

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Факультет природничих наук
Кафедра нафтогазової геофізики

Цимбалюк Кирил Богданович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.8.05

(індекс)

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Прогнозування колекторських властивостей продуктивних
відкладів Карайкозівського родовища за результатами
сейсмічними та свердловинних досліджень

(назва роботи)

Геофізика

(назва освітньої програми)

E4 Науки про Землю

(шифр і назва спеціальності)

К.Б.Цимбалюк

(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

Науковий керівник Розловська Світлана Євгеніївна, канд. геол. наук,

доцент кафедри нафтогазової геофізики

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

В. В. Федорів

(посада)

(підпис)

(дата)

(ініціали та прізвище)

Рецензент

(посада)

(підпис)

(дата)

(ініціали та прізвище)

Робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Івано-Франківськ – 2025

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет природничих наук
Кафедра нафтогазової геофізики
Освітній рівень магістр
Спеціальність E4 Науки про Землю

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри НГГ

В.В. Федорів

« ____ » _____ 2025 року

ЗАВДАННЯ

НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ

Студентові Цимбалюку Кирилу Богдановичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Прогнозування колекторських властивостей продуктивних відкладів Карайкозівського родовища за результатами сейсмічними та свердловинних досліджень

Керівник роботи: Розловська Світлана Євгеніївна, кандидат геологічних наук, доцент кафедри нафтогазової геофізики

затверджені наказом закладу вищої освіти № 751/7 від "04" грудня 2025 року

2. Строк подання студентом роботи 18.12.2025 р.

3. Вихідні дані до роботи літературні джерела та інтернет-ресурси, геолого-геофізичні фондові матеріали, опрацьовані під час переддипломної практики

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити 1. Аналіз розвитку підходів щодо прогнозування колекторських властивостей продуктивних відкладів 2. Геолого-геофізична характеристика району робіт 3. Обробка та інтерпретація геофізичних даних 4. Прогнозування колекторських властивостей серпуховських та візейських відкладів.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) презентаційна графіка

6. Консультанти розділів роботи

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|--------|---|----------------|------------------|
| | | завдання видав | завдання прийняв |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

7. Дата видачі завдання 03.10.2025

Календарний план

| № з/п | Назва етапів магістерської роботи | Термін виконання етапів роботи | Примітка |
|-------|--|--------------------------------|----------|
| 1 | Формулювання проблеми і актуальності теми | 07.11.2025 | Виконано |
| 2 | Формування розділу 1 Аналіз розвитку підходів щодо прогнозування колекторських властивостей продуктивних відкладів | 21.11.2025 | Виконано |
| 3 | Огляд геологічної будови району робіт та написання розділу 2 Геолого-геофізична характеристика району робіт. | 27.11.2025 | Виконано |
| 4 | Обробка та інтерпретація геофізичних даних та складання розділу 3 | 1.12.2025 | Виконано |
| 5 | Прогнозування колекторських властивостей серпуховських та візейських відкладів | 8.12.2025 | Виконано |
| 6 | Формулювання висновків | 10.12.2025 | Виконано |
| 7 | Оформлення пояснювальної записки та презентаційної графіки | 15.12.2025 | Виконано |

Студент _____ **К.Б Цимбалюк**
 (підпис) (прізвище та ініціали)
Керівник роботи _____ **С.Є. Розловська**
 (підпис) (прізвище та ініціали)

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ СКОРОЧЕНЬ

- АІ – акустичний імпеданс
- АК – акустичний каротаж
- БК – боковий каротаж
- БКЗ – бокове каротажне зондування
- ВВ – вуглеводні
- ГДС – геофізичне дослідження свердловин
- ГЕО – геолого економічна оцінка
- ГК – гамма каротаж
- ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина
- ІК – індукційний каротаж
- ІННК – імпульсно нейтрон нейтронний каротаж
- ЛГАМ – літолого-геоакустична модель
- МБК – мікро боковий каротаж
- МСГТ – метод спільної глибинної точки
- НГК – нейтронний гамма каротаж
- ННК – нейтрон нейтронний каротаж
- ПГ – програмний продукт
- ПС – поляризація самочинна
- РК – радіоактивний каротаж
- СК – стандартний каротаж
- ФСП – фільтраційно ємнісні пласти
- РНІ – пористість

РЕФЕРАТ

Магістерська робота на тему “Прогнозування колекторських властивостей продуктивних відкладів Карайкозівського родовища за результатами сейсмічними та свердловинних досліджень” містить 68 сторінок, 33 рисунків, 2 таблиці.

Об’єкт дослідження – Карайкозівське нафтогазове родовище.

Мета роботи – прогнозування колекторських властивостей продуктивних відкладів за сейсмічними та свердловинними даними.

Метод дослідження – аналіз проведених методів геофізичних досліджень свердловин та петрофізичне забезпечення для подальшої сейсмічної інверсії та інтерпретацією даних .

У магістерській роботі проведено комплексний аналіз геологічної будови Карайкозівського родовища, систематизовано та опрацьовано літературні джерела й фондові матеріали, виконано аналіз застосованих методів геофізичних досліджень свердловин та інверсійної обробки сейсмічних даних, а також реалізовано їх інтегровану інтерпретацію з метою отримання моделі будови продуктивних пластів і прогнозу їх колекторських параметрів.

ЛІТОЛОГО-ГЕОАКУСТИЧНА МОДЕЛЬ, СВЕРДЛОВИНА, ПРОДУКТИВНИЙ ПЛАСТ, КАРОТАЖ, ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН, ІНТЕРПРЕТАЦІЯ, ІНВЕРСІЯ.

ABSRTACT

Master's thesis on the topic "Forecasting of reservoir properties of the productive deposits of the Karaikozivske field according to the results of seismic and well researches" contains 68 pages, 33 figures, 2 tables.

Object of research – Karaikozivske oil and gas field.

Purpose of the work – forecasting of reservoir properties of productive deposits according to seismic and well data.

Method of research – analysis of conducted methods of geophysical well researches and petrophysical support for further seismic inversion and interpretation of data.

In the master's thesis a complex analysis of the geological structure of the Karaikozivske field is carried out, literary sources and archive materials are systematized and processed, analysis of the applied methods of geophysical well researches and inversion processing of seismic data is performed, as well as their integrated interpretation is realized with the purpose of obtaining a model of the structure of productive layers and forecasting of their reservoir parameters.

LITHOLOGICAL GEOACOUSTIC MODEL, WELL, PRODUCTIVE LAYER, WELL LOGGING, GEOPHYSICAL WELL RESEARCHES, INTERPRETATION, INVERSION.

ЗМІСТ

| | |
|--|----|
| ВСТУП..... | 3 |
| 1 АНАЛІЗ РОЗВИТКУ ПІДХОДІВ ЩОДО ПРОГНОЗУВАННЯ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРОДУКТИВНИХ ВІДКЛАДІВ.... | 5 |
| 1.1 Історія розвитку методологічних підходів прогнозування колекторських властивостей..... | 5 |
| 1.2 Аналіз сучасних методик прогнозу колекторських властивостей продуктивних відкладів | 6 |
| 2 ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ РОБІТ..... | 9 |
| 2.1 Загальні відомості про площу робіт..... | 9 |
| 2.2 Геолого-геофізична вивченість площі робіт..... | 10 |
| 2.3 Літолого-стратиграфічна характеристика..... | 12 |
| 2.4 Тектоніка | 14 |
| 2.5 Нафтогазоносність | 19 |
| 3 ОБРОБКА ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДАНИХ..... | 22 |
| 3.1 Створення бази даних та методика інтерпретації ГДС | 22 |
| 3.2 Побудова структурно-тектонічної моделі родовища та параметричний аналіз 3D сейсмозв'язки..... | 33 |
| 4 ПРОГНОЗУВАННЯ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ СЕРПУХОВСЬКИХ ТА ВІЗЕЙСЬКИХ ВІДКЛАДІВ..... | 46 |
| 4.1 Сейсмічна інверсія..... | 46 |
| 4.2 Переваги та недоліки стохастичної інверсії..... | 48 |
| 4.3 Результати перетворення стохастичної інверсії | 49 |
| ВИСНОВОК..... | 62 |
| ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... | 64 |

ВСТУП

Сучасні технології геолого-геофізичної інтерпретації все більше орієнтуються на кількісні методи аналізу, що інтегрують у собі сейсмічні та свердловинні дані. Такий підхід є особливо актуальним у випадках складної геологічної будови, мінливості літології та неоднорідного розвитку колекторів, що характерно для Карайкозівського родовища. Традиційні методи структурної інтерпретації дозволяють достовірно окреслити геометрію пластів, однак не забезпечують достатньої інформації про внутрішню будову та фільтраційно-ємнісні властивості порід. У зв'язку з цим застосування сейсмічної інверсії, як кількісного методу оцінки пружних параметрів гірських порід, набуває особливої актуальності. Використання стохастичних інверсійних підходів дозволяє з високою деталізацією прогнозувати колекторські властивості й отримувати більш достовірну модель будови продуктивних відкладів, що є важливим елементом ефективного планування видобувних робіт та зменшення геологічної невизначеності.

Метою даної роботи є прогнозування колекторських властивостей продуктивних відкладів Карайкозівського родовища на основі інтеграції 3D сейсмічних даних та результатів петрофізичної інтерпретації свердловинного каротажу шляхом застосування стохастичної сейсмічної інверсії та аналізу визначеного акустичного імпедансу.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі **завдання**:

1. Проаналізувати каротажні та сейсмічні дані по Карайкозівському родовищу.
2. Провести петрофізичний аналіз і побудувати залежності, що зв'язують параметри каротажу з пружними характеристиками; сформувати низькочастотну модель акустичного імпедансу.

3. Виконати стохастичну інверсію у програмному середовищі Petrel; проаналізувати якість інверсійної моделі та зіставити її з даними свердловин.

4. Інтерпретувати отриману модель у контексті літологічної мінливості та колекторських властивостей продуктивних пластів.

Об'єктом дослідження є продуктивні відклади Карайкозівського родовища, охарактеризовані даними 3D сейсморозвідки та свердловинними геофізичними дослідженнями.

Предметом дослідження виступають методи інверсійної обробки сейсмічних даних, трендові петрофізичні залежності та отримані за їх допомогою моделі акустичного імпедансу, що відображають колекторські властивості порід.

У результаті виконання роботи отримано інверсійні куби акустичного імпедансу, що достовірно відображають внутрішню будову продуктивних горизонтів, дозволяють простежити зміни літології, виділити зони з підвищеною пористістю та уточнити просторове поширення колекторів. Зіставлення інверсійних даних зі свердловинними показало їх високу узгодженість, що свідчить про надійність побудованої моделі.

Практична цінність отриманих результатів полягає в можливості їх застосування під час подальшого геологічного моделювання родовища, оцінки запасів, визначення перспективних зон для розташування нових свердловин та оптимізації розробки. Інверсійна модель дозволяє зменшити геологічну невизначеність, підвищує точність прогнозу колекторських властивостей і робить процес прийняття геолого-промислових рішень більш обґрунтованим.

1 АНАЛІЗ РОЗВИТКУ ПІДХОДІВ ЩОДО ПРОГНОЗУВАННЯ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРОДУКТИВНИХ ВІДКЛАДІВ

1.1 Історія розвитку методологічних підходів прогнозування колекторських властивостей

Прогнозування колекторських властивостей продуктивних відкладів є одним із ключових завдань геології та геофізики, оскільки від його достовірності безпосередньо залежить ефективність розвідки, оцінки запасів та розробки нафтогазових родовищ. Протягом останніх двадцяти років дослідження колекторських властивостей продуктивних відкладів пройшли значний розвиток, еволюціонуючи від класичних геологічних методів до інтегрованого застосування сучасних комп'ютерних технологій та інверсійних методик.

У 1990–2000-х роках основний акцент робився на детальному геологічному аналізі свердловинних даних, таких як каротаж та петрофізичні вимірювання, а також на простій інтерпретації сейсмічних профілів. Прогноз пористості та проникності тоді здійснювався переважно детермінованими методами, що передбачали використання середніх значень характеристик порід та просторову інтерполяцію. Однак ці підходи мали суттєві обмеження: вони були чутливими до локальної гетерогенності порід, обмеженими за точністю через невеликий обсяг свердловинних даних та низьку роздільну здатність сейсмозвільдувальних досліджень того часу, особливо у складних структурних елементах родовищ, таких як штоки та куполи. Для карбонатних та пісковикових відкладів використовувалися прості статистичні методи та кореляційні залежності, але подальший досвід, як зазначають автори [1], показав, що такі моделі часто не відображали реальної просторової варіабельності продуктивних пластів, що призводило до помилок у прогнозі.

У середині 2000-х років розвиток тривимірної сейсміки (3D) відкрив нові можливості для детального відтворення геометрії продуктивних

відкладів і побудови більш реалістичних геологічних моделей. На цьому етапі активно впроваджувалися детерміновані методи інверсії, які дозволяли перетворювати сейсмічні сигнали на фізичні параметри порід, такі як акустичний імпеданс (AI). Незважаючи на підвищення точності, ці методи залишалися обмеженими через високу чутливість до локальної гетерогенності та наявність лише одиничних результатів для кожного інтервалу, без врахування ймовірнісного розподілу характеристик порід.

Протягом останніх десяти років спостерігається поступовий перехід до інтеграції різнорідних даних і застосування стохастичних методів інверсії, що дозволяє адекватно враховувати природну варіабельність продуктивних відкладів. Сучасні дослідження демонструють, що поєднання тривимірної сейсміки, каротажних вимірювань та геофізичних даних у рамках багатопараметричних і стохастичних інверсій AI дає можливість отримувати ймовірнісні розподіли пористості та інших ключових параметрів резервуару, що підвищує достовірність оцінки продуктивності та зменшує економічні ризики.

1.2 Аналіз сучасних методик прогнозу колекторських властивостей продуктивних відкладів

Актуальність застосування кількісних методів інтеграції безпосередньо стосується об'єкта даної роботи, присвячені дослідженню солянокупольних структур центральної частини Дніпровсько-Донецької западини [2], підкреслюють, що Карайкозівська площа має складну внутрішню структуру з неоднорідним розподілом порід, що формують продуктивні пласти. Просторове чергування порід та наявність локальної гетерогенності значною мірою впливає на точність прогнозування пористості та проникності продуктивних відкладів. Автори показують, що класичні методи детермінованого прогнозування не враховують природну варіабельність порід і можуть недооцінювати або переоцінювати розміри та

об'єми продуктивних зон, що робить інтеграцію сейсмічних та свердловинних даних необхідною.

У статті Колісніченко В.Г, Цимбалюк К.Б. [3] детально розглядаються сучасні комп'ютерні технології (зокрема, використання програмного застосунку Interactive Petrophysics (IP)) та обраховувати прямої та оберненої задачі для мінімізації помилок для побудови літолого-геоакустичної моделі (ЛГАМ), також вони акцентують увагу на розбіжностях оперативних заключень різних компаній що ускладнює подільшу інтерпретацію. Це все дозволяє інтегрувати сейсмічні та свердловинні для підвищення точності прогнозу колекторських властивостей, підкреслюючи, що цифрові моделі відкривають можливості для врахування локальної гетерогенності в умовах глибокозалягаючих (5500-6700м) і складнобудованих карбонатних колекторів. Для таких об'єктів необхідний розширений комплекс ГДС (щільнісний, хвильовий АК та РК (ГК, НГК, ННК, ІННК), що дозволяє визначити компоненти порового простору, які критично впливають на пористість. Застосування цього комплексного підходу на прикладі Селюхівської площі ДДЗ доводить можливість прогнозування геологічного розрізу та шаруватої будови однорідних пластів [4].

Особливо значущими в контексті прогнозування є роботи, які стосуються літологічної ідентифікації. Наприклад, у статті [5] Коваль Я. М. та Федак І. О. демонструють приклади інтеграції свердловинних та геофізичних даних для виділення продуктивних пластів, підкреслюючи, що комп'ютерні моделі дозволяють не лише виділити шари, а й оцінити їх пористість у просторі, що є важливим елементом для створення ймовірнісних моделей.

Процес побудови тривимірної моделі пористості у сучасній практиці здійснюється в інтегрованих програмних комплексах, таких як Petrel [6]. Методологія [7] деталізує, що прогноз колекторських властивостей є кінцевим етапом, що використовує результати інтерпретації сейсмозвідки та ГДС.

Проте, незважаючи на переваги стохастичної інверсії, основним проблемним питанням, яке потребує подальшого опрацювання, є надійність апріорної моделі, необхідної для стохастичної інверсії. Згідно з дослідженнями, присвяченими стохастичній інверсії [8], традиційний метод побудови апріорної моделі переважно використовує свердловинні дані для отримання стаціонарного діапазону з варіограми. Проблема полягає в тому, що стаціонарний діапазон не може точно описати комплексні нестаціонарні просторово-тектонічні особливості підповерхневих шарів, які є характерними для солянокупольних структур Карайкозівського родовища. Це призводить до того, що апріорна модель не може надати надійної апріорної інформації, знижуючи точність інверсії. Це окреслює науковий напрямок, що потребує розробки методів для вилучення нестаціонарних статистичних характеристичних параметрів, що змінюються відповідно до просторових координат, для покращення апріорної стохастичної моделі моделі [8].

Таким чином, аналіз літературних джерел показує, що інтеграція різнорідних даних із застосуванням стохастичної інверсії акустичного імпедансу є сучасним стандартом для прогнозу колекторських властивостей. Основними проблемами залишаються локальна гетерогенність порід та обмежена роздільна здатність сейсмічних профілів, проте застосування стохастичної інверсії та інтеграція даних значно зменшують ці обмеження. Переваги сучасних методик полягають у можливості обліку природної варіабельності порід, підвищенні точності прогнозу та створенні ймовірнісних моделей пористості.

Висновок по розділу. Сучасний стан досліджень демонструє, що для ефективного прогнозу колекторських властивостей продуктивних відкладів родовища Карайкозівське необхідно поєднувати сейсмічні та свердловинні дані, застосовувати стохастичну інверсію та сучасні комп'ютерні технології. Це дозволяє створити достовірну тривимірну модель пористості, яка є основним результатом роботи та забезпечує надійний прогноз.

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ РОБІТ

2.1 Загальні відомості про площу робіт

Карайкозівське нафтогазоконденсатне (НГК) родовище розташоване у північній крайовій зоні Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) і територіально входить до складу Богодухівського району Харківської області [9]. Поруч знаходяться інші вуглеводневі родовища, зокрема Сахалінське, Краснокутське, Мар'їнське, Качалівське, Степове, Березівське, Котелівське, Водянівське, Журавлине тощо. Неподалік від робочої ділянки прокладені магістральні газопроводи Шебелинка-Полтава-Київ та Богодухів-Степове. З точки зору логістики, найближчими населеними пунктами є села Карайкозівка, Павлюківка, Сергіївка, Ковальчуківка, Сухомлинівка, а також районний центр м. Краснокутськ. Транспортне сполучення здійснюється через залізничні станції Водяна та Коломак, а також автомагістраль Київ-Харків (рисунок 2.1).

Територія, де проводяться роботи, є рівнинною ділянкою ерозійного походження, яка інтенсивно порізана невеликими водними потоками та густою мережею природних понижень – ярів, балок та прохідних долин. Ці пониження часто заболочуються після значних атмосферних опадів. Найвищі абсолютні позначки рельєфу (від 102,6 м до 186,3 м) зосереджені на вододільних ділянках. Географічно район розташований на водорозділі Коломаку та Мерли, які є лівими притоками річки Ворскла. У літологічному плані місцевість сформована корінними породами, над якими залягає шар лісоподібних порід, товщина якого може сягати 20 м. На плато значно поширені яри, деякі з яких мають відкриті, не покриті рослинністю схили.

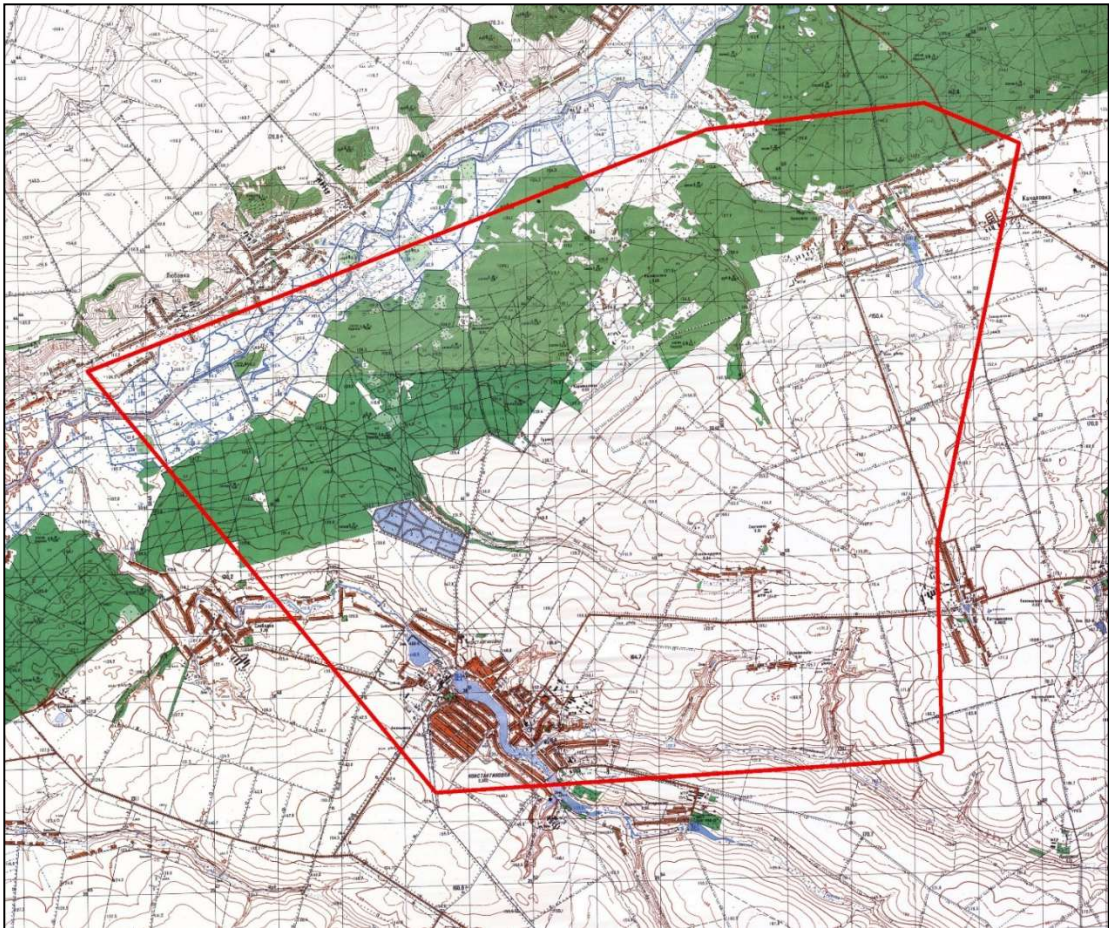


Рисунок 2.1 – Топооснова району робіт

Кліматичні умови є помірно континентальними. Середньорічний показник температури повітря становить $+7,2^{\circ}\text{C}$. Січень відзначається найнижчими температурами, що можуть опускатися до $-30-31^{\circ}\text{C}$. Глибина промерзання ґрунтів коливається в межах $0,7-1,2$ м, при середньорічній нормі опадів у 516 мм. Вітрові потоки спрямовані переважно з північного заходу та заходу. Зимовий період зазвичай триває з грудня по березень, а сніговий покрив може досягати товщини $30-50$ см.

2.2 Геолого-геофізична вивченість площі робіт

Карайкозівська площа, розташована в північній крайовій частині Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), була предметом значного обсягу

геолого-геофізичних досліджень, що розпочалися ще у 1950-х роках. Геологічна будова ділянки охоплює породи палеозою, мезозою та кайнозою.

Згідно з Звітом про виконання польових сейсмозвідувальних робіт МСГТ-3D у межах Карайкозівського родовища Нікіташ Л.П. Кориневич Х.М. 2020 року, у результаті детальних 3D-робіт було уточнено геометрію соляного штоку та визначено будову суміжних тектонічних елементів [9]. Початкові гравіметричні дослідження виявили ключові аномалії сили тяжіння в регіоні. Вже у 1957–1958 роках структурно-картувальне буріння вперше ідентифікувало Карайкозівську структуру, будова якої деталізувалася сейсмозвідувальними роботами по відкладах мезозою, пермі та карбону. В результаті цих робіт було виявлено Карайкозівський соляний шток та пов'язане з ним Любівське підняття. У середині 1970-х років за результатами узагальнення сейсмічних даних були розроблені рекомендації для пошукового буріння. Фактичне відкриття родовища відбулося у 1982 році, коли зі свердловини № 2 у верхньо-серпуховських відкладах було отримано промисловий приплив нафти дебітом 94 м³/добу, після чого родовище включили до Державного балансу. Камеральні роботи того періоду визначили чотири головні тектонічні елементи площі: соляний шток, Карайкозівське брахіантиклінальне підняття та Любівський і Південно-Любівський блоки. Буріння на Любівській структурі підтвердило її продуктивність, забезпечивши промислові припливи газу з верхньосерпуховських та верхньовізейських відкладів (до 185 тис. м³/добу). Колектори представлені пісковиками з невисокими властивостями; поклади є пластовими склепінчастими на Карайкозівському піднятті та тектонічно екранованими і літологічно обмеженими на Любівському блоці.

У 2000-х роках роботи зосередилися на уточненні будови та геолого-економічній оцінці запасів. Ключовим етапом стала сейсмозвідка у форматі 3D, яка проводилася з 2013 року і дозволила деталізувати геологічну модель соляного штоку та структурних пасток у відкладах карбону, виділивши нові перспективні зони: Західно-Любівську, Північно-Любівську

та Північно-Сахалінську. У 2015–2016 роках буріння свердловини № 32 підтвердило цю модель, відкривши промислову газоносність Північно-Любівської ділянки і вперше на родовищі встановивши продуктивність візейських горизонтів. Успіх стимулював інтенсивне дорозвідувальне буріння у 2017–2019 роках. Сучасний аналіз підтвердив, що у розрізі Північно-Любівської ділянки виявлено тринадцять нафтогазоносних пластів, які формують сімнадцять покладів (переважно газоконденсатних). Розробка візейських покладів на цій ділянці розпочалася із середини 2016 року, а запаси підраховані із застосуванням об'ємного методу.

2.3 Літолого-стратиграфічна характеристика

Геологічна будова Карайкозівської площі сформована осадовими комплексами палеозойського, мезозойського та кайнозойського віку, які неузгоджено залягають на породах кристалічного фундаменту. У процесі пошуково-розвідувального буріння розкрито весь розріз – від четвертинних до девонських відкладів. Соляні породи девонського віку були розкриті як у штоковому заляганні, так і у приштоковій зоні Любівської та Північно-Любівської структур.

Девонська система (D) представлена франським та фаменським ярусами. Відклади франського ярусу, розкриті у вторинному заляганні (як штокова сіль), переважно представлені крупнокристалічною кам'яною сіллю. Фаменські відклади (літологічна пачка ФМ-1) складені щільними пісковиками, вапняками та алевролітами, і раніше відносилися до нижнього карбону, але згідно з чинним кодексом, стратиграфічно належать до фаменського ярусу девону.

Кам'яновугільна система (С) включає нижній, середній і верхній відділи.

Нижній карбон представлений турнейським, візейським і серпуховським ярусами.

Візейський ярус містить основний перспективний розріз родовища. У його складі виділяються нижньовізейські та верхньовізейські відклади, які вміщують численні продуктивні горизонти. У розрізі поширене чергування вапняків, аргілітів, пісковиків і алевролітів. Верхньовізейські відклади вміщують значні газоконденсатні поклади.

Серпуховський ярус неузгоджено залягає на візе. Він поділяється на нижньосерпуховський (представлений переважно глинисто-алевролітовими породами) і верхньосерпуховський під'яруси, до яких приурочені поклади вуглеводнів.

Середній карбон (башкирський і московський яруси) неузгоджено залягає на серпухові. Розріз складений чергуванням аргілітів, пісковиків, алевролітів і вапняків. Вапняк М-9 у верхній частині московського ярусу слугує важливим маркуючим репером для північно-західної частини ДДЗ.

Верхній карбон (касимівський та гжельський яруси) представлений араукаритовою та авілівською світами. Вони складені перешаруванням теригенних порід (пісковиків, алевролітів, аргілітів) з прошарками вапняків і доломітів [2].

Пермська система (Р) неузгоджено залягає на верхньому карбоні та представлена нижнім відділом. Він складається з нижньої теригенної (картамиська світа, червоноколірні глинисто-алевритові утворення) і верхньої хомогенної товщ (микитівська та слов'янська світи), які містять доломіти, ангідрити, вапняки та солі.

Мезозойський комплекс (МЗ) поширений по всій площі та включає тріасову, юрську і крейдяну системи.

Тріасова система неузгоджено залягає на пермі та складена піщано-глинистими, піщаними та піщано-карбонатними товщами.

Юрська система (середній та верхній відділи) також залягає неузгоджено, представлена сіроколірною товщею чергування глин і пісковиків, а також верхньоюрськими піщано-глинистими породами з прошарками вапняків.

Крейдяна система (нижній та верхній відділи) складена в нижній частині глинами і пісками, а верхня частина представлена білою писальною крейдою з прошарками мергелів.

Кайнозойський комплекс (P+N+Q) неузгоджено залягає на крейді та включає палеогенову, неогенову і четвертинну системи. Відклади представлені пісками, пісковиками, мергелями, глинами та суглинками.

2.4 Тектоніка

У тектонічному відношенні Карайкозівська ділянка розташована в центральній частині північної окраїнної зони Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) і тісно пов'язана зі смугою солянокупольних структур. Тектонічна організація цієї частини западини є прямим наслідком активних проявів галокінезу (руху соляних мас) та блокової тектоніки (рисунок 2.2) [9].

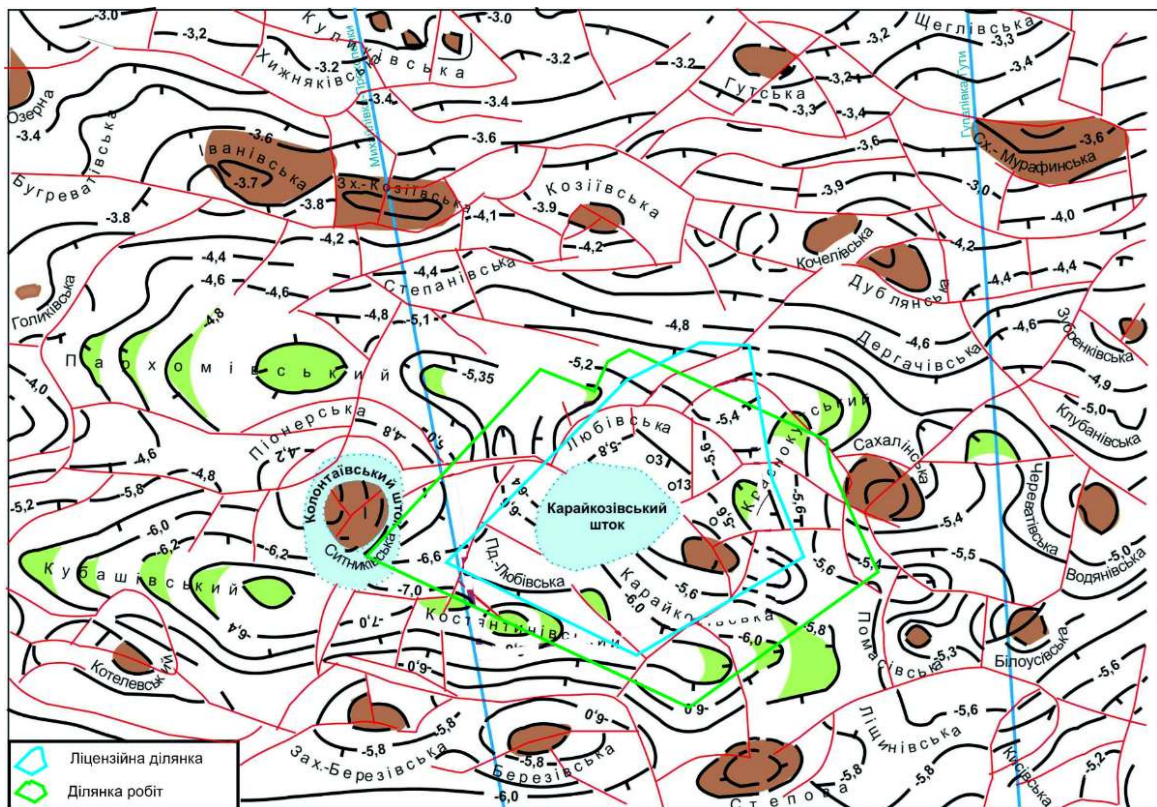


Рисунок 2.2 – Структурно-тектонічна схема

На даній території чітко розрізняються два основні структурні поверхи: нижній – представлений кристалічним фундаментом, і верхній – осадовий чохол. Осадовий чохол, у свою чергу, поділяється на три структурні яруси: верхньопалеозойський, мезозойський та кайнозойський. Структурний план верхньопалеозойського ярусу корелюється з блоковою будовою фундаменту, тоді як тектонічна організація вищих ярусів визначається загальним простяганням Дніпровсько-Донецької западини.

Геологічна будова нижнього структурного поверху, а саме морфологія його поверхні, була встановлена за допомогою сейсморозвідки та результатів глибокого буріння. Фундамент являє собою консолідовану кристалічну основу, що складається з метаморфічних утворень, зім'ятих у складки. Двома системами глибинних розломів фундамент розчленований на великі тектонічні блоки, які сформували тектонічну зональність регіону і активно впливали на всі наступні етапи розвитку западини, включаючи герцинський, кімерійський та альпійський етапи.

Другий структурний поверх розпочинається верхньопалеозойським ярусом, який відділяється від кристалічного фундаменту великою регіональною поверхнею незгідності. У межах досліджень він включає відклади девонської, кам'яновугільної та пермської систем. Підшва цього ярусу збігається з поверхнею фундаменту. Поверхня фундаменту являє собою східчасту монокліналь, тоді як поверхня палеозойських відкладів демонструє типовий прогин. Залягання палеозойських відкладів поступово підіймається в північно-східному напрямку до борту ДДЗ (в абсолютних відмітках від -3,0 км до -2,0 км). Потужність цих відкладів також закономірно зменшується. У межах площі породи ярусу ускладнені численними розломами і зім'яті у великі пологі складки, утворюючи брахіантиклінальні структури та прогини.

Верхньопалеозойський ярус традиційно поділяється на два структурні під'яруси: верхньодевонський (рифтовий) та кам'яновугільно-нижньопермський. Перший представлений теригенно-карбонатною,

галогенною та вулканогенною строкатоколірною формаціями. Другий складається з теригенно-карбонатної, теригенно-вуглистої і завершальної евапоритової (пермської) формацій. Під'яруси відокремлені один від одного та від суміжних структурних ярусів регіональними незгідностями. Нижній під'ярус залягає на значній глибині та не розкритий бурінням, на відміну від верхнього, який розкритий значною кількістю свердловин у приштоковій зоні діапіру та Карайкозівського підняття.

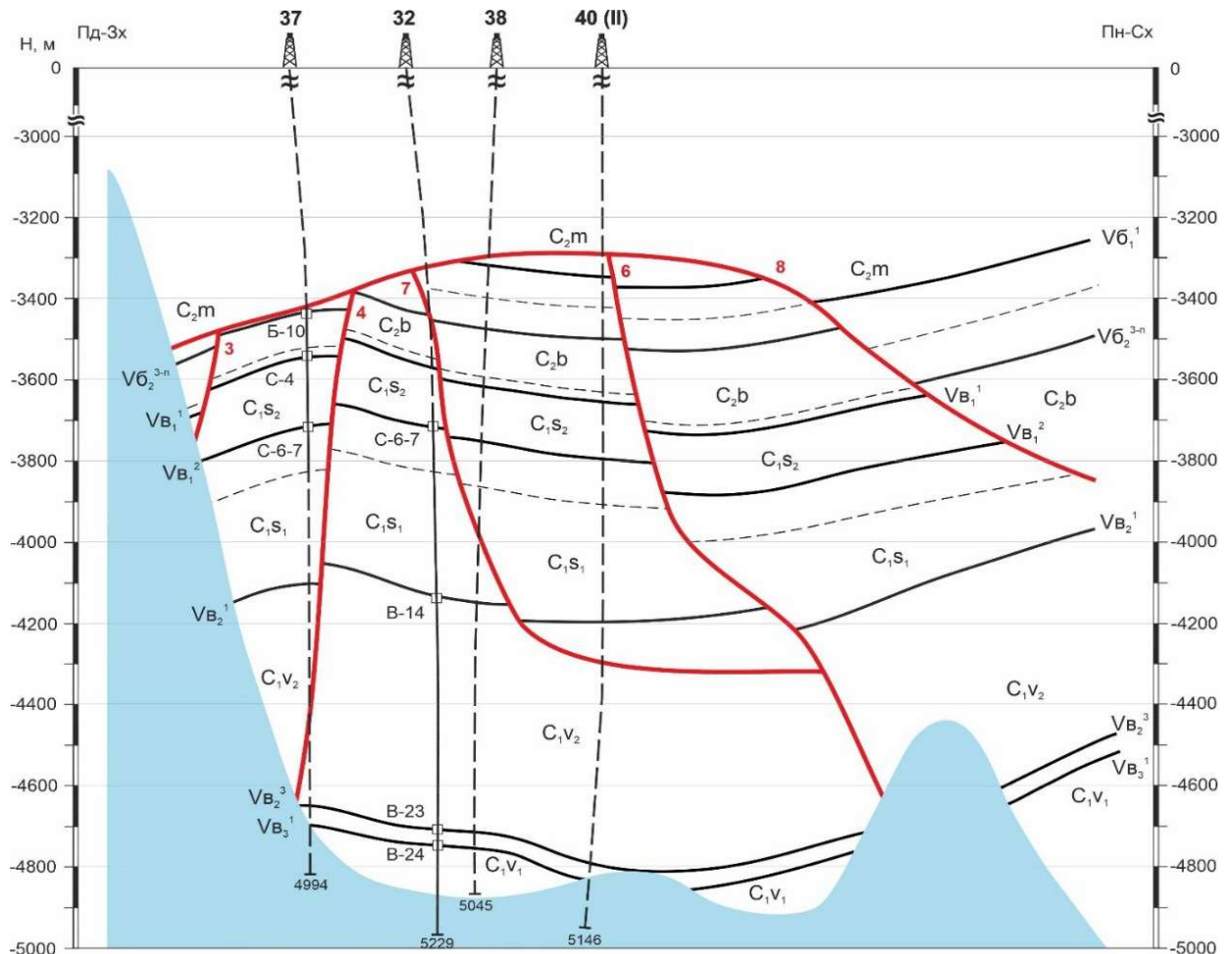
Цей структурний ярус ускладнений регіональними порушеннями північно-західного простягання, які виникли в пізньодевонську епоху під час формування Дніпровсько-Донецького рифту, хоча існує гіпотеза про їхнє закладення ще в пізньопротерозойський час.

Одночасно з цими порушеннями виникли й поперечні до рифту глибинні розломи. За морфокінематичними особливостями вони, здебільшого, є згідними скидами зі значною амплітудою (50–600 м), за винятком Карайкозівського підняття, де спостерігаються підкиди.

Верхньопалеозойський структурний ярус містить антиклінальні та синклінальні структури. Однією з них є Карайкозівська синклінальна структура північно-західного простягання, розташована в центральній частині площі, де накопичувалися значні товщі девонської солі. Завдяки активізації згаданих регіональних розломів у передпалеогеновий час виникли Карайкозівський та Колонтаївський сольові штоки. Карайкозівський шток займає центральну частину площі і з ним пов'язуються подальші перспективи нафтогазоносності.

Навколо Карайкозівського соляного штоку простежується низка структурних підняття, що радіально примикають до нього і сформувалися в самостійні тектонічні елементи: Карайкозівське підняття та навколодіапирові структури – Любівська, Південно-Любівська, Західно-Любівська та Північно-Любівська. З ними пов'язуються подальші перспективи ліцензійної площі [9].

На думку експертів, активізація солі, яка зумовила формування згаданих структур, відбувалася у два етапи (рисунок 2.3). На першому етапі утворилася криптодіапірова структура верхньовізейського віку, подібна до Сахалінської, до якої приурочені Любівське та Північно-Любівське підняття.



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- Vb₁¹ — Відбиваючий горизонт
- Стратиграфічні границі
- 7 — Тектонічні порушення та їхні номери
- 38 — Пробурені свердловини

Рисунок 2.3 – Сейсмогеологічний розріз

Протягом тривалого осадконакопичення у їхньому склепінні сформувалися пасткові умови для локалізації вуглеводнів у візейських та

серпуховських відкладах, що підтверджено результатами буріння. Інші структури – Південно-Любівська, Західно-Любівська та Східно-Любівська – імовірно, сформувалися на другому етапі активізації солі в передпалеогеновий вік завдяки впровадженню Карайкозівського діапіру [2]. Вони контролюються різнонаправленими високоамплітудними порушеннями та практично вертикальними стінками штоку, утворюючи структурно-тектонічні пастки. Однак пов'язувати з ними значні подальші перспективи нафтогазоносності є проблематичним, оскільки стінки штоку мають досить просту морфологію (відсутність козирків, карнизів). Крім того, в ДДЗ не відкрито жодного родовища, пов'язаного з приштоковими зонами діапірів передпалеогенового віку.

Основні порушення, амплітудою 200–300 м, картуються в північній частині площі та радіально розходяться від штоку, розділяючи Любівське та Північно-Любівське підняття на окремі тектонічні блоки. Завдяки змішуванню сольового комплексу двох вищезгаданих фаз, у їхніх межах виділяється другий уступ солі, стінки якого виступають екрануючими для покладів вуглеводнів Карайкозівського родовища.

З півдня, заходу та сходу стінки соляного штоку оконтурюються порушеннями, амплітудою 75–200 м, які були зафіксовані в свердловинах. Непошукованими по серпуховських та візейських відкладах залишаються західний та східний тектонічні блоки. Західний блок контролюється тектонічними порушеннями та екранується стінкою штоку зі сходу. Східний блок аналогічно контролюється порушеннями та екранується соляним штоком з північного заходу. Перспективи нафтогазоносності цих блоків визначаються, головним чином, екрануючими властивостями стінки штоку, що, як зазначалося, не є типовим для діапірів передпалеогенового віку.

Карайкозівське підняття розташоване на півдні площі робіт і являє собою антиклінальну складку, що утворилася завдяки активізації сольової тектоніки верхньовізейського віку. Зі сходу та заходу її облямовують Краснокутський та Костянтинівський компенсаційні прогини, у яких

спостерігається збільшення товщин відкладів середнього та нижнього карбону (див. рисунок 2.2). Апікальна частина структури виположується з глибиною. Згідно з побудованими структурними планами продуктивних горизонтів візейського та середнього карбону, структура проявляється у вигляді структурного носу, який вище по розрізу набуває антиклінальної форми. Склепінчаста частина Карайкозівської структури ускладнена тектонічними порушеннями (підкидами) північно-західного та субширотного простягання, які поділяють її на окремі тектонічні блоки. У піднятому блоці в апікальній частині структури були отримані промислові припливи вуглеводнів. Тому подальші перспективи нафтогазоносності цієї структури необхідно пов'язувати з серпуховськими та візейськими відкладами, які у Любівській структурі характеризуються досить добрими колекторськими властивостями та дають промислові припливи газу.

Крім згаданих, у межах площі досліджень виділяються також мезозойський та кайнозойський структурні яруси, які не становлять пошукового інтересу для нафтогазоносності. Мезозойський ярус залягає на верхньопалеозойському з різкою кутовою незгідністю і представлений менш дислокованими осадовими відкладами тріасової, юрської та крейдової систем. Кайнозойський ярус залягає з кутовою незгідністю на мезозойському, і в його відкладах виділяється негативна Карайкозівська структура, що пояснюється динамікою розвитку сольового штоку, який прориває вищезалягаючі товщі.

2.5 Нафтогазоносність

Карайкозівське нафтогазоконденсатне родовище входить до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району, поряд із Котелівським, Березівським, Степовим, Краснокутським, Водянівським та Сахалінським родовищами. У безпосередній близькості розташовані Сахалінське, Краснокутське та Водянівське газоконденсатні родовища.

Продуктивність Карайкозівського пов'язана з трьома основними блоками — Карайкозівським, Любівським та Північно-Любівським, у межах яких поклади встановлені у відкладах верхньосерпуховського та верхньовізейського ярусів.

Формування пасток у серпуховському ярусі визначається літофаціальною мінливістю та клиноформним характером розрізу [2].

Верхньосерпуховський комплекс (С-4, С-5)

Горизонт С-4 включає два поклади (С-4в і С-4н), розділені глинистою перемичкою; їх колектори мають обмежене поширення та нерівномірні товщини. На Карайкозівському блоці виявлені окремі нафтові поклади, у Любівському – доведена газонасиченість, але ВНК не встановлено. У горизонті С-4н у Карайкозівському блоці зафіксовано невеликий нафтовий поклад, а в Любівському – нафтовий з газовою шапкою, підтвердженою гідродинамічним моделюванням.

Горизонт С-5 також складається з двох самостійних покладів (С-5в і С-5н). С-5в поширений на Карайкозівському та Любівському блоках, де нафтоносність підтверджена випробуваннями, хоча місцями пласт є водоносним або ущільненим. С-5н має локальне поширення в межах Карайкозівського блоку та характеризується невитриманою товщиною. ВНК обох покладів не розкрито.

Верхньовізейський газоконденсатний комплекс (В-14-В-23)

У відкладах верхнього візе встановлено низку газоконденсатних покладів, що охоплюють усі три тектонічні блоки. Горизонт В-14 є найбільш розвиненим, причому газонасичені товщини нерівномірно розподілені; у Любівському блоці підтверджена промислова газонасиченість. У горизонті В-15 виділяються два самостійні поклади (В-15в, В-15н), особливо продуктивні на Любівській ділянці.

Найбільш перспективні горизонти В-16, В-17, В-18-19, В-21, В-22 та В-23 приурочені до Північно-Любівського блоку, який є північним обрамленням соляного діяпіру і сильно порушений диз'юнктивними

розривами. В-16 містить газоконденсатний поклад у піщаному прошарку. В-17 та В-18-19 складені перешаруванням пісковиків і алевролітів, їх проникні частини газонасичені. В-21 представлений пісковиками та алевролітами, із підтвердженим припливом газу. В-22 включає чотири продуктивні пласти (В-22г, В-22в, В-22б, В-22а), газонасиченість яких встановлена спільним випробуванням. В-23 також розробляється як газоконденсатний об'єкт.

У межах Північно-Любівської ділянки виділено тринадцять продуктивних пластів, що формують п'ятнадцять газоконденсатних і два нафтові поклади. Колектори теригенні, переважно порові та порово-тріщинні. Розробка візейських горизонтів активізувалася з 2016 року.

Висновок по розділу

Проведена геолого-геофізична характеристика засвідчує, що Карайкозівське родовище є типовим представником солянокупольних структур ДДЗ. Його складна тектонічна будова безпосередньо зумовлена активними проявами галокінезу, кульмінацією якого стало формування Карайкозівського соляного штоку. Цей шток контролює низку навколодіапірових структур, включаючи Карайкозівське підняття, Любівський та Північно-Любівський блоки, які є основними об'єктами розвідки.

Промислова нафтогазонасиченість родовища приурочена до теригенних колекторів палеозойського осадового чохла, а саме до верхньосерпуховського (С-4, С-5) та, особливо, верхньовізейського (В-14-В-23) ярусів Нижнього карбону. Саме у верхньовізейському комплексі Північно-Любівського блоку встановлено найбільшу кількість продуктивних пластів (до тринадцяти), що містять переважно газоконденсатні поклади. Сучасні 3D-сейсморозвідувальні роботи дозволили деталізувати модель соляного штоку та структурних пасток, створивши надійну основу для подальшої розвідки та експлуатації покладів.

3 ОБРОБКА ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДАНИХ

3.1 Створення бази даних та методика інтерпретації ГДС

Для побудови геологічної моделі виникла потреба в обробці та інтерпретації 21 свердловини Карайкозівського родовища. Геофізичні дослідження у свердловинах проводилися у відкритому стовбурі, використовувався наступний комплекс ГДС: СК, ПС, АК, РК, БКЗ, БК, МБК, ІК, ІННК, кавернометрія та термометрія.

Обробка та інтерпретація матеріалів ГДС проводилась за методикою, яка дозволяє в подальшому виконувати побудову літолого геоакустичних моделей по свердловинах (ЛГАМ) [3]. Зроблений комплекс ГДС та запропонована методика обробки, дозволяють вирішити цю задачу з достатньо високою надійністю.

Використовуючи цю методику і комплекс ГДС водночас вирішується питання оцінки коефіцієнта пористості та компонентного складу (літології) порід шляхом розв'язання системи лінійних рівнянь, які зв'язують фізичні властивості порід з геофізичною характеристикою (показниками) основних методів каротажу.

Враховуючи, в основному, теригенний та інколи карбонатний тип відкладів Карайкозівського родовища, геологічна модель розрізу може бути представлена в такому вигляді за звітом В.Г.Колісніченко [10]

$$\begin{aligned}
 \Delta T &= \Delta T_p K_n + \Delta T_1 V_1 + \Delta T_2 V_2 + \dots + \Delta T_n V_n \\
 W &= W_p K_n + W_1 V_1 + W_2 V_2 + \dots + W_n V_n \\
 C_{\Gamma\Gamma} &= C_p K_n + C_1 V_1 + C_2 V_2 + \dots + C_n V_n \\
 1 &= K_n + V_1 + V_2 + \dots + V_n,
 \end{aligned}
 \tag{3.1}$$

де ΔT , W , $C_{\text{гл}}$ – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі, щільність, вміст водню та об’ємна глинистість; $K_{\text{п}}$ – пористість; V_1, \dots, V_n – об’єм компонент матриці породи; $\Delta T_{\text{р}}, \Delta T_1, \dots, \Delta T_n$; $W_{\text{р}}, W_1, \dots, W_n$; $C_{\text{р}}, C_1, \dots, C_n$ – інтервальний час, водневміст та глинистість порової рідини та компонент матриці породи.

Після ув’язки кривих комплексу ГДС, проводився процес нормування та нормалізації кривих методів РК (ГК, НГК) [4].

Нормування кривих РК проводилось за загально прийнятою методикою двох опорних пластів у одиницях подвійного різницевого параметру за звітом [10]

$$\Delta I_{\gamma} = (I_{\gamma} - I_{\gamma, \min}) / (I_{\gamma, \max} - I_{\gamma, \min}); \quad (3.2)$$

$$W = 10 \left[\lg K_{\text{п.в.}} - \frac{I_{n\gamma} - I_{n\gamma, \min}}{I_{n\gamma, \max} - I_{n\gamma, \min}} \times (\lg K_{\text{п.в.}} - \lg K_{\text{п.щ}}) \right] \quad (3.3)$$

де $K_{\text{п.щ}}$ та $K_{\text{п.в}}$ – значення пористості в опорних пластах, відповідно, щільному (або низькопористому) та високопористому.

Опорні пласти $I_{\gamma, \min}$, $I_{\gamma, \max}$, $I_{n\gamma, \min}$, $I_{n\gamma, \max}$ вибирались в інтервалах стратиграфічних підрозділів і з урахування інтервалів проведення радіоактивного каротажу за один спуско-підйом.

Глинистість розрізу обраховувалась за методом ГК, який перетворювався по опорним пластам в подвійний різницевий параметр – ΔI_{γ} [10].

В випадках неякісних вимірів АК застосовувалися всі наявні програмні та методичні засоби, щоб виправити ΔT . Це урахування впливу кавернометрії (ДС) на ΔT , нормування кривої T_1 в масштабі ΔT , або ж контроль фактичної кривої ΔT шляхом вирахування ΔT по кривим T_1 і T_2 .

Завершуючий етап обробки даних ГДС полягає в визначенні пористості, компонентного складу досліджуваних розрізів, прогнозування щільності, розрахунку швидкості та акустичного імпедансу.

Контроль рішення задачі виконувався інтерпретатором шляхом співставлення фактичних кривих ГДС (ΔT , W , C_{gl}) з теоретичними, які розраховуються для вибраної геологічної моделі розрізу (рисунок 3.1).

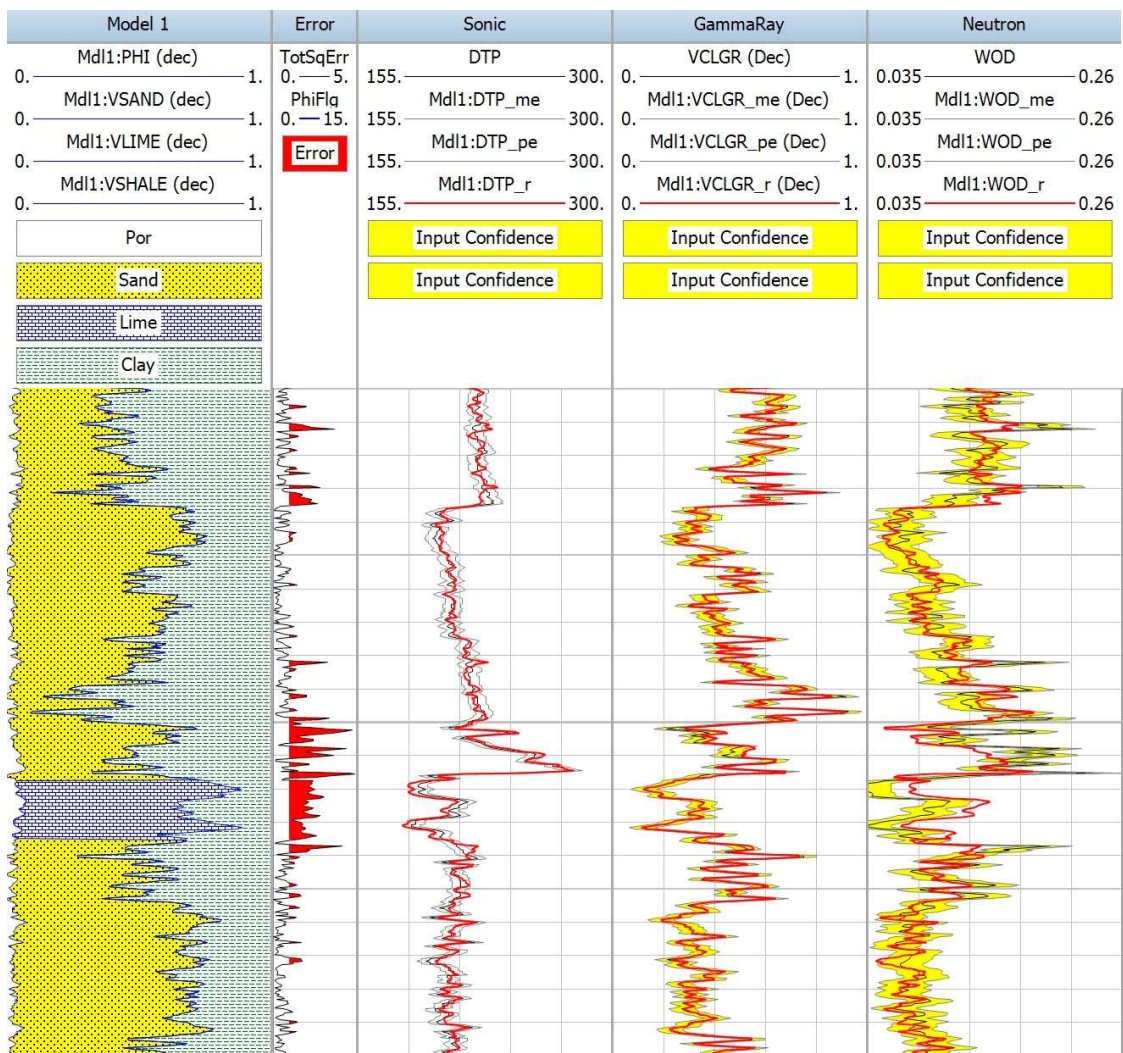


Рисунок 3.1 - Співставлення фактичних кривих ГДС із синтетичними

При отриманні задовільного результату вищенаведені параметри уточнювалися і обробка повторювалась. Найбільші складнощі виникали при

підборі параметрів глин. Це обумовлено, насамперед, низькою якістю акустичного каротажу в інтервалах розмитих глин.

Головним результатом такої обробки є побудова поточної ЛГАМ розрізу свердловини що обробляється, вона складається з пористості та компонент матриці породи, в нашому випадку, це долі кварцу (пісковика), глин та вапняку. ЛГАМ доповнювалася розрахунковими кривими – швидкості розповсюдження повздовжньої хвилі ($V = 10^6/(\Delta T)$) та щільності (δ).

Для свердловин Карайкозівського родовища за даними ЛГАМ були побудовані узагальнені класичні залежності коефіцієнта пористості від акустичного імпедансу для порід, що вивчаються (рисунки 3.2-3.4).

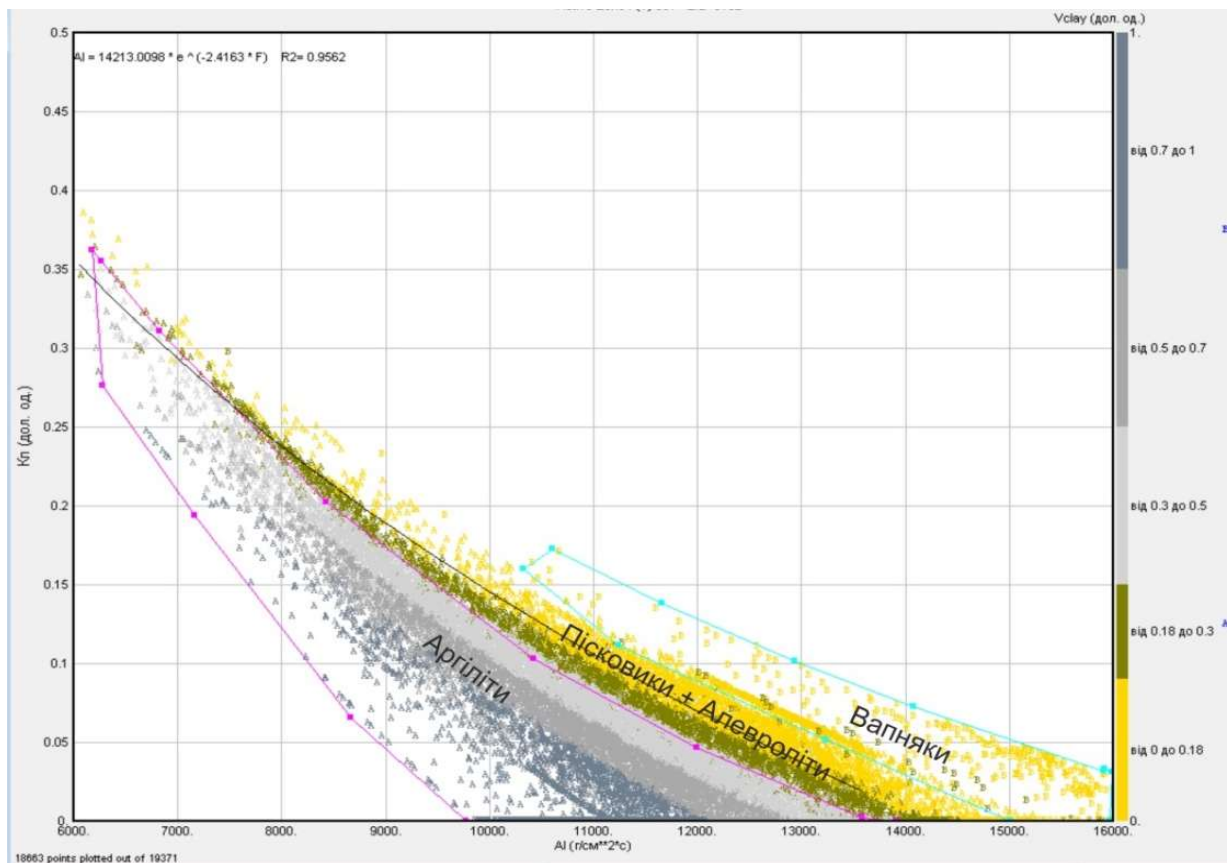


Рисунок 3.2 – Залежність коефіцієнта пористості від акустичного імпедансу за даними геофізичних досліджень свердловин для верхньосерпуховських порід

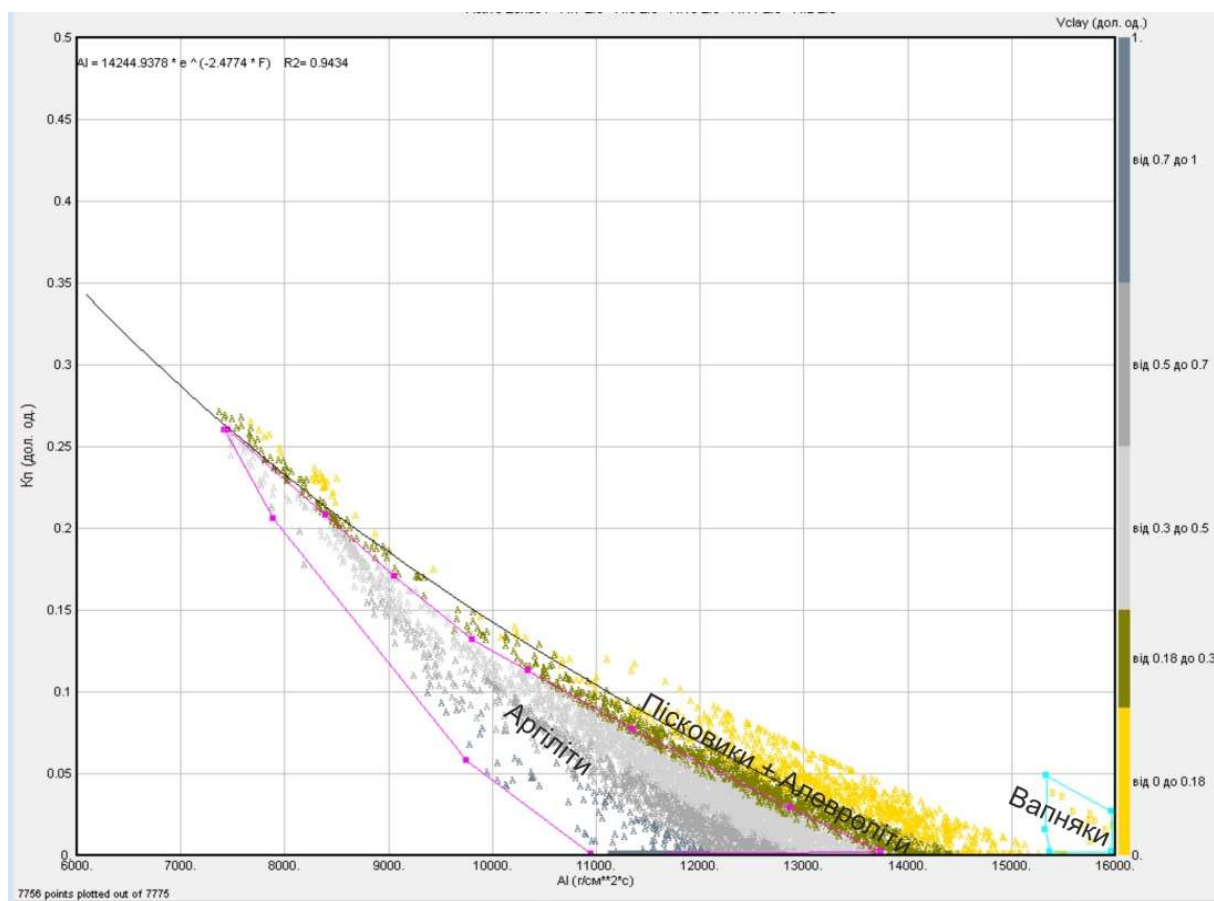


Рисунок 3.3 – Залежність коефіцієнта пористості від акустичного імпедансу за даними геофізичних досліджень свердловин для нижньосерпуховських порід

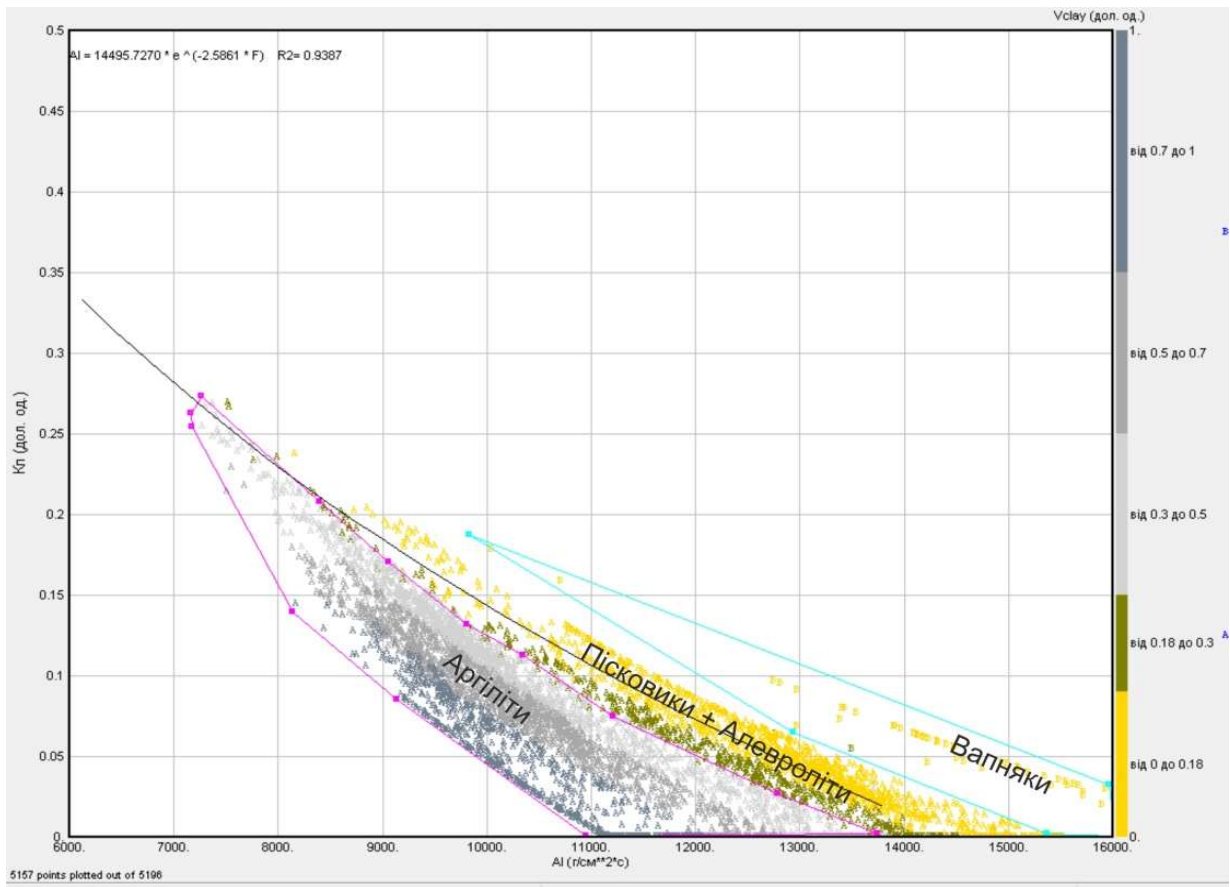


Рисунок 3.4 – Залежність коефіцієнта пористості від акустичного імпедансу за даними геофізичних досліджень свердловин для візейських порід

Відповідно до рисунків справа наліво акустичні властивості (акустичний імпеданс – AI) зменшуються відповідно із зміною літології від вапняків до аргілітів. Із наведених рисунків добре видно що на AI одночасно впливають пористість та глинистість. Збільшення пористості або глинистості призводять до зменшення величини акустичного імпедансу. Враховуючи що нас цікавлять, насамперед, пісковики та глинисті пісковики (алевроліти) для яких глинистість не перевищує 30%, то окремо для верхньо-, нижньосерпуховських та візейських ($C_{1S2}, C_{1S1}, C_{1V2}$) порід були отримані наступні рівняння

$$\text{для } C_{1S2} \quad K_n = \frac{\ln 14213,0096 - \ln AI}{2,4163} \quad (3.4)$$

де K_n – пористість, д. од.; AI – акустичний імпеданс взятий із ЛГАМ (крок по глибині $\Delta=0,2$ м)

$$\text{для } C_{1S_1} \quad K_n = \frac{\ln 14244,9378 - \ln AI}{2,4774} \quad (3.5)$$

$$\text{для } C_{1V_2} \quad K_n = \frac{\ln 14495,7270 - \ln AI}{2,5861} \quad (3.6)$$

Надалі рівняння 3.4 – 3.6 будуть застосовуватись для розрахунків коефіцієнтів пористості за параметром акустичного імпедансу спрогнозованого за кубами (атрибутами) 3D сейсморозвідки.

Петрофізичні моделі та кількісні критерії для порід-колекторів серпуховських та візейських відкладів Карайкозівського родовища встановлювались при підрахунку запасів на основі кернових даних та матеріалів ГДС. Певне уявлення про фізичні характеристики порід наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Загальна характеристика колекторів продуктивних горизонтів

| Параметри | heф., м | | Jγ, мкр/год. | | ΔT, мкс/м | | Кп, % | | Кпр ^{гас} × 10 ⁻¹⁵ , м ² | | Кпр ^к × 10 ⁻¹³ , м ² | | рп, Омм | | Кнг, % |
|--------------------|---------|------|--------------|----------|-----------|---------|-----------|----------|---|---------|---|------------|---------|-----------|--------|
| | п | в | п | в | п | в | п | в | п | в | п | в | п | в | |
| Характер насичення | р | о | р | о | р | о | р | о | р | о | р | о | р | о | |
| Індекс горизонту | д | а | д | а | д | а | д | а | д | а | д | а | д | а | |
| | у | | у | | у | | у | | у | | у | | у | | |
| | к | | к | | к | | к | | к | | к | | к | | |
| | т | | т | | т | | т | | т | | т | | т | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| С-4в, С-4н | 47,8 | 20,4 | 3,0-10,5 | 4,0-11,3 | 210-240 | 209-225 | 8,6-14,3 | 8,5-11,6 | 2,5-22,2 | 2,4-8,5 | 1,5-4,6 | 16,7-74,4 | 4,2-8,2 | 63,0-89,0 | |
| С-5в, С-5н | 25 | 7,7 | 2,9-13,0 | 2,7-9,1 | 209-238 | 209-220 | 8,8-15 | 9,0-10,4 | 2,8-35,3 | 2,9-5,3 | 2,4 | 13,8-383,9 | 3,1-8,0 | 66,0-96,0 | |
| В-14, В-15 | 24,1 | 12 | 2,1-6,5 | 6,4-31,8 | 207-232 | 197-218 | 10,4-15,0 | 7,2-11,6 | 3,0-20 | 0,8-4,9 | 7,8-531,5 | 22,0-117,4 | 1,6-6,9 | 90,0-96,0 | |

Наступним важливим положенням для виділення потенційних колекторів, як за даними ГДС так і 3D, є достатньо обґрунтовані значення кондиційних (граничних) значень коефіцієнтів пористості та глинистості. Найкраще це завжди робиться в главі з ГДС при складанні звіту з геолого-економічної оцінки (ГЕО) [11] запасів вуглеводнів. В таблиці 3.2 наведено

значення граничних значень для виділення колекторів та визначення їх насичення (геофізичні – ΔT , ΔI_γ , $\Delta I_{\text{пл}}$, $\alpha_{\text{СП}}$, та петрофізичні – $K_{\text{п}}$, $K_{\text{пр}}$, $K_{\text{гл}}$, $\eta_{\text{гл}}$) за даними ГЕО для Карайкозівського родовища.

Таблиця 3.2 – Граничні значення геофізичних і колекторських параметрів

| Ярус \ Параметри | $K_{\text{п}}, \%$ | $K_{\text{пр}} \times 10^{-15}$ м^2 | ΔJ_γ | ΔT , мкс/м | $K_{\text{нг}}, \%$ | $\rho_{\text{к}}^{\text{БК}}$, Омм |
|------------------|--------------------|---|-------------------|-----------------------|---------------------|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| C_{1s} | 7,5-8,5 | 1,50 | 0,31 | 208 | 55 | 10 |
| C_{1V_2} | 6,5-7,0 | 1,10 | 0,25 | 200 | 62 | 10 |

У нашому випадку нас цікавлять, насамперед, граничні значення коефіцієнта пористості ($K_{\text{п}}$) і геофізичного параметра ΔI_γ , який визначається за даними гамма каротажу (ГК) і є методом що контролює глинистість ($K_{\text{гл}}$) вивчаємих порід. Для визначення граничних значень ΔJ_γ горизонтів серпуховського та візейського ярусів маємо зіставлення величин параметрів ΔJ_γ і $\rho_{\text{п}}$ (рисунки 3.5, 3.6).

Слід відмітити що ефективність кількісного поділу пісковиків серпухова (C_{1s}) на «Колектор» і «Неколектор» складає за $K_{\text{п}}^{\text{ГР}} = 7,5-8,5\% \approx 95\%$, а для візе (C_{1V}) – 96% ($K_{\text{п}}^{\text{ГР}}=6,5-7,0\%$) (рисунки 3.7, 3.8). Для ΔI_γ вона суттєво менша. Слід відмітити, що похибки при оцінці коефіцієнтів глинистості практично завжди в середньому сягають 30%.

За результатами обробки матеріалів ГДС побудовані ЛГАМ для 23 свердловин Карайкозівського. Сформована відповідна база даних у програмному середовищі Petrel. Приклад побудови ЛГАМ наведено на рис. 3.9.

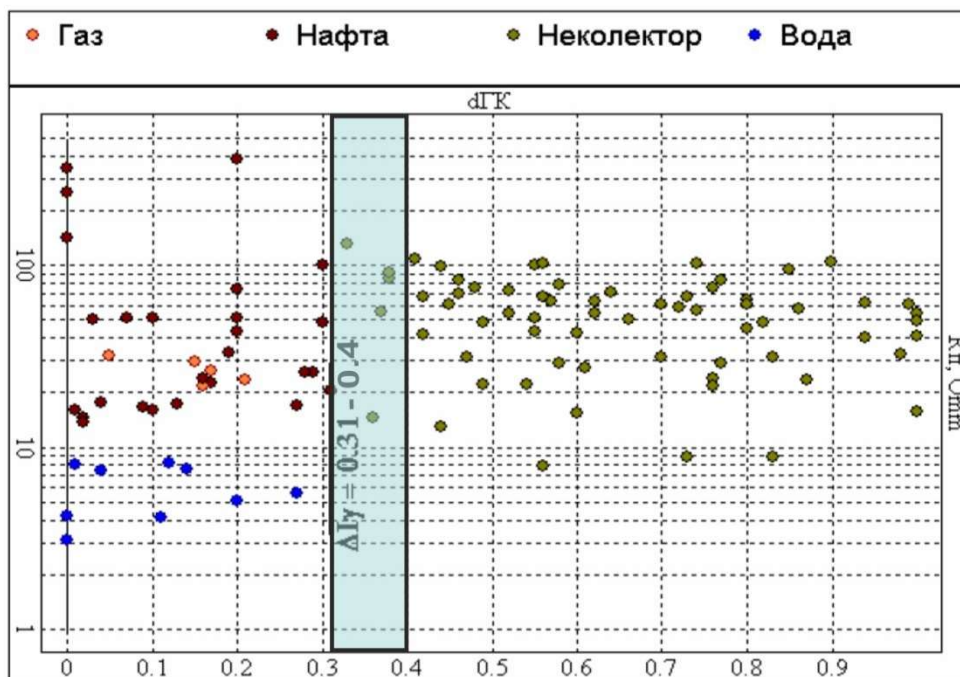


Рисунок 3.5 – Зіставлення питомий електричний опір з параметром ΔJ_{γ} для порід серпуховського ярусу

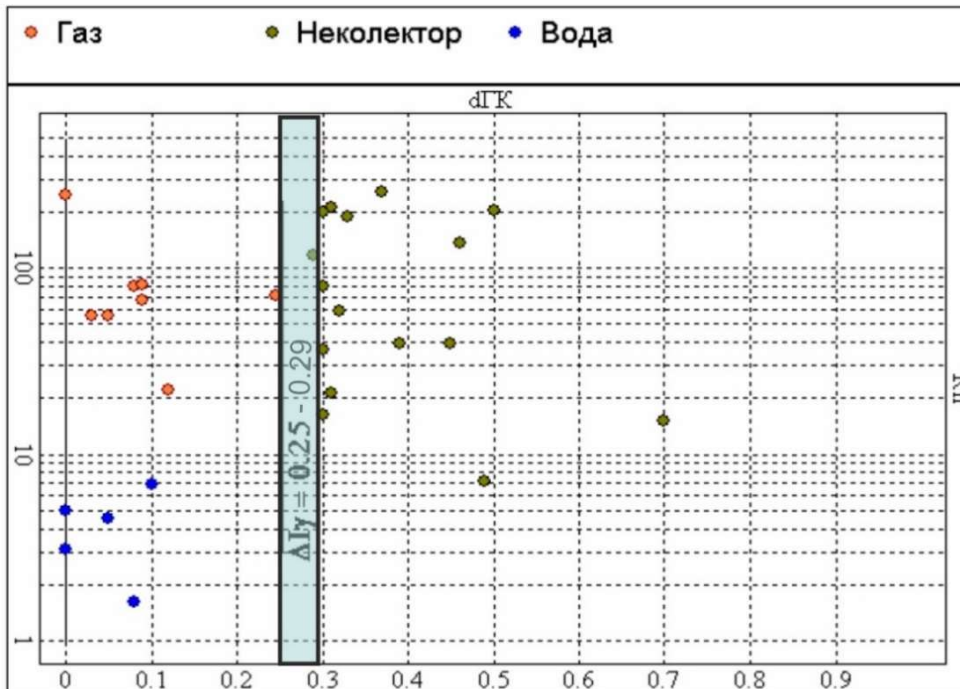


Рисунок 3.6 – Зіставлення питомий електричний опір з параметром ΔJ_{γ} для порід візейського ярусу

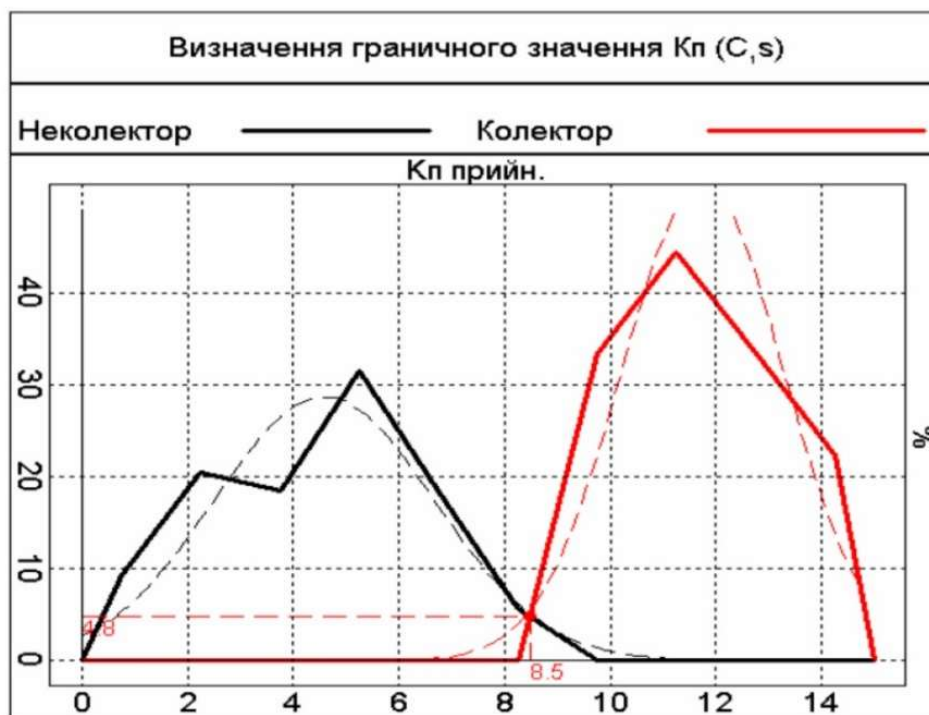


Рисунок 3.7 – Розподіл пористості колекторів і неколекторів для піщано-глинистих порід C_{1s} за даними ГДС

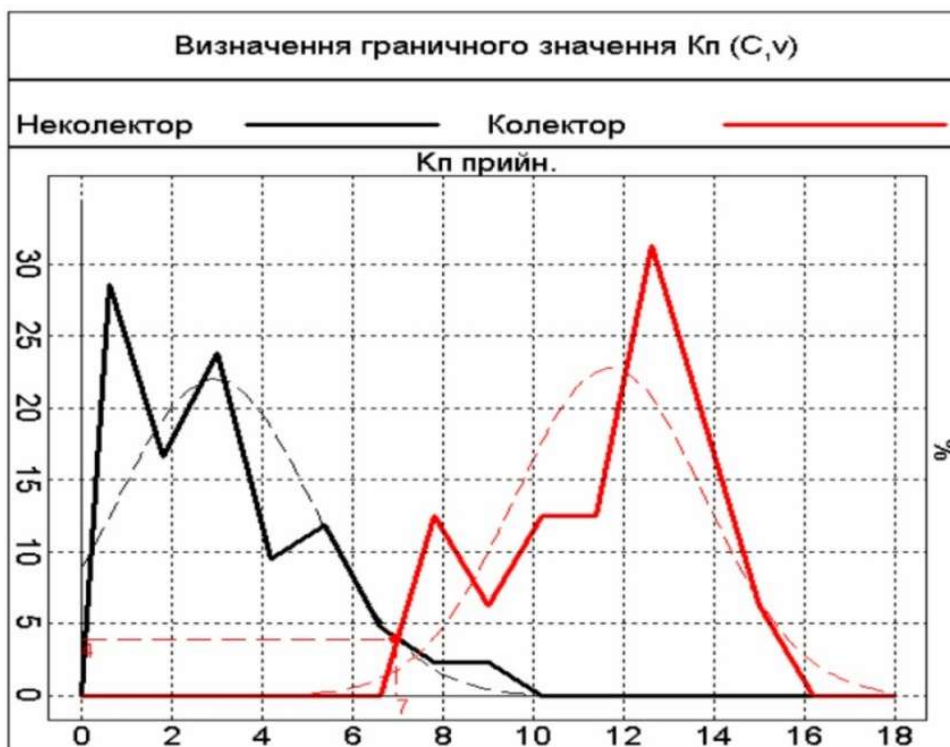


Рисунок 3.8 – Розподіл пористості колекторів і неколекторів для піщано-глинистих порід C_{1v} за даними ГДС

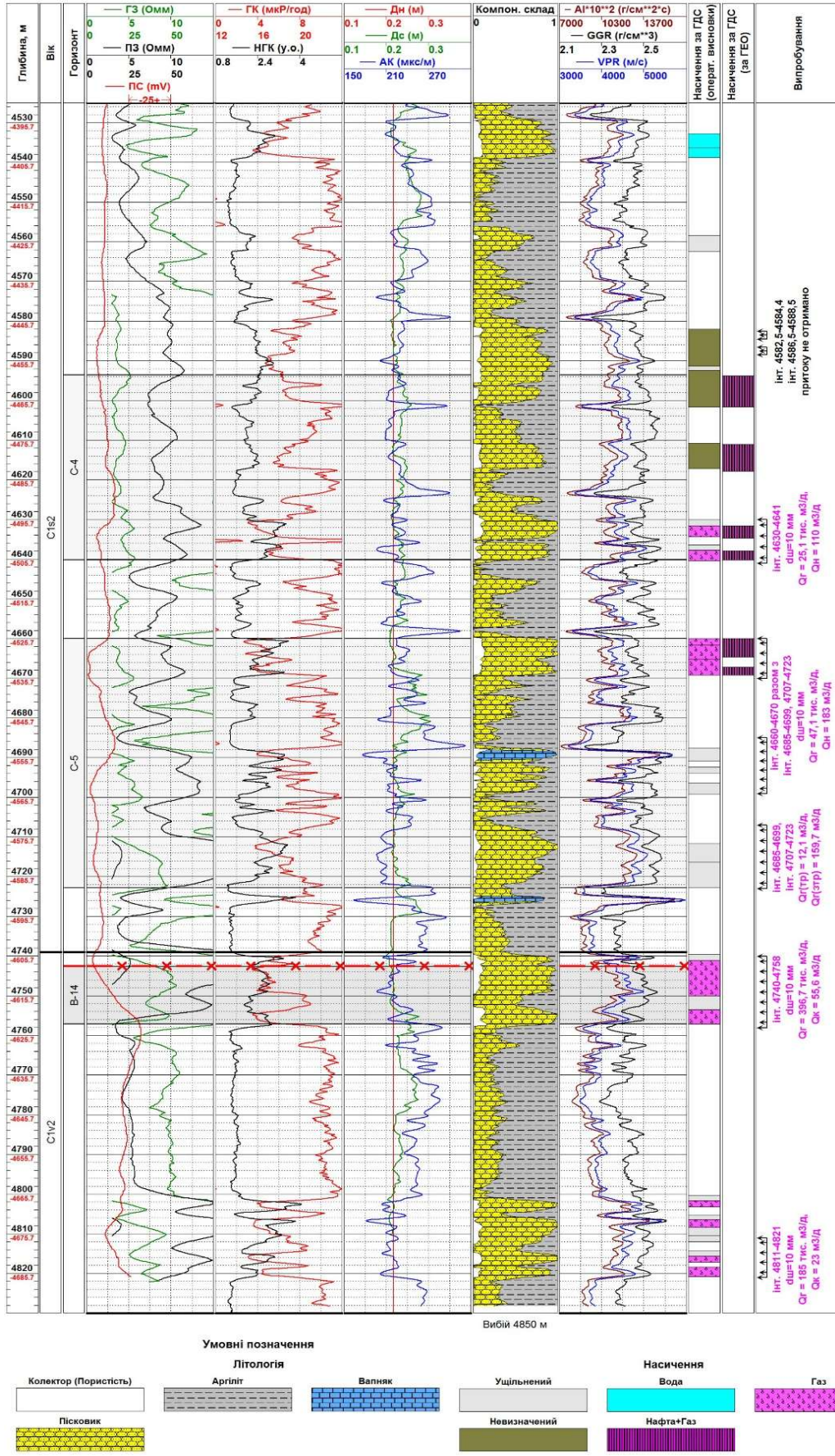


Рисунок 3.9 – Фрагмент побудови ЛГАМ

3.2 Побудова структурно-тектонічної моделі родовища та параметричний аналіз 3D сейсмозвідки

Інтерпретація сейсмічних даних на Карайкозівській площі виконувалась в програмному комплексі Schlumberger Petrel.

Програмне забезпечення Petrel використовувалось для проведення прив'язки свердловинних та сейсмічних матеріалів, кореляції цільових горизонтів відбиття, простеження тектонічних порушень, і побудови структурно-тектонічної моделі у тривимірному масштабі, та для проведення прогнозування колекторських властивостей гірських порід.

На початку проведення інтерпретаційних робіт було створено проект та завантажені у базу даних інформацію про свердловини глибокого буріння: їх місце розташування, альтитуди землі та стола ротора, викривлення стовбуру, методи ГДС та результати їх обробки - ЛГАМ, сейсмокартаж та ін.

Наступний етап передбачав ґрунтовне вивчення свердловинних даних для прив'язки сейсмічних горизонтів відбиття до геологічних поверхонь. Трасування тектонічних порушень та інтерпретація цільових інтервалів, які є продуктивними та перспективними для подальшого нарощування ресурсної бази вуглеводнів.

Одночасно виконувався швидкісний аналіз за допомогою даних ВСП отриманих у п'яти свердловинах глибокого буріння площі досліджень. Аналіз швидкостей за даними ВСП свідчить, що вони змінюються як по вертикалі так і по латералі. Це вказує на складну геологічну будову як приштокових так і віддалених від діапіру ділянок (рисунок 3.10) .

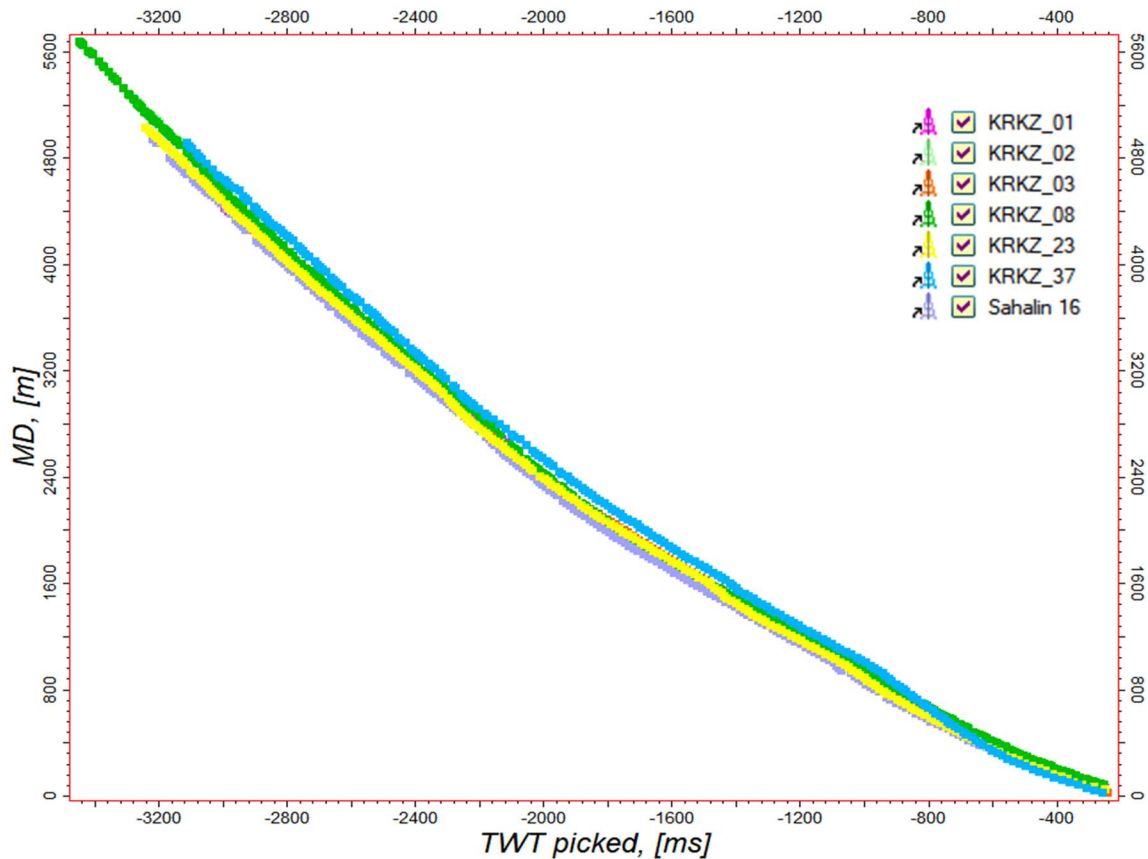


Рисунок 3.10 – Годографи повздожньої хвилі за даними сейсмокаротажу в свердловинах №№ 1, 2, 3, 8, 23, 37 Карайкозівського та свердловині №16 Сахалінського родовищ

Результати швидкісного аналізу використовувалися для побудови сейсмогеологічної моделі за даними 3D сейсморовідки.

Зазвичай прив'язка інформації здійснюється в декілька ітерацій – на першому етапі виконується груба прив'язка, щоб співставити дані між собою, наступним кроком редагувалися швидкісні залежності таким чином, щоб більш точно ув'язати геологічні границі і сейсмічні відбиття.

Для прив'язки сейсмічних даних до свердловинних виконується технологія побудови синтетичної сейсмограми. Під розрахунком синтетичної сейсмограми розуміється вирішення прямої динамічної задачі для свердловини (відомі стратиграфічні границі і акустичні властивості – акустичний імпеданс на цих границях, імпульс заданої форми). Подібний підхід дозволяє перевірити відповідність наших уявлень про стратиграфію і швидкісні характеристики

середовища. Схематично пряма динамічна задача для одинарного випадку виглядає наступним чином:

- будується стратиграфічна модель, яка визначає положення горизонтальних геологічних границь і пружних властивостей всередині однорідних пластів;

- кожний пласт характеризується акустичним імпедансом, який є добутком швидкості на щільність;

- відбиваюча здатність границь розділу двох пластів визначається різницею акустичного імпедансу вище і нижче заданої границі. Чим більша різниця акустичного імпедансу, тим сильніше відбиття отримаємо від границі. За час приходу відбиття, а також за відносну амплітуду і знак відбиття відповідає коефіцієнт відбиття;

- вибирається форма імпульсу, яка залишається незмінною в розглянутому інтервалі часу.

- Надалі функція коефіцієнтів відбиття порівнюється з вибраною формою імпульсу і розраховується синтетична траса. Середні значення коефіцієнту кореляції між синтетичними сейсмограмами та сейсмічними трасами у нашому випадку становить 0,76. Результат такої сеймостратиграфічної прив'язки горизонтів відбиття наведено на рисунку 3.11 для свердловини Карайкозівської 2. Подібна процедура була виконана для усіх свердловин родовища [6].

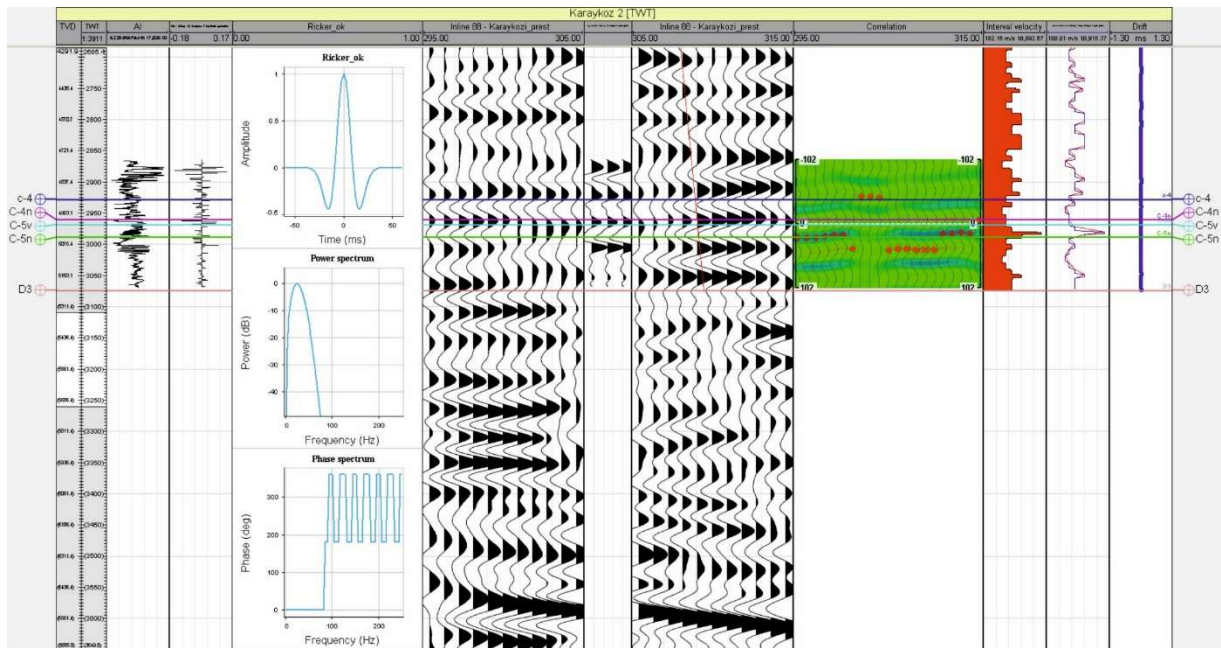


Рисунок 3.11 – Сейсмостратиграфічна прив’язка продуктивних горизонтів С-4, С-5, свердловини Карайкозівська 2

Після проведеного ретельного аналізу хвильової картини на мігрованому кубі виділили та, за допомогою свердловин, ідентифікували наступні горизонти відбиття:

- $V_{B_3}^1(C_{1V_1})$ - в покрівлі нижньовізейських відкладів нижнього карбону (В-24);
- $V_{B_2}^3(C_{1V_2})$ - в підшві верхньовізейських відкладів нижнього карбону (В-22);
- $V_{B_2}^1(C_{1V_2})$ - в покрівлі верхньовізейських відкладів нижнього карбону (В-14);
- $V_{B_1}^2(C_{1S_2})$ - в покрівлі нижньосерпуховських відкладів нижнього карбону (С-6);
- $V_{B_1}^1(C_{1S_2})$ - в покрівлі верхньосерпуховських відкладів нижнього карбону (С-4);
- $V_{B_2}^{3-П}(C_{2b})$ - в підшві башкирського ярусу середнього карбону (Б-10);

– $V_{b1}^1(C_2m)$ - в покрівлі московського ярусу середнього карбону (М-2);

Під час інтерпретації сейсмічного матеріалу найскладнішою задачею було виділення та простеження стінки штоку, простеження тектонічних порушень.

Виділення тектонічних порушень проводилось за локальними змінами структури хвильового поля, тобто зникнення стійких горизонтів відбиття та поява нових хвиль, зміни динамічного рівня коливань, швидке послаблення деякої групи коливань та поява подібних по формі з помітними змінами у часі, зміна кута нахилу сейсмічних коливань.

Виділення стінки штоку проводилось як по сейсмічних розрізах, так і по горизонтальних зрізах (рисунки 3.12 – 3.13). Однозначного виділення стінки соляного діапіру немає. Границя чіткого та хаотичного сейсмічного запису відсутня. При наближенні до соляного тіла зменшується когерентність та динамічна виразність, також хвильове поле ускладнюється хвилями-завадами.

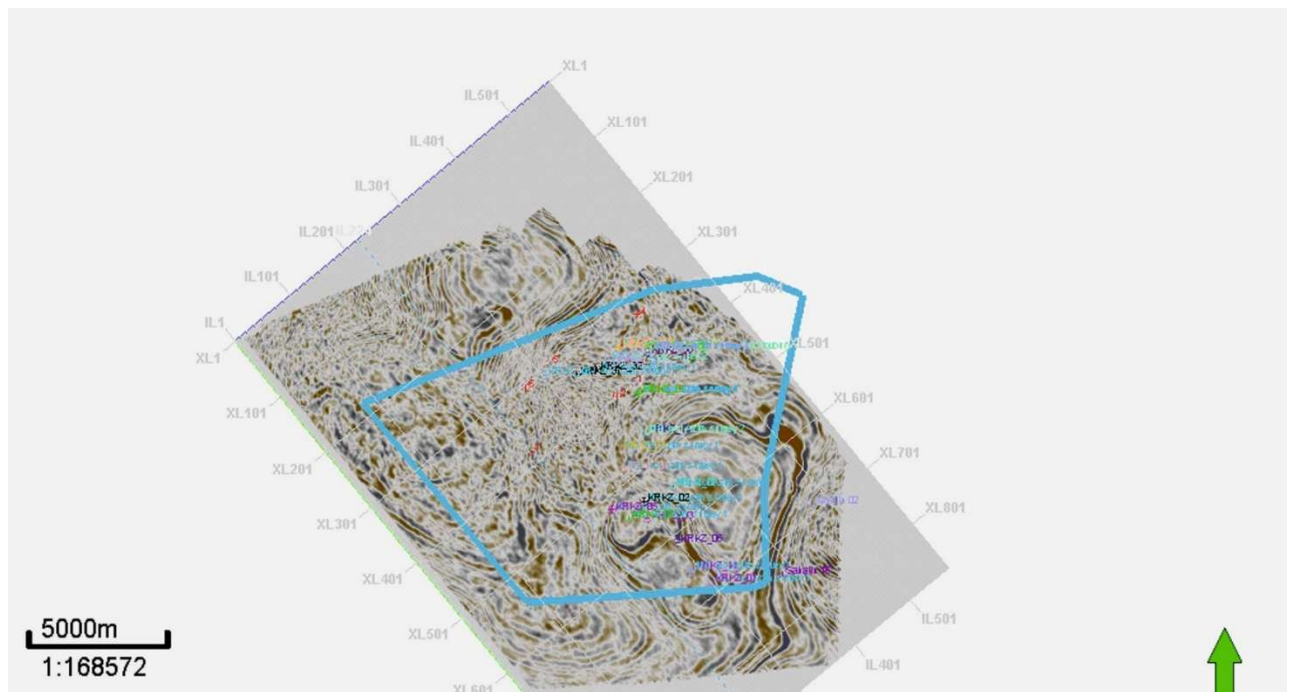


Рисунок 3.12 – Горизонтальний зріз мігрованого часового 3D кубу

Карайкозівської площі $2T=3000\text{мс}$

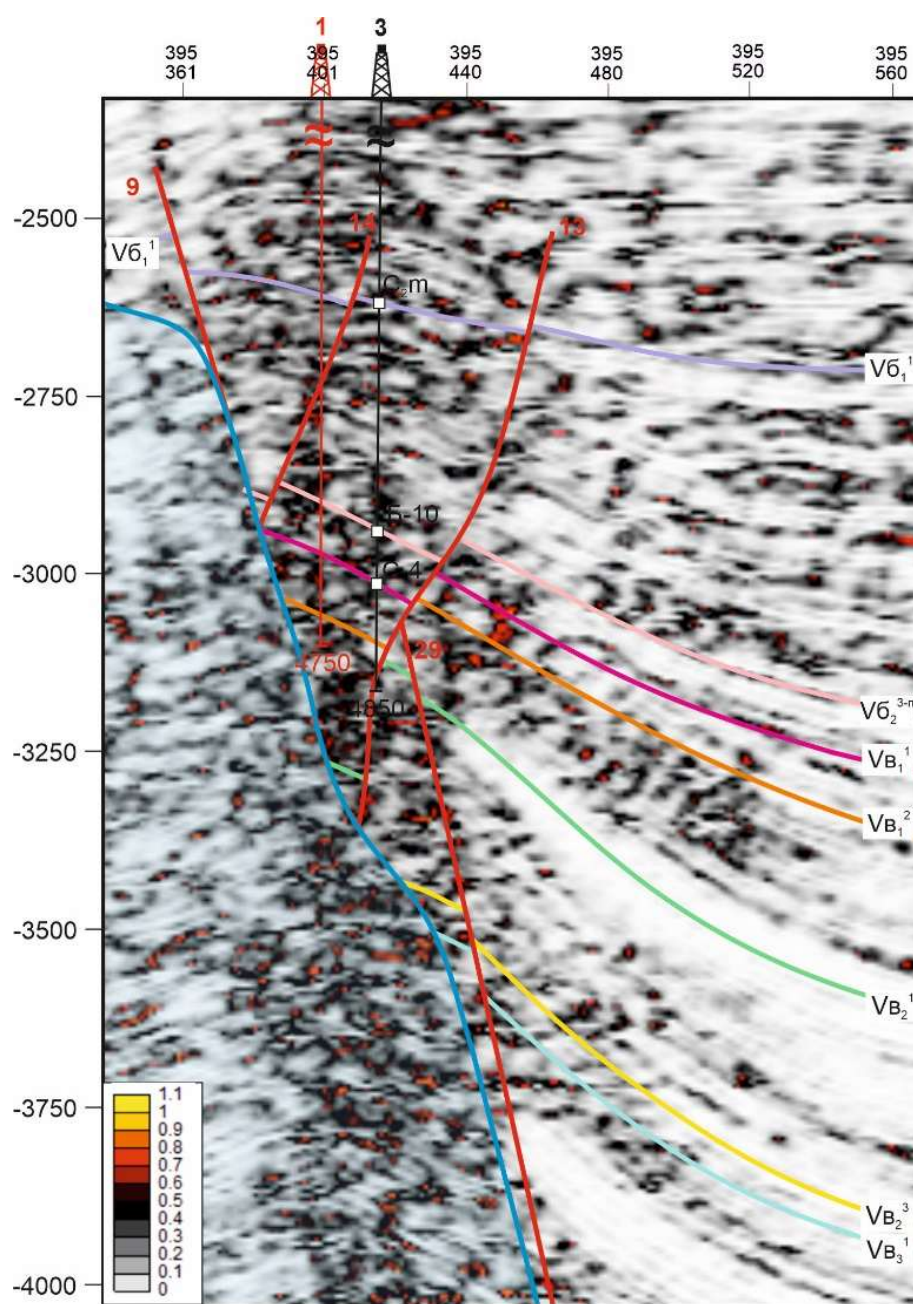


Рисунок 3.13 – Вертикальний розріз об’ємного розподілу значень атрибуту структурного згладжування (Structural smoothing)+ Хаос(Chaos) по інлайну

395

Параметричний аналіз для встановлення можливих розуцільнених та ущільнених зон проводився для товщі колекторів у серпуховському та

візейському ярусах нижнього карбону, які є продуктивними у свердловинах Карайкозівського родовища.

Отримані розрахункові атрибути сейсмічного поля мають досить високу достовірність, яка залежить, по-перше, від якості сейсмічного матеріалу, а по-друге, від геологічної будови ділянки досліджень.

В Карайкозівській площі ми використовували атрибути – структурне згладжування (Structural smoothing), неузгодження (Chaos), середньоквадратична амплітуда (RMS Amplitude) та Envelope “огиначаюча сейсмічного сигналу”.

Атрибут Chaos дозволяє чітко відобразити неузгодження (рисунки 3.13, 3.14). Поверхні розломів явно розділяються з сусідніми даними, як візуально, так і кількісно. Атрибут Chaos використовувався для виділення розривних порушень із вихідного набору даних. Дисперсія, також якісний стратиграфічний атрибут, оскільки він може показати особливості осадконакопичення, включаючи рифи, канали та інші сейсмічні фації. Тому для виділення на часових розрізах соляного тіла він дав змогу підкреслити неоднорідність, при цьому зменшити завади даних, врахувати неоднорідності, які відображають собою реальну побудову, деталізувати та покращити зображення солі.

Огиначаюча сейсмічного сигналу (атрибут envelope) обчислюється від миттєвих амплітуд. Великі значення цього атрибуту відповідають зонам підвищення акустичних властивостей гірських порід.

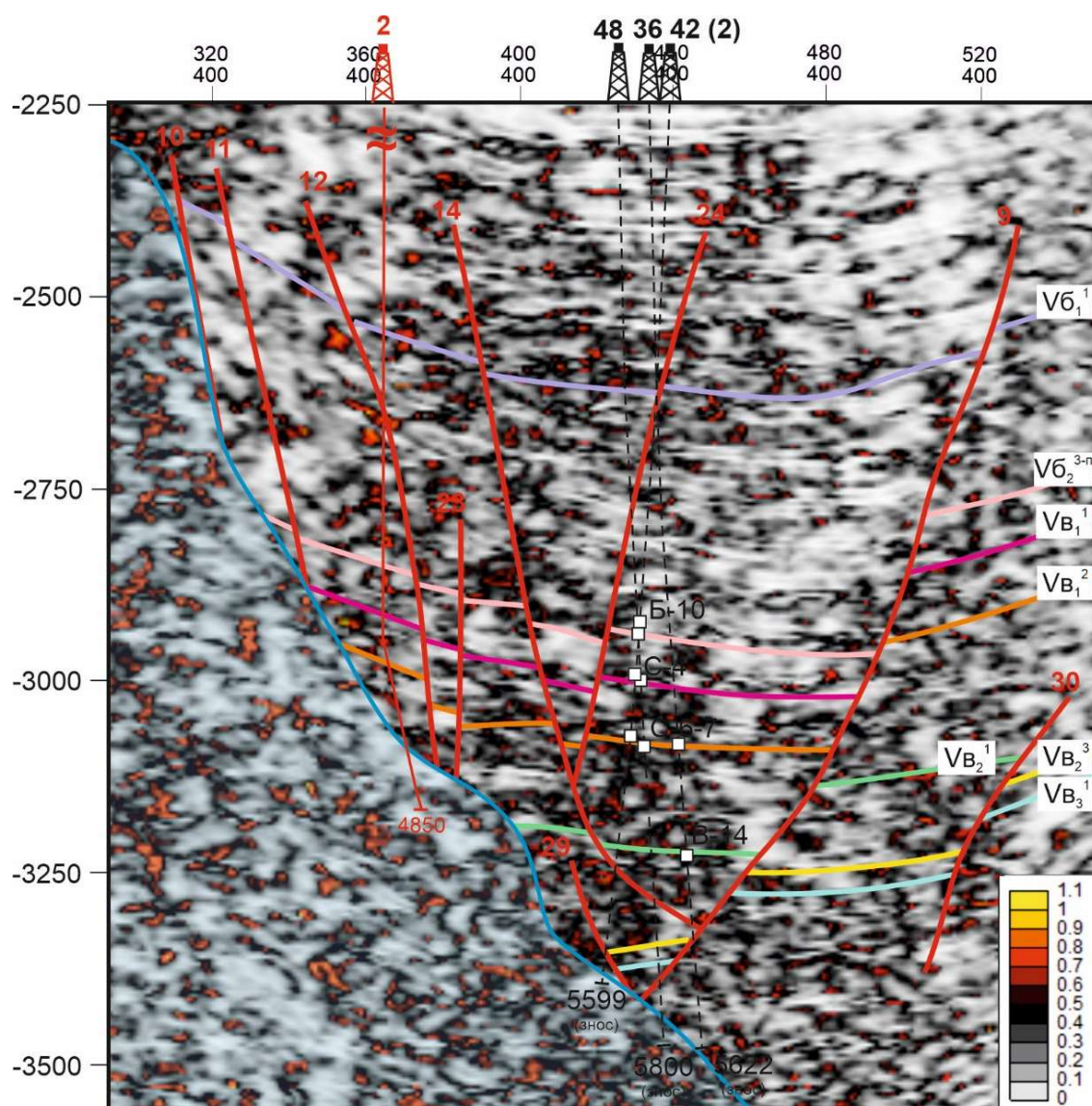


Рисунок 3.14 – Вертикальний розріз об'ємного розподілу значень атрибуту структурного згладжування (Structural smoothing)+ Хаос(Chaos) по крослайну

400

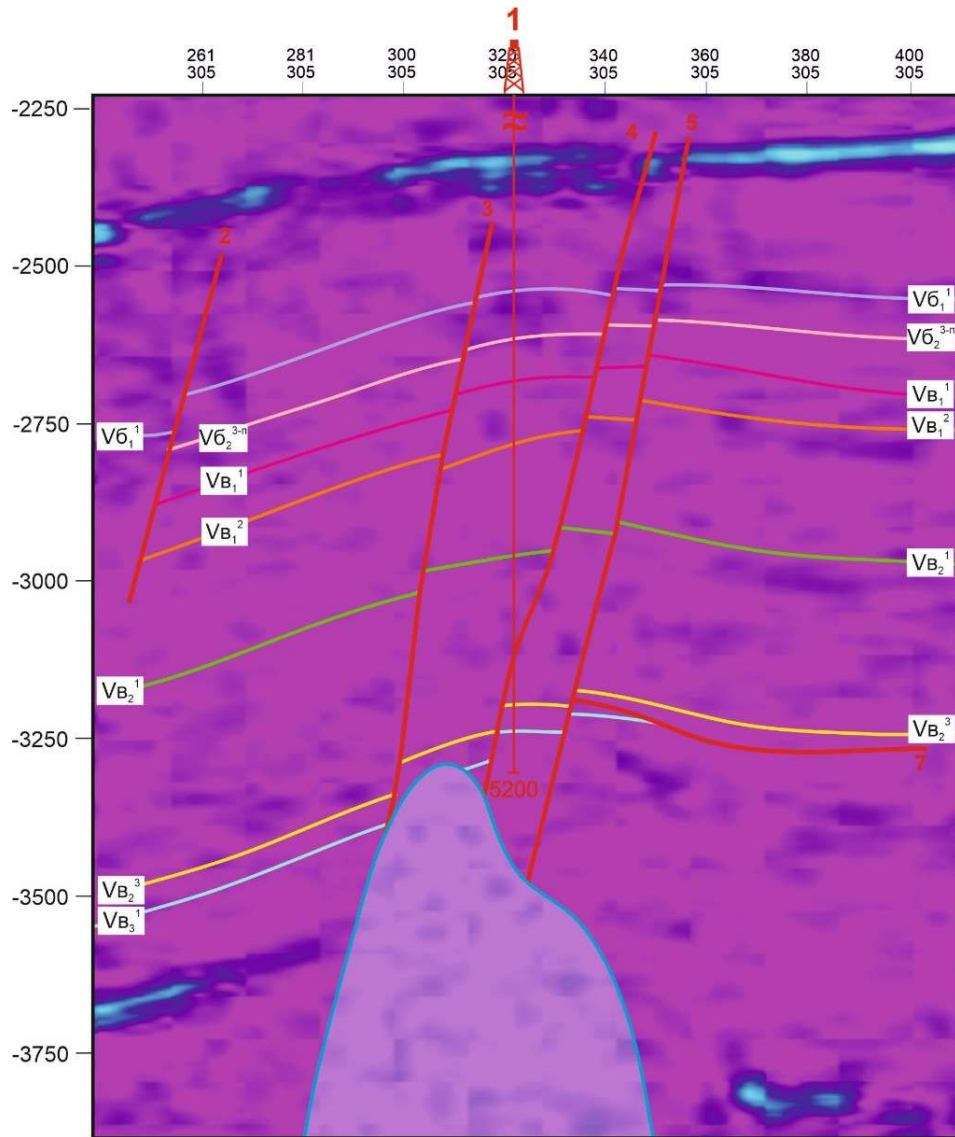


Рисунок 3.15 – Вертикальний розріз об'ємного розподілу значень атрибуту RMS Amplitude (середньоквадратична амплітуда) по крослайну 395

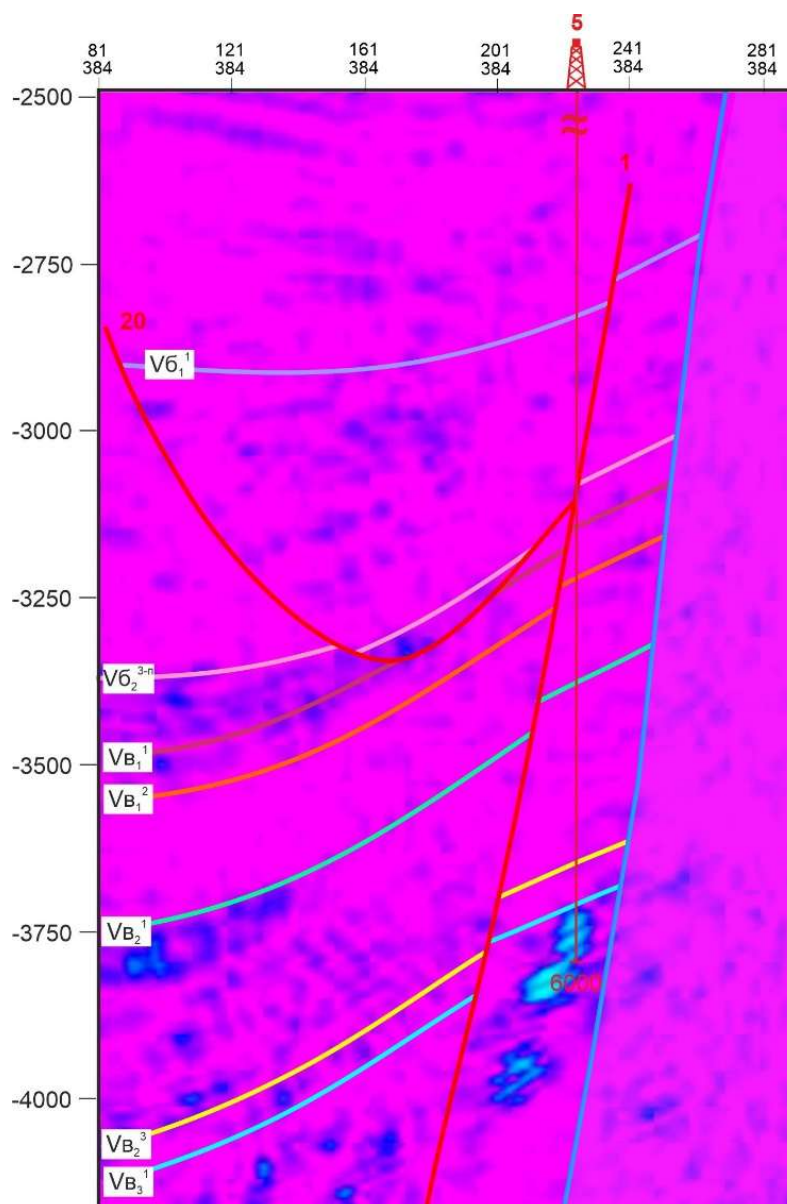


Рисунок 3.16 – Вертикальний розріз об’ємного розподілу значень атрибуту RMS Amplitude (середньоквадратична амплітуда) по крослайну 384

Це, у свою, чергу дозволяє використовувати огинаючу сейсмічного сигналу для оконтурення зон з різною літологією і перспективних на наявність вуглеводнів ділянок (рисунок 3.17) [7].

RMS Amplitude (атрибут середньоквадратична амплітуда) на даному розрізі (рисунок 3.15, 3.16) спостерігається підвищене значення амплітуди в зонах з рожевим кольором, що вказує на ділянки з покращеними

колекторськими властивостями, які можуть корелюватися з потенційними пастками вуглеводнів.

В цілому, атрибутивний аналіз дав змогу більш чіткого оконтурення соляного штоку в межах ділянки робіт, що найкраще підкреслюється при використанні атрибуту Chaos (рисунок 3.18).

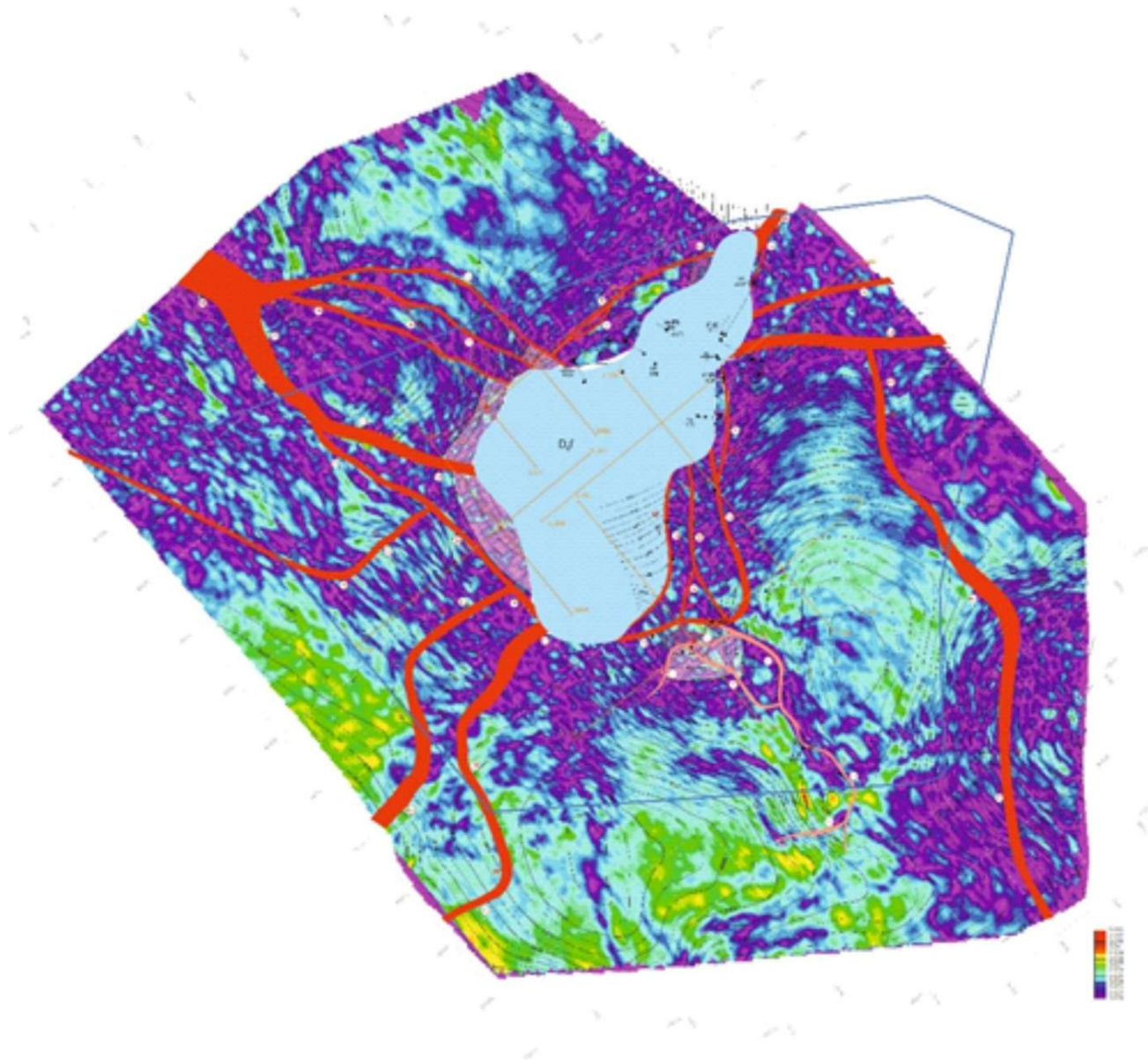


Рисунок 3.17 – Атрибутивна карта Envelope (огиначаюча сейсмічного сигналу)
по горизонту відбиття $V_{B2}^3(C_1V_2)$ ПГ В-22

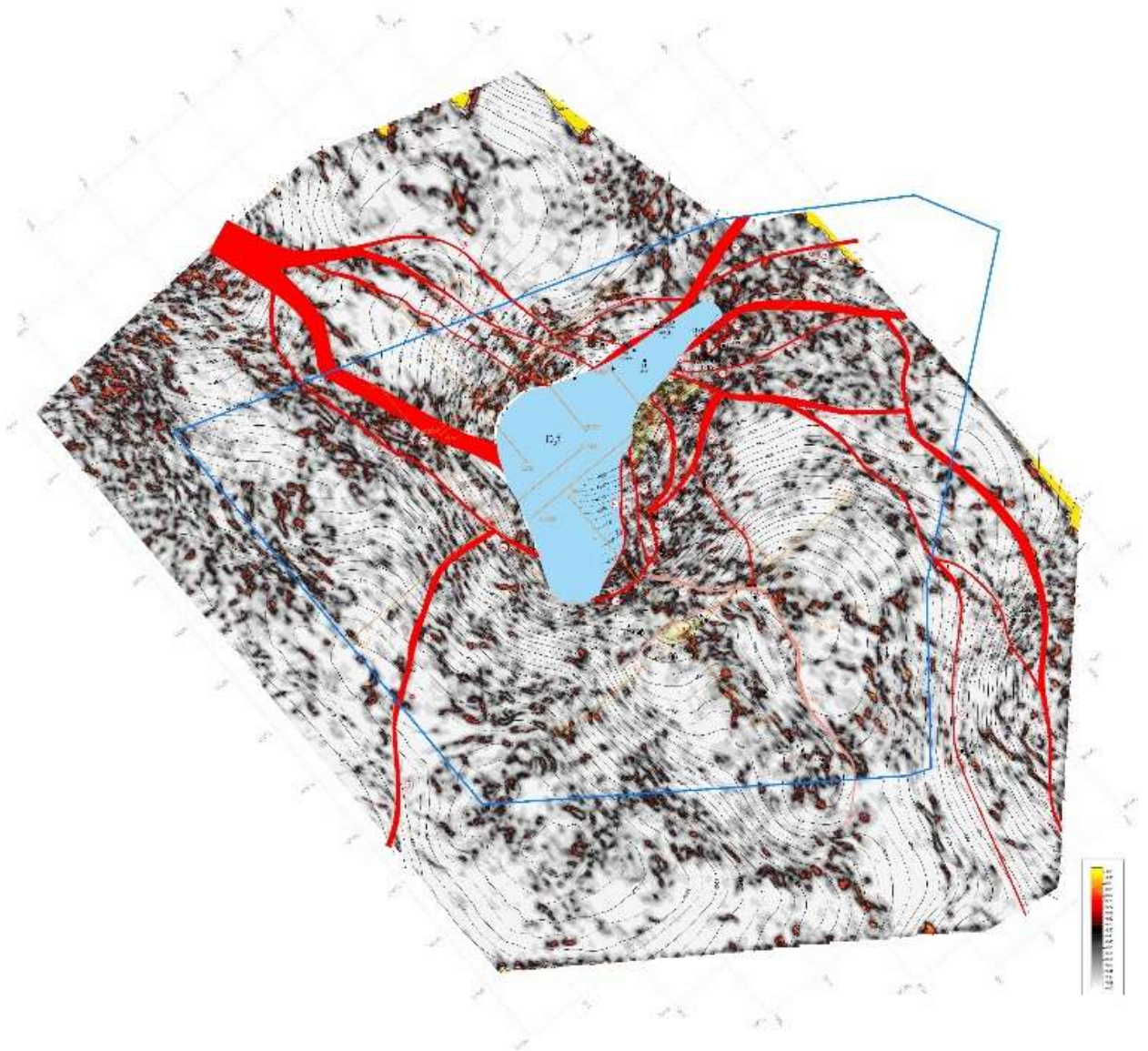


Рисунок 3.18– Атрибутивна карта Chaos (неузгодження) по горизонту відбиття $V_{B1}^1(C_{1S2})$ ПГ С-4

Враховуючи все вищенаведене та складність геологічної будови Карайкозівської площі похибка побудов може досягати ± 50 м по глибині. Особливо у блоках, де відсутні свердловини глибокого буріння та у блоках північно-західної частини зони дослідження. Натомість, у блоках, де присутні свердловини глибокого буріння, ця похибка може зменшуватись.

Висновок до розділу

Ключовим результатом ГДС є побудова лінійної геоакустичної моделі, яка шляхом розв'язання системи лінійних рівнянь дозволяє визначити поточкові

значення коефіцієнта пористості (K_p) та компонентного складу порід (кварц/пісковик, глини, вапняк). На основі ЛГАМ були розраховані важливі акустичні параметри – швидкість та акустичний імпеданс). Встановлено емпіричні залежності коефіцієнта пористості від акустичного імпедансу для серпуховських ($C1s2$, $C1s1$) та візейських ($C1v2$) відкладів, які стануть петрофізичною основою для кількісного прогнозування K_p з використанням кубів 3D-сейсмозв'язки.

Паралельно була виконана структурно-тектонічна модель родовища. Проведена сеймостратиграфічна прив'язка (коефіцієнт кореляції приблизно 0,76) та ідентифікація цільових горизонтів відбиття нижнього та середнього карбону. Застосування параметричного (атрибутивного) аналізу (Chaos, RMS Amplitude, Envelope) дозволило чітко оконтурити соляний шток, простежити тектонічні порушення та виділити зони покращених колекторських властивостей (високі значення RMS Amplitude), підтверджуючи перспективні пастки вуглеводнів у серпуховських та візейських ярусах.

У підсумку, розділ створив надійну базу даних та методологічний інструментарій (ЛГАМ, залежності K_p -AI, атрибути 3D) для подальшого прогнозування та картування колекторських властивостей нафтогазоносних горизонтів Карайкозівського родовища.

4 ПРОГНОЗУВАННЯ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ СЕРПУХОВСЬКИХ ТА ВІЗЕЙСЬКИХ ВІДКЛАДІВ

4.1 Сейсмічна інверсія

Сейсмічна інверсія є одним із ключових кількісних методів обробки та інтерпретації сейсмічних даних, спрямованих на перетворення відбитого сейсмічного сигналу у модель пружних параметрів середовища.[12] На відміну від традиційної амплітудно-фазової інтерпретації, інверсія дозволяє отримати розподіл акустичного та пружного імпедансу у просторі, що забезпечує пряміший зв'язок із літологією, пористістю та насиченням порід. Основою цього методу є розв'язання оберненої задачі, у якій вихідний сейсмічний запис використовується для визначення невідомих параметрів геологічного розрізу. Таким чином, інверсія не просто покращує візуалізацію стратиграфічних елементів, а й забезпечує перехід від якісної до кількісної інтерпретації. Фізично сейсмічний сигнал являє собою згортку імпульсу джерела із коефіцієнтами відбиття, що залежать від контрастів акустичних імпедансів суміжних шарів. Саме тому задача інверсії полягає у розкладанні цього сигналу у модель імпедансу, яка найкраще описує будову розрізу. Важливим елементом є побудова низькочастотної моделі, що задає тренд пружних параметрів і забезпечує стійкість розв'язку.[12] У результаті інверсія дає можливість деталізувати внутрішню будову пластів, виявити зміни пористості, ступінь глинистості та літологічні переходи, що особливо важливо для складних середовищ на кшталт приштокових зон соляних діапирів.

За методологією пошуку рішення та принципами використання інформації методи інверсії класифікуються наступним чином.

Детерміністична інверсія є найстарішим і найбільш обчислювально простим класом методів, орієнтованих на знаходження єдиного найкращого розв'язку, який мінімізує функцію нев'язки між модельними та фактичними даними. Прикладами є модельна інверсія та інверсія на основі трасування. Ці

методи є швидкими та забезпечують гарне узгодження з сейсмічними даними, особливо на великих масштабах. Однак, детерміністичні результати мають тенденцію до згладжування варіацій параметрів, що призводить до втрати деталізації та нездатності точно відобразити природну гетерогенність пластів-колекторів. Таким чином, вони є менш придатними для детального кількісного прогнозу фільтраційно-ємнісних властивостей у геологічно складних умовах.

Генетична інверсія належить до класу методів глобальної оптимізації, які успішно застосовуються для вирішення сильно нелінійних обернених задач. Її принцип базується на імітації природного відбору та еволюційних процесів. На початку алгоритм ініціалізує випадкову популяцію моделей, які є кандидатами на розв'язок. На кожній ітерації оцінюється цільова функція кожної моделі шляхом порівняння синтетичного та фактичного сейсмічного відгуків. Цей ітераційний процес дозволяє ефективно досліджувати простір рішень, уникаючи при цьому потрапляння у локальні мінімуми, що є суттєвою перевагою над багатьма ітераційними методами локальної оптимізації. Хоча генетичні алгоритми не вимагають точної початкової моделі, їх обчислення є значно вищими, а кінцевий результат, хоч і являє собою глобально спрощену, більш схожу на детерміністичну модель, все ще є єдиним розв'язком і не надає інформації про ступінь невизначеності. [8]

Стохастична інверсія є найбільш досконалим та геологічно обґрунтованим методологічним підходом, що активно використовується в сучасній практиці, оскільки він прямо враховує геологічну невизначеність. Замість пошуку єдиної найкращої моделі, стохастичні методи генерують велику кількість ітерацій рівномірних моделей акустичного імпедансу. Кожна з цих моделей однаково добре узгоджується як із сейсмічними даними, так і з геостатистичними обмеженнями, отриманими зі свердловин. Ця особливість дозволяє не тільки підвищити роздільну здатність кінцевої моделі, але й, що найважливіше, отримати ймовірнісні розподіли параметрів, для обчислення однієї середньої моделі. [8]

4.2 Переваги та недоліки стохастичної інверсії

Після порівняння, було обрано стохастичну інверсію як єдино ефективний підхід. Цей вибір продиктований вимогами до високої деталізації, необхідністю кількісної оцінки ризиків та складною, гетерогенною будовою родовища. В умовах значної мінливості літології, характерної для солянокупольних структур ДДЗ, лише стохастичний підхід може адекватно відобразити реалістичну просторову варіативність порід і точно прогнозувати ФЄП.

Стохастична інверсія дозволяє інтегрувати високочастотну інформацію зі свердловинного каротажу з низькочастотним трендом, отриманим із сейсміки, створюючи модель із надвисокою роздільною здатністю. Однак, традиційні стохастичні методи мають суттєве обмеження, яке необхідно враховувати, вони часто ґрунтуються на припущенні про стаціонарність статистичних параметрів, тобто про їхню незмінність у всьому просторі дослідження. Насправді ж, як показує сучасний науковий досвід, [8] геологічні об'єкти рідко є стаціонарними: їхні статистичні властивості змінюються залежно від фаціальних зон, тектоніки та структурних особливостей. Таким чином, для забезпечення максимальної геологічної достовірності прогнозу на Карайкозівському родовищі, мій вибір стохастичної інверсії є стратегічним, оскільки він дозволяє застосувати вдосконалену методологію, яка враховує та моделює ці нестаціонарні статистичні характерні параметри шляхом спектральної симуляції. Цей підхід дозволить уникнути методологічної помилки, пов'язаної зі стаціонарністю, і забезпечить найбільшу точність моделювання просторової варіації, та як наслідок, найбільш достовірний прогноз колекторських властивостей.

Також стохастична інверсія має вирішальну перевагу, якою не можуть похвалитися інші методи: можливість прямої верифікації результатів. Саме стохастичний підхід у фінальному результаті дає надійну "довідку" (кореляцію) між отриманим тривимірним РНІ 3D розподілом та РНІ за ГДС. Це співвідношення дозволяє оперативно і кількісно визначити, чи була виконана

задача коректно, і чи достовірно модель інверсії узгоджується з фактичними даними свердловин. Ця унікальна можливість швидкої перевірки та кількісної оцінки точності робить стохастичну інверсію незамінним інструментом у процесі оцінки колекторських властивостей.

Незважаючи на значні методологічні переваги стохастичної інверсії, у її практичному застосуванні все ж виникають певні відкриті питання, які потребують уваги дослідника.

Насамперед, однією з фундаментальних проблем, характерних для будь-якого виду сейсмічної інверсії, залишається відкрите питання коректного підбору сейсмічного сигналу. Оскільки реальна форма сигналу, що поширюється у надрах, не є достеменно відомою, у роботі використовуються загальноприйняті апроксимовані форми (наприклад, Ріккера, або вилучений з даних). Точність інверсії прямо залежить від відповідності обраної форми фактичному імпульсу, що вносить до процесу певний елемент невизначеності.

Другим вагомим викликом є організаційний фактор та часові обмеження. Для проведення розрахунку стохастичної інверсії необхідно мати фінальну версію високодеталізованої геологічної моделі, побудованої інтерпретаторами. На практиці це створює проблему з недостатністю часу, оскільки геологи-інтерпретатори зазвичай не готові надати фіналізовану модель раніше встановлених термінів. Внаслідок цього на обчислення та аналіз самої інверсії часто залишається мінімальний проміжок часу, що вимагає високої оптимізації та ефективності в роботі геофізика.

4.3 Результати перетворення стохастичної інверсії

Прогноз колекторських властивостей гірських порід, що вивчаються, потребує пошуку найбільш інформативних атрибутів хвильового сейсмічного поля, які б забезпечили розв'язання задачі прогнозу з достатньою достовірністю.

Вирішення цієї задачі ускладнюється також різною роздільною здатністю сейсмічних даних (близько 20-40 м) і даних ГДС (0,2-0,5 м).

Для виконання прогнозу порід-колекторів широко застосовується інверсія сейсмічного хвильового поля [8].

В нашому випадку отримання кубів акустичного імпедансу (AI) та ΔI_γ (похідна від гама каротажу (ГК)).

Нами для вирішення задачі були використані:

- 3D-куб сейсмічних даних;
- цільові відбиваючі сейсмічні горизонти ($V_{B_3}^1$, $V_{B_2}^3$, $V_{B_2}^1$, $V_{B_1}^1$);
- стратиграфічні та розбивки ПГ за даними ГДС;
- результати інклінометрії свердловин;
- дані ГДС – у вигляді ЛГАМ (швидкості розповсюдження поздовжньої хвилі в породі за даними акустичного каротажу, синтетична щільність, пористість, піщанистість, акустичний імпеданс, подвійний різницевий параметр ΔI_γ за гамма каротажем та ін.);
- дані СК.

Першою необхідною умовою виконання інверсії – ув'язка геоакустичної моделі з кубом сейсмічного хвильового поля. Це робиться шляхом виконання одновимірного сейсмічного моделювання по свердловинах (див рис. 3.11). Стратиграфічні розбивки за даними ГДС узгоджуються з сейсмічними горизонтами, а також петрофізичні властивості розрізів свердловин з сейсмічними найбільш інформативними характеристиками (атрибутами) хвильового поля.

Для процесу акустичної стохастичної інверсії застосовується осереднений імпульс (рис 4.1), отриманий на основі свердловинних даних після попередньої їх сейсмостратиграфічної ув'язки (рис 3.11).

Для проведення площинних кількісних прогнозів модель куба 3D, що досліджується, була розбита на перспективні об'єкти в межах основних покладів ВВ кам'яновугільних відкладів. Першим об'єктом являються поклади

продуктивних горизонтів С-4,5 відкладів серпуховського ярусу, наступними - відклади візейського ярусу ПГ В-14, В-22 і В-23.

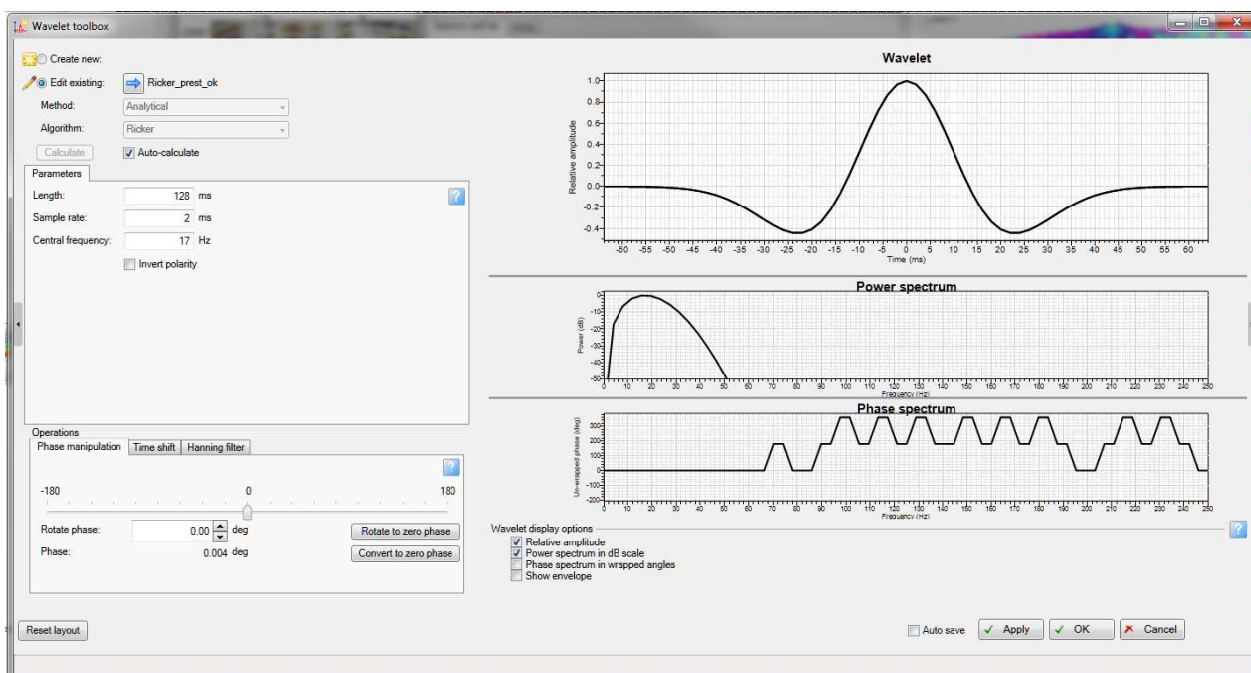


Рисунок 4.1 – Осереднений імпульс, отриманий на основі свердловинних та сейсмічних даних

Наступним кроком було отримання частин кубів (С-4,5, В-14, В-22, В-23) AI 3D та його калібровки з метою виконання прогнозу колекторських властивостей гірських порід.

Приклад змодельованого кубу акустичного імпедансу наведено на рисунку 4.2, вертикальний розтин кубу AI 3D на рисунку 4.3.

До розрахунку прогнозної пористості залучено куб змодельованого акустичного імпедансу (AI 3D), отриманого в програмі Petrel за допомогою модуля для виконання стохастичної інверсії, та рівнянь 3.4-3.6 зв'язку між коефіцієнтом пористості і AI ГДС (рисунки 3.2-3.4). Приклад змодельованого кубу осередненого значення пористості наведено на рисунку 4.4, а його вертикальний розтин на рисунку 4.3. Кореляційна залежність між коефіцієнтом пористості за ГДС та змодельованим кубом пористості (PhiE_3D) наведено на

рисунку 4.6, відмічається висока кореляція ($r \approx 0.85$) і, головне, відсутність систематичної помилки.

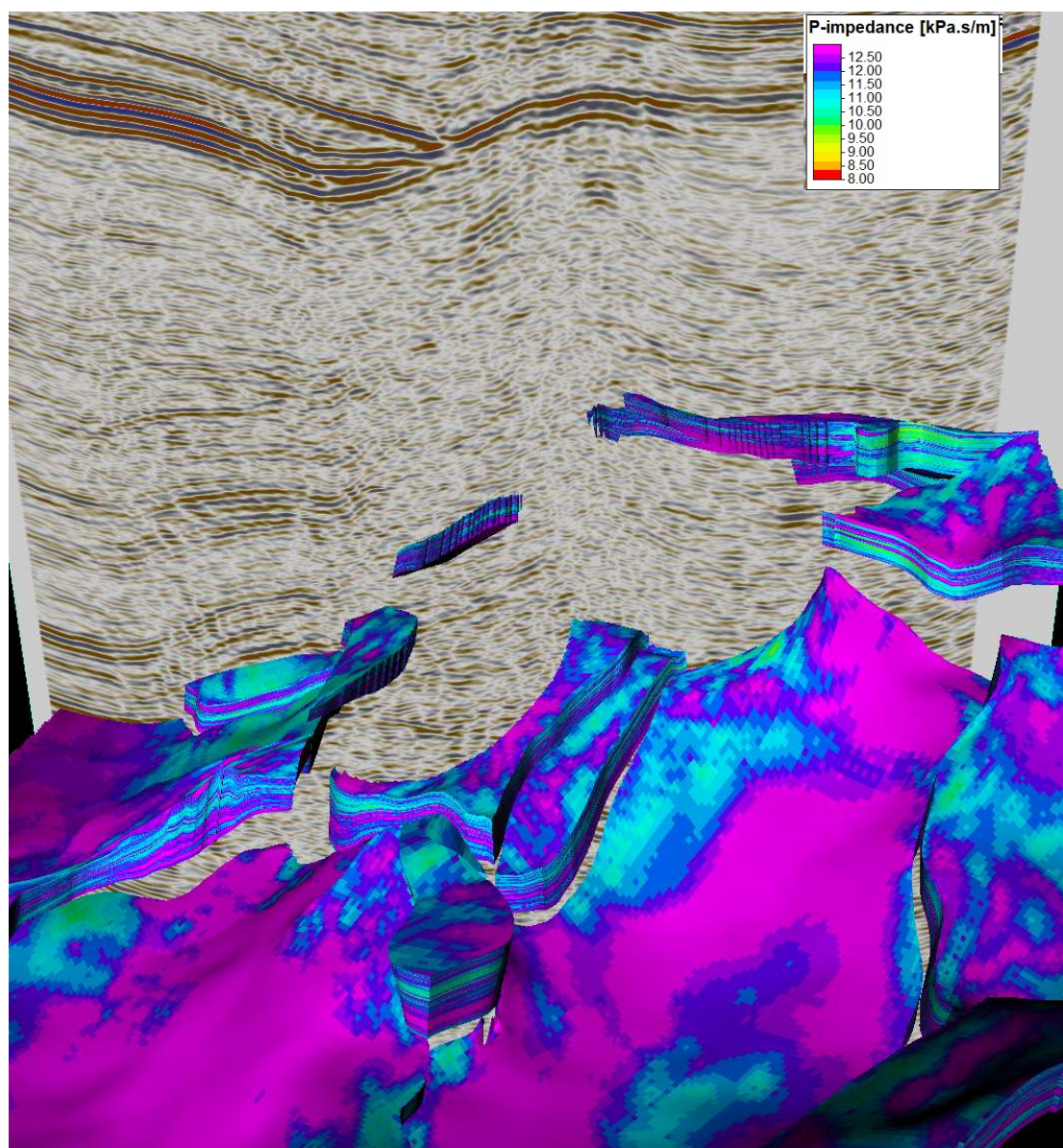


Рисунок 4.2 – Приклад змодельованого кубу акустичного імпедансу по серпуховських відкладах

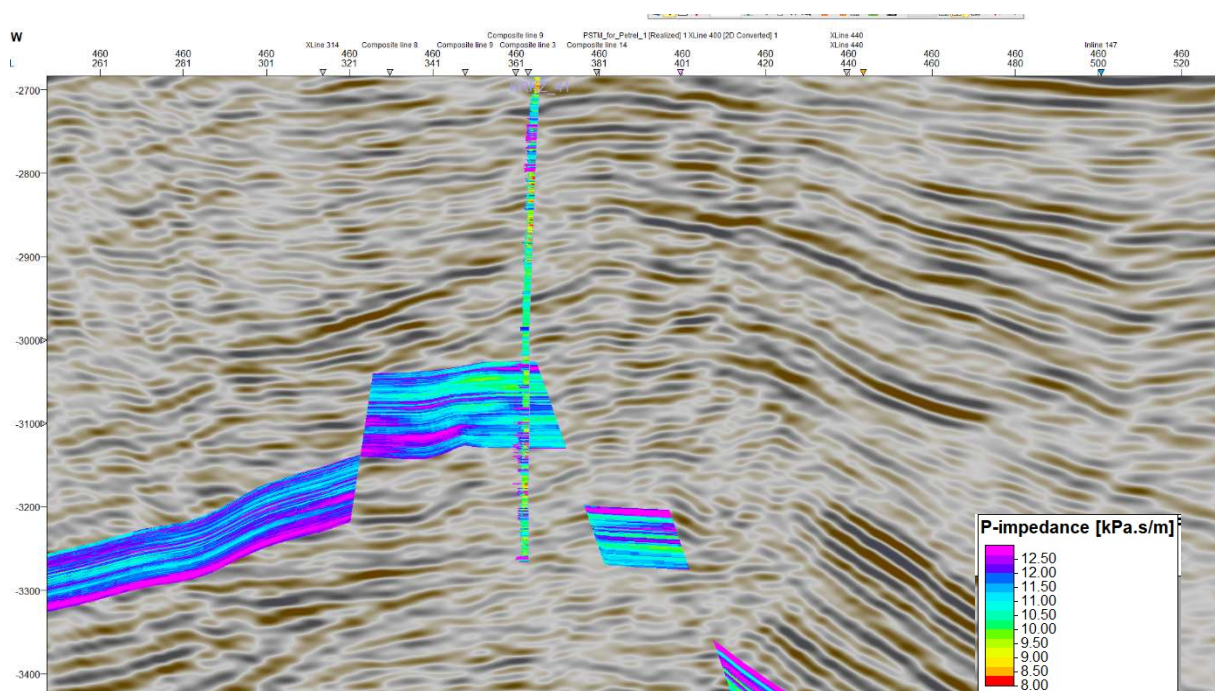


Рисунок 4.3 – Вертикальний розтин кубу AI 3D по InLine 400

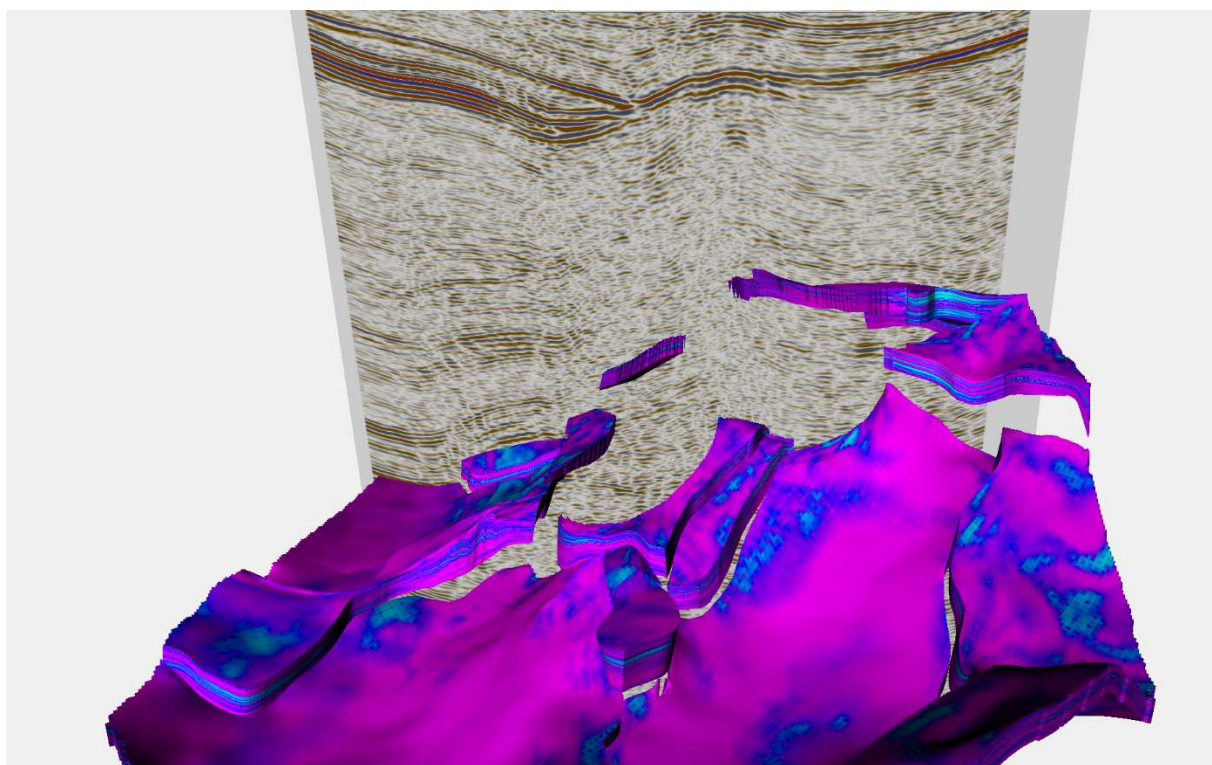


Рисунок 4.4 – Приклад змодельованого кубу осередненого значення пористості

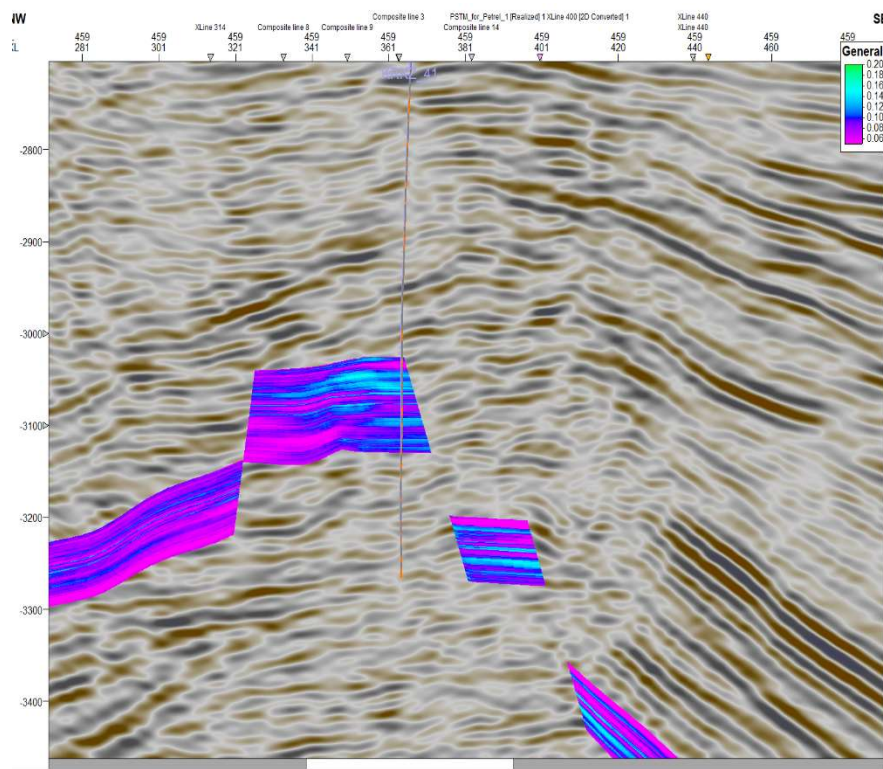


Рисунок 4.5 – Приклад вертикального розтину змодельованого кубу осередненого значення пористості

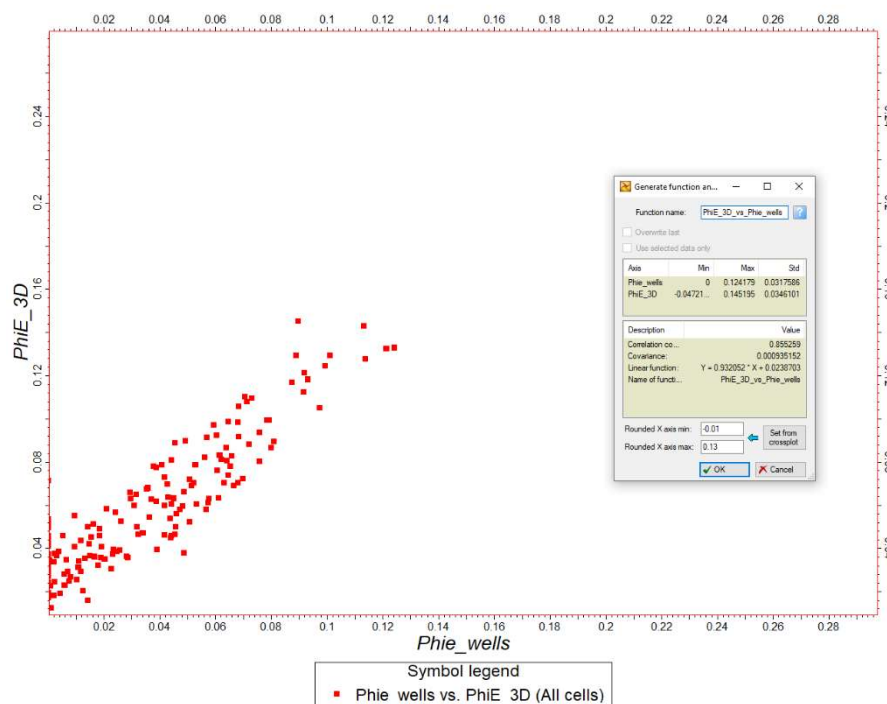


Рисунок 4.6 – Кореляційна залежність між коефіцієнтом пористості за ГДС (PhiE_wells) та змодельованим кубом пористості (PhiE_3D)

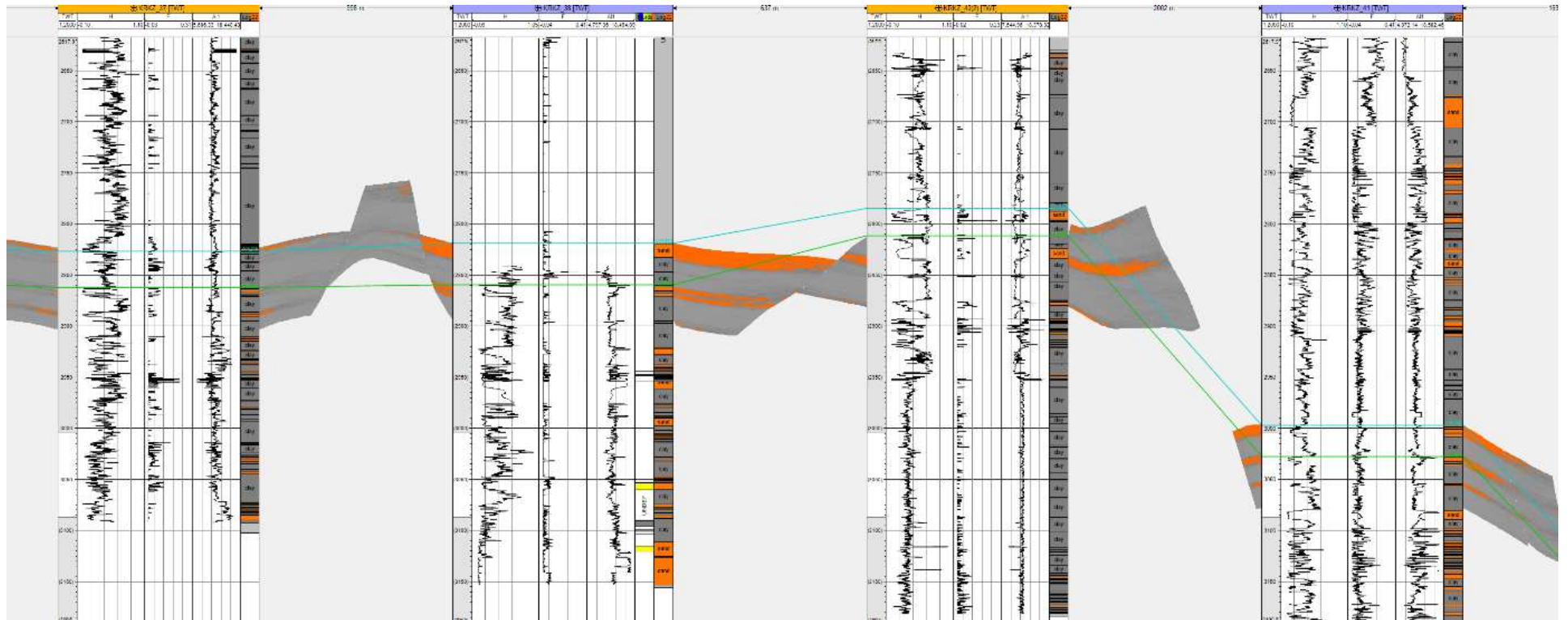


Рисунок 4.7 – Приклад розрізу змодельованого дискретного кубу прогнозних значень "колектор/не колектор" через свердловини №№37,38,40,41 (помаранчевий колектор-пісковики,алевроліти; сірий – аргіліти, глини)

Другим параметром для виділення пластів – колекторів було прийнято подвійний різницевий параметр ΔI_γ , який контролює зміну глинистості та погіршення (покращення) ФЄВ пластів. В свою чергу параметр ΔI_γ , для ДДз було перетворено в глинистість ($C_{\text{гл}}$).

Коефіцієнт глинистості був використаний для побудови дискретних кубів "колектор/неколектор" в модулі фаціального моделювання ПП Petrel. Дані по свердловинах були розділені на дві групи по значенню коефіцієнта глинистості: менше граничного значення - кандидат в колектора, більше граничного значення – не колектор. Отримані куби були використані при фільтруванні кубів пористості за критерієм коефіцієнт глинистості (рисунок 4.7 і 4.8).

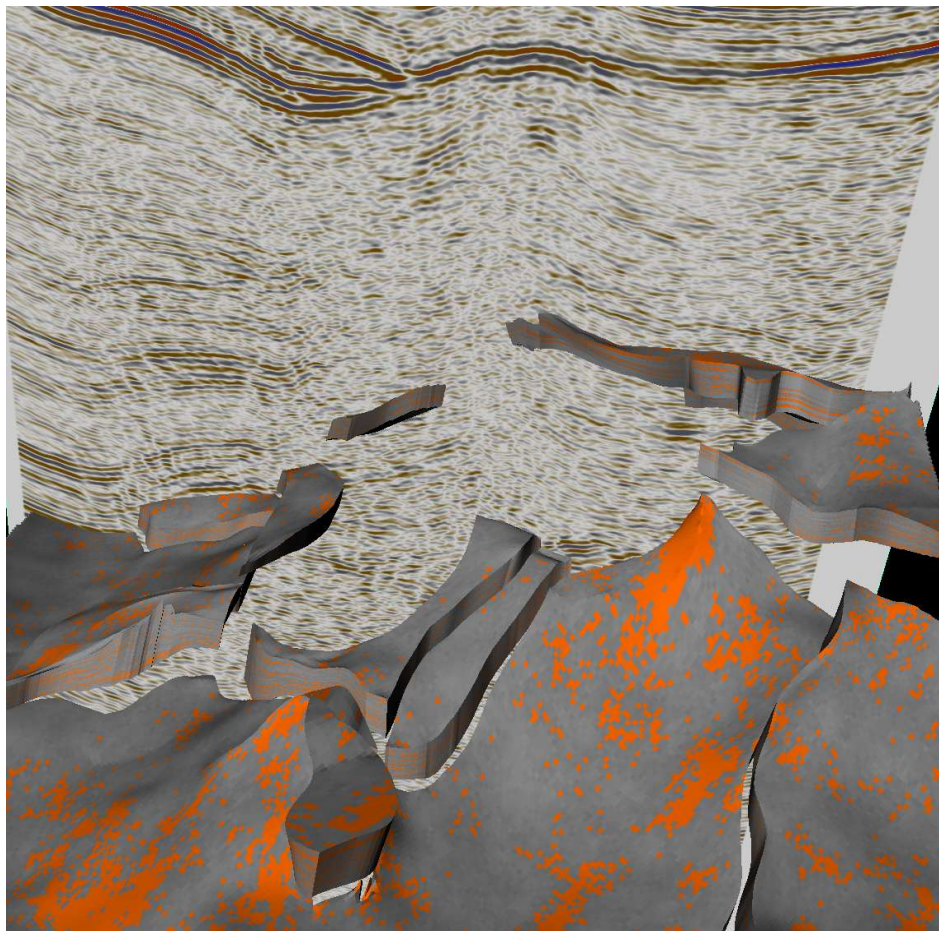


Рисунок 4.8 – Приклад фрагменту змодельованого кубу "колектор/не колектор" (помаранчевий колектор-пісковики, алевроліти; сірий – аргіліти, глини)

За отриманими результатами стохастичної інверсії з використанням фільтру колектор не колектор, було побудовано 4 карти спрогнозованої пористості по перспективним горизонтам С-4-5, В-14, В-22, В-23 (рисунки 4.9-4.12)

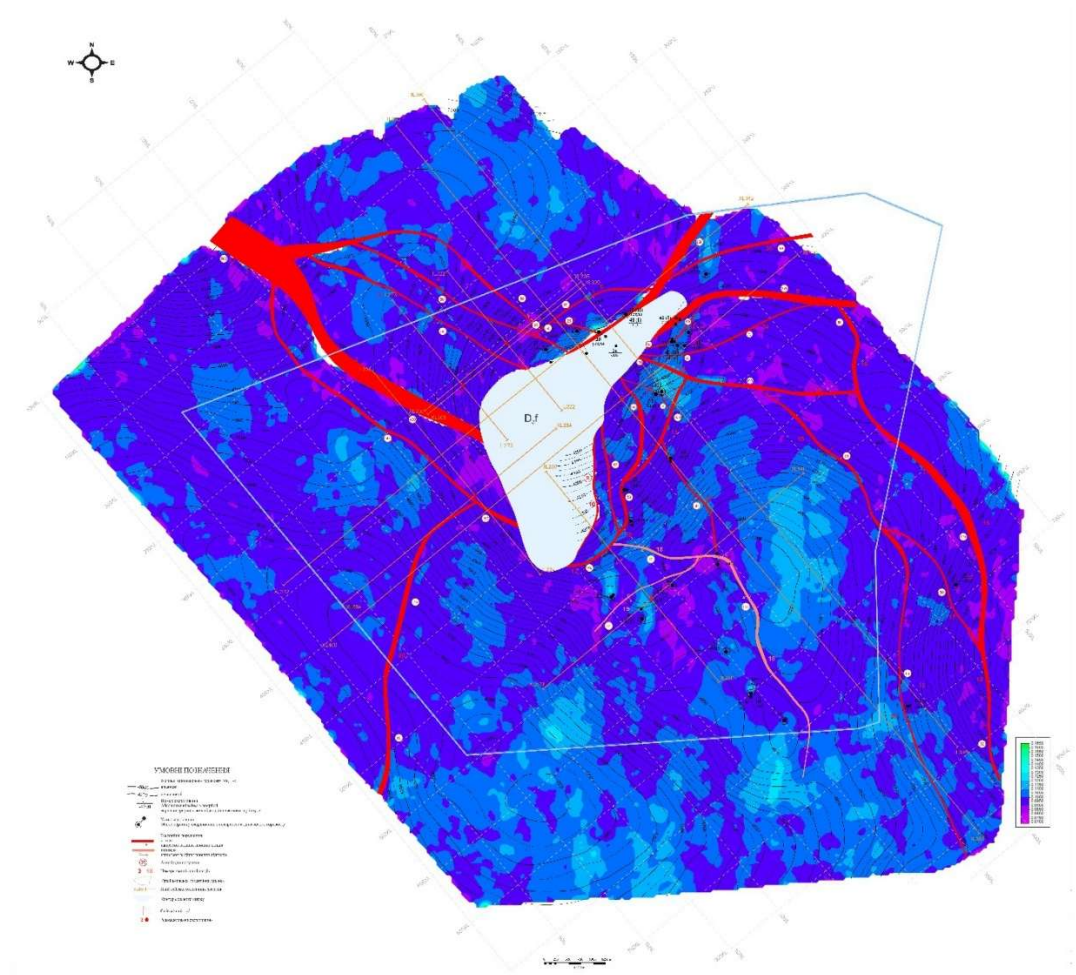


Рисунок 4.9 - Карта осередненого коефіцієнту пористості С-4-6

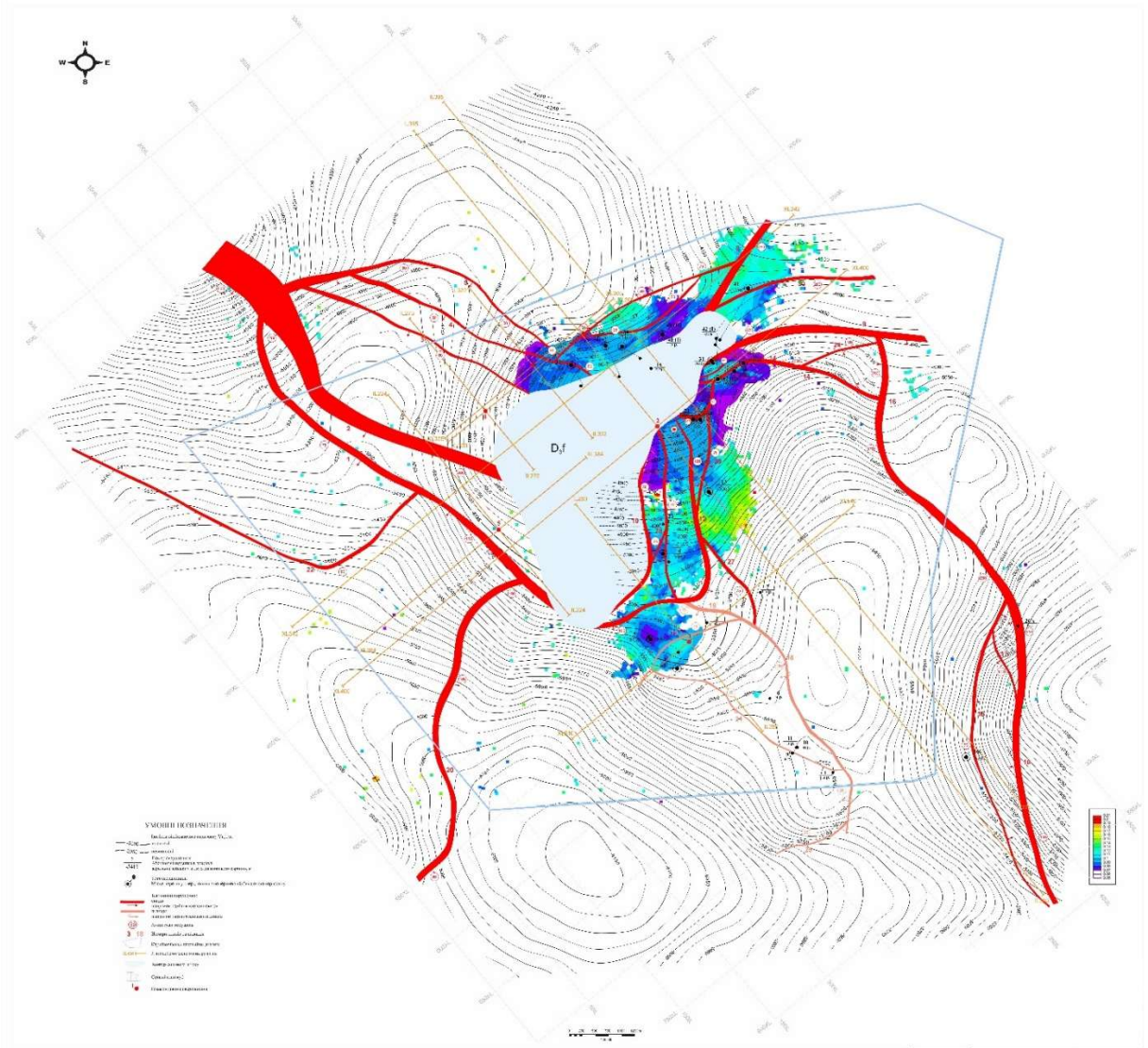


Рисунок 4.10 - Карта осередненого коефіцієнту пористості В-14

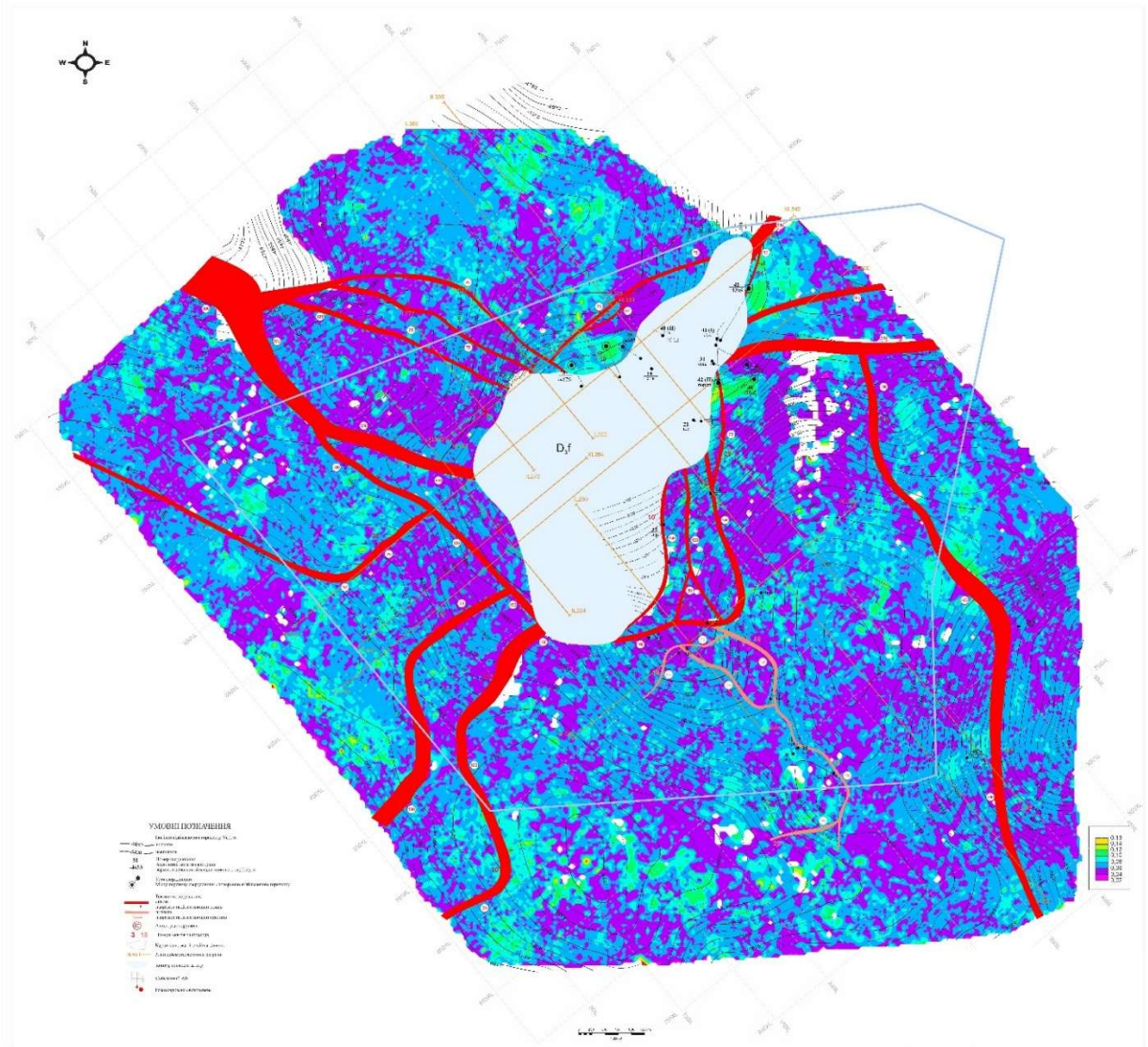


Рисунок 4.11 - Карта осередненого коефіцієнту пористості В-22

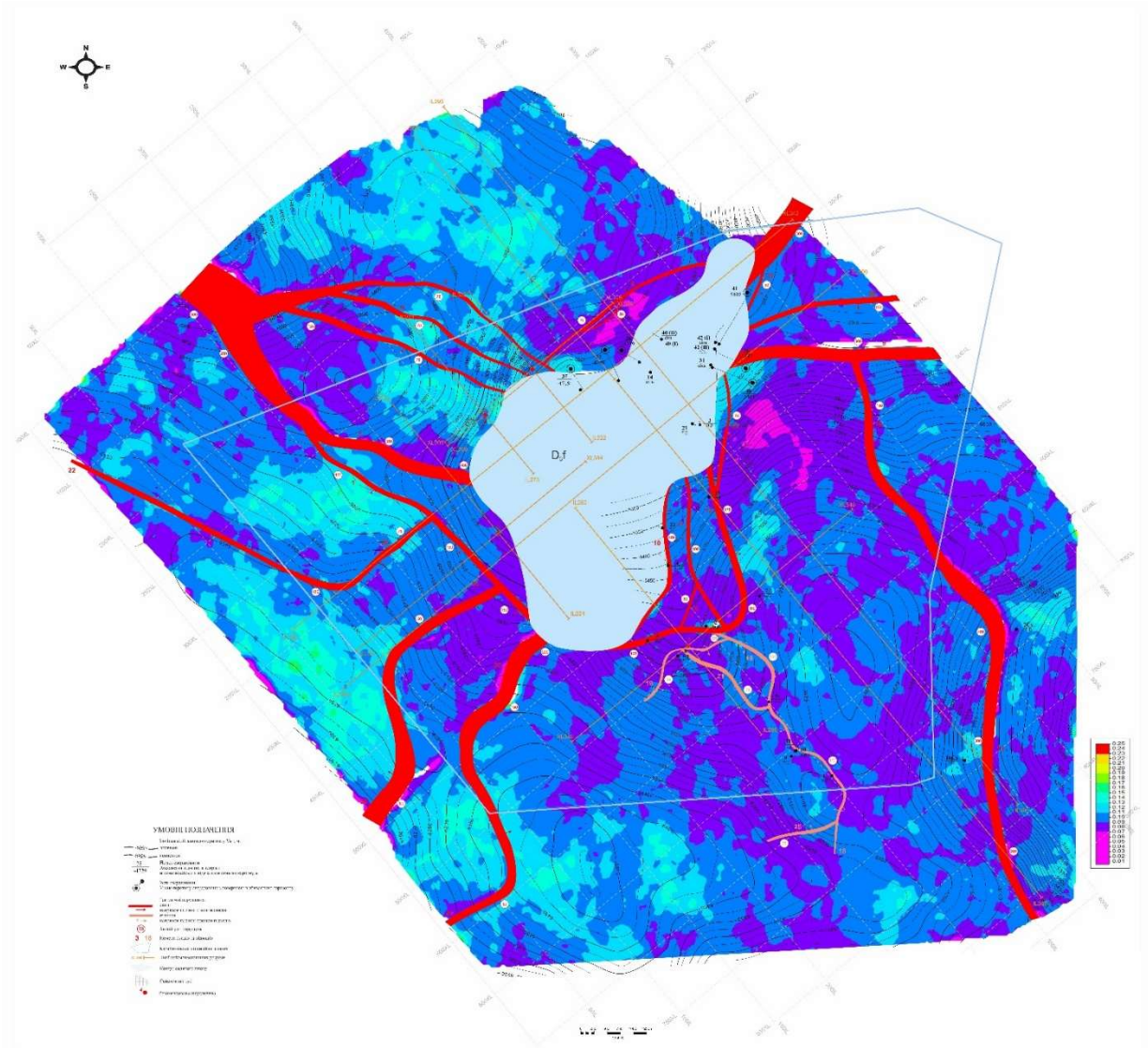


Рисунок 4.12 - Карта осередненого коефіцієнту пористості В-23

Висновок до розділу

У четвертому розділі було проведено порівняння основних видів сейсмічної інверсії з метою визначення найбільш придатного методу для даної площі досліджень. На основі аналізу вхідних даних, геологічних особливостей та характеру хвильового поля було обґрунтовано, що оптимальним підходом є стохастична інверсія, оскільки вона забезпечує детальнішу модель властивостей середовища в умовах підвищеної невизначеності. Насамперед було підбрано усереднений сигнал, необхідний для коректного виконання інверсії, після чого побудовано куб акустичного імпедансу. Для перевірки якості отриманих результатів, побудовано кросплот між значеннями AI за даними 3D-інверсії та AI за ГДС. Виявлена висока кореляція (0,85) яка підтверджує правильність проведення інверсії та узгодженість інверсійної моделі з реальними петрофізичними властивостями розрізу. Отриманий куб акустичного імпедансу був трансформований у куб пористості за даними кросплотного аналізу ГДС.

Наступним кроком, для виділення пластів-колекторів було прийнято подвійний різницевий параметр ΔI_γ , який контролює зміну глинистості та погіршення (покращення) ФЄВ пластів. В свою чергу параметр ΔI_γ , для ДДз було перетворено в глинистість ($C_{\text{гл}}$). Це забезпечило виділення чистих, неглинистих пластів, що є ключовим етапом для подальшого прогнозування та прийняття геолого-технічних рішень.

Фінальним результатом стало накладання усереднених змодельованих значень пористості на структурні побудови, що дало змогу отримати більш деталізовану картину просторового розподілу колекторських властивостей. Отримані дані можуть бути використані на наступних етапах геолого-промислового аналізу та закладання свердловин.

ВИСНОВОК

Проведена робота була присвячена комплексному прогнозуванню колекторських властивостей продуктивних відкладів Карайкозівського родовища шляхом інтеграції даних 3D сейсморозвідки та результатів петрофізичної інтерпретації свердловинного каротажу, що є особливо актуальним в умовах складної геологічної будови та неоднорідного розвитку колекторів цього родовища. Мета роботи була успішно досягнута завдяки застосуванню кількісних методів, насамперед стохастичної акустичної інверсії.

На підготовчому етапі було виконано ЛГАМ по 21 свердловині, визначено компонентний склад порід та розраховано ключові акустичні параметри. Встановлені емпіричні залежності між K_p та AI для серпуховських та візейських відкладів стали петрофізичною основою для кількісного прогнозування. Якісна сеймостратиграфічна прив'язка свердловинних даних до 3D сейсмічного куба була підтверджена високим середнім коефіцієнтом кореляції. Додатково, атрибутивний аналіз (зокрема, Chaos та RMS Amplitude) дозволив чітко оконтурити соляний шток, простежити тектонічні порушення та виділити зони покращених колекторських властивостей.

Ключовим етапом стало застосування методу стохастичної інверсії у програмному середовищі Petrel, який був обґрунтований як оптимальний підхід, що дозволяє отримати модель із надвисокою роздільною здатністю та врахувати геологічну невизначеність, на відміну від детерміністичних методів, які схильні до згладжування. У результаті цього етапу були отримані деталізовані 3D-куби акустичного імпедансу для цільових горизонтів. Якість інверсійної моделі підтверджено високою кореляцією а саме 0,85 між значеннями RNI , отриманими за даними 3D-інверсії та ГДС, що свідчить про надійність побудованої моделі та її узгодженість з реальними петрофізичними властивостями розрізу.

Отриманий куб AI був трансформований у прогнозний куб пористості, а для більш точного виділення пластів-колекторів був використаний параметр ΔI_{γ} . Отримані інверсійні куби акустичного імпедансу та пористості достовірно відображають внутрішню будову продуктивних горизонтів, дозволяючи простежити зміни літології, виділити зони з підвищеною пористістю та уточнити просторове поширення колекторів.

Практична цінність роботи полягає в тому, що отримана деталізована інверсійна модель дозволяє значно зменшити геологічну невизначеність, підвищити точність прогнозу колекторських властивостей та зробити процес прийняття геолого-промислових рішень більш обґрунтованим. Результати можуть бути безпосередньо використані під час подальшого геологічного моделювання родовища, оцінки запасів, визначення найбільш перспективних зон для розташування нових свердловин та оптимізації розробки.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Продайвода, Г. Т., Вижва, С. А., Безродна, І. М., Продайвода, Т. Г. Геофізичні методи оцінки продуктивності колекторів нафти і газу. ВПЦ "Київський університет", 2011, 367 с.
2. Олійник, О. П. Реконструкція палеотектонічних умов розвитку солянокупольних структур центральної частини Дніпровсько-Донецької западини у зв'язку з нафтогазоносністю: дисертація . Київ, 2019, 223 с.
3. Kolisnichenko V.G, Tsybaliuk K.B. The Experience, Problems, and Opportunities of Computer Technologies in the Study of Complex Carbonate Reservoirs of the Lower Viséan-Tournaisian Deposits of the Dnipro-Donets Depression. Proceedings of the 18th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment, 2025, p. 1–5.
4. Курганський, В. М., Попова, Г. А. Використання даних сейсмозвідки та ГДС для пошуку перспективних ділянок у відкладах нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини (на прикладі Селюхівської площі) // ГЕОІНФОРМАТИКА, 2009 №4, С.56-63.
5. Коваль, Я. М., Федак, І. О. Виділення пластів поліміктових пісковиків у складнопобудованому геологічному розрізі нафтогазових свердловин Дніпровсько-Донецької западини // Нафтогазова енергетика 2022. № 1(37), 7-14
6. Schlumberger. Petrel Reservoir Engineering, 2017, 462 p.
7. Колісніченко, В. Г., Соловійов, І. В., Лісний, Г. Д., Злочевська, К. М., Бурдейний, Т. О. Побудова геологічних моделей підземних сховищ газу з використанням сейсмозвідувальної інформації (технології, досвід, результати та перспективи) ТОВ «ГЕОЮНІТ» Київ, 2024, 171 с.
8. Baoli, W., Longdong, L., Ying, L., Guangzhi, Z., & Xingyao, Y. Stochastic inversion based on spectral simulation of non-stationary statistical characteristic parameters // Journal of Geophysics and Engineering, 21, P. 1431–1445.

9. Л. П. Нікіташ, Х. М. Кориневич, В. Г. Колісніченко та ін. Звіт про Виконання польових сейсмозв'язувальних робіт МСГТ-3D в межах Карайкозівського родовища : ТОВ «ГЕОЮНІТ», 2021, 190 с.

10. В.Г. Колісніченко, Р.Г. Бас, Н.Н. Тищенко, Л.П. Бандурист, Л.Д. Денисенко Звіт о робота по вдосконаленню способів оперативної обробки матеріалів ГДС ДДЗ та Передкарпаття на базі кристуванням ЕОМ 1985, 160 с.

11. І.В. Кравченко ТОВ “ЕСКО-ПІВНІЧ ”Звіт про науково дослідну роботу Геолого економічну оцінку Карайкозівського нафтогазового родовища. 2008, 386 с.

12. С. А. Вижва, Г. Т. Продайвода, П. М. Кузьменко. АVO-аналіз та інверсія сейсмічних даних: навч. посібник. : Видавничополіграфічний центр "Київський університет", 2013. – 284 с. ISBN 978-966-439-698-8