А.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
61	1161,5	1166,7	5,2	0,35	0,19	–	0,04	0,81	–	24,7	Карбонатно-глинистий
63	1123,5	1129	5,5	0,35	0,19	–	0,13	0,93	–	21,8	Карбонатно-глинистий
63	1129	1130,2	1,2	0,35	0,19	–	0,23	0,75	–	18,1	Карбонатно-глинистий
63	1130,2	1132,8	2,6	0,35	0,19	–	0,09	0,97	–	23,1	Карбонатно-глинистий
63	1132,8	1134,4	1,6	0,35	0,19	–	0,12	0,62	–	22,0	Карбонатно-глинистий
63	1134,4	1138,2	3,8	0,35	0,19	–	0,02	0,93	–	25,3	Карбонатно-глинистий
63	1138,2	1144,3	6,1	0,35	0,19	–	0,15	0,89	–	20,9	Карбонатно-глинистий
64	1098,9	1103,6	4,7	–	–	–	0,08	0,97	–	23,4	Карбонатно-глинистий
64	1103,6	1105,5	1,9	–	–	–	0,14	0,65	–	21,2	Карбонатно-глинистий
64	1105,5	1106,6	1,1	–	–	–	0,25	0,30	–	17,7	Глинисто-карбонатний
64	1106,6	1110,9	4,3	–	–	–	0,10	0,67	–	22,7	Карбонатно-глинистий
64	1110,9	1113	2,1	–	–	–	0,12	0,49	–	22,0	Карбонатно-глинистий
64	1113	1114,3	1,3	–	–	–	0,02	0,69	–	25,5	Карбонатно-глинистий
64	1114,3	1116,5	2,2	–	–	–	0,20	0,52	–	19,2	Карбонатно-глинистий
64	1116,5	1118,7	2,2	–	–	–	0,11	0,92	–	22,4	Карбонатно-глинистий
64	1118,7	1120,3	1,6	–	–	–	0,27	0,45	–	16,9	Карбонатно-глинистий
64	1120,3	1121,3	1	–	–	–	0,04	0,77	–	24,7	Карбонатно-глинистий
64	1121,3	1122,2	0,9	–	–	–	0,18	0,52	–	20,0	Карбонатно-глинистий
64	1122,2	1123,5	1,3	–	–	–	0,01	0,81	–	25,6	Карбонатно-глинистий
64	1123,5	1124,7	1,2	–	–	–	0,33	0,56	–	14,9	Карбонатно-глинистий
64	1124,7	1125,6	0,9	–	–	–	0,21	0,36	–	18,9	Глинисто-карбонатний
65	1122,4	1125,3	2,9	0,3	0,18	–	0,34	0,44	–	14,5	Глинисто-карбонатний
65	1125,3	1126,3	1	0,3	0,18	–	0,27	0,36	–	16,9	Глинисто-карбонатний
65	1126,3	1128,1	1,8	0,3	0,18	–	0,01	0,80	–	25,8	Карбонатно-глинистий
65	1128,1	1135,6	7,5	0,3	0,18	–	0,10	0,85	–	22,5	Карбонатно-глинистий
66	1146,8	1148,9	2,1	0,35	0,19	8,10	0,23	0,60	14,4	–	Карбонатно-глинистий
66	1148,9	1152,3	3,4	0,35	0,19	8,50	0,39	0,55	14,0	–	Карбонатно-глинистий
66	1152,3	1159,5	7,2	0,35	0,19	11,00	0,06	0,94	12,2	–	Карбонатно-глинистий
66	1159,5	1163,4	3,9	0,35	0,19	12,35	0,21	0,80	11,5	–	Карбонатно-глинистий
66	1163,4	1164,8	1,4	0,35	0,19	15,36	0,04	0,85	10,3	–	Карбонатно-глинистий
66	1164,8	1166,9	2,1	0,35	0,19	9,00	0,36	0,61	13,6	–	Карбонатно-глинистий
67	1084,7	1104,4	19,7	0,5	0,31	17,48	0,10	0,49	12,4	–	Карбонатно-глинистий
67	1104,4	1106	1,6	0,5	0,31	17,48	0,15	0,40	12,4	–	Глинисто-карбонатний
67	1106	1109,1	3,1	0,5	0,31	17,48	0,04	0,93	12,4	–	Карбонатно-глинистий
67	1109,1	1110,2	1,1	0,5	0,31	11,18	0,27	0,37	15,7	–	Глинисто-карбонатний
67	1110,2	1115,9	5,7	0,5	0,31	18,62	0,14	0,51	12,0	–	Карбонатно-глинистий
67	1115,9	1117,6	1,7	0,5	0,31	18,62	0,25	0,38	12,0	–	Глинисто-карбонатний
67	1117,6	1122,4	4,8	0,5	0,31	2,22	0,62	0,09	36,4	–	Глинисто-карбонатний
67	1122,4	1126,2	3,8	0,5	0,31	7,27	0,24	0,51	19,6	–	Карбонатно-глинистий
67	1126,2	1127,8	1,6	0,5	0,31	21,17	0,60	0,12	11,2	–	Глинисто-карбонатний
67	1127,8	1131	3,2	0,5	0,31	21,17	0,21	0,42	11,2	–	Глинисто-карбонатний
75	1116	1117,6	1,6	0,9	0,57	–	0,13	0,60	–	21,5	Карбонатно-глинистий
75	1117,6	1119,8	2,2	0,9	0,57	–	0,23	0,38	–	18,1	Глинисто-карбонатний
75	1119,8	1126,2	6,4	0,9	0,57	–	0,06	0,83	–	23,9	Карбонатно-глинистий
75	1126,2	1128,3	2,1	0,9	0,57	–	0,13	0,44	–	21,8	Карбонатно-глинистий
75	1128,3	1131,7	3,4	0,9	0,57	–	0,08	0,57	–	23,3	Карбонатно-глинистий
75	1131,7	1133,9	2,2	0,9	0,57	–	0,14	0,42	–	21,2	Карбонатно-глинистий
77	1106,4	1107,7	1,3	0,4	0,21	–	0,17	0,67	–	20,3	Карбонатно-глинистий

Продовження таблиці А.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
77	1107,7	1110,1	2,4	0,4	0,21	–	0,11	0,60	–	22,4	Карбонатно-глинистий
77	1110,1	1112,3	2,2	0,4	0,21	–	0,26	0,40	–	17,2	Карбонатно-глинистий
77	1112,3	1127,8	15,5	0,4	0,21	–	0,08	0,70	–	23,2	Карбонатно-глинистий
77	1127,8	1129,1	1,3	0,4	0,21	–	0,41	0,40	–	12,1	Глинисто-карбонатний
77	1129,1	1132,9	3,8	0,4	0,21	–	0,09	0,61	–	22,8	Карбонатно-глинистий
77	1132,9	1135,2	2,3	0,4	0,21	–	0,39	0,37	–	12,7	Глинисто-карбонатний
77	1135,2	1136	0,8	0,4	0,21	–	0,08	0,35	–	23,3	Карбонатно-глинистий
77	1136	1137,6	1,6	0,4	0,21	–	0,31	0,22	–	15,6	Глинисто-карбонатний
77	1137,6	1138,4	0,8	0,4	0,21	–	0,07	0,38	–	23,5	Карбонатно-глинистий
78	1135,1	1136,2	1,1	0,55	0,34	–	0,03	0,63	–	25,1	Карбонатно-глинистий
78	1136,2	1137,2	1	0,55	0,34	–	0,23	0,50	–	18,2	Карбонатно-глинистий
78	1137,2	1141,2	4	0,55	0,34	–	0,03	0,91	–	25,2	Карбонатно-глинистий
78	1141,2	1142,1	0,9	0,55	0,34	–	0,14	0,75	–	21,3	Карбонатно-глинистий
78	1142,1	1144,8	2,7	0,55	0,34	–	0,03	0,90	–	24,9	Карбонатно-глинистий
78	1144,8	1146,3	1,5	0,55	0,34	–	0,17	0,38	–	20,2	Глинисто-карбонатний
78	1146,3	1152,2	5,9	0,55	0,34	–	0,08	0,73	–	23,2	Карбонатно-глинистий
78	1152,2	1153,4	1,2	0,55	0,34	–	0,27	0,51	–	16,9	Карбонатно-глинистий
78	1153,4	1156,8	3,4	0,55	0,34	–	0,05	0,76	–	24,3	Карбонатно-глинистий
78	1156,8	1160	3,2	0,55	0,34	–	0,14	0,41	–	21,2	Карбонатно-глинистий
79	1105,6	1106,8	1,2	0,5	0,31	10,58	0,32	0,45	16,1	–	Карбонатно-глинистий
79	1106,8	1108,1	1,3	0,5	0,31	8,00	0,40	0,38	18,7	–	Глинисто-карбонатний
79	1108,1	1110	1,9	0,5	0,31	21,00	0,21	0,95	11,3	–	Карбонатно-глинистий
79	1110	1111,4	1,4	0,5	0,31	9,60	0,09	0,56	17,0	–	Карбонатно-глинистий
79	1111,4	1114,8	3,4	0,5	0,31	12,50	0,16	0,59	14,8	–	Карбонатно-глинистий
79	1114,8	1116,6	1,8	0,5	0,31	10,00	0,38	0,36	16,6	–	Глинисто-карбонатний
79	1116,6	1121,7	5,1	0,5	0,31	13,60	0,12	0,67	14,2	–	Карбонатно-глинистий
79	1121,7	1123,9	2,2	0,5	0,31	9,70	0,17	0,37	16,9	–	Глинисто-карбонатний
79	1123,9	1124,6	0,7	0,5	0,31	7,60	0,33	0,48	19,2	–	Карбонатно-глинистий
79	1124,6	1134,2	9,6	0,5	0,31	10,46	0,13	0,68	16,2	–	Карбонатно-глинистий
79	1134,2	1136,7	2,5	0,5	0,31	6,00	0,46	0,26	21,7	–	Глинисто-карбонатний
79	1136,7	1139,6	2,9	0,5	0,31	8,80	0,03	0,60	17,8	–	Карбонатно-глинистий
79	1139,6	1143,2	3,6	0,5	0,31	6,80	0,20	0,29	20,3	–	Глинисто-карбонатний
83	1102	1112,9	10,9	0,35	0,19	12,00	0,09	0,73	11,7	–	Карбонатно-глинистий
83	1112,9	1115,6	2,7	0,35	0,19	7,00	0,16	0,49	15,5	–	Карбонатно-глинистий
83	1115,6	1118,8	3,2	0,35	0,19	11,90	0,03	0,75	11,8	–	Карбонатно-глинистий
83	1118,8	1121,6	2,8	0,35	0,19	9,00	0,14	0,50	13,6	–	Карбонатно-глинистий
83	1121,6	1126,6	5	0,35	0,19	9,40	0,23	0,62	13,3	–	Карбонатно-глинистий
83	1126,6	1130	3,4	0,35	0,19	11,80	0,11	0,66	11,8	–	Карбонатно-глинистий
83	1130	1131,4	1,4	0,35	0,19	5,11	0,29	0,50	18,3	–	Карбонатно-глинистий
83	1131,4	1134,9	3,5	0,35	0,19	8,80	0,13	0,90	13,8	–	Карбонатно-глинистий
83	1134,9	1145,6	10,7	0,35	0,19	6,70	0,24	0,48	15,9	–	Карбонатно-глинистий
83	1145,6	1147,3	1,7	0,35	0,19	4,00	0,48	0,28	20,7	–	Глинисто-карбонатний
83	1147,3	1152,2	4,9	0,35	0,19	5,50	0,20	0,49	17,6	–	Карбонатно-глинистий
83	1152,2	1155,3	3,1	0,35	0,19	7,80	0,10	0,45	14,7	–	Карбонатно-глинистий
84	1118,8	1125,5	6,7	0,4	0,21	–	0,29	0,42	–	16,1	Карбонатно-глинистий
84	1125,5	1128,2	2,7	0,4	0,21	–	0,10	0,42	–	22,5	Карбонатно-глинистий
84	1128,2	1130	1,8	0,4	0,21	–	0,36	0,26	–	14,0	Глинисто-карбонатний
84	1130	1131,4	1,4	0,4	0,21	–	0,06	0,99	–	23,9	Карбонатно-глинистий

Продовження таблиці А.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
84	1131,4	1132,8	1,4	0,4	0,21	–	0,25	0,38	–	17,7	Глинисто-карбонатний
84	1132,8	1136,5	3,7	0,4	0,21	–	0,07	0,68	–	23,6	Карбонатно-глинистий
84	1136,5	1138,1	1,6	0,4	0,21	–	0,21	0,47	–	18,8	Карбонатно-глинистий
84	1138,1	1143,6	5,5	0,4	0,21	–	0,09	0,42	–	22,9	Карбонатно-глинистий
84	1143,6	1148,7	5,1	0,4	0,21	–	0,28	0,34	–	16,5	Глинисто-карбонатний
85	1103,8	1109,3	5,5	2	1,5	–	0,21	0,55	–	18,7	Карбонатно-глинистий
85	1109,3	1110,5	1,2	2	1,5	–	0,50	0,52	–	9,0	Глинисто-карбонатний
85	1110,5	1131,8	21,3	2	1,5	–	0,11	0,68	–	22,4	Карбонатно-глинистий
85	1131,8	1133	1,2	2	1,5	–	0,25	0,62	–	17,7	Карбонатно-глинистий
85	1133	1136,1	3,1	2	1,5	–	0,07	0,90	–	23,5	Карбонатно-глинистий
85	1136,1	1138,4	2,3	2	1,5	–	0,23	0,65	–	18,3	Карбонатно-глинистий
85	1138,4	1139,1	0,7	2	1,5	–	0,37	0,46	–	13,3	Глинисто-карбонатний
85	1139,1	1140,1	1	2	1,5	–	0,20	0,57	–	19,1	Карбонатно-глинистий
85	1140,1	1141,5	1,4	2	1,5	–	0,31	0,71	–	15,5	Карбонатно-глинистий
85	1141,5	1144,9	3,4	2	1,5	–	0,20	0,77	–	19,3	Карбонатно-глинистий
85	1144,9	1145,7	0,8	2	1,5	–	0,39	0,66	–	12,8	Карбонатно-глинистий
85	1145,7	1146,9	1,2	2	1,5	–	0,23	0,72	–	18,3	Карбонатно-глинистий
88	1132,6	1134,7	2,1	0,9	0,56	9,20	0,22	0,51	23,6	–	Карбонатно-глинистий
88	1134,7	1135,6	0,9	0,9	0,56	4,40	0,30	0,69	34,7	–	Карбонатно-глинистий
88	1135,6	1139,1	3,5	0,9	0,56	9,50	0,06	0,86	23,2	–	Карбонатно-глинистий
88	1139,1	1141	1,9	0,9	0,56	5,80	0,28	0,52	30,0	–	Карбонатно-глинистий
88	1141	1146,8	5,8	0,9	0,56	8,50	0,09	0,72	24,6	–	Карбонатно-глинистий
88	1146,8	1148,2	1,4	0,9	0,56	4,30	0,28	0,33	32,1	–	Глинисто-карбонатний
88	1148,2	1156,9	8,7	0,9	0,56	6,60	0,13	0,44	28,1	–	Карбонатно-глинистий
88	1156,9	1159	2,1	0,9	0,56	7,80	0,03	0,43	25,7	–	Карбонатно-глинистий
88	1159	1159,9	0,9	0,9	0,56	5,70	0,14	0,64	30,3	–	Карбонатно-глинистий
88	1159,9	1163,6	3,7	0,9	0,56	7,90	0,19	0,46	25,6	–	Карбонатно-глинистий
91	1088,8	1089,6	0,8	0,65	0,39	8,40	0,22	0,48	20,5	–	Карбонатно-глинистий
91	1089,6	1091	1,4	0,65	0,39	6,30	0,40	0,32	23,8	–	Глинисто-карбонатний
91	1091	1095,7	4,7	0,65	0,39	12,20	0,10	0,66	16,9	–	Карбонатно-глинистий
91	1095,7	1096,7	1	0,65	0,39	5,20	0,21	0,57	26,3	–	Карбонатно-глинистий
91	1096,7	1099	2,3	0,65	0,39	17,30	0,05	0,91	14,1	–	Карбонатно-глинистий
91	1099	1100,6	1,6	0,65	0,39	17,00	0,02	0,97	14,2	–	Карбонатно-глинистий
91	1100,6	1102,5	1,9	0,65	0,39	9,60	0,18	0,48	19,1	–	Карбонатно-глинистий
91	1102,5	1109,9	7,4	0,65	0,39	12,00	0,11	0,56	17,0	–	Карбонатно-глинистий
92	1120	1121,3	1,3	0,35	0,19	16,50	0,07	0,95	9,9	–	Карбонатно-глинистий
92	1121,3	1122,4	1,1	0,35	0,19	7,22	0,16	0,64	15,3	–	Карбонатно-глинистий
92	1122,4	1130,2	7,8	0,35	0,19	13,20	0,08	0,80	11,1	–	Карбонатно-глинистий
93	1097,2	1098,7	1,5	1	0,69	29,70	0,07	0,94	14,3	–	Карбонатно-глинистий
93	1098,7	1100,4	1,7	1	0,69	5,60	0,26	0,54	31,1	–	Карбонатно-глинистий
93	1100,4	1105,2	4,8	1	0,69	14,80	0,11	0,73	20,5	–	Карбонатно-глинистий
93	1105,2	1107,4	2,2	1	0,69	18,50	0,30	0,48	18,3	–	Карбонатно-глинистий
93	1107,4	1109,3	1,9	1	0,69	7,20	0,05	0,82	29,9	–	Карбонатно-глинистий
93	1109,3	1110,9	1,6	1	0,69	18,00	0,15	0,49	18,6	–	Карбонатно-глинистий
93	1110,9	1112,6	1,7	1	0,69	11,00	0,04	0,97	24,0	–	Карбонатно-глинистий
93	1112,6	1114,4	1,8	1	0,69	7,00	0,16	0,56	30,4	–	Карбонатно-глинистий
93	1114,4	1115,5	1,1	1	0,69	7,60	0,35	0,28	29,1	–	Глинисто-карбонатний
93	1115,5	1116,8	1,3	1	0,69	5,00	0,18	0,40	32,2	–	Карбонатно-глинистий

Продовження таблиці А.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
94	1105,6	1109,8	4,2	0,65	0,39	7,40	0,08	0,46	21,9	–	Карбонатно-глинистий
94	1109,8	1111,1	1,3	0,65	0,39	7,70	0,01	0,78	21,5	–	Карбонатно-глинистий
94	1111,1	1112,3	1,2	0,65	0,39	5,80	0,11	0,39	24,9	–	Карбонатно-глинистий
94	1112,3	1121	8,7	0,65	0,39	7,40	0,04	0,79	21,9	–	Карбонатно-глинистий
94	1121	1124,2	3,2	0,65	0,39	7,00	0,11	0,52	22,5	–	Карбонатно-глинистий
95	1122	1123,5	1,5	–	0,3	27,00	0,19	0,56	9,7	–	Карбонатно-глинистий
95	1123,5	1125,5	2	–	0,3	9,20	0,26	0,37	17,1	–	Глинисто-карбонатний
95	1125,5	1136	10,5	–	0,3	14,80	0,09	0,54	13,3	–	Карбонатно-глинистий
95	1136	1142,8	6,8	–	0,3	12,25	0,14	0,50	14,7	–	Карбонатно-глинистий
95	1142,8	1144	1,2	–	0,3	8,20	0,21	0,51	18,1	–	Карбонатно-глинистий
95	1144	1147,7	3,7	–	0,3	14,50	0,06	0,70	13,5	–	Карбонатно-глинистий
95	1147,7	1148,9	1,2	–	0,3	10,50	0,23	0,52	15,9	–	Карбонатно-глинистий
95	1148,9	1151	2,1	–	0,3	12,36	0,16	0,79	14,6	–	Карбонатно-глинистий
95	1151	1152,5	1,5	–	0,3	7,00	0,53	0,22	19,7	–	Глинисто-карбонатний
95	1152,5	1153,5	1	–	0,3	17,00	0,13	0,55	12,4	–	Карбонатно-глинистий
97	1127,8	1130,4	2,6	1,5	0,96	–	0,17	0,46	–	20,2	Карбонатно-глинистий
97	1130,4	1131,2	0,8	1,5	0,96	–	0,26	0,36	–	17,4	Глинисто-карбонатний
97	1131,2	1152,1	20,9	0,6	0,36	–	0,08	0,76	–	23,4	Карбонатно-глинистий
97	1152,1	1155,5	3,4	0,6	0,36	–	0,18	0,56	–	19,9	Карбонатно-глинистий
97	1155,5	1156,7	1,2	0,6	0,36	–	0,07	0,61	–	23,6	Карбонатно-глинистий
97	1156,7	1157,4	0,7	0,6	0,36	–	0,24	0,54	–	17,8	Карбонатно-глинистий
97	1157,4	1160,4	3	0,6	0,36	–	0,09	0,70	–	23,0	Карбонатно-глинистий
97	1160,4	1161,5	1,1	0,6	0,36	–	0,33	0,35	–	14,8	Глинисто-карбонатний
97	1161,5	1162,8	1,3	0,6	0,36	–	0,17	0,43	–	20,3	Карбонатно-глинистий
101	1116	1118	2	0,45	0,21	7,20	0,31	0,48	16,1	–	Карбонатно-глинистий
101	1118	1144	26	0,45	0,21	8,24	0,07	0,65	15,0	–	Карбонатно-глинистий
101	1144	1147	3	0,45	0,21	6,00	0,27	0,39	17,7	–	Глинисто-карбонатний
101	1147	1147,8	0,8	0,45	0,21	3,00	0,53	0,24	25,4	–	Глинисто-карбонатний
101	1147,8	1148,8	1	0,45	0,21	6,50	0,22	0,33	17,0	–	Глинисто-карбонатний
101	1148,8	1150	1,2	0,45	0,21	2,80	0,47	0,15	26,3	–	Глинисто-карбонатний
103	1098,7	1099,3	0,6	0,4	0,21	17,15	0,21	0,37	10,2	–	Глинисто-карбонатний
103	1099,3	1100	0,7	0,4	0,21	5,60	0,45	0,34	18,3	–	Глинисто-карбонатний
103	1100	1101,2	1,2	0,4	0,21	16,20	0,11	0,70	10,5	–	Карбонатно-глинистий
103	1101,2	1102,4	1,2	0,4	0,21	8,80	0,29	0,34	14,5	–	Глинисто-карбонатний
103	1102,4	1106,3	3,9	0,4	0,21	14,20	0,07	0,52	11,3	–	Карбонатно-глинистий
103	1106,3	1107,5	1,2	0,4	0,21	10,00	0,22	0,35	13,6	–	Глинисто-карбонатний
103	1107,5	1110,3	2,8	0,4	0,21	11,60	0,07	0,52	12,6	–	Карбонатно-глинистий
103	1110,3	1111,3	1	0,4	0,21	9,50	0,33	0,25	13,9	–	Глинисто-карбонатний
103	1111,3	1122,7	11,4	0,4	0,21	12,50	0,12	0,56	12,1	–	Карбонатно-глинистий
103	1122,7	1124,1	1,4	0,4	0,21	10,50	0,25	0,48	13,2	–	Карбонатно-глинистий
103	1124,1	1126,7	2,6	0,4	0,21	19,20	0,12	0,97	9,7	–	Карбонатно-глинистий
103	1126,7	1129	2,3	0,4	0,21	8,00	0,43	0,26	15,2	–	Глинисто-карбонатний
105	1088,1	1089,2	1,1	0,6	0,36	7,40	0,21	0,24	21,0	–	Глинисто-карбонатний
105	1089,2	1090,6	1,4	0,6	0,36	7,40	0,45	0,14	21,0	–	Глинисто-карбонатний
105	1090,6	1098,6	8	0,6	0,36	10,00	0,11	0,52	18,0	–	Карбонатно-глинистий
105	1098,6	1099,6	1	0,6	0,36	5,00	0,29	0,37	25,8	–	Карбонатно-глинистий
105	1099,6	1102,6	3	0,6	0,36	10,80	0,08	0,57	17,3	–	Карбонатно-глинистий
105	1102,6	1105,6	3	0,6	0,36	10,60	0,21	0,42	17,4	–	Карбонатно-глинистий

Продовження таблиці А.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
105	1105,6	1108,6	3	0,6	0,36	8,20	0,12	0,56	19,9	–	Карбонатно-глинистий
105	1108,6	1109,6	1	0,6	0,36	6,20	0,32	0,30	23,0	–	Глинисто-карбонатний
105	1109,6	1123,4	13,8	0,6	0,36	9,00	0,08	0,50	19,0	–	Карбонатно-глинистий
105	1123,4	1124,3	0,9	0,6	0,36	3,14	0,36	0,30	32,8	–	Глинисто-карбонатний
105	1124,3	1126	1,7	0,6	0,36	8,00	0,21	0,48	20,2	–	Карбонатно-глинистий
105	1126	1127,2	1,2	0,6	0,36	6,50	0,28	0,38	22,5	–	Карбонатно-глинистий
105	1127,2	1129,2	2	0,6	0,36	7,94	0,14	0,45	20,3	–	Карбонатно-глинистий
106	1130,7	1132,4	1,7	0,5	0,31	10,10	0,09	0,62	16,5	–	Карбонатно-глинистий
106	1132,4	1141,9	9,5	0,5	0,31	10,00	0,20	0,80	16,6	–	Карбонатно-глинистий
106	1141,9	1143	1,1	0,5	0,31	7,10	0,01	0,93	19,9	–	Карбонатно-глинистий
106	1143	1143,7	0,7	0,5	0,31	5,11	0,26	0,68	23,6	–	Карбонатно-глинистий
106	1143,7	1145,2	1,5	0,5	0,31	6,80	0,12	0,76	20,3	–	Карбонатно-глинистий
106	1145,2	1146,2	1	0,5	0,31	7,20	0,26	0,64	19,7	–	Карбонатно-глинистий
106	1146,2	1149,2	3	0,5	0,31	6,80	0,15	0,58	20,3	–	Карбонатно-глинистий
106	1149,2	1149,8	0,6	0,5	0,31	6,00	0,32	0,37	21,7	–	Глинисто-карбонатний
106	1149,8	1150,8	1	0,5	0,31	6,90	0,09	0,36	20,2	–	Глинисто-карбонатний
106	1150,8	1154,4	3,6	0,5	0,31	6,20	0,29	0,40	21,3	–	Карбонатно-глинистий
106	1154,4	1157,2	2,8	0,5	0,31	6,77	0,15	0,45	20,4	–	Карбонатно-глинистий
109	1077,8	1081,1	3,3	0,6	0,36	7,50	0,22	0,45	20,9	–	Карбонатно-глинистий
109	1081,1	1093,9	12,8	0,6	0,36	10,47	0,07	0,82	17,5	–	Карбонатно-глинистий
109	1093,9	1094,8	0,9	0,6	0,36	7,97	0,14	0,64	20,2	–	Карбонатно-глинистий
109	1094,8	1099,9	5,1	0,6	0,36	8,90	0,08	0,81	19,1	–	Карбонатно-глинистий
111	1080,4	1082,9	2,5	0,9	0,56	20,00	0,07	0,77	15,8	–	Карбонатно-глинистий
111	1082,9	1084,4	1,5	0,9	0,56	11,80	0,35	0,18	20,7	–	Глинисто-карбонатний
111	1084,4	1087,7	3,3	0,9	0,56	22,00	0,11	0,65	15,0	–	Карбонатно-глинистий
111	1087,7	1092,2	4,5	0,9	0,56	22,00	0,16	0,20	15,0	–	Глинисто-карбонатний
111	1092,2	1094,7	2,5	0,9	0,56	13,00	0,05	0,95	19,7	–	Карбонатно-глинистий
111	1094,7	1095,9	1,2	0,9	0,56	23,11	0,21	0,26	14,6	–	Глинисто-карбонатний
111	1095,9	1096,9	1	0,9	0,56	11,12	0,11	0,71	21,4	–	Карбонатно-глинистий
111	1096,9	1098,2	1,3	0,9	0,56	15,50	0,20	0,25	18,0	–	Глинисто-карбонатний
111	1098,2	1100,7	2,5	0,9	0,56	10,50	0,07	0,68	22,0	–	Карбонатно-глинистий
111	1100,7	1102,5	1,8	0,9	0,56	16,30	0,17	0,50	17,5	–	Карбонатно-глинистий
111	1102,5	1103,4	0,9	0,9	0,56	31,00	0,32	0,29	12,5	–	Глинисто-карбонатний
111	1103,4	1104,8	1,4	0,9	0,56	18,00	0,14	0,56	16,6	–	Карбонатно-глинистий
112	1093,5	1095	1,5	–	0,3	12,36	0,25	0,17	14,6	–	Глинисто-карбонатний
112	1095	1096,7	1,7	–	0,3	16,32	0,09	0,57	12,7	–	Карбонатно-глинистий
112	1096,7	1097,7	1	–	0,3	7,74	0,29	0,29	18,7	–	Глинисто-карбонатний
112	1097,7	1102,4	4,7	–	0,3	20,00	0,13	0,55	11,4	–	Карбонатно-глинистий
112	1102,4	1103,3	0,9	–	0,3	27,80	0,06	0,72	9,6	–	Карбонатно-глинистий
112	1103,3	1104	0,7	–	0,3	10,40	0,16	0,65	16,0	–	Карбонатно-глинистий
112	1104	1106,3	2,3	–	0,3	13,24	0,09	0,67	14,1	–	Карбонатно-глинистий
112	1106,3	1107,5	1,2	–	0,3	10,40	0,18	0,43	16,0	–	Глинисто-карбонатний
112	1107,5	1113,6	6,1	–	0,3	29,00	0,11	0,68	9,4	–	Карбонатно-глинистий
112	1113,6	1115	1,4	–	0,3	10,16	0,28	0,57	16,2	–	Карбонатно-глинистий
112	1115	1116,3	1,3	–	0,3	18,90	0,16	0,39	11,7	–	Глинисто-карбонатний
112	1116,3	1122,1	5,8	–	0,3	20,00	0,06	0,83	11,4	–	Карбонатно-глинистий
112	1122,1	1124,4	2,3	–	0,3	9,70	0,24	0,70	16,6	–	Карбонатно-глинистий
113	1119,5	1120,4	0,9	–	0,3	3,40	0,45	0,40	28,6	–	Карбонатно-глинистий

Продовження таблиці А.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
113	1120,4	1123,2	2,8	–	0,3	9,80	0,17	0,60	16,5	–	Карбонатно-глинистий
113	1123,2	1125,4	2,2	–	0,3	3,84	0,55	0,45	26,9	–	Карбонатно-глинистий
113	1125,4	1128,9	3,5	–	0,3	12,75	0,33	0,96	14,4	–	Карбонатно-глинистий
113	1128,9	1132	3,1	–	0,3	7,90	0,18	0,67	18,5	–	Карбонатно-глинистий
113	1132	1133,2	1,2	–	0,3	5,10	0,39	0,38	23,2	–	Карбонатно-глинистий
113	1133,2	1135,4	2,2	–	0,3	7,12	0,28	0,48	19,5	–	Карбонатно-глинистий
113	1135,4	1136,7	1,3	–	0,3	4,36	0,50	0,35	25,2	–	Глинисто-карбонатний
113	1136,7	1141	4,3	–	0,3	7,00	0,32	0,62	19,7	–	Карбонатно-глинистий
113	1141	1142,1	1,1	–	0,3	3,90	0,95	0,39	26,7	–	Карбонатно-глинистий
113	1142,1	1145,4	3,3	–	0,3	4,20	0,24	0,35	25,7	–	Глинисто-карбонатний
115	1149,6	1171,7	22,1	0,6	0,36	9,00	0,12	0,78	19,0	–	Карбонатно-глинистий
116	1127,3	1128,2	0,9	0,6	0,36	–	0,21	0,68	–	18,8	Карбонатно-глинистий
116	1128,2	1128,8	0,6	0,6	0,36	–	0,47	0,45	–	10,0	Глинисто-карбонатний
116	1128,8	1133,5	4,7	0,6	0,36	–	0,19	0,76	–	19,7	Карбонатно-глинистий
116	1133,5	1134,1	0,6	0,6	0,36	–	0,34	0,50	–	14,4	Карбонатно-глинистий
116	1134,1	1139,5	5,4	0,6	0,36	–	0,08	0,64	–	23,3	Карбонатно-глинистий
116	1139,5	1140,8	1,3	0,6	0,36	–	0,25	0,54	–	17,7	Карбонатно-глинистий
116	1140,8	1144,4	3,6	0,6	0,36	–	0,08	0,71	–	23,3	Карбонатно-глинистий
118	1125,6	1126,8	1,2	0,3	0,18	5,80	0,43	0,36	16,4	–	Глинисто-карбонатний
118	1126,8	1127,6	0,8	0,3	0,18	4,60	0,59	0,31	18,5	–	Глинисто-карбонатний
118	1127,6	1132,7	5,1	0,3	0,18	6,20	0,10	0,83	15,8	–	Карбонатно-глинистий
118	1132,7	1134	1,3	0,3	0,18	5,00	0,19	0,50	17,7	–	Карбонатно-глинистий
118	1134	1143,1	9,1	0,3	0,18	6,80	0,10	0,77	15,1	–	Карбонатно-глинистий
119	1114,8	1118,8	4	0,28	0,17	–	0,17	0,59	–	20,3	Карбонатно-глинистий
119	1118,8	1120,4	1,6	0,28	0,17	–	0,24	0,49	–	17,9	Карбонатно-глинистий
119	1120,4	1123,8	3,4	0,28	0,17	–	0,10	0,67	–	22,5	Карбонатно-глинистий
119	1123,8	1125	1,2	0,28	0,17	–	0,25	0,55	–	17,7	Карбонатно-глинистий
119	1125	1126,5	1,5	0,28	0,17	–	0,03	0,98	–	25,0	Карбонатно-глинистий
119	1126,5	1128,3	1,8	0,28	0,17	–	0,14	0,72	–	21,2	Карбонатно-глинистий
119	1128,3	1133,2	4,9	0,28	0,17	–	0,06	0,74	–	24,0	Карбонатно-глинистий
121	1104,4	1109	4,6	0,4	0,21	–	0,30	0,48	–	15,8	Карбонатно-глинистий
121	1109	1109,7	0,7	0,4	0,21	–	0,26	0,38	–	17,2	Глинисто-карбонатний
121	1109,7	1114,7	5	0,4	0,21	–	0,05	0,68	–	24,4	Карбонатно-глинистий
121	1114,7	1116,6	1,9	0,4	0,21	–	0,32	0,34	–	15,3	Глинисто-карбонатний
121	1116,6	1117,8	1,2	0,4	0,21	–	0,30	0,45	–	15,9	Карбонатно-глинистий
121	1117,8	1118,6	0,8	0,4	0,21	–	0,43	0,27	–	11,4	Глинисто-карбонатний
121	1118,6	1120,1	1,5	0,4	0,21	–	0,27	0,39	–	16,8	Глинисто-карбонатний
121	1120,1	1121,1	1	0,4	0,21	–	0,58	0,07	–	6,5	Глинисто-карбонатний
121	1121,1	1122,2	1,1	0,4	0,21	–	0,41	0,05	–	12,1	Глинисто-карбонатний
123	1132	1132,8	0,8	0,4	0,21	8,00	0,23	0,41	15,2	–	Глинисто-карбонатний
123	1132,8	1134	1,2	0,4	0,21	5,00	0,37	0,31	19,5	–	Глинисто-карбонатний
123	1134	1134,9	0,9	0,4	0,21	16,50	0,10	0,55	10,4	–	Карбонатно-глинистий
123	1134,9	1135,8	0,9	0,4	0,21	4,50	0,27	0,41	20,6	–	Карбонатно-глинистий
123	1135,8	1140	4,2	0,4	0,21	6,70	0,03	0,86	16,7	–	Карбонатно-глинистий
123	1140	1141	1	0,4	0,21	5,50	0,12	0,53	18,5	–	Карбонатно-глинистий
123	1141	1152	11	0,4	0,21	7,20	0,07	0,81	16,1	–	Карбонатно-глинистий
125	1098	1100,5	2,5	0,35	0,19	8,70	0,04	0,95	13,8	–	Карбонатно-глинистий
125	1100,5	1103,3	2,8	0,35	0,19	8,70	0,15	0,61	13,8	–	Карбонатно-глинистий

Продовження таблиці А.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
125	1103,3	1105	1,7	0,35	0,19	22,80	0,03	0,95	8,4	–	Карбонатно-глинистий
125	1105	1107,1	2,1	0,35	0,19	17,70	0,11	0,85	9,6	–	Карбонатно-глинистий
125	1107,1	1110	2,9	0,35	0,19	14,00	0,06	0,91	10,8	–	Карбонатно-глинистий
125	1110	1112,9	2,9	0,35	0,19	7,80	0,37	0,40	14,7	–	Глинисто-карбонатний
125	1112,9	1114,9	2	0,35	0,19	8,00	0,08	0,57	14,5	–	Карбонатно-глинистий
126	1109,2	1110,7	1,5	0,5	0,31	9,32	0,24	0,52	17,2	–	Карбонатно-глинистий
126	1110,7	1111,9	1,2	0,5	0,31	5,70	0,34	0,45	22,3	–	Карбонатно-глинистий
126	1111,9	1119,8	7,9	0,5	0,31	13,36	0,08	0,75	14,3	–	Карбонатно-глинистий
126	1119,8	1122,6	2,8	0,5	0,31	10,00	0,11	0,62	16,6	–	Карбонатно-глинистий
126	1122,6	1126,8	4,2	0,5	0,31	8,00	0,04	0,62	18,7	–	Карбонатно-глинистий
129	1122,8	1127,2	4,4	0,3	0,18	4,60	0,21	0,70	18,5	–	Карбонатно-глинистий
129	1127,2	1138,8	11,6	0,3	0,18	5,20	0,04	0,88	17,3	–	Карбонатно-глинистий
130	1109	1111	2	0,5	0,31	6,50	0,33	0,46	20,8	–	Карбонатно-глинистий
130	1111	1123	12	0,5	0,31	11,23	0,16	0,63	15,6	–	Карбонатно-глинистий
130	1123	1126	3	0,5	0,31	8,30	0,31	0,41	18,3	–	Глинисто-карбонатний
130	1126	1133	7	0,5	0,31	11,80	0,08	0,73	15,2	–	Карбонатно-глинистий
130	1133	1137	4	0,5	0,31	8,00	0,25	0,52	18,7	–	Карбонатно-глинистий
130	1137	1141	4	0,5	0,31	11,80	0,09	0,78	15,2	–	Карбонатно-глинистий
130	1141	1142	1	0,5	0,31	5,00	0,31	0,51	23,8	–	Карбонатно-глинистий
130	1142	1145,6	3,6	0,5	0,31	10,26	0,06	0,68	16,4	–	Карбонатно-глинистий
130	1145,6	1146,9	1,3	0,5	0,31	7,74	0,21	0,57	19,0	–	Карбонатно-глинистий
130	1146,9	1149,5	2,6	0,5	0,31	9,87	0,13	0,65	16,7	–	Карбонатно-глинистий
132	1126,4	1128,9	2,5	0,5	0,31	12,70	0,07	0,52	14,7	–	Карбонатно-глинистий
132	1128,9	1130,7	1,8	0,5	0,31	9,50	0,20	0,44	17,1	–	Карбонатно-глинистий
132	1130,7	1136,1	5,4	0,5	0,31	11,84	0,06	0,71	15,2	–	Карбонатно-глинистий
132	1136,1	1143,7	7,6	0,5	0,31	10,04	0,10	0,46	16,6	–	Карбонатно-глинистий
132	1143,7	1144,6	0,9	0,5	0,31	7,13	0,18	0,35	19,8	–	Глинисто-карбонатний
132	1144,6	1147,6	3	0,5	0,31	11,25	0,07	0,52	15,6	–	Карбонатно-глинистий
132	1147,6	1148,3	0,7	0,5	0,31	8,50	0,15	0,45	18,1	–	Карбонатно-глинистий
132	1148,3	1151,4	3,1	0,5	0,31	12,22	0,06	0,54	15,0	–	Карбонатно-глинистий
132	1151,4	1154,4	3	0,5	0,31	9,60	0,14	0,44	17,0	–	Карбонатно-глинистий
135	1120,8	1127,5	6,7	0,2	0,15	5,89	0,05	0,61	15,0	–	Карбонатно-глинистий
135	1127,5	1132,4	4,9	0,2	0,15	3,70	0,12	0,58	19,1	–	Карбонатно-глинистий
140	1141,6	1142,3	0,7	0,4	0,21	8,30	0,33	0,39	14,9	–	Глинисто-карбонатний
140	1142,3	1144,3	2	0,4	0,21	5,50	0,49	0,32	18,5	–	Глинисто-карбонатний
140	1144,3	1147,4	3,1	0,4	0,21	10,40	0,13	0,61	13,3	–	Карбонатно-глинистий
140	1147,4	1148,6	1,2	0,4	0,21	11,30	0,30	0,44	12,7	–	Глинисто-карбонатний
140	1148,6	1151,3	2,7	0,4	0,21	8,00	0,17	0,49	15,2	–	Карбонатно-глинистий
140	1151,3	1153,5	2,2	0,4	0,21	10,10	0,05	0,55	13,5	–	Карбонатно-глинистий
140	1153,5	1160	6,5	0,4	0,21	7,80	0,18	0,47	15,4	–	Карбонатно-глинистий
140	1160	1162	2	0,4	0,21	7,60	0,23	0,41	15,6	–	Глинисто-карбонатний
140	1162	1162,6	0,6	0,4	0,21	8,90	0,04	0,43	14,4	–	Глинисто-карбонатний
140	1162,6	1165,2	2,6	0,4	0,21	6,60	0,26	0,39	16,8	–	Глинисто-карбонатний
140	1165,2	1166	0,8	0,4	0,21	4,34	0,49	0,34	20,9	–	Глинисто-карбонатний
140	1166	1166,8	0,8	0,4	0,21	1,00	0,07	0,46	32,0	–	Карбонатно-глинистий
140	1166,8	1168,2	1,4	0,4	0,21	6,20	0,28	0,39	17,4	–	Глинисто-карбонатний
140	1168,2	1170,6	2,4	0,4	0,21	5,80	0,04	0,38	18,0	–	Глинисто-карбонатний
143	1097,2	1098,5	1,3	0,7	0,42	–	0,21	0,37	–	18,9	Глинисто-карбонатний

Продовження таблиці А.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
143	1098,5	1099,3	0,8	0,7	0,42	–	0,25	0,49	–	17,5	Карбонатно-глинистий
143	1099,3	1101	1,7	0,7	0,42	–	0,03	0,75	–	25,0	Карбонатно-глинистий
143	1101	1104,6	3,6	0,7	0,42	–	0,13	0,83	–	21,7	Карбонатно-глинистий
143	1104,6	1106,4	1,8	0,7	0,42	–	0,23	0,47	–	18,1	Карбонатно-глинистий
143	1106,4	1108,6	2,2	0,7	0,42	–	0,09	0,59	–	22,9	Карбонатно-глинистий
143	1108,6	1111,2	2,6	0,7	0,42	–	0,29	0,36	–	16,1	Глинисто-карбонатний
144	1095,2	1098	2,8	0,8	0,48	–	0,19	0,59	–	19,6	Карбонатно-глинистий
144	1098	1099,3	1,3	0,8	0,48	–	0,37	0,36	–	13,5	Глинисто-карбонатний
144	1099,3	1107,5	8,2	0,8	0,48	–	0,08	0,71	–	23,4	Карбонатно-глинистий
144	1107,5	1113,8	6,3	0,8	0,48	–	0,16	0,70	20,5	–	Карбонатно-глинистий
145	1144,4	1150,4	6	0,22	0,15	10,40	0,20	0,49	11,2	–	Глинисто-карбонатний
145	1150,4	1151,7	1,3	0,22	0,15	7,00	0,33	0,46	13,7	–	Карбонатно-глинистий
145	1151,7	1153,1	1,4	0,22	0,15	15,50	0,12	0,68	9,1	–	Карбонатно-глинистий
145	1153,1	1156,5	3,4	0,22	0,15	9,50	0,20	0,53	11,7	–	Карбонатно-глинистий
145	1156,5	1162,7	6,2	0,22	0,15	12,50	0,08	0,69	10,1	–	Карбонатно-глинистий
145	1162,7	1163,8	1,1	0,22	0,15	5,30	0,33	0,42	15,8	–	Глинисто-карбонатний
145	1163,8	1176	12,2	0,22	0,15	8,90	0,16	0,47	12,1	–	Глинисто-карбонатний
154	1104,3	1107,3	3	0,5	0,31	5,70	0,37	0,24	22,3	–	Глинисто-карбонатний
154	1107,3	1109,4	2,1	0,5	0,31	7,50	0,11	0,65	19,3	–	Карбонатно-глинистий
154	1109,4	1110	0,6	0,5	0,31	6,80	0,13	0,47	20,3	–	Карбонатно-глинистий
154	1110	1114,4	4,4	0,5	0,31	12,40	0,05	0,81	14,9	–	Карбонатно-глинистий
154	1114,4	1117,4	3	0,5	0,31	5,10	0,36	0,39	23,6	–	Карбонатно-глинистий
154	1117,4	1118,3	0,9	0,5	0,31	5,50	0,51	0,23	22,7	–	Глинисто-карбонатний
154	1118,3	1118,9	0,6	0,5	0,31	2,50	0,44	0,21	31,2	–	Глинисто-карбонатний
155	1146,4	1150,4	4	0,8	0,48	4,70	0,14	0,54	30,9	–	Карбонатно-глинистий
155	1150,4	1152,7	2,3	0,8	0,48	5,00	0,24	0,51	29,9	–	Карбонатно-глинистий
155	1152,7	1159,9	7,2	0,8	0,48	4,50	0,14	0,52	31,6	–	Карбонатно-глинистий
155	1159,9	1161,4	1,5	0,8	0,48	4,50	0,19	0,43	31,6	–	Карбонатно-глинистий
155	1161,4	1162,7	1,3	0,8	0,48	5,70	0,04	0,94	28,0	–	Карбонатно-глинистий
155	1162,7	1165	2,3	0,8	0,48	4,20	0,17	0,60	32,8	–	Карбонатно-глинистий
155	1165	1166,8	1,8	0,8	0,48	7,40	0,03	0,69	24,4	–	Карбонатно-глинистий
159	1110,4	1115	4,6	0,3	0,18	6,80	0,21	0,46	15,1	–	Карбонатно-глинистий
159	1115	1117,3	2,3	0,3	0,18	6,10	0,32	0,42	16,0	–	Глинисто-карбонатний
159	1117,3	1120	2,7	0,3	0,18	19,70	0,01	0,96	8,7	–	Карбонатно-глинистий
161	1146,2	1151,8	5,6	0,5	0,31	4,10	0,09	0,79	26,4	–	Карбонатно-глинистий
161	1151,8	1153	1,2	0,5	0,31	3,45	0,26	0,45	28,9	–	Карбонатно-глинистий
161	1153	1160,2	7,2	0,5	0,31	4,00	0,11	0,65	26,8	–	Карбонатно-глинистий
162	1155,2	1167,6	12,4	0,5	0,31	2,50	0,27	0,26	32,2	–	Глинисто-карбонатний
162	1167,6	1170	2,4	0,5	0,31	1,00	0,86	0,12	31,1	–	Глинисто-карбонатний
162	1170	1175,2	5,2	0,5	0,31	2,55	0,41	0,23	33,9	–	Глинисто-карбонатний
164	1146,2	1148	1,8	0,6	0,36	4,60	0,35	0,73	26,9	–	Карбонатно-глинистий
164	1148	1153,8	5,8	0,6	0,36	4,60	0,11	0,66	26,9	–	Карбонатно-глинистий
164	1153,8	1155,6	1,8	0,6	0,36	4,10	0,39	0,58	28,6	–	Карбонатно-глинистий
164	1155,6	1157,6	2	0,6	0,36	5,20	0,19	0,72	25,2	–	Карбонатно-глинистий
164	1157,6	1158,3	0,7	0,6	0,36	3,80	0,33	0,51	29,7	–	Карбонатно-глинистий
164	1158,3	1162	3,7	0,6	0,36	5,80	0,11	0,80	23,9	–	Карбонатно-глинистий
164	1162	1163,3	1,3	0,6	0,36	4,70	0,32	0,66	26,6	–	Карбонатно-глинистий
164	1163,3	1166,7	3,4	0,6	0,36	6,50	0,03	0,97	22,5	–	Карбонатно-глинистий

Продовження таблиці А.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
165	1137,6	1139,5	1,9	0,15	0,12	–	0,53	0,32	–	8,1	Глинисто-карбонатний
165	1139,5	1141,1	1,6	0,15	0,12	–	0,62	0,23	–	4,9	Глинисто-карбонатний
165	1141,1	1142,1	1	0,15	0,12	–	0,31	0,45	–	15,4	Карбонатно-глинистий
165	1142,1	1143,1	1	0,15	0,12	–	0,48	0,67	–	9,7	Карбонатно-глинистий
165	1143,1	1152,1	9	0,15	0,12	–	0,25	0,83	–	17,4	Карбонатно-глинистий
165	1152,1	1153,8	1,7	0,15	0,12	–	0,68	0,15	–	3,1	Глинисто-карбонатний
165	1153,8	1157,6	3,8	0,15	0,12	–	0,41	0,41	–	12,3	Глинисто-карбонатний
166	1136,4	1153,2	16,8	0,11	0,09	3,20	0,35	0,32	15,8	–	Глинисто-карбонатний
166	1153,2	1154,3	1,1	0,11	0,09	2,70	0,52	0,22	17,3	–	Глинисто-карбонатний
166	1154,3	1158	3,7	0,11	0,09	2,80	0,40	0,30	16,9	–	Глинисто-карбонатний
167	1128	1130,5	2,5	0,6	0,36	5,40	0,39	0,27	24,8	–	Глинисто-карбонатний
167	1130,5	1144,8	14,3	0,6	0,36	9,20	0,12	0,69	18,8	–	Карбонатно-глинистий
168	1129,6	1144,3	14,7	0,2	0,15	–	0,11	0,64	–	22,3	Карбонатно-глинистий
168	1144,3	1145,4	1,1	0,2	0,15	–	0,22	0,37	–	18,5	Глинисто-карбонатний
168	1145,4	1146,8	1,4	0,2	0,15	–	0,11	0,41	–	22,1	Карбонатно-глинистий
170	1139	1143,1	4,1	0,15	0,12	2,60	0,49	0,14	20,4	–	Глинисто-карбонатний
170	1143,1	1156,8	13,7	0,15	0,12	2,30	0,28	0,24	21,8	–	Глинисто-карбонатний
171	1101,2	1105,8	4,6	0,4	0,22	8,50	0,20	0,58	15,1	–	Карбонатно-глинистий
171	1105,8	1107,8	2	0,4	0,22	4,70	0,51	0,52	20,6	–	Карбонатно-глинистий
171	1107,8	1109,9	2,1	0,4	0,22	8,40	0,18	0,63	15,2	–	Карбонатно-глинистий
171	1109,9	1112,3	2,4	0,4	0,22	5,90	0,36	0,59	18,3	–	Карбонатно-глинистий
171	1112,3	1113,5	1,2	0,4	0,22	10,00	0,05	0,97	13,9	–	Карбонатно-глинистий
171	1113,5	1116	2,5	0,4	0,22	5,50	0,28	0,62	19,0	–	Карбонатно-глинистий
171	1116	1116,6	0,6	0,4	0,22	1,30	0,59	0,49	30,2	–	Карбонатно-глинистий
171	1116,6	1118,4	1,8	0,4	0,22	5,70	0,36	0,38	18,6	–	Глинисто-карбонатний
172	1135,2	1142,2	7	0,95	0,62	7,80	0,17	0,59	27,1	–	Карбонатно-глинистий
172	1142,2	1143,2	1	0,95	0,62	11,40	0,02	0,85	22,3	–	Карбонатно-глинистий
172	1143,2	1144,3	1,1	0,95	0,62	8,20	0,15	0,83	26,4	–	Карбонатно-глинистий
172	1144,3	1148,4	4,1	0,95	0,62	9,80	0,05	0,93	24,1	–	Карбонатно-глинистий
172	1148,4	1153,5	5,1	0,95	0,62	6,60	0,19	0,44	29,6	–	Карбонатно-глинистий
172	1153,5	1154,9	1,4	0,95	0,62	9,80	0,04	0,69	24,1	–	Карбонатно-глинистий
172	1154,9	1155,6	0,7	0,95	0,62	6,80	0,26	0,59	29,1	–	Карбонатно-глинистий
172	1155,6	1158,6	3	0,95	0,62	9,80	0,10	0,78	24,1	–	Карбонатно-глинистий
172	1158,6	1160,4	1,8	0,95	0,62	5,16	0,27	0,74	33,6	–	Карбонатно-глинистий
172	1160,4	1161,8	1,4	0,95	0,62	7,00	0,07	0,78	28,7	–	Карбонатно-глинистий
172	1161,8	1162,3	0,5	0,95	0,62	5,00	0,39	0,47	31,2	–	Карбонатно-глинистий
172	1162,3	1163,1	0,8	0,95	0,62	9,00	0,15	0,58	25,2	–	Карбонатно-глинистий
172	1163,1	1164	0,9	0,95	0,62	3,80	0,42	0,26	32,5	–	Глинисто-карбонатний
172	1164	1165,5	1,5	0,95	0,62	5,80	0,31	0,44	31,7	–	Карбонатно-глинистий
172	1165,5	1166,4	0,9	0,95	0,62	2,50	0,62	0,22	32,1	–	Глинисто-карбонатний
172	1166,4	1168	1,6	0,95	0,62	9,50	0,19	0,56	24,5	–	Карбонатно-глинистий
176	1117,6	1126,8	9,2	0,7	0,42	11,00	0,15	0,63	18,5	–	Карбонатно-глинистий
176	1126,8	1128,7	1,9	0,7	0,42	6,36	0,34	0,41	24,6	–	Карбонатно-глинистий
176	1128,7	1140	11,3	0,7	0,42	10,20	0,13	0,59	19,3	–	Карбонатно-глинистий
176	1140	1141	1	0,7	0,42	5,50	0,43	0,31	26,6	–	Глинисто-карбонатний
176	1141	1150,4	9,4	0,7	0,42	7,20	0,14	0,38	23,1	–	Карбонатно-глинистий
176	1150,4	1151,8	1,4	0,7	0,42	5,70	0,30	0,24	26,1	–	Глинисто-карбонатний
176	1151,8	1154,4	2,6	0,7	0,42	7,20	0,19	0,31	23,1	–	Глинисто-карбонатний

Закінчення таблиці А.7

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>
178	1120,8	1126,9	6,1	0,6	0,36	13,40	0,06	0,73	15,4	–	Карбонатно-глинистий
178	1126,9	1129,2	2,3	0,6	0,36	11,40	0,21	0,54	16,8	–	Карбонатно-глинистий
178	1129,2	1132,4	3,2	0,6	0,36	18,50	0,05	0,92	13,0	–	Карбонатно-глинистий
178	1132,4	1133,3	0,9	0,6	0,36	11,90	0,24	0,64	16,4	–	Карбонатно-глинистий
178	1133,3	1136,7	3,4	0,6	0,36	12,45	0,09	0,77	16,0	–	Карбонатно-глинистий
178	1136,7	1138,3	1,6	0,6	0,36	9,35	0,26	0,35	18,6	–	Глинисто-карбонатний
178	1138,3	1141,6	3,3	0,6	0,36	9,80	0,09	0,43	18,1	–	Карбонатно-глинистий
178	1141,6	1142,8	1,2	0,6	0,36	8,44	0,23	0,37	19,6	–	Глинисто-карбонатний
178	1142,8	1144,1	1,3	0,6	0,36	10,00	0,07	0,54	18,0	–	Карбонатно-глинистий
178	1144,1	1147,1	3	0,6	0,36	9,40	0,19	0,33	18,5	–	Глинисто-карбонатний
178	1147,1	1150	2,9	0,6	0,36	11,00	0,15	0,50	17,1	–	Карбонатно-глинистий
179	1146,3	1152,6	6,3	0,6	0,36	5,80	0,07	0,67	23,9	–	Карбонатно-глинистий
179	1152,6	1159,3	6,7	0,6	0,36	5,70	0,13	0,60	24,1	–	Карбонатно-глинистий
179	1159,3	1160,8	1,5	0,6	0,36	5,20	0,40	0,41	25,2	–	Карбонатно-глинистий
179	1160,8	1163,1	2,3	0,6	0,36	6,20	0,10	0,60	23,0	–	Карбонатно-глинистий
179	1163,1	1164	0,9	0,6	0,36	4,00	0,28	0,38	28,9	–	Карбонатно-глинистий
179	1164	1166,4	2,4	0,6	0,36	5,00	0,10	0,43	25,8	–	Карбонатно-глинистий
182	1127,2	1128,3	1,1	0,5	0,31	10,20	0,40	0,98	16,4	–	Карбонатно-глинистий
182	1128,3	1130,8	2,5	0,5	0,31	8,60	0,66	0,63	18,0	–	Карбонатно-глинистий
182	1130,8	1138,5	7,7	0,5	0,31	16,05	0,17	0,79	13,0	–	Карбонатно-глинистий
182	1138,5	1147,2	8,7	0,5	0,31	12,07	0,07	0,83	15,1	–	Карбонатно-глинистий
184	1115,6	1125,3	9,7	0,4	0,22	16,16	0,11	0,63	10,8	–	Карбонатно-глинистий
185	1123,4	1124,3	0,9	0,8	0,48	8,40	0,22	0,53	22,8	–	Карбонатно-глинистий
185	1124,3	1125	0,7	0,8	0,48	3,20	0,37	0,47	30,8	–	Карбонатно-глинистий
185	1125	1128,3	3,3	0,8	0,48	5,74	0,17	0,72	27,9	–	Карбонатно-глинистий
185	1128,3	1129,7	1,4	0,8	0,48	4,40	0,26	0,50	32,0	–	Карбонатно-глинистий
185	1129,7	1154,7	25	0,8	0,48	5,50	0,12	0,59	28,5	–	Карбонатно-глинистий
104	1095,7	1097	1,3	0,5	0,31	–	0,26	0,34	–	17,2	Глинисто-карбонатний
104	1097	1098,8	1,8	0,5	0,31	–	0,18	0,50	–	19,8	Карбонатно-глинистий
104	1098,8	1100,3	1,5	0,5	0,31	–	0,38	0,06	–	13,2	Глинисто-карбонатний
104	1100,3	1106,6	6,3	0,5	0,31	–	0,08	0,76	–	23,2	Карбонатно-глинистий
104	1106,6	1108,4	1,8	0,5	0,31	–	0,21	0,50	–	18,9	Карбонатно-глинистий
104	1108,4	1110,5	2,1	0,5	0,31	–	0,04	0,67	–	24,5	Карбонатно-глинистий
104	1110,5	1111,7	1,2	0,5	0,31	–	0,25	0,38	–	17,6	Глинисто-карбонатний
104	1111,7	1113	1,3	0,5	0,31	–	0,11	0,75	–	22,1	Карбонатно-глинистий
104	1113	1116,2	3,2	0,5	0,31	–	0,02	0,86	–	25,3	Карбонатно-глинистий
104	1116,2	1120	3,8	0,5	0,31	–	0,15	0,54	–	21,1	Карбонатно-глинистий
104	1120	1123,1	3,1	0,5	0,31	–	0,07	0,58	–	23,8	Карбонатно-глинистий
175	1164,2	1172,8	8,6	0,7	0,42	–	0,08	0,66	–	23,4	Карбонатно-глинистий
175	1172,8	1179,1	6,3	0,7	0,42	–	0,19	0,52	–	19,7	Карбонатно-глинистий
175	1179,1	1184,8	5,7	0,7	0,42	–	0,18	0,69	–	20,0	Карбонатно-глинистий
175	1184,8	1185,9	1,1	0,7	0,42	–	0,47	0,54	–	10,0	Карбонатно-глинистий
175	1185,9	1187,1	1,2	0,7	0,42	–	0,18	0,57	–	20,0	Карбонатно-глинистий
175	1187,1	1188,5	1,4	0,7	0,42	–	0,34	0,39	–	14,3	Глинисто-карбонатний
175	1188,5	1190,4	1,9	0,7	0,42	–	0,21	0,52	–	18,8	Карбонатно-глинистий
175	1190,4	1192,1	1,7	0,7	0,42	–	0,41	0,52	–	12,1	Карбонатно-глинистий

Таблиця А.8. – Результати розрахунків часу життя теплових нейтронів у газонасиченій пачці “А” Богородчанського ПСГ

№ п/п	№св.	Глибина залягання, м		K _п , %	K _г , %	T _{вим.} , МКС (за ІННК)	T _{розрах.} , МКС	(T _{розрах.} - T _{вим.}), МКС
		покрівлі	підосви					
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	9	1090,4	1120,6	18	75	–	438	25
2	23	1132	1166,9	16	67	365	395	30
3	33	1106,4	1135,9	18	76	–	444	–
4	37	1096,1	1125	13	65	–	430	–
5	40	1104	1112,4	20	78	–	420	–
6	41	1104,2	1126,7	17	79	–	478	–
7	42	1119,9	1155,9	12	55	–	430	–
8	43	1132,7	1152,2	15	64	–	431	–
9	46	1101,6	1134,4	15	65	416	436	20
10	48	1112,1	1133,6	15,8	68	394	422	28
11	50	1098,1	1138,3	15	77	406	488	82
12	51	1156,1	1184,4	18	75	–	441	–
13	53	1114,9	1134,3	16	62	–	408	–
14	54	1114,4	1126,8	18	77	377	461	84
15	55	1124	1131,7	16	72	–	449	–
16	60	1120,8	1157	14	55	–	402	–
17	61	1155,4	1166,8	16	65	362	436	74
18	63	1123,5	1144,3	18	65	376	406	30
19	64	1099	1125,6	16,8	72	422	448	26
20	65	1122,4	1135,6	18,2	78	–	455	–
21	66	1146,8	1167	14	65	–	448	–
22	67	1084,8	1131,6	15,2	60	390	410	20
23	75	1115,9	1133,8	16,5	68	382	427	45
24	77	1106,4	1138,4	18,8	60	–	420	–
25	79	1105,7	1143,2	18,5	79	–	466	–
26	83	1102,1	1134,8	16,4	78	412	481	69
27	84	1118,8	1148,8	16,7	60	373	396	23
28	85	1103,8	1146,8	15,5	62	362	403	41
29	88	1132,5	1163,6	21	80	395	445	50
30	91	1088,8	1109,8	21	78	406	432	26
31	92	1120	1130,1	17,5	67	–	411	–
32	93	1097,2	1116,9	20,5	78	403	428	25
33	94	1105,6	1124,3	20,6	85,6	426	436	10
34	95	1122,1	1153,6	16,6	62,1	386	400	14
35	97	1127,8	1162,7	15	73,2	–	–	–
36	101	1115,9	1150,1	15,2	65	317	415	98
37	103	1098,8	1128,5	18,3	76	375	427	52
38	104	1095,6	1123,2	19,1	81	–	442	–
39	105	1088	1129,2	17	78,6	362	408	46

Продовження таблиці А.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
40	106	1130,8	1157,2	18,9	71,5	396	422	26
41	109	1077,7	1100	21,2	80	–	444	–
42	111	1080,5	1104,8	20,7	82	–	426	–
43	112	1093,5	1124,4	19,7	81,5	–	434	–
44	113	1118,9	1140,8	19	70	394	412	18
45	115	1149,7	1171,7	18,1	79	413	474	61
46	116	1127,4	1144,4	20	76	394	431	37
47	118	1125,6	1143,1	19,3	76	372	423	51
48	119	1114,8	1133,2	20,1	84	416	485	69
49	121	1104,4	1122,2	19,2	70	350	390	40
50	123	1132	1152	15,8	72,5	–	445	–
51	125	1098	1114,9	20,7	80	435	450	15
52	126	1109,2	1126,8	20,6	85	–	476	–
53	129	1122,9	1138,8	16,5	61	385	398	13
54	130	1108,9	1149,6	16,2	70,4	–	436	–
55	132	1126,4	1154,3	26	85	402	433	31
56	135	1120,8	1132,4	14,5	69	–	433	–
57	140	1141,7	1170,6	16,2	63,5	325	385	60
58	143	1097,2	1111,2	19,7	75	–	428	–
59	144	1095,2	1113,7	18,7	80	–	440	–
60	145	1144,4	1176	19,7	78,6	–	449	–
61	154	1104,4	1118,9	19,6	76,5	408	436	28
62	155	1146,4	1166,8	17	68	402	432	30
63	159	1110,4	1120	14,4	65	–	426	–
64	161	1146,2	1160,2	21,1	79,5	416	441	25
65	162	1170	1175,1	0	0	–	10	–
66	164	1146,3	1166,8	17,1	69	–	426	–
67	165	1137,7	1157,6	16,9	66,2	398	412	14
68	166	1136,5	1158,1	15,4	56,8	372	387	15
69	167	1128,1	1144,8	19	73	385	404	19
70	168	1129,6	1146,8	19,5	74	–	400	–
71	170	1139	1156,8	17,2	70	–	405	–
72	171	1101,2	1118,4	12	72	–	420	–
73	172	1135,1	1168	18,8	72	–	422	–
74	175	1164,3	1192,2	18	70	352	420	68
75	176	1117,6	1154,4	17,7	78,5	371	441	70
76	178	1120,8	1150,1	18	75	382	428	46
77	179	1146,3	1166,4	19,9	73	–	408	–
78	182	1127,2	1147,2	17,8	76	–	453	–
79	184	1115,6	1125,2	20,5	76	414	426	12
80	185	1123,4	1154,7	17,2	68,5	–	–	–

Додаток Б

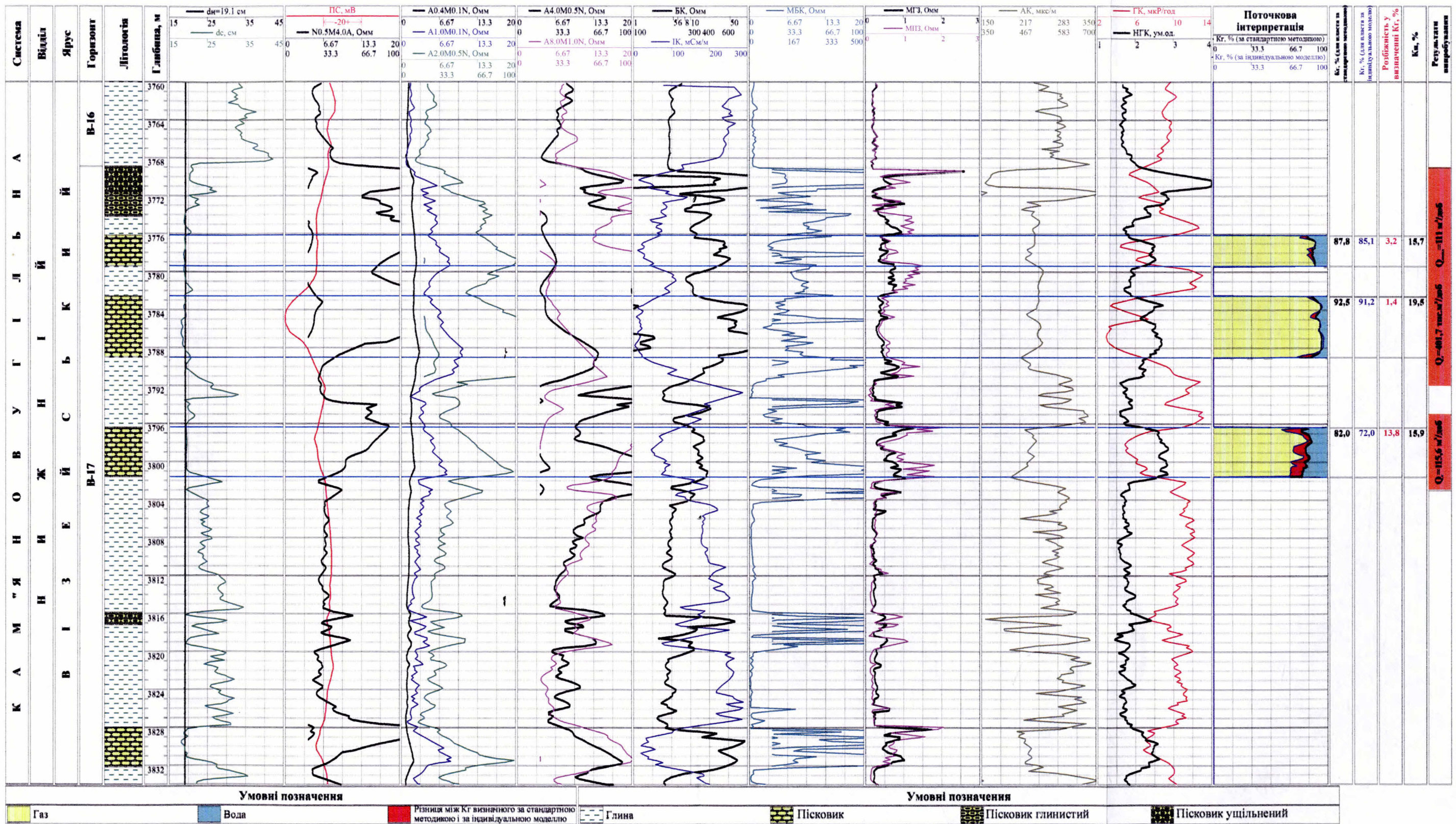


Рисунок Б.1 – Ефективність моделі електропровідності мономіктових неглинистих пісковиків (св. №22-Куличихинська)

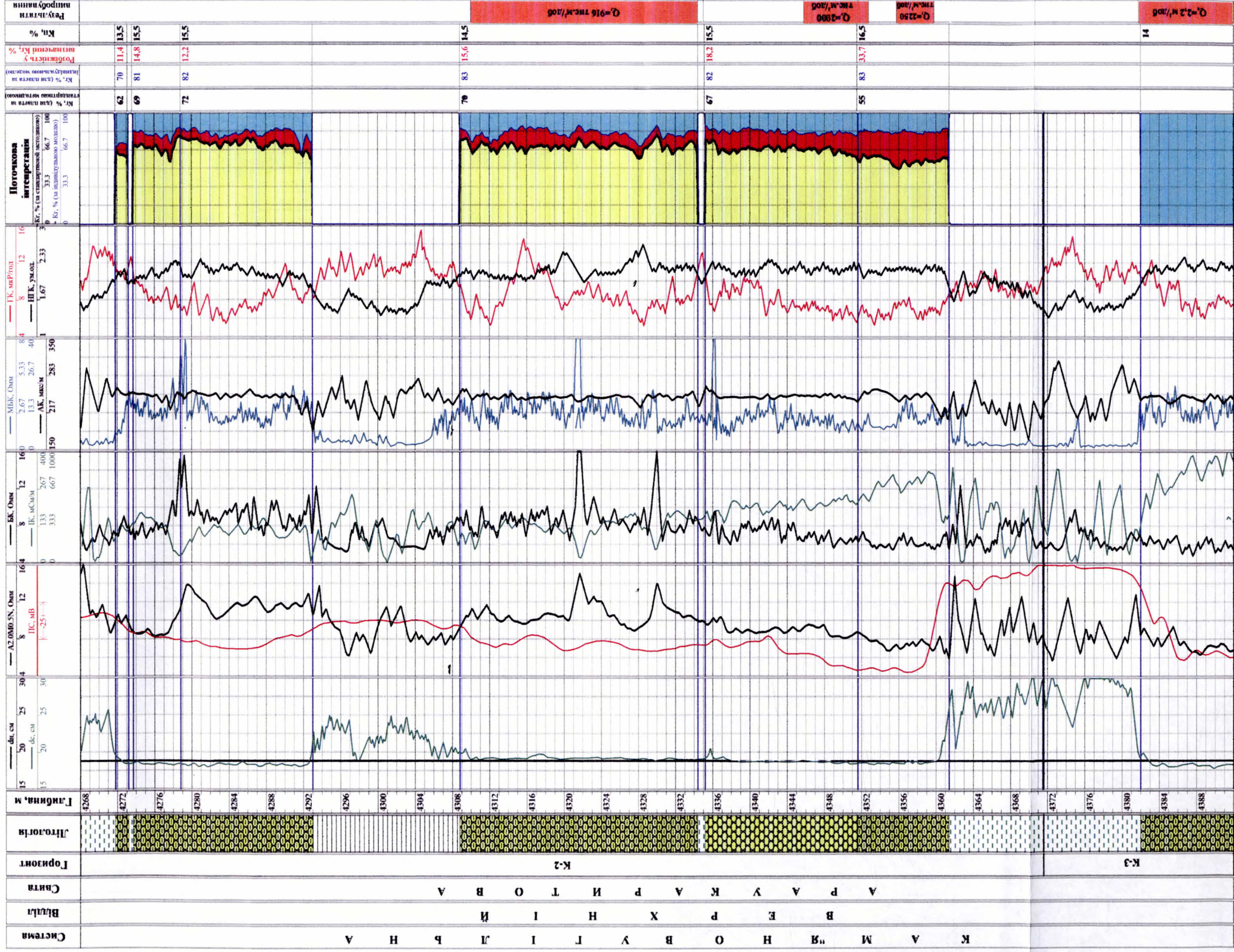


Рисунок Б.2 – Ефективність моделі електропровідності поліміктових глинистих пісковиків (св. №13-Розлапшівська)

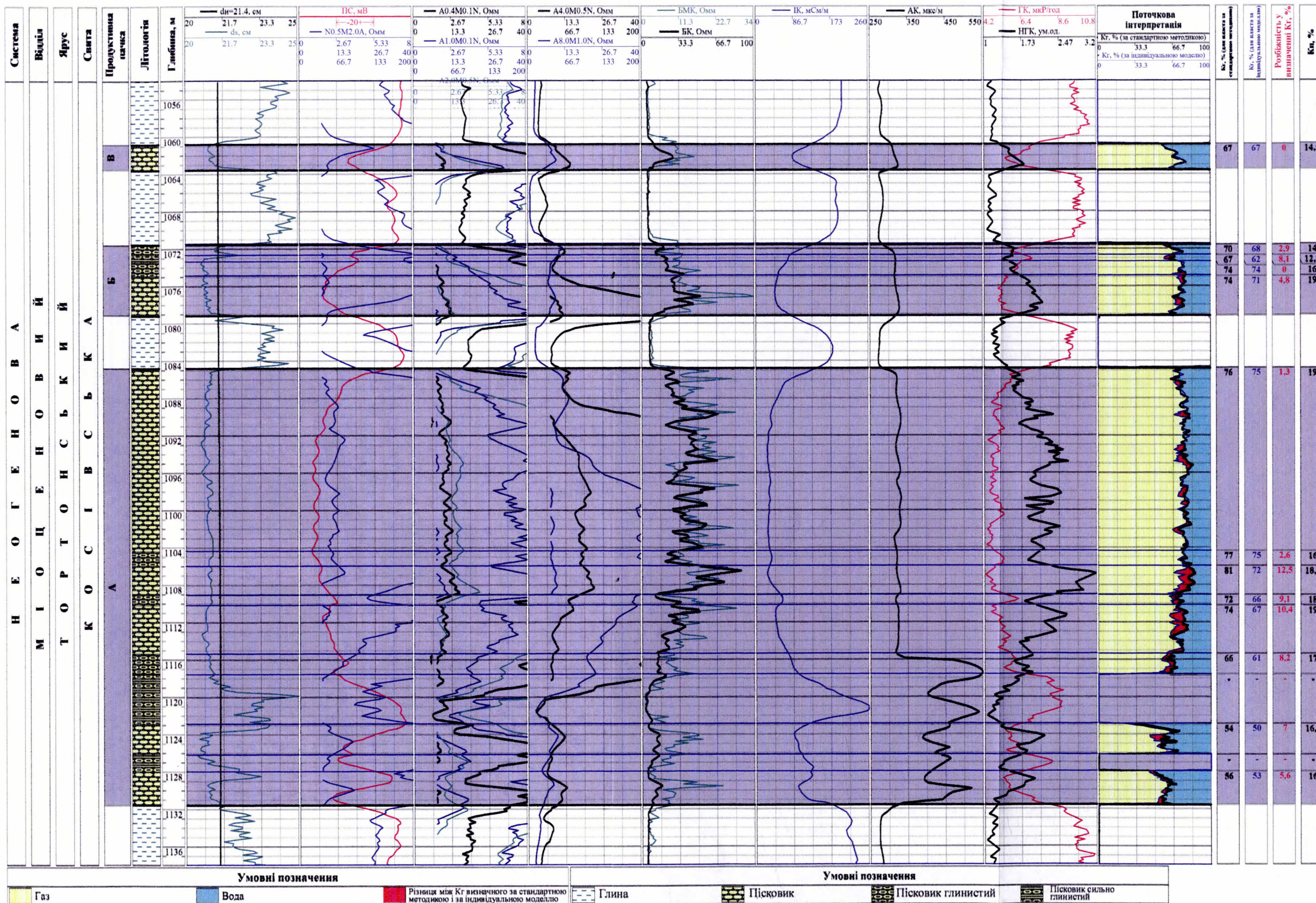


Рисунок Б.3 – Ефективність моделі електропровідності порід-колекторів з глинисто-карбонатним цементом (св. №67-Богородчани)

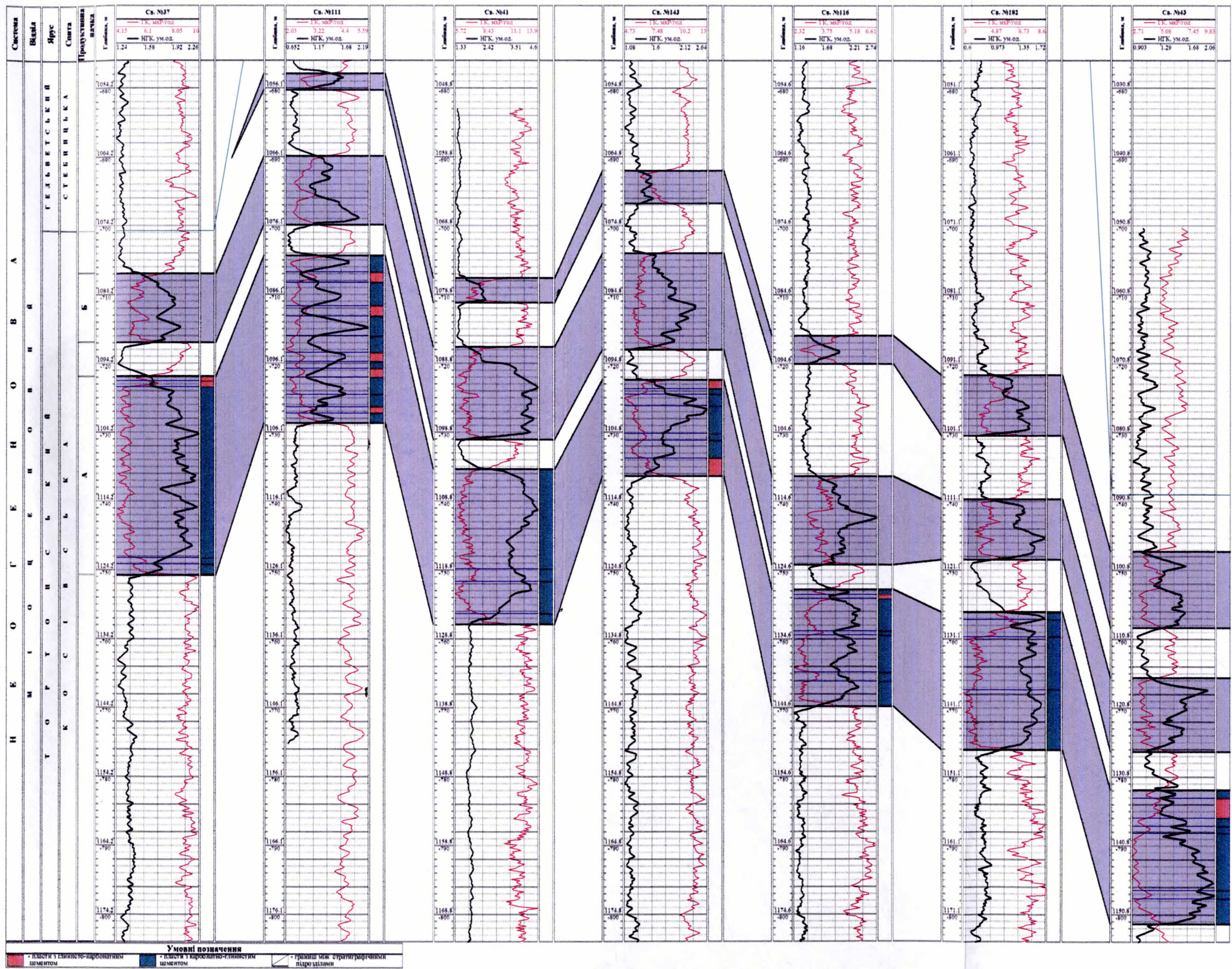


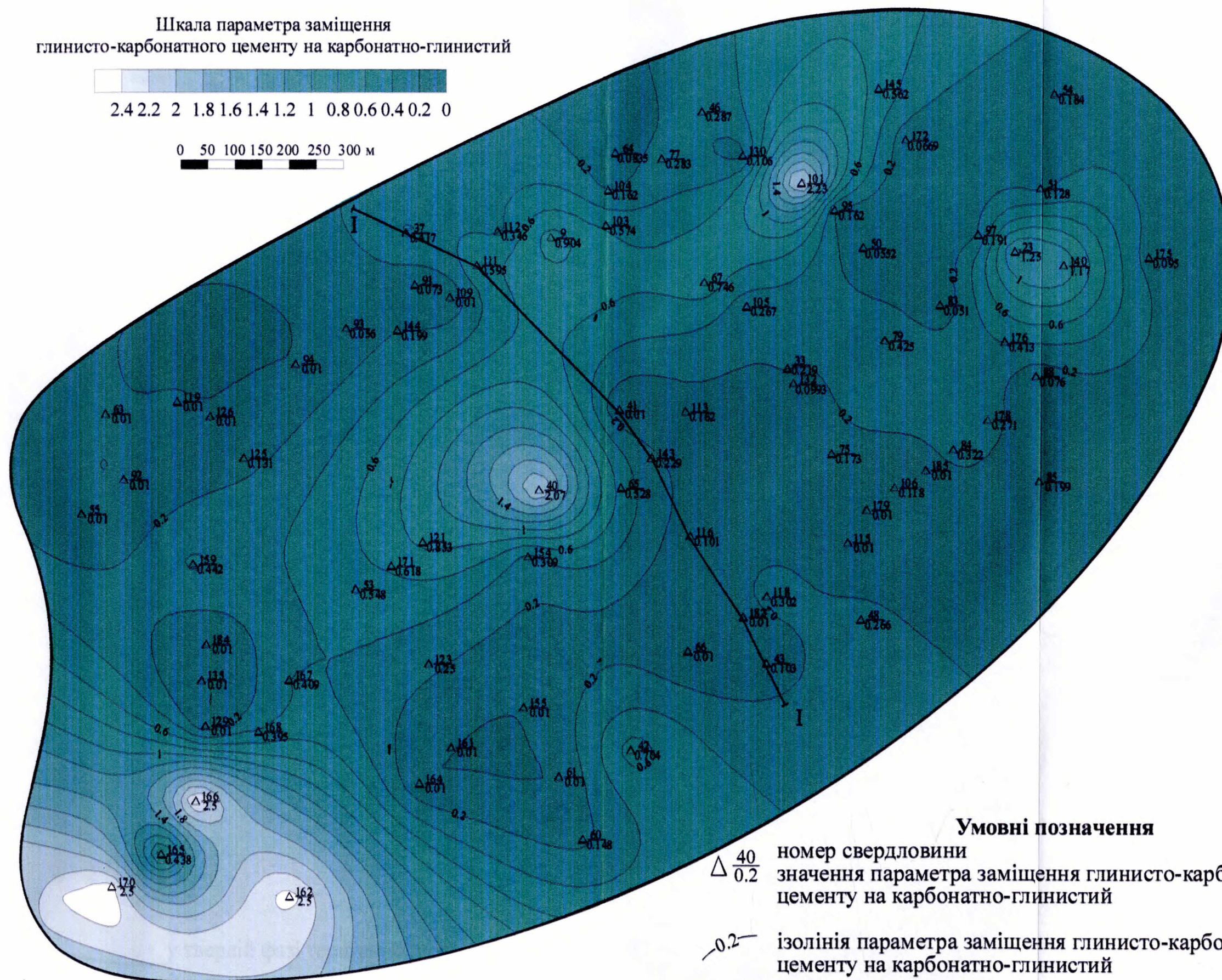
Рисунок Б.4 – Схема кореляції свердловин 37-111-41-143-116-182-43 (лінія I-I)

Шкала параметра заміщення
глинисто-карбонатного цементу на карбонатно-глинистий



2.4 2.2 2 1.8 1.6 1.4 1.2 1 0.8 0.6 0.4 0.2 0

0 50 100 150 200 250 300 м



Умовні позначення

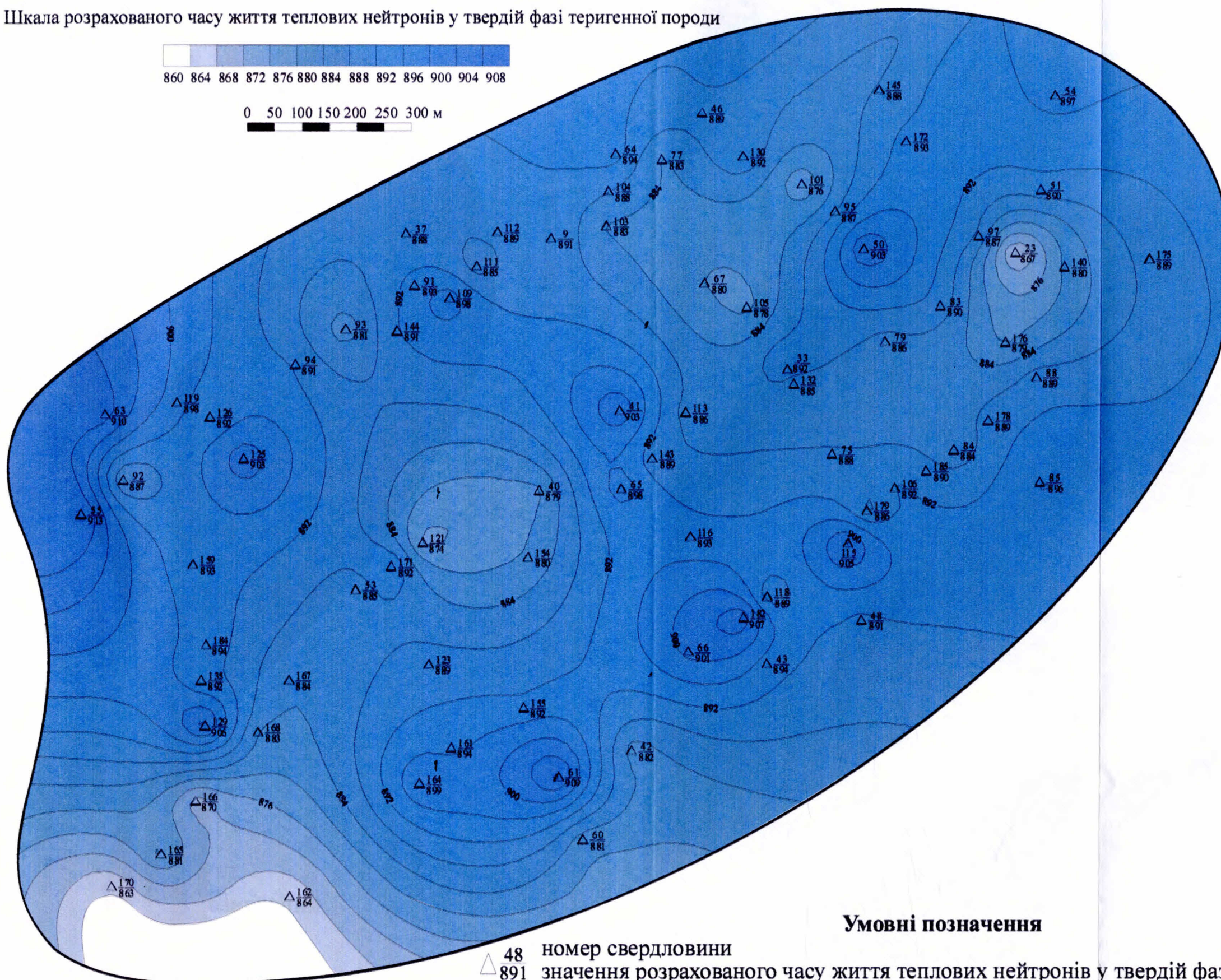
- $\Delta \frac{40}{0.2}$ номер свердловини
значення параметра заміщення глинисто-карбонатного
цементу на карбонатно-глинистий
- ~ 0.2 ізолінія параметра заміщення глинисто-карбонатного
цементу на карбонатно-глинистий
- $\text{I} \text{---} \text{I}$ лінія кореляції свердловин

Рисунок Б.5 – Карта розташування ділянок з різним розподілом глинисто-карбонатного і карбонатно-глинистого цементу продуктивної пачки "А" Богородчанського родовища

Шкала розрахованого часу життя теплових нейтронів у твердій фазі теригенної породи



0 50 100 150 200 250 300 м

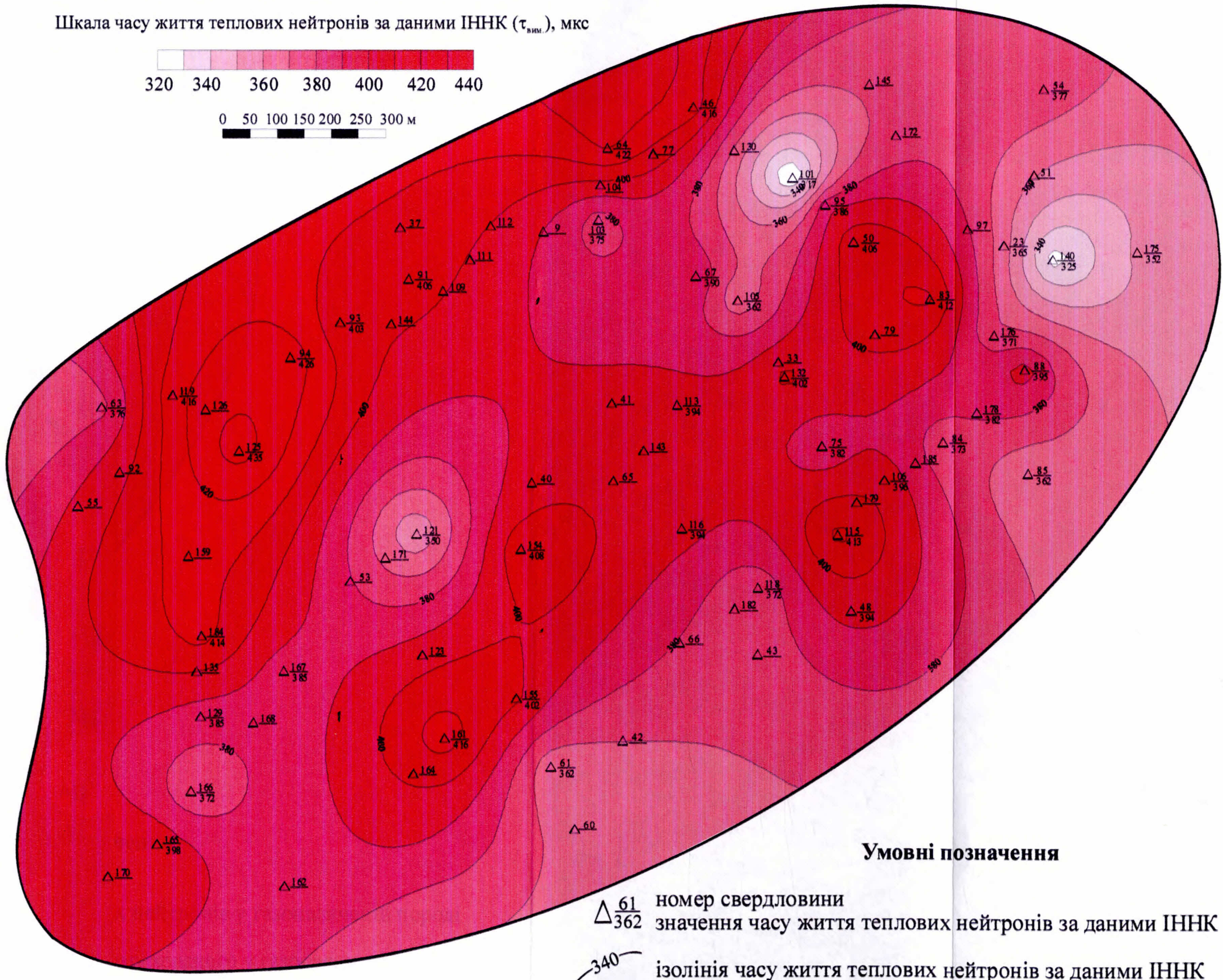


Умовні позначення

- \triangle 48 номер свердловини
- \triangle 891 значення розрахованого часу життя теплових нейтронів у твердій фазі теригенної породи
- 880 — ізолінія розрахованого часу життя теплових нейтронів у твердій фазі теригенної породи

Рисунок Б.6 – Карта розподілу розрахованих значень часу життя теплових нейтронів у твердій фазі теригенної породи продуктивної пачки "А" Богородчанського родовища

Шкала часу життя теплових нейтронів за даними ІННК ($\tau_{\text{вим}}$), мкс

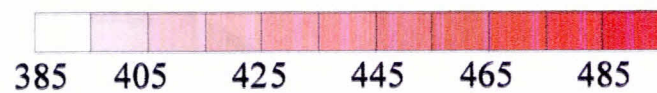


Умовні позначення

- $\triangle \frac{61}{362}$ номер свердловини
- $\triangle \frac{61}{362}$ значення часу життя теплових нейтронів за даними ІННК
- $\text{---}340\text{---}$ ізолінія часу життя теплових нейтронів за даними ІННК

Рисунок Б.7 – Карта розподілу значень часу життя теплових нейтронів у газонасиченій породі продуктивної пачки “А” Богородчанського ПСГ за даними ІННК

Шкала часу життя теплових нейтронів розрахованого у газонасиченій породі ($\tau_{\text{розрах.}}$), мкс



385 405 425 445 465 485

0 50 100 150 200 250 300 м

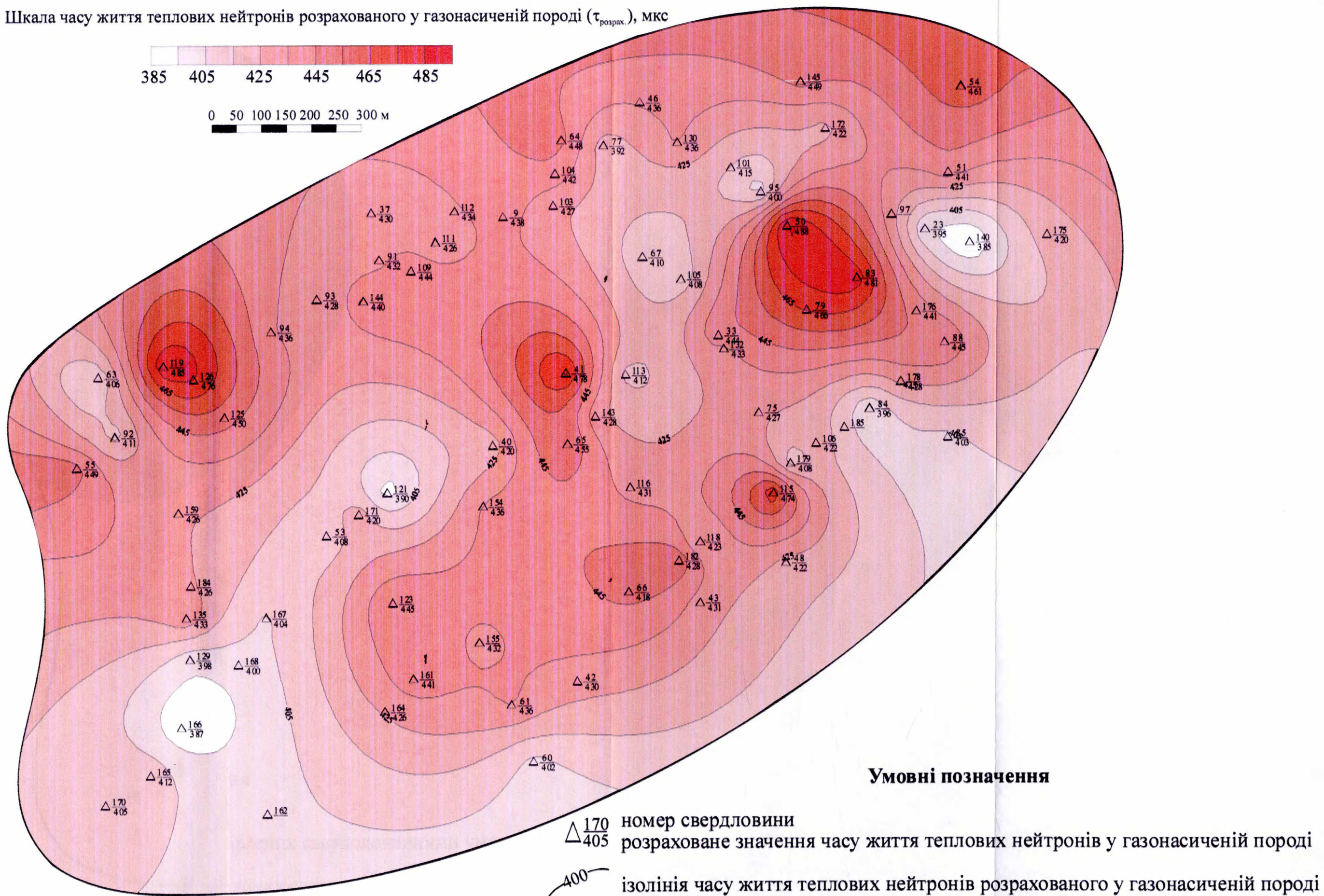
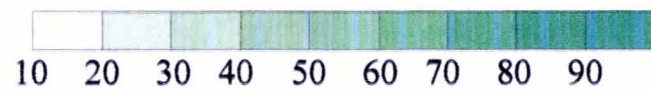


Рисунок Б.8 – Карта розподілу розрахованих значень часу життя теплових нейтронів у газонасиченій породі продуктивної пачки “А” Богородчанського ПСГ

Шкала часу життя теплових нейтронів
зумовлених свердловинними умовами ($\tau_{\text{розрах.}} - \tau_{\text{вим.}}$), мкс



10 20 30 40 50 60 70 80 90

0 50 100 150 200 250 300 м

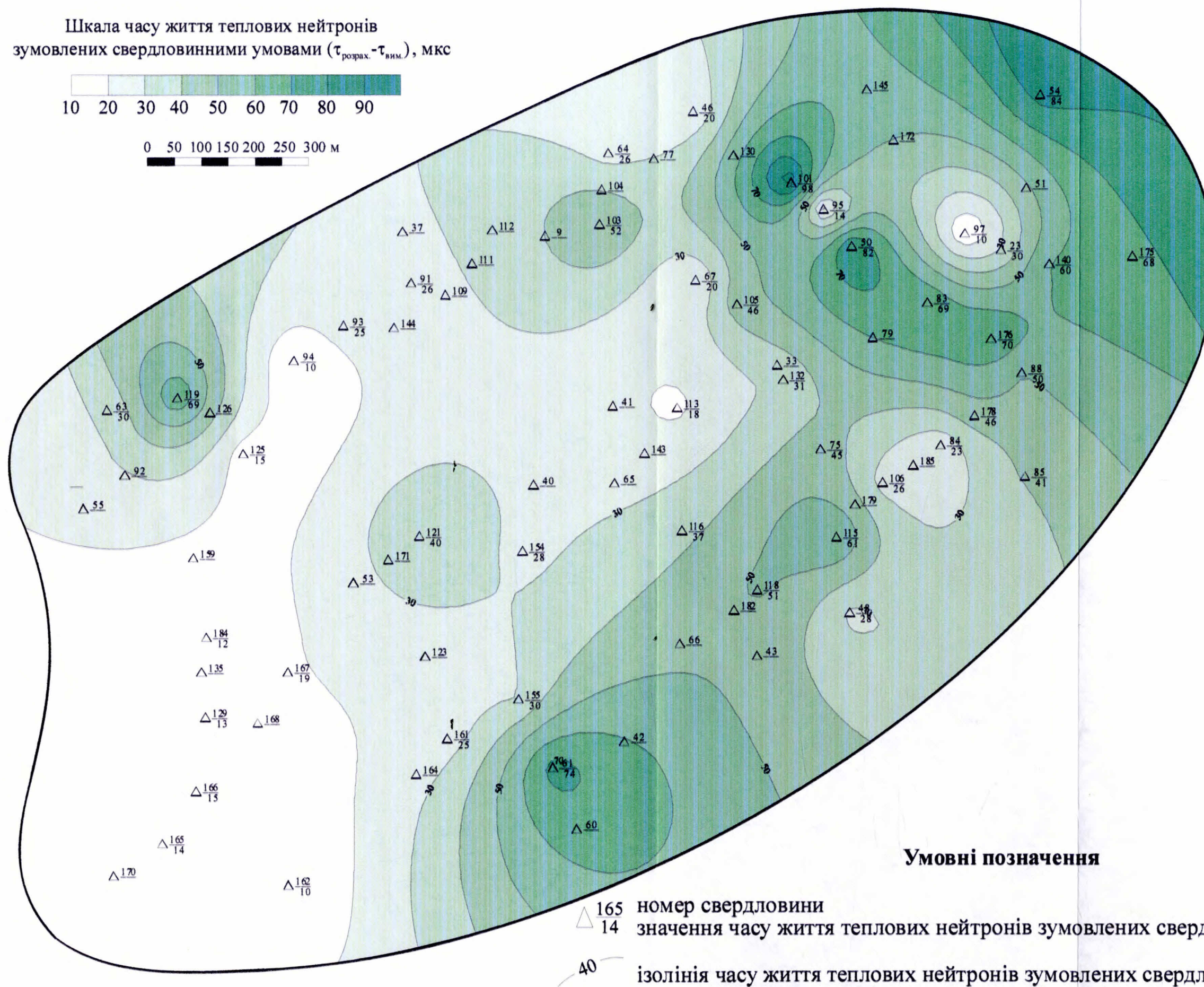
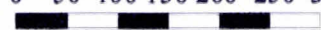


Рисунок Б.9 – Карта розподілу значень часу життя теплових нейтронів зумовлених свердловинними умовами навпроти продуктивної пачки "А" Богородчанського ПСГ