

Міністерство освіти і науки України
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
ННІ «Інститут геології»
Кафедра геофізики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА МАГІСТРА
спеціальність 103 – Науки про Землю

ТЕМА: «Атрибутний аналіз сейсмічних даних для задач прогнозування
нафтогазоносності»

Виконав: студент Журман Б. Д.

Науковий керівник: доцент Тищенко А. П.

Робота рекомендується до захисту (протокол № 10 засідання кафедри геофізики
від "21" травня 2024 р.)

Завідувач кафедри геофізики кандидат геол. наук,
доцент Онищук В. І.

Київ – 2024

ЗМІСТ

ВСТУП	3
ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	5
1. ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛОЩІ ДОСЛІДЖЕННЯ	6
1.1. Геолого-геофізична вивченість.....	6
1.2. Літолого-стратиграфічний опис	7
1.3. Тектоніка.....	10
2. ПОЛЬОВІ 3D СЕЙСМОРОЗВІДУВАЛЬНІ РОБОТИ	14
3. ОБРОБКА ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ МАТЕРІАЛІВ ГДС ТА СЕЙСМІЧНИХ МАТЕРІАЛІВ.....	17
3.1. Переобробка та переінтерпретація цифрових даних ГДС	17
3.2. Побудова кореляційних схем та уточнення стратифікації розрізів	20
3.3. Оцінка впливу процедур регуляризації	23
4. АТРИБУТИВНИЙ АНАЛІЗ СЕЙСМІЧНИХ ТА КАРОТАЖНИХ ДАНИХ.....	35
4.1. Аналіз пружних властивостей гірських порід за даними геофізичних досліджень у свердловинах.....	35
4.2. Спектральна декомпозиція	46
4.3. Структурна інтерпретація даних.....	48
4.4. Інверсійні перетворення та аналіз результатів.....	52
ВИСНОВКИ	63
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	65

ВСТУП

Ця робота описує дослідження, проведене в рамках нафтогазопошукових робіт на півночі Полтавської області, в межах Дніпровсько-Донецької западини. За допомогою 3D сейсмозв'язки та даних ГДС було виконано структурну інтерпретацію, розраховано та проаналізовано атрибути, які дають змогу прогнозувати нафтогазоносність.

Основні задачі роботи:

- Обробити та інтерпретувати сейсмічні 3D дані та дані ГДС;
- Провести розрахунок сейсмічних атрибутів та AVO моделі;
- Провести аналіз отриманих даних щодо прогнозу нафтогазоносності ділянки дослідження, їх точності та факторів що можуть вплинути на їх результативність.

Робота розпочинається з геолого-геофізичної характеристики площі дослідження, в якій викладено інформацію про геолого-геофізичну вивченість, літолого-стратиграфічний опис та тектонічну будову району. Далі викладена інформація про польові 3D сейсмозв'язувальні роботи та обробка та інтерпретація матеріалів ГДС та сейсмічних матеріалів. Основним розділом де викладена тематика роботи – атрибутивний аналіз сейсмічних та каротажних даних, розділ яких складається з аналізу пружних властивостей, спектральна декомпозиція, структурна інтерпретація даних та інверсійні перетворення з подальшим аналізом.

В тектонічному відношенні - ділянка дослідження знаходиться у прибортовій частині Дніпровсько-Донецької западини. На площі виконаний комплекс геолого-геофізичних досліджень.

Актуальність - методи сейсмозв'язки є одним із найбільш потрібних та ефективних методів пошуків родовищ вуглеводнів. Одним із інструментів сейсмозв'язки є прогнозування нафтогазоносності за результатами атрибутивного аналізу. Дніпровсько-Донецька западина є основним перспективним нафтогазоносним регіоном України. У зв'язку з цим актуальною задачею постає

правильність розрахунку та побудови, а також аналіз атрибутивних даних для прогнозу нафтогазоносності на ділянці ДДз за допомогою сейсмічних та каротажних даних.

Практичне значення - на основі сучасних підходів обробки та інтерпретації матеріалів ГДС та сейсмозв'язки 3D, створено комплекс моделей атрибутивних параметрів для вирішення нафтогазопошукових задач.

Методи дослідження - цифрова обробка сейсмічних даних, обробка та інтерпретація матеріалів ГДС та сейсмічних матеріалів 3D, побудова атрибутивних матеріалів в спеціалізованому програмному забезпеченні.

Особиста робота - аналіз та структурна інтерпретація сейсмічних матеріалів, розрахунок та побудова атрибутних даних, а також їх аналіз.

Особисто висловлюю свою подяку В.Г. Колісніченко та Є.О. Непапашеву за їхню допомогу при виконанні дослідних робіт. Їхні знання та досвід були неоціненними при виконанні аналізу пружних властивостей гірських порід за даними геофізичних досліджень у свердловинах.

Матеріал дослідження - звітні матеріали, отримані під час проходження виробничої практики на підприємстві ТОВ «Геоюніт» у період з 07.06.2023 р. по 09.07.2023 р., літературні дані.

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ЛГАМ	лінійні геоакустичні моделі свердловин
ГДС	геофізичне дослідження свердловин
АК	акустичний каротаж
ГК	гамма каротаж
НГК	нейтронний-гамма каротаж
ГГК-Щ	гамма-гамма каротаж щільнісний
РК	радіоактивний каротаж
ДДз	Дніпрово-Донецька западина

1. ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛОЩІ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1. Геолого-геофізична вивченість

Площа робіт приурочена до області Розумівського родовища, що має 250 км² технічного розміру та 150 км² повнократного розміру і розташована на півночі Полтавської області.

На даній ділянці проведено ряд геолого-геофізичних досліджень, такі як гравіметричні, магнітометричні, електророзвідувальні, сейсморозвідувальні, структурно-картувальні роботи, структурно-пошукові роботи, параметричні, пошуково-розвідувальне буріння та тематичні роботи.



Рисунок 1.1 – Оглядова карта району робіт

1.2. Літолого-стратиграфічний опис

В геологічній будові площі приймають участь відклади палеозойського, мезозойського та кайнозойського віків, які залягають на кристалічних породах докембрійського фундаменту.

Палеозойська ератема

Кам'яновугільна система

На даній ділянці, бурінням свердловин розкриті серпухівські (нижній відділ), башкирський (середній відділ) та московський (нижній відділ) кам'яновугільної системи.

Нижній відділ

Серпуховський ярус (C1s)

Породи серпуховського ярусу є найбільш давніми в розрізі кам'яновугільної системи та перекриваються породами башкирського ярусу.

Складені відкладами сірих аргілітів і тонкошаруватими темно-сірими до чорних аргілітами. Серед товщі аргілітів зустрічаються прошарки сірих та бурувато-сірих вапняків. Рідше зустрічаються прошарки сірих до чоних, кварцових та слюдистих алевролітів.

Середній відділ

Башкирський ярус (C2b)

Породи башкирського ярусу залягають на серпуховському ярусі і перекривається відкладами московського ярусу. Складені відкладами глин та вапняків, з прошарками аргілітів, алевритів, алевролітів та пісковиків.

Московський ярус (C2m)

Залягає на відкладах башкирського ярусу і перекривається верхнім відділом. Розріз характеризується розвитком теригенних порід, такими як: пісковики, алевроліти та аргіліти, що перешаровуються з малопотужними прошарками вапняків та вугілля.

Верхній відділ(С3)

Залягає на відкладах московського ярусу і перекривається відкладами нижньої пермі. Верхній відділ представлений перешаруванням пісковиків, що переважають у розрізі і часто заміщуються алевролітами або глинами. У цілому глинисто-піщана товща має строкате забарвлення, частіше за все червоно-буре з фіолетовим відтінком, іноді у жовто-бурих плямах.

Пермська система

Нижній відділ

Представлена відкладами нижнього відділу: картамиською, микитівською, слов'янською свитою ассельського і краматорської свитою сакмарського ярусів.

Асельський ярус

Асельський ярус включає картамиську, микитівську і слов'янську свити.

Картамиська свита (P1kt)

Картамиська свита залягає на гжельському ярусі верхнього карбону без видимої перерви і згідно перекривається микитівською свитою. Нижня границя досить умовна через подібність літологічного складу з кам'яновугільними породами, які залягають нижче.

Картамиська свита представлена аргілітами, алевролітами і пісковиками, які часто чергуються з поодинокими малопотужними прошарками вапняків і доломітів. Прошарки пісковиків переважають у низах свити, алевроліти більш характерні для верхньої частини її розрізу.

Микитівська свита (P1nk)

Микитівська свита складена глинами та алевролітами з прошарками ангідритів, доломітів, вапняків.

Слов'янська свита (P1sl)

Свита представлена чергуванням пластів доломітів, доломітизованих вапняків, ангідритів і, ймовірно, кам'яної солі.

Сакмарський ярус

Краматорська свита (P1km)

В розрізі переважає кам'яна сіль з проверстками магнезіально-калійних солей і ангідритів.

Мезозойська ератема*Тріасова система*

На території досліджень відклади тріасу поширені повсюди. Розкриті всіма свердловинами. Залягають незгідно на відкладах пермі. Перекриваються юрськими відкладами. В розрізі тріасових відкладів виділено нижній та нерозчленований середній-верхній відділи.

Нижній відділ (T1)

Представлений глинами та алевролітами з прошарками пісковиків червоно-бурого, цеглисто-червоного, місцями зеленувато-сірого кольорів.

Середній та верхній відділи (T2-3)

Складені строкатобарвними глинами з рідкими прошарками алевролітів та пісковиків.

Юрська система

Залягають юрські відклади незгідно на відкладах тріасової системи і перекриваються відкладами нижнього відділу крейдової системи.

Представлені відклади юрської системи кварцевими пісковиками з прошарками глин, аргілітоподібними глинами з прошарками зеленувато-сірих різнозернистих пісковиків і сірих, світло-сірих, блакитно-сірих вапняків.

Крейдова система

Крейдові відклади залягають незгідно на відкладах юри. Відклади представлені перешаруванням пісків, пісковиків кварцевих, різнозернистих, глинистих, з прошарками глин блакитно-сірих, темно-сірих, зустрічаються уламки обвугленої деревини, стягнення сидериту, пропластки бурого вугілля з прошарками сірого мергелю, з рідкими прошарками мергелів, а також із

прошарками гравійно-галькового конгломерату. Загальна потужність крейдових відкладів залежить від передпалеогенового розмиву.

Кайнозойська ератема

Відклади(Q +R + N) незгідно залягають на крейдових утвореннях і представлені перешаруванням пісків, пісковиків, мергелів і рідко глин. Піски і пісковики сірого і світло-сірого кольору, дрібнозернисті, кварцеві, кварцево-глауконітові, кременисті. Мергелі зеленувато-сірі, щільні, піщанисті. Глини зеленувато-сірі, у верхній частині строкато-барвні. Вінчається розріз лесовидними суглинками, глинами, супісками червоно-бурих і жовтуватого-сірих кольорів.

1.3. Тектоніка

У тектонічному відношенні площа за даними попередніх робіт (*СУГРЕ, Звіт про роботу МСГТ., 1990-1994 рр*) (*СУГРЕ, Звіт тематичної партії 45/03, 2006р*) (*Побєдаш М.С., 2011*) розташована в зоні переходу від південної прибортової зони Дніпровського грабену, до приосьової частини. Північна частина її наближається до найбільш зануреної приосьової центральної частини (рис. 1.2).

Поверхня порід фундаменту при загальній тенденції нахилу до приосьової частини грабену ускладнена Кременівським виступом та Перещепинською западиною (рис. 1.3). За даними сейсмозв'язки КМЗХ в рельєфі поверхні фундаменту флексурному вигину шарів осадової товщі відповідає високоамплітудний (до 2 км в районі структури) скид. На південь від нього по лінії свердловини-3 виділяється ще один скид, субпаралельний першому, але меншої амплітуди (до 1 км). Глибина залягання поверхні фундаменту в цій частині ділянки становить 8-10,5 км. На північ від крупноамплітудного скиду фундамент занурюється на глибини 11,25–13,0 км, що характеризує приосьову частину ДДз.

В осадовому чохлі головною тектонічною структурою ділянки є високоамплітудний флексурний вигин шарів палеозойської частини розрізу, який мігрує з глибиною з півночі на південь. В межах замикаючої частини

флексури спостерігається круте занурення шарів і інтенсивне нарощування потужностей відкладів починаючи з тріасових відкладів.

На рівні верхнього та середнього карбону в межах ділянки досліджень виділяється структура, яка має вигляд безкореневої брахіантиклінальної складки північно-західної орієнтації із замкнутим склепінням. На рівні нижньосерпухівських відкладів вона набуває вигляд розлогого структурного носа. Майже повна відсутність, в межах ліцензійної ділянки, тектонічних порушень та антиклінальних складок свідчить про вкрай низьку активність, а можливо і відсутність соляної тектоніки, яка яскраво себе проявляє північніше, західніше та південніше ділянки досліджень.

Аналіз структурних планів дозволяє припустити, що антиклінальна складка являється безкореневою структурою, морфологічні ознаки її будови змінюються від значно виражених в відкладах середнього карбону і пермі, до розлогих форм в нижньому карбоні, де структура майже розформована.

Розвинута на верхньому пологому крилі регіональної флексури, складка напевне, утворилася внаслідок тангенціальних (бокових) сил, зумовлених різким зануренням фундаменту та осадового чохла в приосьовій зоні ДДз, починаючи з пермського періоду, або, можливо, з кінця карбону.

Про навішений характер структури свідчать структурні плани і часові сейсмічні розрізи, де на січних профілях, що перетинають підняття, спостерігаються порівняно стабільні товщини відкладів середнього і нижнього карбону і раптово зростаючі на північ товщі верхів карбону і, особливо, пермі.



Рисунок 1.2 - Положення ділянки на тектонічній карті України

<https://naurok.com.ua/prezentaciya-tektonichna-budova-ukra-ni-369809.html>

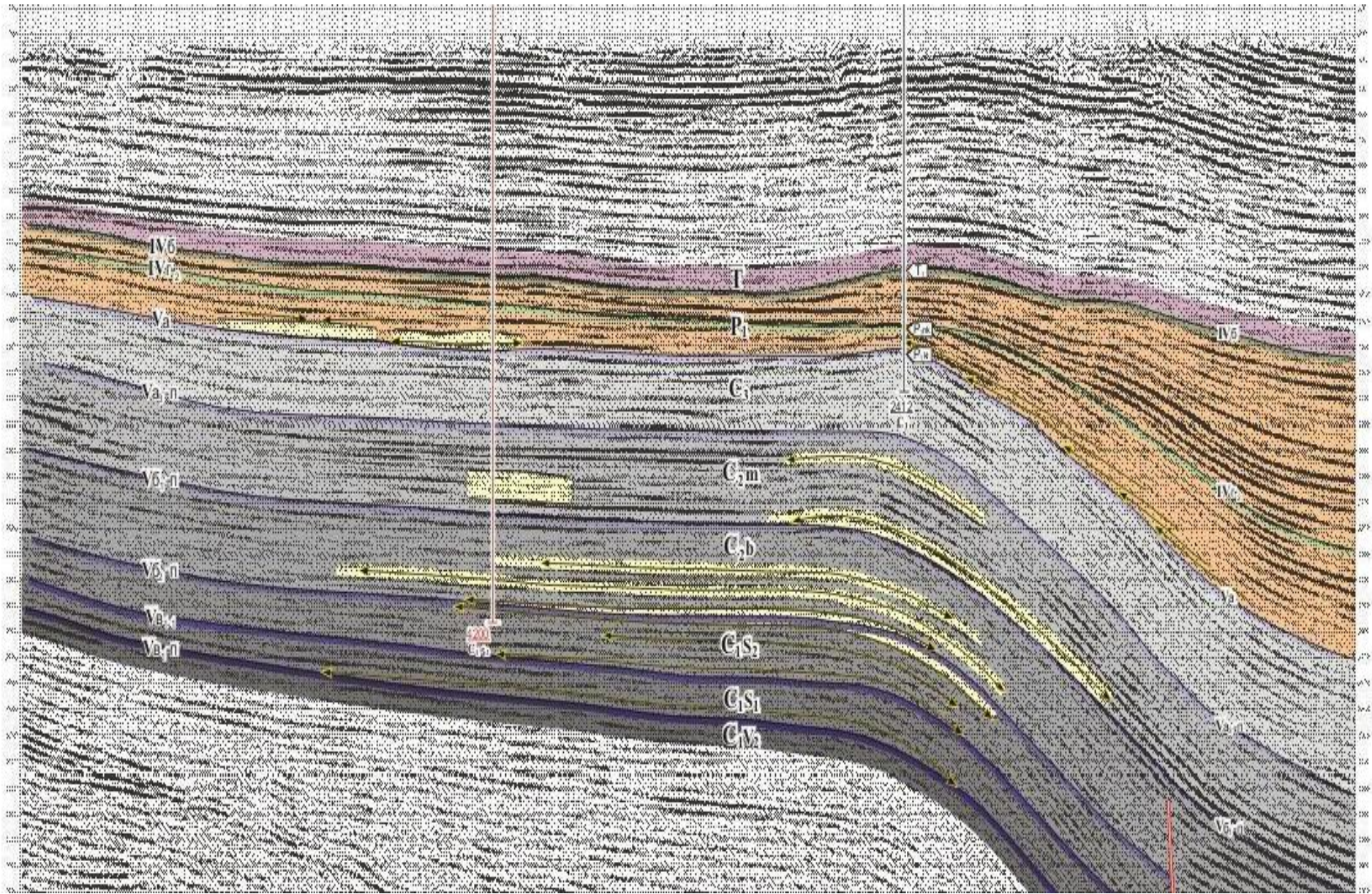


Рисунок 1.3 - Сейсмостратиграфічний часовий розріз по регіональному профілю.

2. ПОЛЬОВІ 3D СЕЙСМОРОЗВІДУВАЛЬНІ РОБОТИ

Польові сейсморозвідувальні роботи виконані з використанням сучасних технологій за допомогою наземного телеметричного багатоканального сейсмічного комплексу ARAM ARIES. Збудження пружних коливань проводилося невибуховим методом шляхом генерації вібросигналу від групи синхронно працюючих сейсмічних вібраторів Birdwagen MARK 4, які були оснащені електронікою і програмним забезпеченням PELTON VIB PRO із супутниковою прив'язкою DGPS. Вібратори випромінювали на контакті „опорна плита – поверхня землі” програмно заданий синусоїдальний сигнал (свіп) з піковою силою 275 Кн. (або 28000 кг). Збір сейсмічних даних виконано за технологією 3D сейсморозвідки з реєстрацією хвильового поля багатоканальною сейсмічною станцією (ARAM ARIES), яка забезпечувала телеметричну передачу цифрових сейсмічних сигналів від сейсмоприймачів GS-20DX (10 Гц) (по 12 шт. на канал) до пульта центральної електроніки.

Відповідно до методики виконувалися дослідно-методичні роботи по виявленню оптимального свіп-сигналу, необхідної кількості віброджерел для відпрацювання фізичного спостереження.

Надалі виконувалася первинна польова обробка на базі експедиції в польовому обчислювальному центрі зі спеціалізованим програмним забезпеченням FOCUS та MESA.

Попередня експрес-обробка та контроль якості польових матеріалів відбувалася в реальному часі в польових умовах, що дозволяло звести до мінімуму ймовірність помилок та втрат часу.

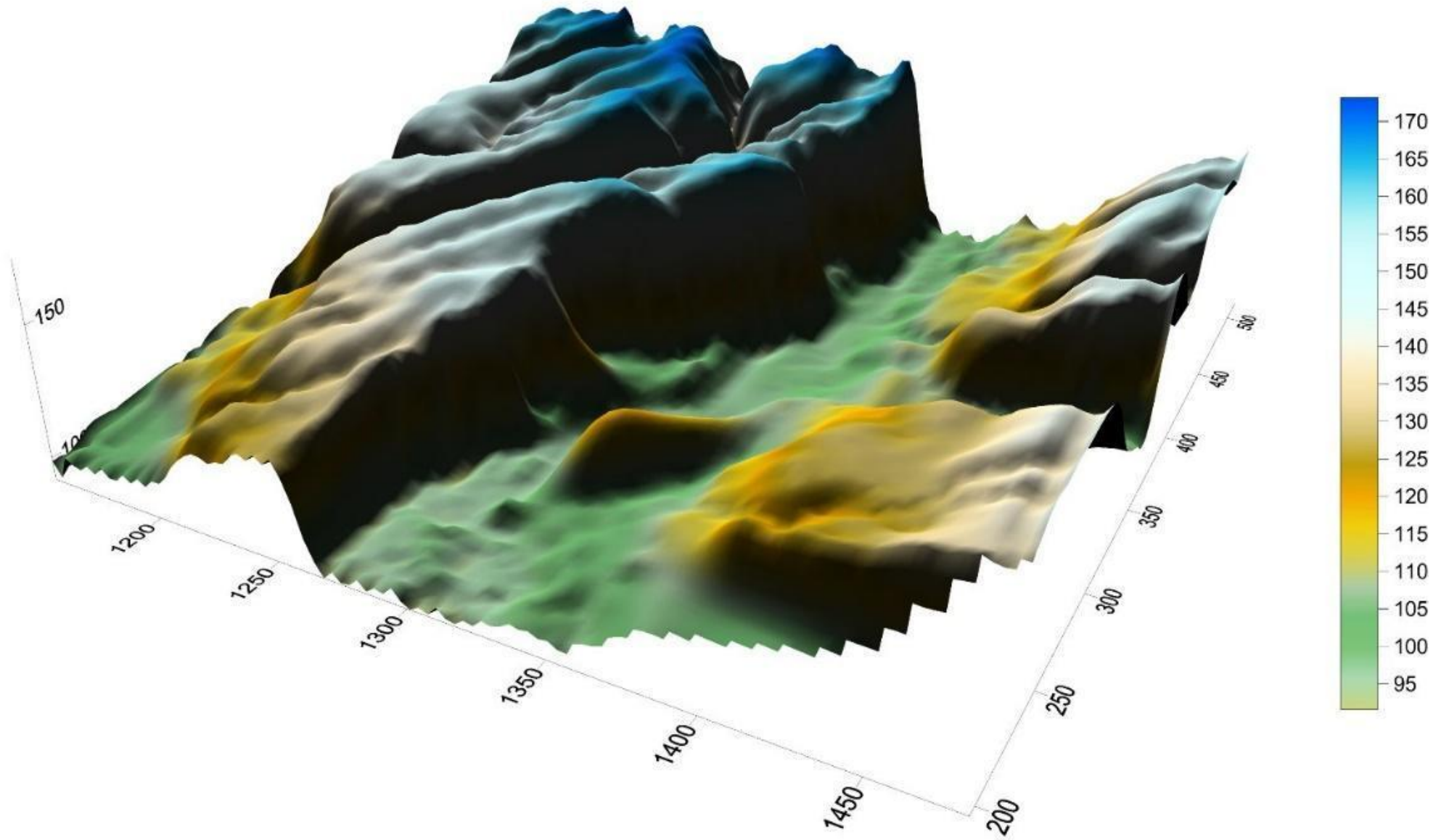


Рисунок 2.1 – 3D модель рельєфу на площі дослідження.

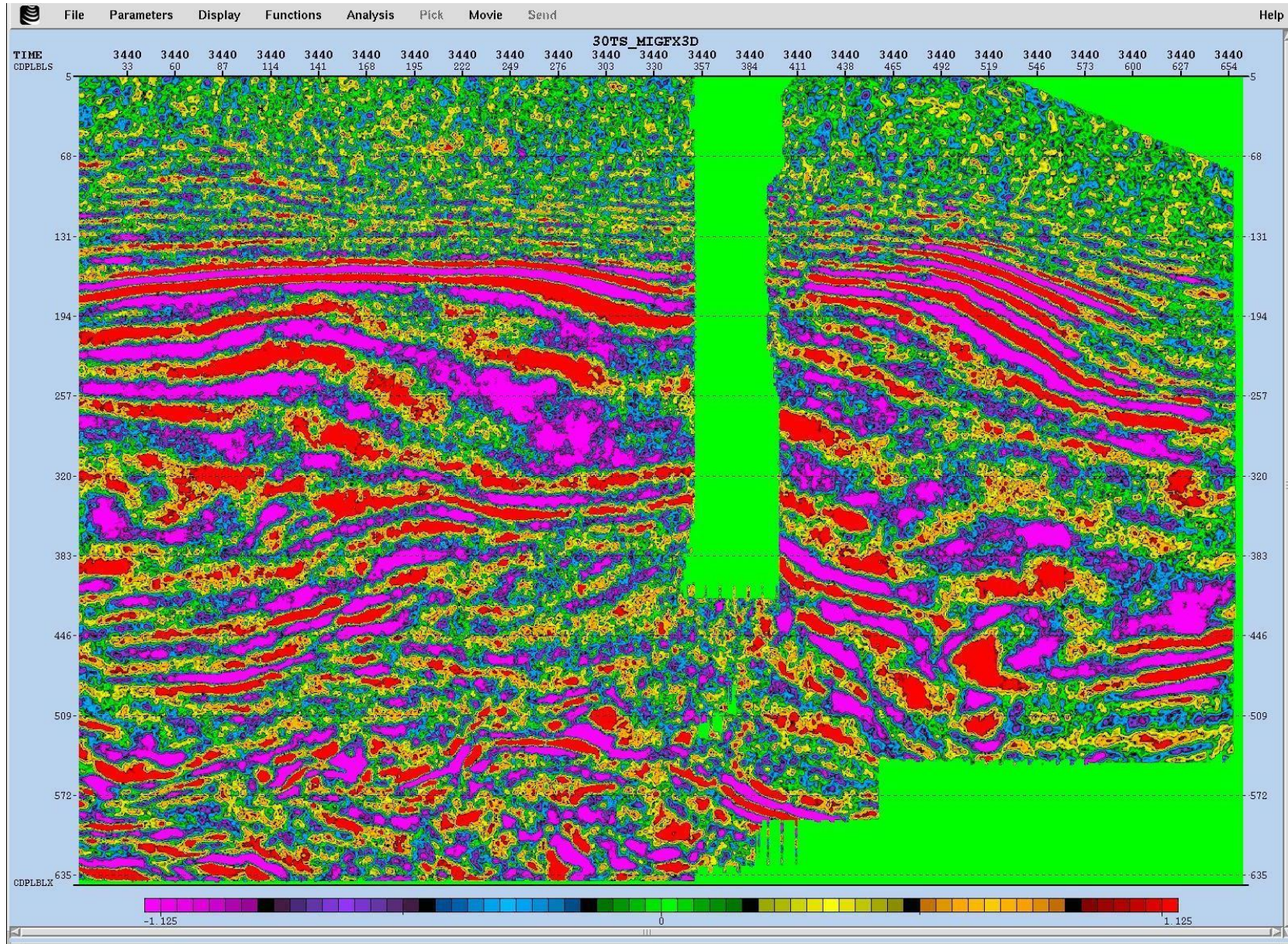


Рисунок 2.2 – Горизонтальний зріз мігрованого кубу.

3. ОБРОБКА ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ МАТЕРІАЛІВ ГДС ТА СЕЙСМІЧНИХ МАТЕРІАЛІВ

3.1. Переобробка та переінтерпретація цифрових даних ГДС

Обробка та інтерпретація матеріалів ГДС по свердловинах площі виконана за методикою розробленою В.Г.Колісніченко (*Нікіташ Л.П., Куса Н.М., 2017*) (*Нікіташ Л.П., Колісніченко В.Г., 2018 р*) (*Колісніченко В.Г. та ін., 2010*) (*Лагутін А.А., 2010 р.*) (*Щербина В.Г. та ін., 2016*), яка дозволяє виконувати побудову лінійних геоакустичних моделей свердловин (ЛГАМ). Методика спрямована на вирішення задач визначення об'єму порового простору та оцінки мінералогічного складу досліджуваних порід. Вона базується на комплексуванні методів ГДС-АК, ГК, НГК, ГГК-Щ шляхом складання системи лінійних рівнянь у вигляді залежностей фізичних властивостей досліджуваних порід від геофізичних параметрів – ΔT , δ , W , $C_{гг}$ та ін.

$$\Delta T = \Delta T_p K_{п} + \Delta T_1 V_1 + \Delta T_2 V_2 + \dots + \Delta T_n V_n \quad (1)$$

$$\delta = \delta_p K_{п} + \delta_1 V_1 + \delta_2 V_2 + \dots + \delta_n V_n \quad (2)$$

$$W = W_p K_{п} + W_1 V_1 + W_2 V_2 + \dots + W_n V_n \quad (3)$$

$$C_{гг} = C_p K_{п} + C_1 V_1 + C_2 V_2 + \dots + C_n V_n \quad (4)$$

$$1 = K_{п} + V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (5)$$

де ΔT , δ , W , $C_{гг}$ – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі, щільність, вміст водню та об'ємна глинистість;

$K_{п}$ – пористість;

V_1, \dots, V_n – об'єм компонент матриці породи;

$\Delta T_p, \Delta T_1, \dots, \Delta T_n; \delta_p, \delta_1, \dots, \delta_n; W_p, W_1, \dots, W_n; C_p, C_1, \dots, C_n$ – інтервальний час, щільність, вміст води та глинистість порової рідини та компонент матриці породи.

Для однозначності вирішення системи рівнянь завжди вводиться рівняння балансу $1 = K_{п} + V_1 + V_2 + \dots + V_n$.

Вирішення даної задачі не є звичайним, тому що вимагає від інтерпретатора знань про розрізи що вивчаються, літологію, наявність зон з

аномальними властивостями порід. Досить складною є також і методика підготовки фізичних властивостей окремих компонент в моделі гірських порід. Якість наявних матеріалів з ГДС також буває різною.

Обробка даних ГДС проведена у три етапи. Перший етап передбачає формування робочих баз з цифровими даними ГДС та ув'язку кривих по глибині. Наступний крок, внесення поправок за умови реєстрації (діаметр свердловини, властивості бурового розчину, швидкість реєстрації, тип апаратури тощо). Це дає можливість привести криві ГДС до стандартних умов реєстрації, що дуже важливо при великій кількості каротажів в свердловині, та ще й пробурених долотами різного діаметру. Окрім цього криві ГДС згладжені цифровими фільтрами з метою узагальнення їх роздільної здатності.

На другому етапі проведений процес нормування та нормалізації кривих ГДС. Це стосується головним чином методів РК (ГК, НГК) та АК. Нормування кривих РК виконана у зв'язку з недосконалістю прийнятої методики еталонування апаратури радіоактивного каротажу та відсутністю достатньо представницьких даних лабораторних досліджень фізичних властивостей порід в межах досліджуваного розрізу свердловин. Нормування кривих РК виконано за загально прийнятою методикою двох опорних пластів в одиницях подвійного різницевого параметру:

$$\Delta I_V = (I_V - I_V^{\min}) / (I_V^{\max} - I_V^{\min}); \quad (6)$$

$$W = 10 \quad \left[\lg K_{\Pi}^B - \frac{I_{ny} - I_{ny}^{\min}}{I_{ny}^{\max} - I_{ny}^{\min}} \times (\lg K_{\Pi}^B - \lg K_{\Pi}^{\text{Щ}}) \right] \quad (7)$$

де $K_{\Pi}^{\text{Щ}}$ та K_{Π}^B – значення пористості в опорних пластах, відповідно, щільному (або низькопористому) та високопористому.

Опорні пласти I_V^{\min} , I_V^{\max} , I_{ny}^{\min} , I_{ny}^{\max} обиралися в інтервалах стратиграфічних підрозділів з урахування інтервалів проведення радіоактивного каротажу за один спуско-підйом.

В даній роботі, „прив’язка” НГК до опорного низькопористого пласта виконана за допомогою методу АК, шляхом визначення пористості (K_n^{AK}) по відомому рівнянню середнього часу для моделі вапняку.

Час розповсюдження ΔT_p повздожньої хвилі в рідині, яка знаходиться в порах породи уточнена, з урахуванням мінералізації (C), пластового тиску ($P_{пл}$) та температури по рівнянню:

$$\Delta T_p = [1557 - 0.0245 (74 - T)^2 + 0.8 C + 0.19 P_{пл}]^2 10^6 \quad (8)$$

В випадках неякісних вимірів АК-кривої ΔT , застосовані всі наявні програмні та методичні засоби, щоб виправити ΔT . Це нормування кривої $T1$ в масштабі ΔT , та контроль фактичної кривої ΔT шляхом вирахування ΔT по кривим $T1$ і $T2$.

В якості високопористого пласта ($K_{пв}$) обрані пласти розмитих глин з водовмістом 35-40%. Враховуючи важливість отримання якісної кривої W , обов’язково контролювалися перетворення шляхом сумісного аналізу кривої W та K_n^{AK} , відомі, як нормалізація кривих, зіставлення кривих в єдиному масштабі пористості. Окрім цього, в придатних умовах, це дозволило отримати попередні оцінки пористості і літології розрізів, а також, при необхідності, переглянути опорні пласти та виконати повторну більш точну нормалізацію НГК.

Отримана крива ΔI_γ перетворювалася в криву об’ємної глинистості. Найбільш універсальним, на наш погляд, для умов ДДз та вищенаведеної моделі є рівняння В. Ларіонова:

$$\Delta I_\gamma = bC_{гл} - aC_{гл}^2 \quad (9)$$

Це рівняння покриває весь діапазон глинистості від 0% до 100%. Його рішення проводиться при $a=0.9$ і $b=-1.9$. Задав параметр – водневий вміст глин ($W_{гл}$) за допомогою простого перетворення $K_n^{ГК} = W_{гл}C_{гл}$, отримують криву ($K_n^{ГК}$), яка визначає долю води в породі за рахунок її глинистої частини. Отримані криві $C_{гл}$ та $K_n^{ГК}$ також контролюється шляхом співставлення $K_n^{ГК}$ з кривими K_n^{AK} та W .

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

Оскільки наявний комплекс досліджень не дозволяє однозначно визначити літологічний склад та відповідно налаштувати систему рівнянь. Відсутність в комплексі досліджень свердловин щільнісного каротажу (ГГК-щ) ускладнює ситуацію тим, що при великій кількості невідомих (літологічних компонент в досліджуваних відкладах) із системи автоматично виключається рівняння:

$$\delta = \delta_p K_p + \delta_1 V_1 + \delta_2 V_2 + \dots + \delta_n V_n \quad (10)$$

що призводить до збільшення невизначеності при вирішенні поставленої задачі.

Враховуючи якість наявних методів АК або їхня відсутність та беручи до уваги, породи що цікавлять в досліджуваних розрізах, насамперед пісковики – картомишські (нижня пермь та верхній карбон), башкирські (середній карбон) і серпуховські (нижній карбон) тому для цих відкладів окрім пористості закладено дві компоненти: кварц та глина, а система має наступний вигляд:

$$\Delta T = \Delta T_p K_p + \Delta T_k V_k + \Delta T_{гл} V_{гл} \quad (11)$$

$$W = W_p K_p + W_k K_k + W_{гл} K_{гл} \quad (12)$$

$$C_{гл} = 1 \cdot V_{гл} \quad (13)$$

$$1 = K_p + V_k + V_{гл} \quad (14)$$

де K_p – пористість;

$V_k, V_{гл}$ – об'єми компонент породи – кварцу та глини;

$\Delta T_p, \Delta T_k, \Delta T_{гл}; W_p, W_k, W_{гл}$ – фізичні властивості компонент породи, відповідно, порової рідини, кварцу та глини.

3.2. Побудова кореляційних схем та уточнення стратифікації розрізів

Аналіз попередніх досліджень засвідчує, що за ГДС достатньо надійно відбивається покрівля пермських відкладів – підошва тріасу (Т1), але розбивки свит пермі, за різними авторами суттєво різняться. Це було відмічено авторами

попередніх робіт. Наприклад, автори вважають, що пермська система на площі представлена тільки нижнім відділом – картамиською світою та нижньою частиною микитівки. Більша частина микитівських, слов'янських і краматорських відкладів розмита (Нікіташ Л.П. та ін., 2018 р.) (Щербина В.Г. та ін., 2016 р.).

Маючи інформацію про детальні роботи на сусідніх двох родовищах як з 3D сейсмозв'язки так і перерахунку запасів газу, пов'язаних з картамиськими відкладами як нижньої перми (P1kt) так і верхнього карбону (C3kt) (Колісниченко В.Г. та ін. 2010 р.) (Лагутін А.А. та ін., 2010 р.). Складання кореляційних схем для родовищ поруч, стало нестандартною задачею, але прийнятим для різко неоднорідних товщ картамиської свити (P1kt) та верхів верхнього карбону (C3kt). Чітким опорним кореляційним горизонтом, який простежується не тільки на, але і за її межами площі, є регіональний репер – вапняк Q8 нижньої перми. В подальшому в основу схеми кореляції покладені пісковики та алевроліти умовних горизонтів: А-6, А-7, А-8 та Г-6 і Г-7. Вивчення міжреперного простору дозволяє простежити зміну товщин та літології того чи іншого горизонту. За сейсмічним 2D профілем, який проходить через ділянки площі (близько до свердловин №02) на родовище поруч, виконана ідентифікація та кореляції відбиттів пермських відкладів між двома площами (рис. 3.1). Для часової прив'язки розбивок, застосовано дослідження ВСП свердловин №01, 02 і 03. Тим самим, підтвердилася наявність на площі відкладів практично усіх свит, в тому числі краматорської (P1km) та слов'янської (P1sl), остання інколи випадає, можливо за рахунок розмиву, відповідно, уточнені стратиграфічні розбивки, в т. ч. глибин підшви P1kt і C3kt, де часто виникає неоднозначність, інколи картамишську світу ідентифікують як P1kt або C3kt. Практично в усіх свердловинах, окрім свердловини №3, зберігається краматорська світа.

Окрім картамиських порід можуть бути перспективна і славянська світа в якій під подошвою пласта солі, на родовищі що поруч, залягав газонасичений карбонатний пласт, товщиною 8-10 метрів, раніше, в ньому було створено підземне сховище газу.

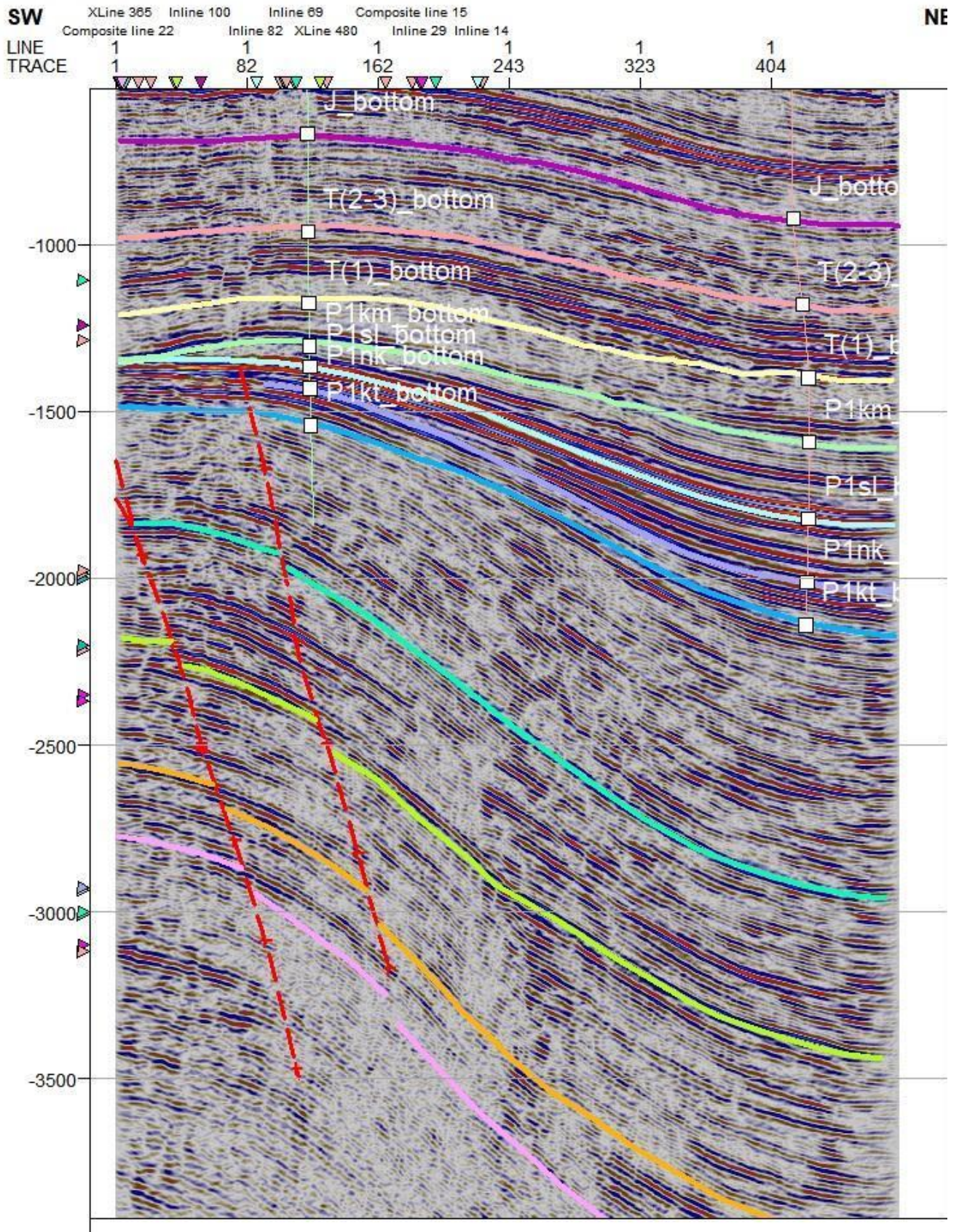


Рисунок 3.1 – Часовий розріз 2D через свердловину №2 та сусідню ділянку (співставлення стратиграфічних розбивок пермі, триасу та юри)

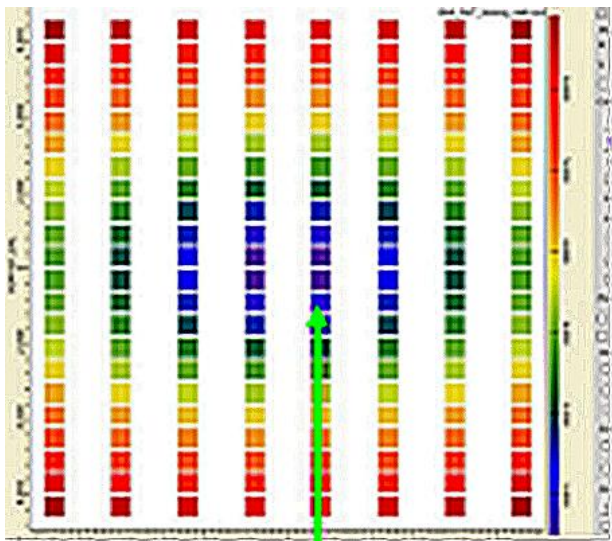
3.3. Оцінка впливу процедур регуляризації

Регуляризація сейсмічних даних за OVT_BIN є важливою умовою для отримання стійкого міграційного перетворення перед підсумовуванням. Перед регуляризацією до даних застосовано кінематичні поправки. Інтерполяція даних здійснена за допомогою перетворення Фур'є у п'яти вимірах:

1. Час.
2. XLINE.
3. INLINE.
4. XL_OFFSET.

На рис. 3.2 - 3.8 показано результати виконання 5D регуляризації сейсмічних даних у сортуванні OVT_BIN.

Для оцінки впливу процедур регуляризації на характер змін амплітуд сейсмічних хвиль, проведений їх аналіз на різних етапах обробки. На рис. 3.9 – 3.11 наведено приклад такого аналізу для горизонту C1s2_base. Після експрес обробки уздовж горизонту спостерігаються тьмяні канали на більш світлому фоні. Після 5D регуляризації контури цих каналів виглядають більш чіткими. Також з'являються додаткові мілкі канали. Водночас 4D регуляризація з використанням результатів 2D сейсморозвідки доволі якісно відновлює втрачені дані у середині зйомки.



Діапазон віддалень:
XL_OFFSET (-600) - (-1200) м
IL_OFFSET 0 - (800) м

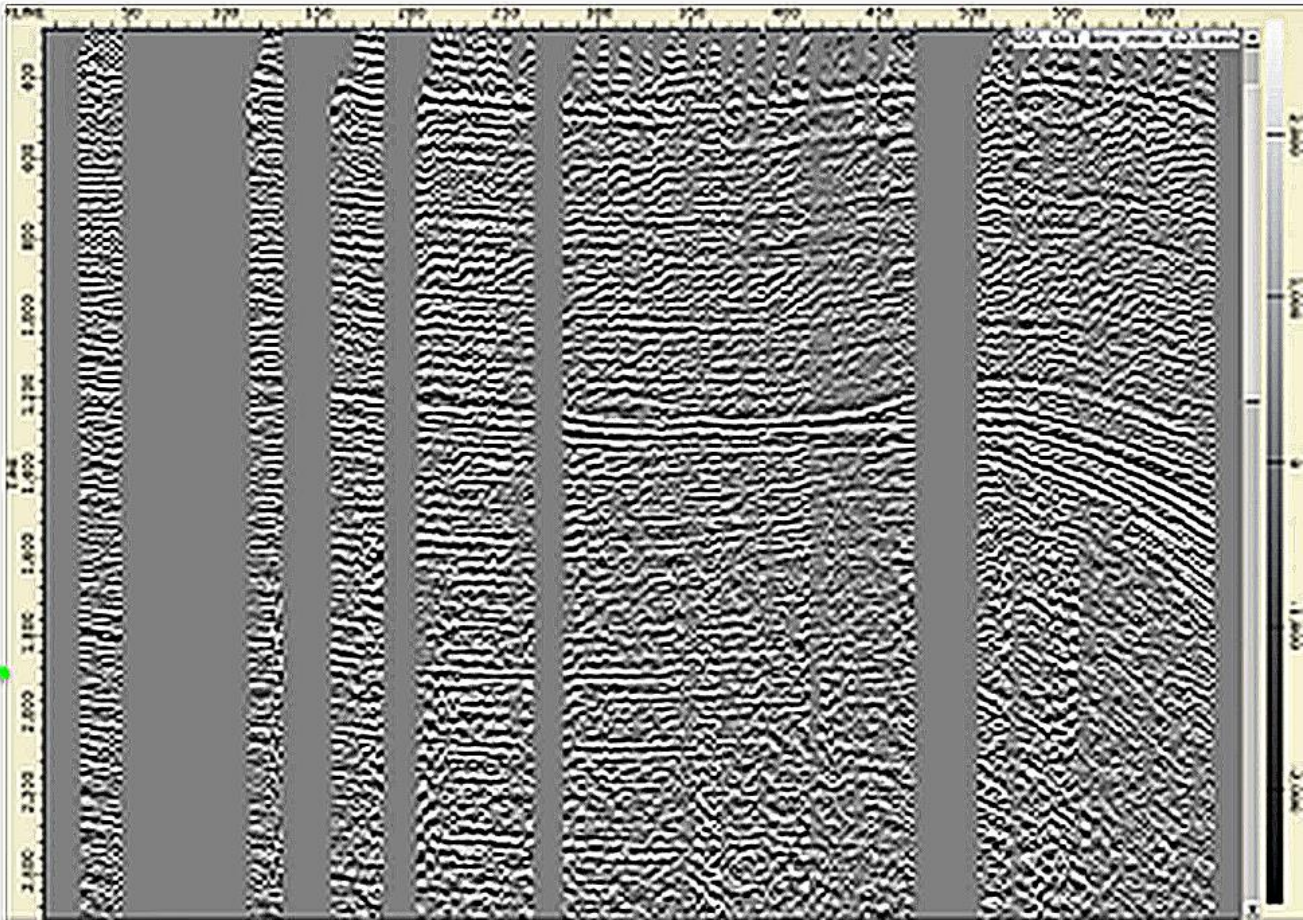


Рисунок 3.2 - OVT_BIN 76 INLINE 419 перед регуляризацією

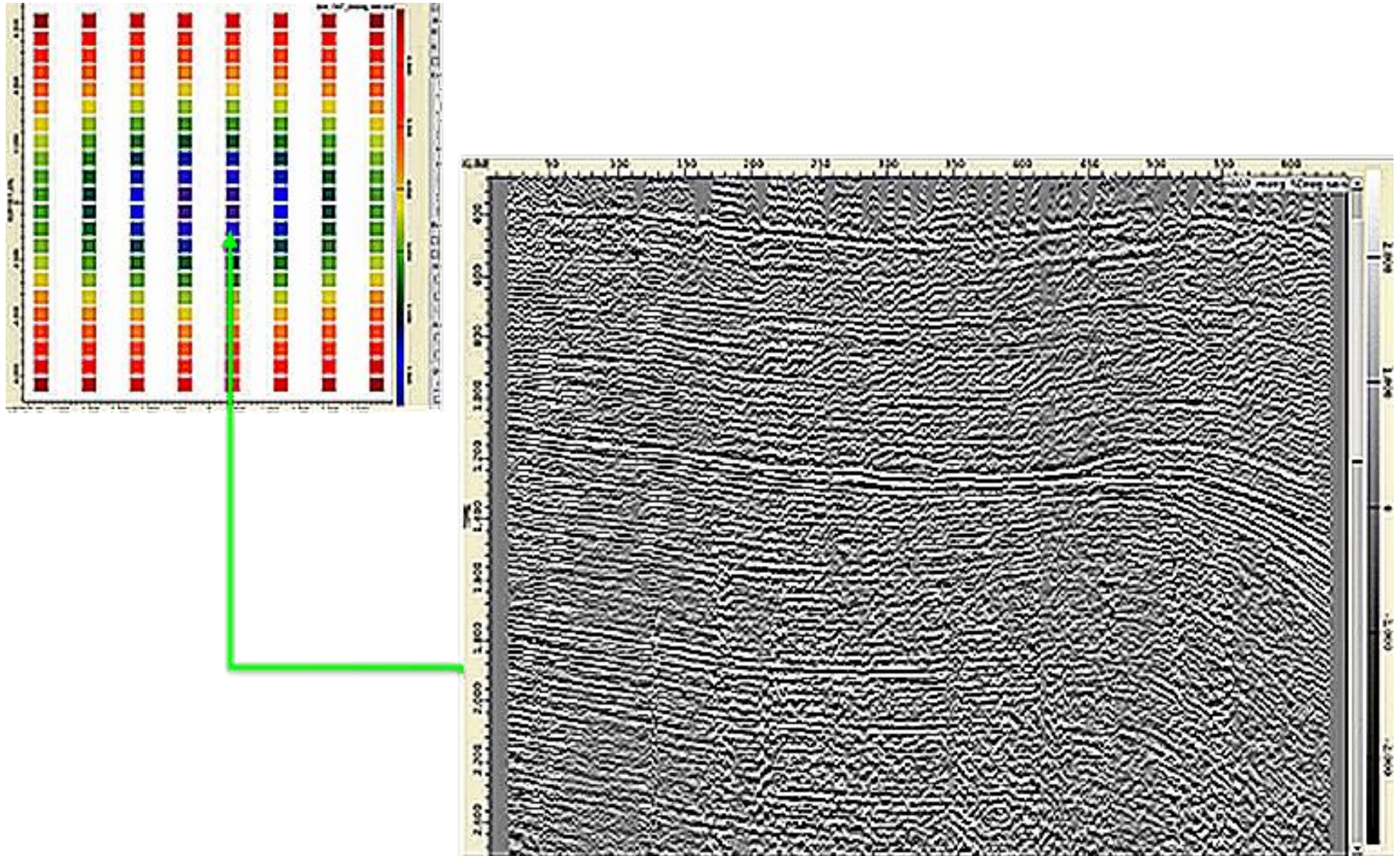


Рисунок 3.3 – OVT_BIN 76 INLINE 419 після регуляризації

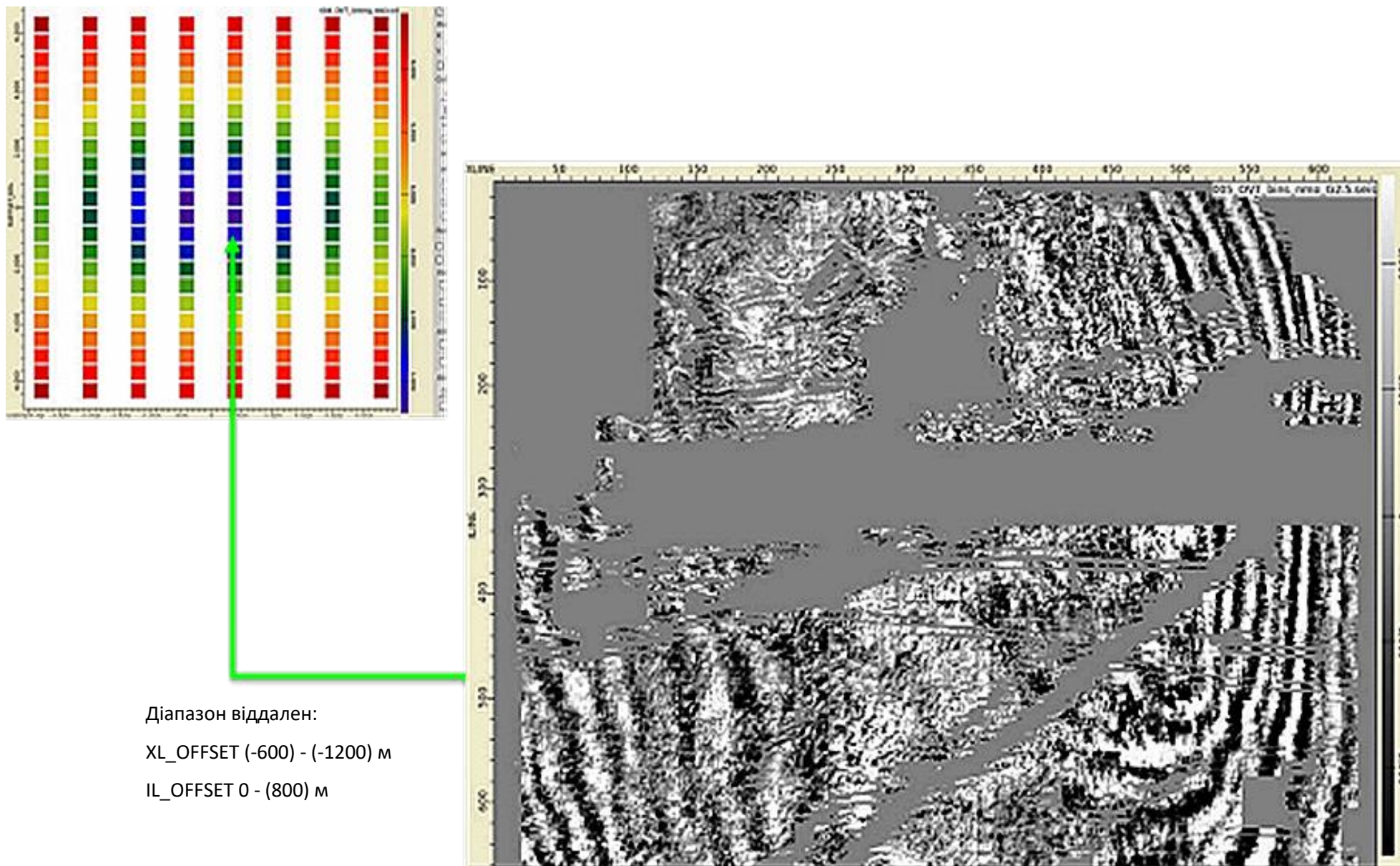


Рисунок 3.4 – OVT_BIN 76 SLICE T=1384 перед регуляризацією

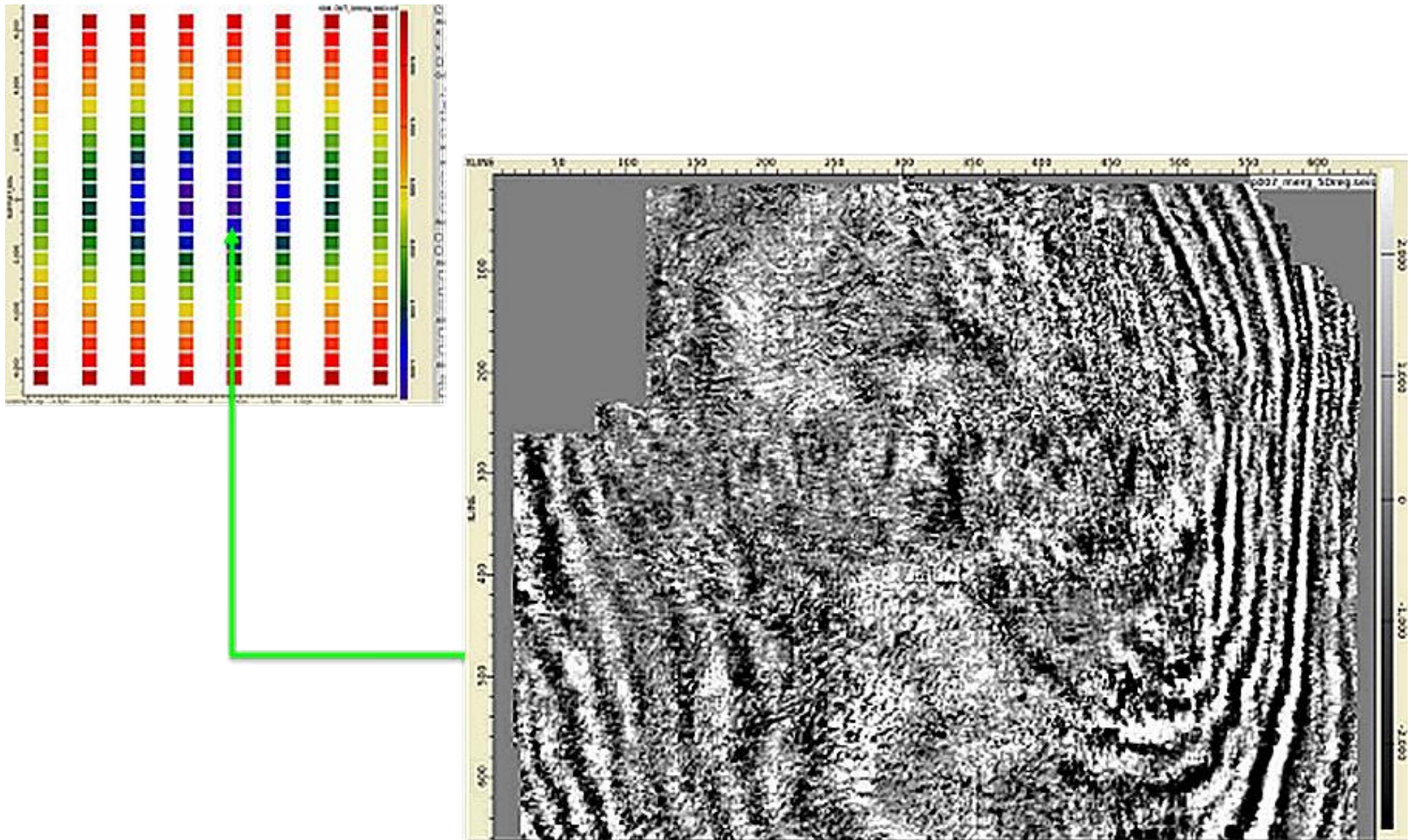


Рисунок 3.5 – OVT_BIN 76 SLICE T=1384 після регуляризації

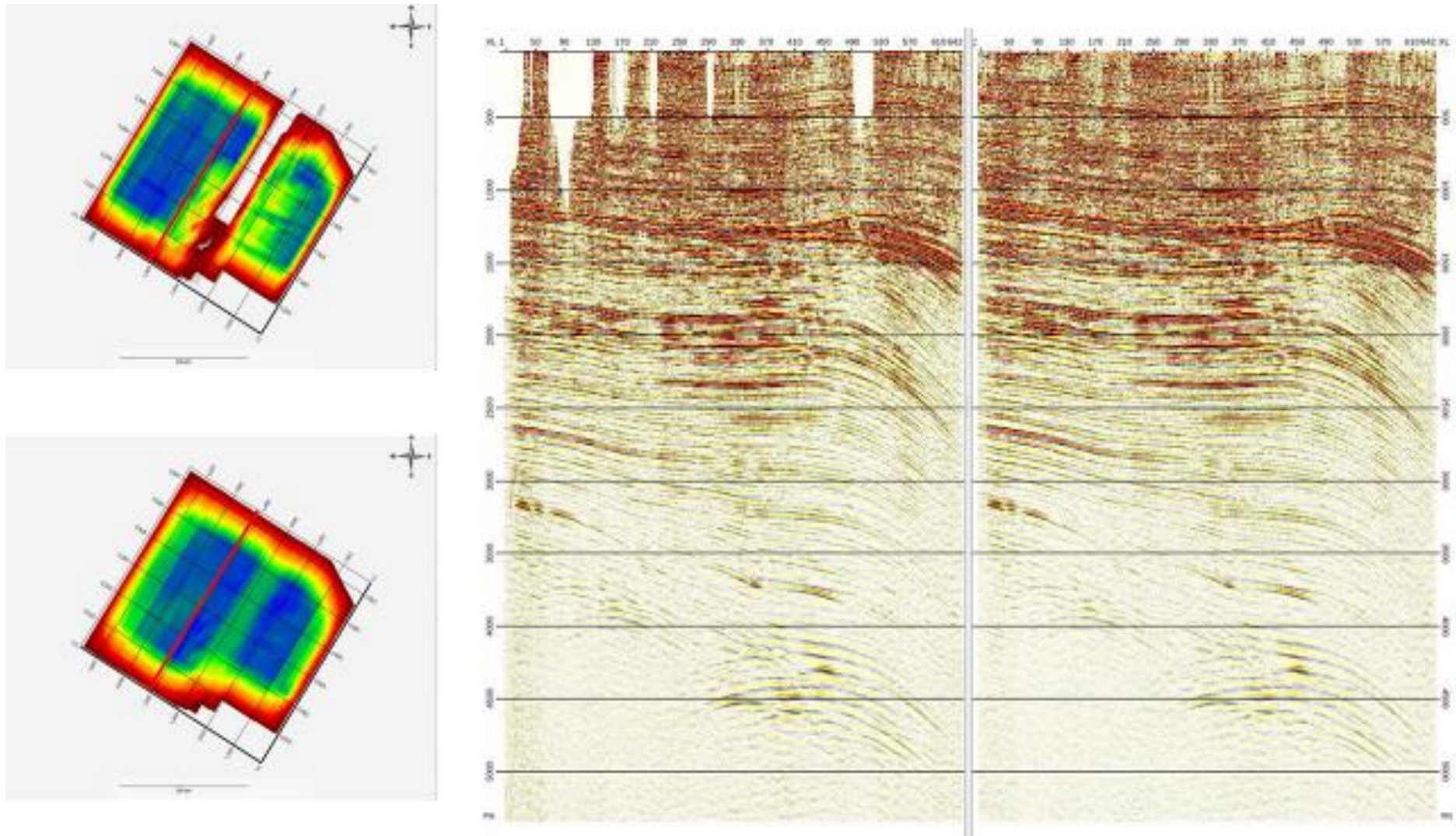


Рисунок 3.6 – INLINE 419. Часовий розріз а) перед, б) після регуляризації

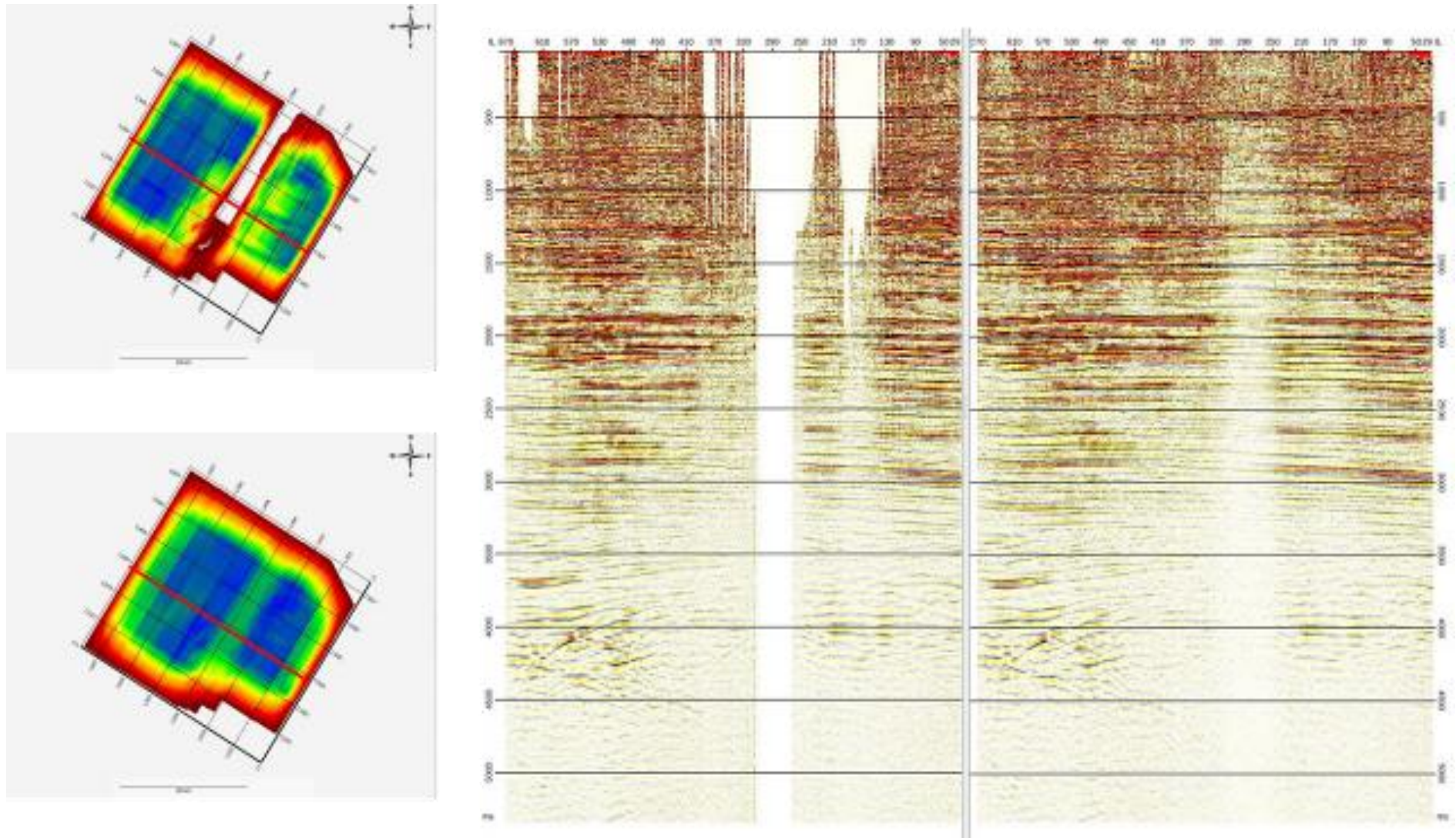


Рисунок 3.7 – XLINE 290. Часовий розріз а) перед, б) після регуляризації

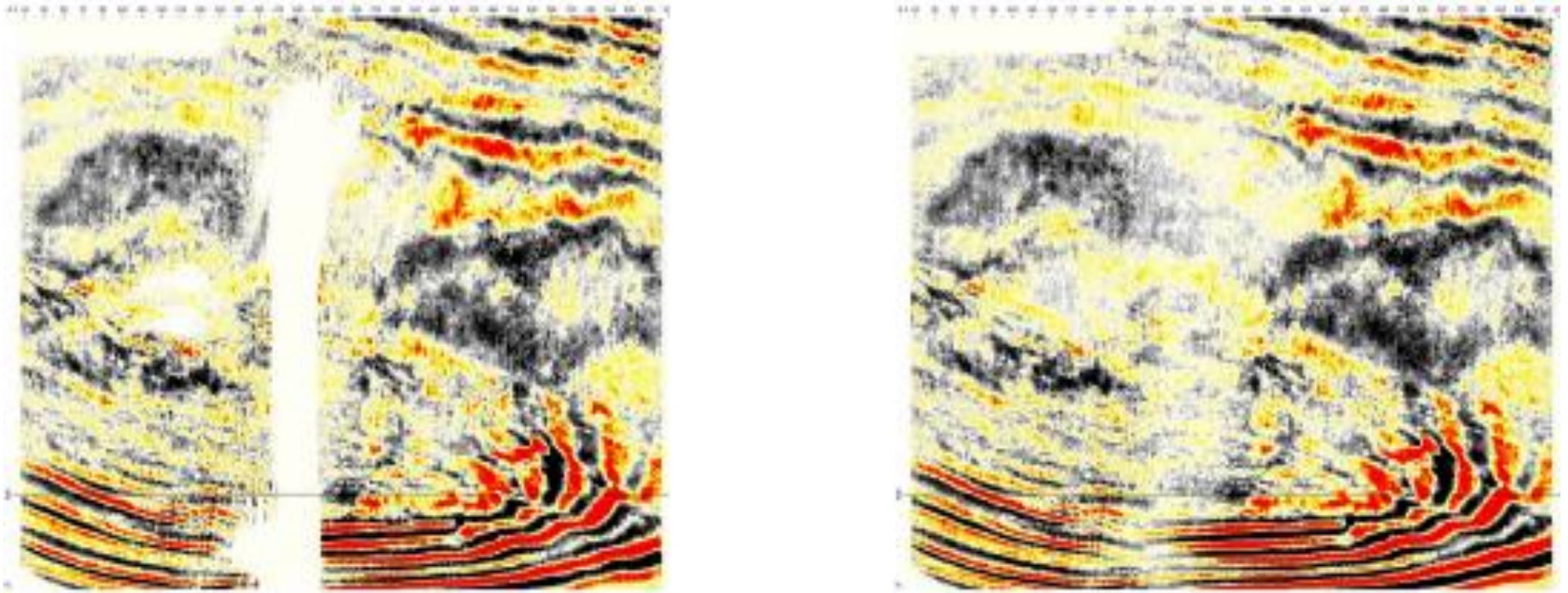


Рисунок 3.8 – SLICE T=1384 до та після регуляризації

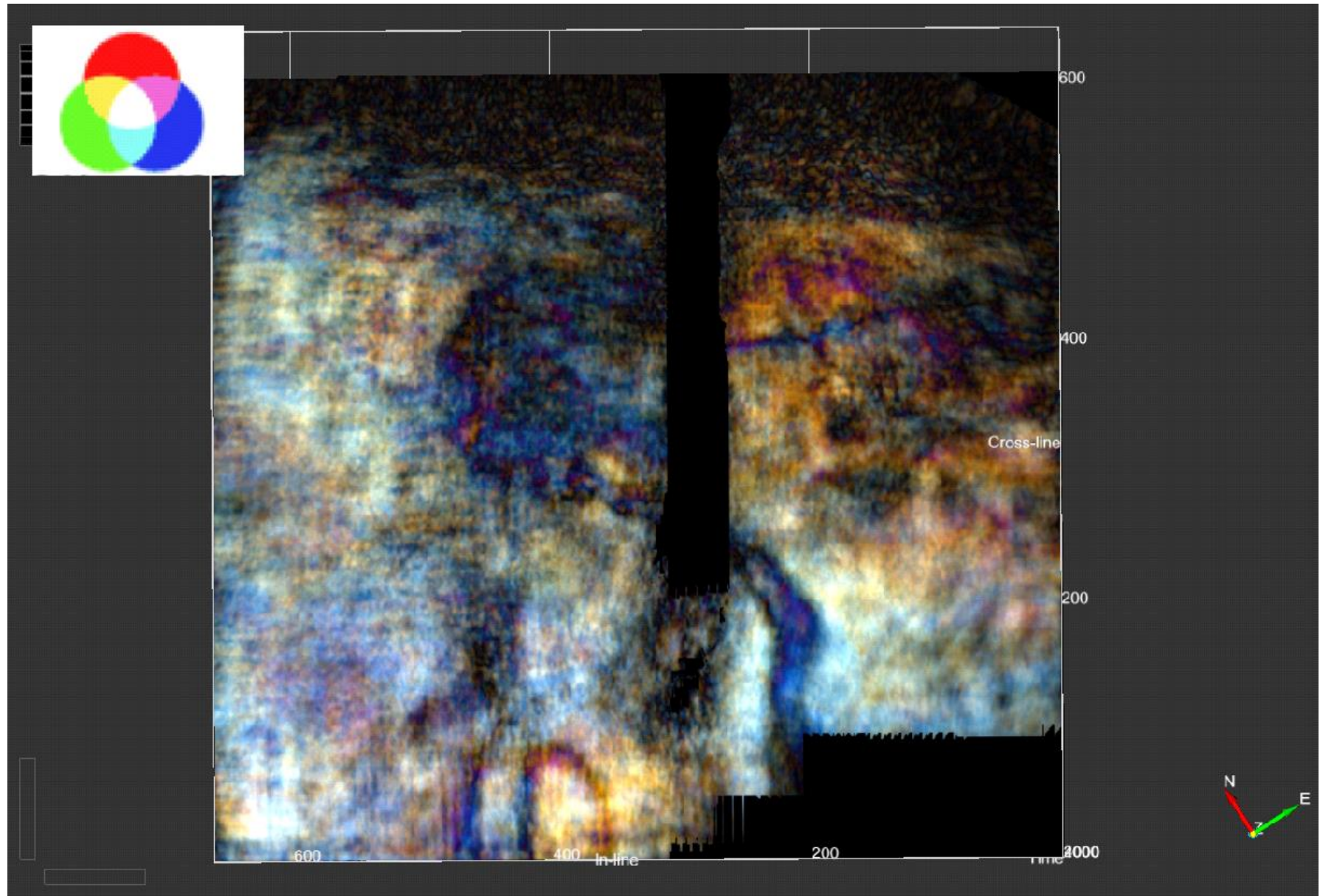


Рисунок 3.9 – Спектральна декомпозиція на рівні горизонту C1s2_base

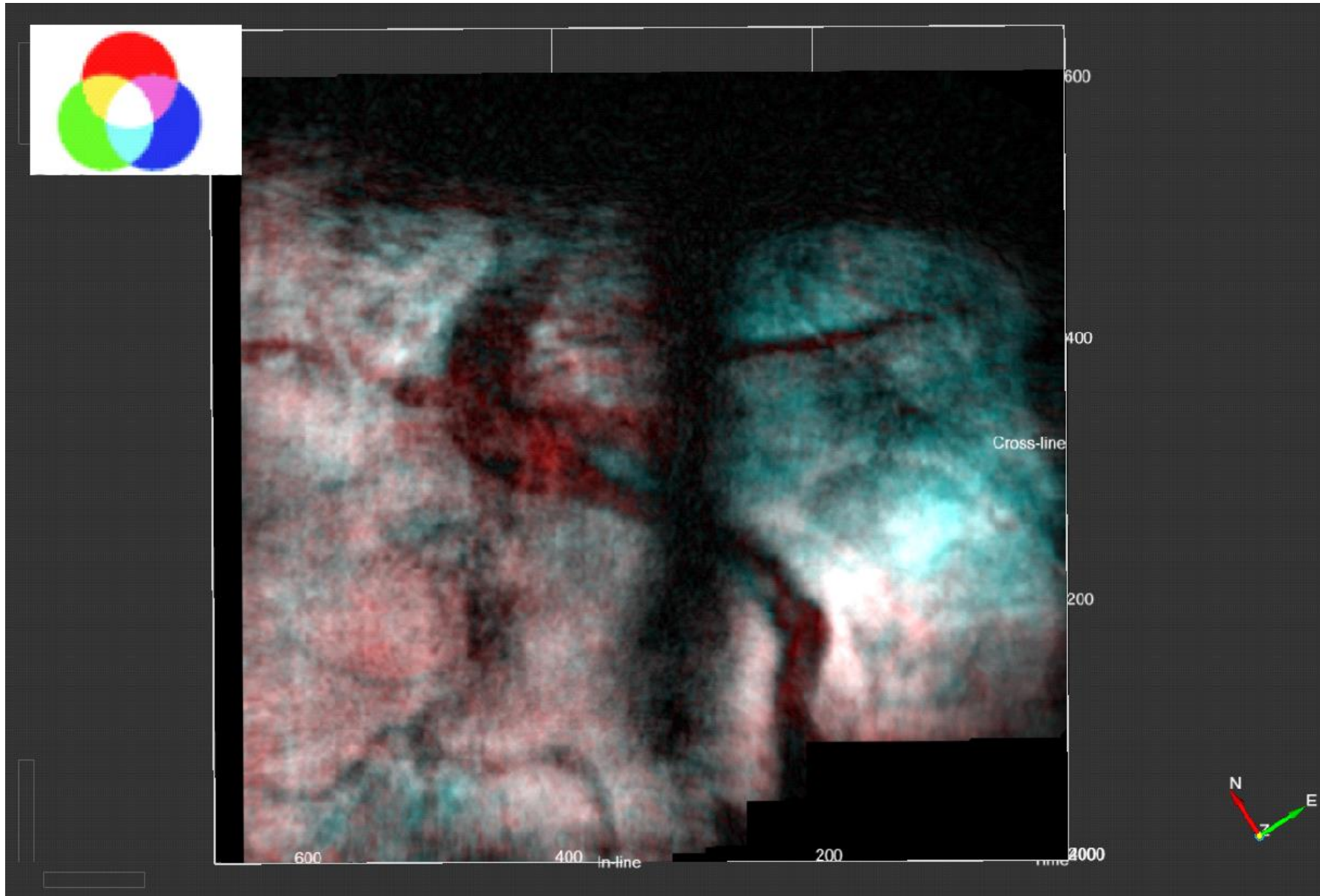


Рисунок 3.10 – Спектральна декомпозиція на рівні горизонту C1s2_base (3D PSTM+5D regularization+postprocessing)

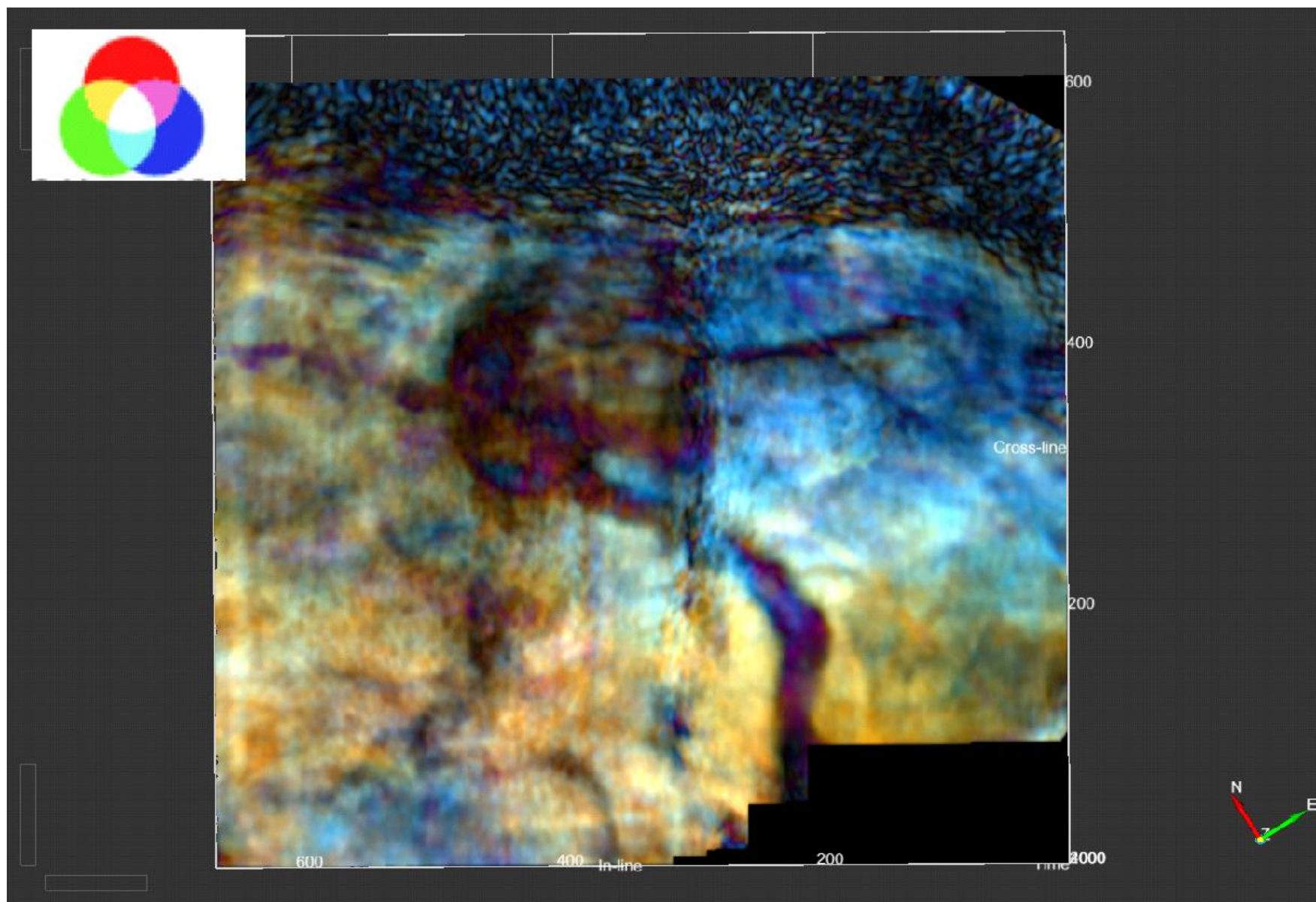


Рисунок 3.11 – Спектральна декомпозиція на рівні горизонту C1s2_base (2D-3D PSTM+4D regularization+postprocessing)

Заключним етапом обробки було створення кутових сум для кількісної інтерпретації. За допомогою згладжених інтервальних швидкостей сейсмограми були перераховані з області віддалень в область кутів. На часі три секунди корисна інформація простежується до кутів 30-32 градуси. Цим визначаються максимальні значення кутових діапазонів. Під час наземних сейсморозвідувальних робіт з обмеженими віддаленнями дані зазвичай збираються у три кутові суми. Це дозволяє отримати три точки для побудови AVO трендів. Відповідно, протестовані два діапазони кутових сум: 0-10, 10-20, 20-30 градусів та 0-12, 8-22, 18-32 градуси. Враховуючи відсутність значної розбіжності між цими двома варіантами, для подальшого аналізу вибрана версія з перекриттям кутів.

4. АТРИБУТИВНИЙ АНАЛІЗ СЕЙСМІЧНИХ ТА КАРОТАЖНИХ ДАНИХ

4.1. Аналіз пружних властивостей гірських порід за даними геофізичних досліджень у свердловинах

Для вилучення інформації про літологію та поровий флюїд з сейсмічних даних необхідно залучати регіональні дані щодо впливу пружних властивостей гірських порід на сейсмічні хвилі. Таким чином, вивчення динаміки сейсмічних хвиль починається з аналізу пружних властивостей гірських порід за свердловинними даними з урахуванням регіональних особливостей та емпіричних залежностей. Для такого аналізу на площі, використано три глибокі свердловини: № 01, № 02, та № 03. У цільовому інтервалі P1, C3-C2m-C2b-C1s2 геологічного розрізу зустрічаються аргіліти, алевроліти та колектори, складені пісковиками. У нижній частині C2m спостерігається незначний пропласток вапняків (рис. 4.1). Інтерпретація даних ГДС виконана та вона включає редагування вихідних кривих, виділення пластів колекторів та розрахунок їх фільтраційно-ємнісних властивостей за допомогою методики, що розроблена для регіону Дніпрово-Донецької западини (ДДз).

Прив'язка даних проведена на підставі регіональних даних результатів. Первинних даних ВСП не було у наявності. Пружні параметри, а саме густина та швидкість, частково змодельовані з використанням інших даних ГДС. Однак, достовірність таких даних виявляється не дуже високою, а калібрування сейсмічних даних за допомогою свердловинних у цьому випадку є доволі невпевненим (рис. 4.2).

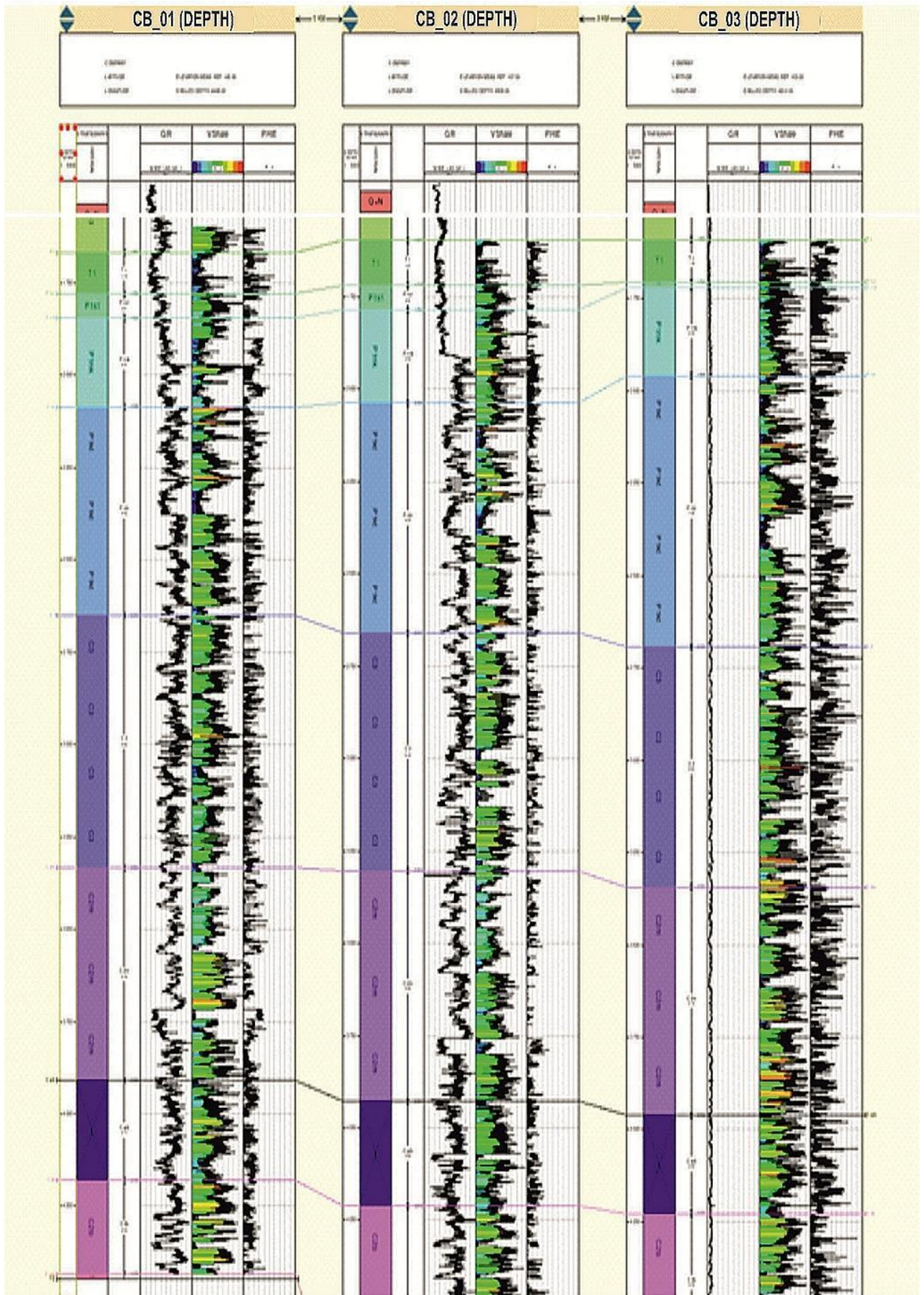


Рисунок 4.1 – Чергування глин (аргілітів) та пісковиків у геологічному розрізі за даними ГДС через свердловини №01, 02 та 03

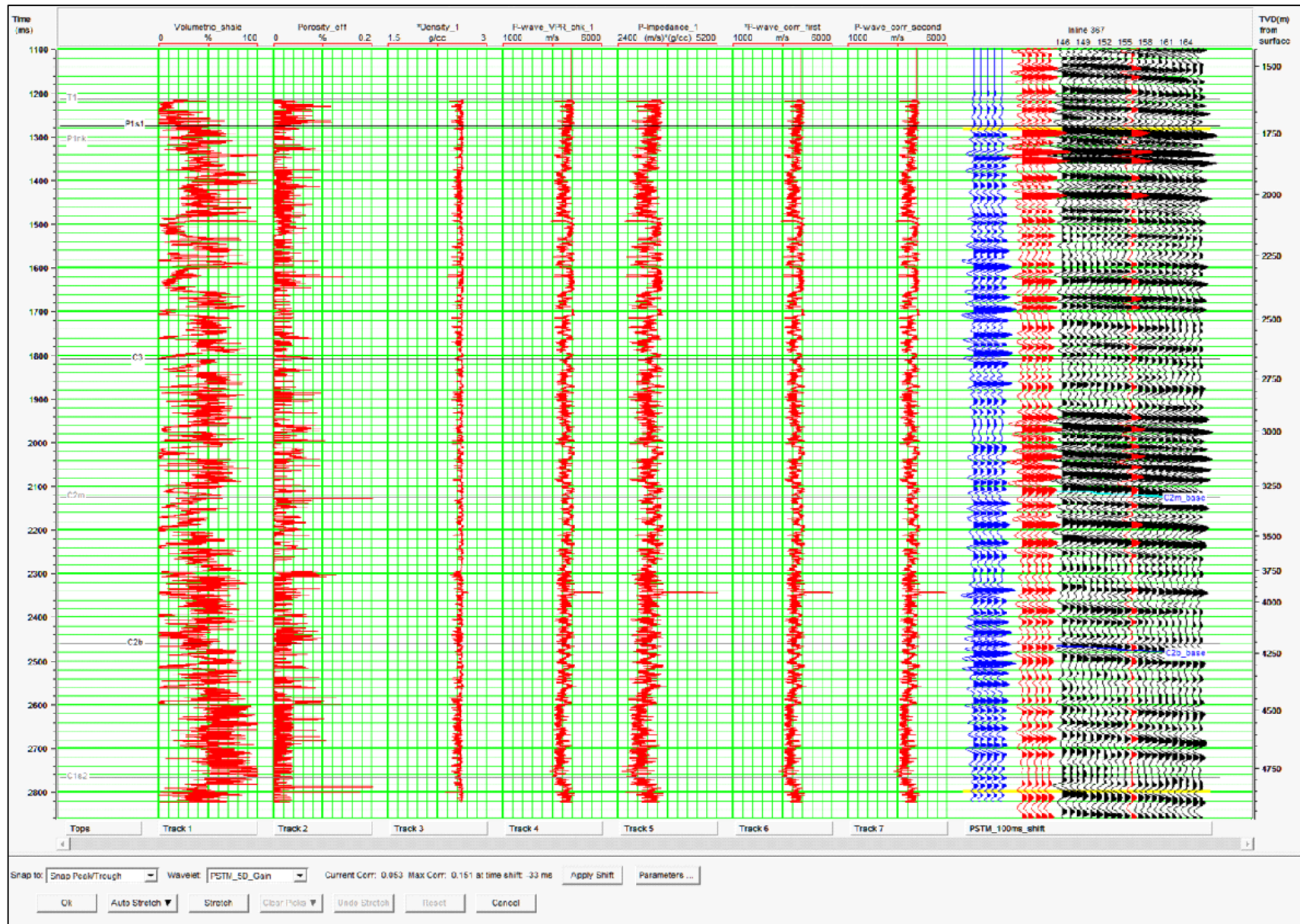


Рисунок 4.2 – Приклад прив'язки сейсмічного зображення до даних свердловини СВ_02

Найбільш важливими параметрами, що часто використовуються для аналізу літології та насичення флюїдами є акустичний імпеданс та співвідношення поздовжніх та поперечних хвиль V_p/V_s . На цій та сусідніх площах відсутні або недоступні виміри швидкостей поперечних хвиль. Тому модель побудована за поздовжньою хвилею з урахуванням літологічної інтерпретації та мінералогічного складу. Використані емпіричні залежності Грінберга – Кастанья, 1992 для кварцевих пісковиків та глин, які майже для всіх регіонів дають хороші оцінки швидкості V_s :

- для пісковика $V_s = V_p * 0.8029 - 0.7509$;
- для глини $V_s = V_p * 0.7697 - 0.8673$.

Вихідна модель пружних властивостей прийнята за повністю водонасичену. Для оцінки впливу порового флюїду на сигнали сейсмічних хвиль було зроблено флюїдозаміщення на 80 % за характерними пачками колекторів за методикою Гасмана. Для оцінки цього ефекту побудовані відповідні кросплоти, що показані на наступних рисунках. Для свердловини Св 01 – на рис. 4.3 та 4.4, для свердловини 02 – на рис. 4.5 та 4.6, для свердловини 03 – на рис. 4.7 та 4.8. Приклад із синтетичними сейсмограмами показаний на рис. 4.9.

Модель пружних властивостей аналізується в основному за допомогою кореляційного аналізу. Для площі дослідження спостерігаються більші значення акустичної жорсткості для пісковиків порівняно з аргілітами. Або однакові значення акустичної жорсткості у разі газонасичення. Це означає, що пісковики можуть викликати «яскраві плями», типові для газу. Для покращеного розділення літотипів та порових флюїдів використовувалося співвідношення V_p/V_s , особливо за умови врахування кросплотного аналізу обох параметрів. Також проведена синхронна AVO-інтверсія кутових сум. Під час аналізу даних спільно використовувалися параметри A_1 та V_p/V_s . Для впевненої класифікації літотипів створена модель зміни пружних властивостей з глибиною (рис. 4.9

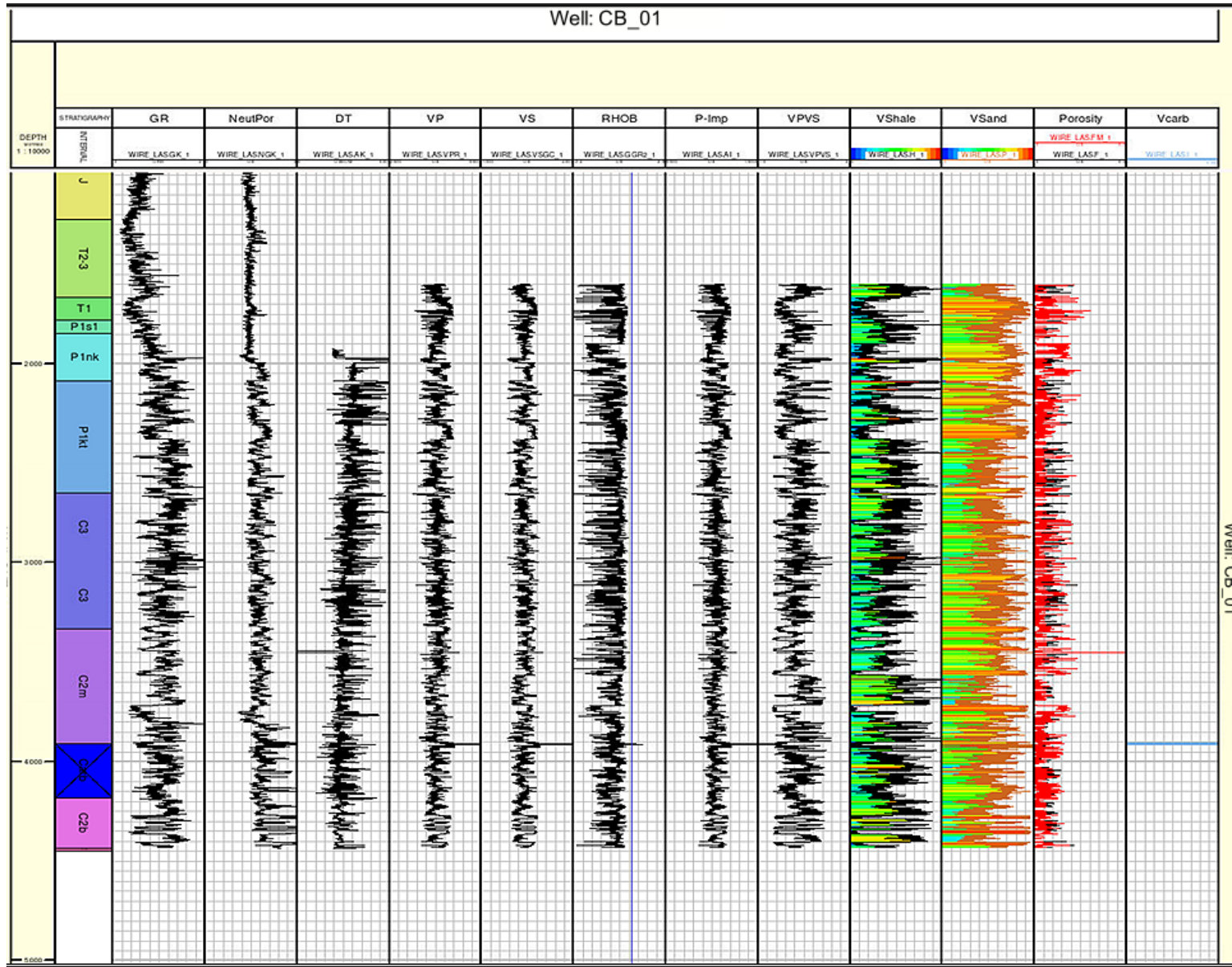


Рисунок 4.3 – Повний комплекс кривих методів ГДС. Свердловина №01

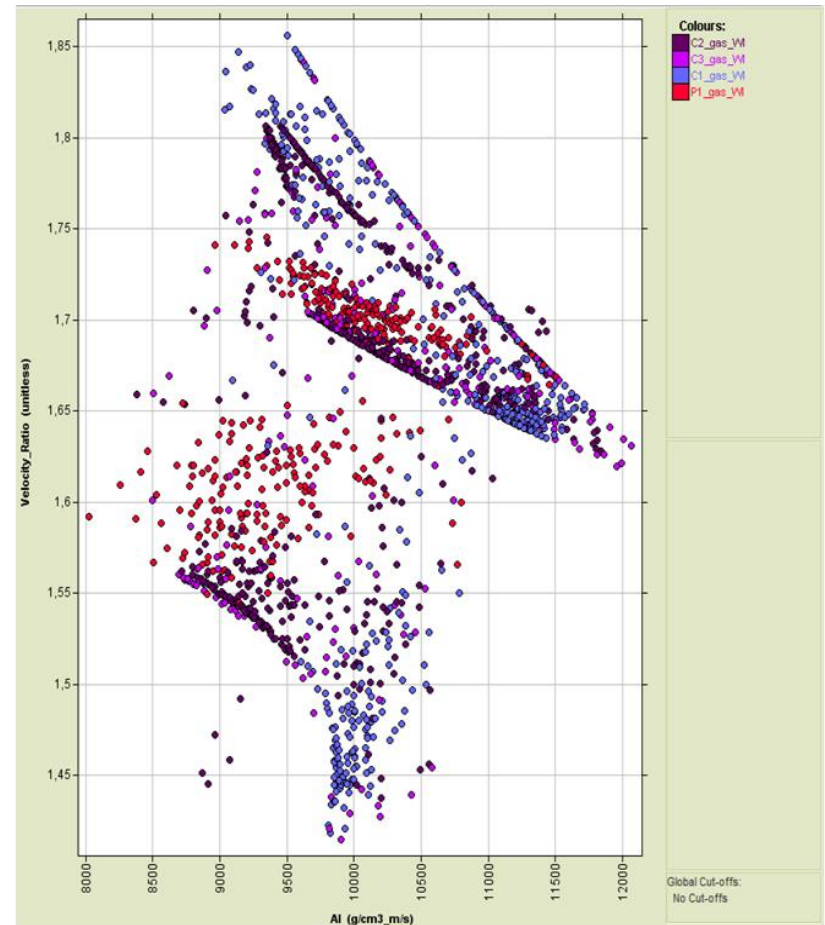
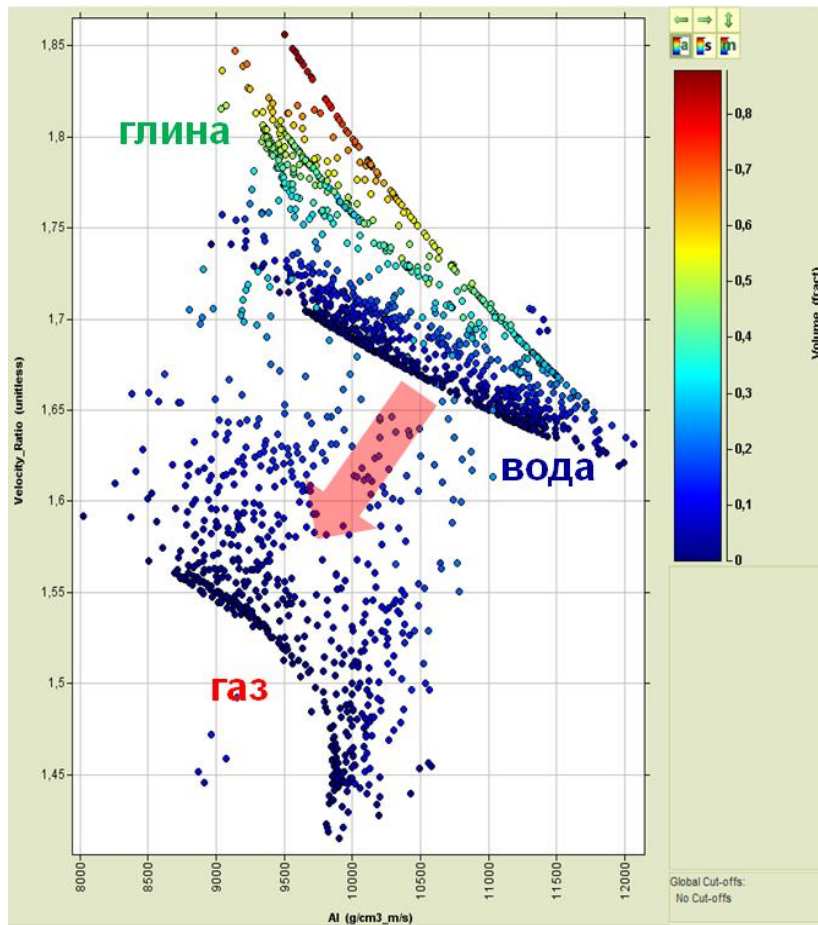


Рисунок 4.4 – Модель пружних властивостей гірських порід. Свердловина №01

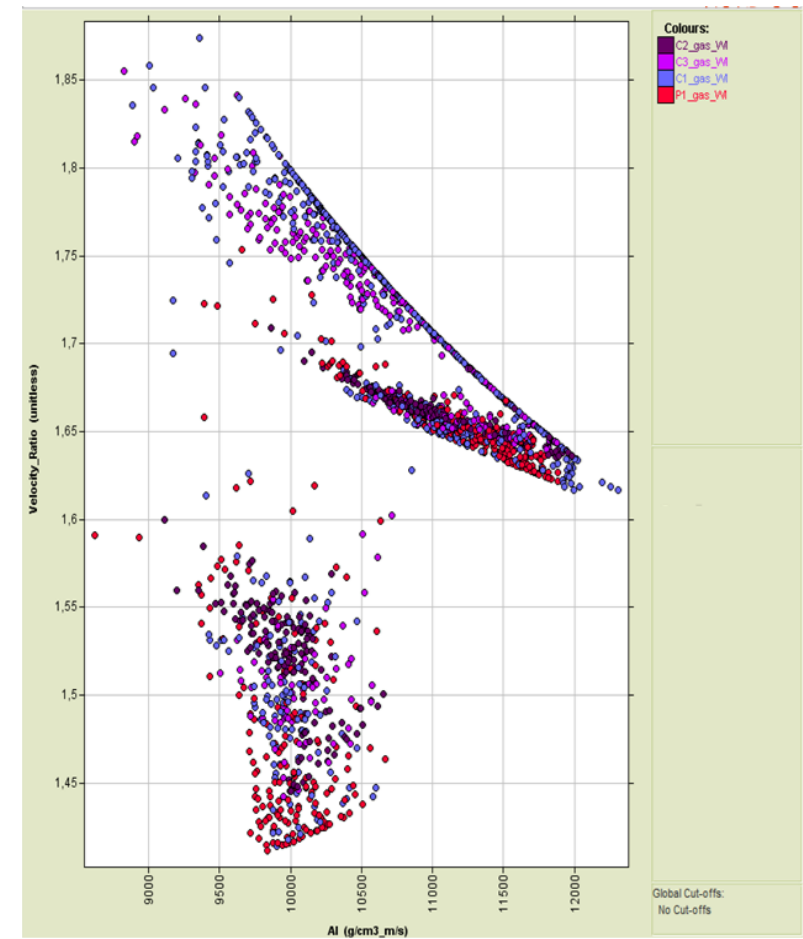
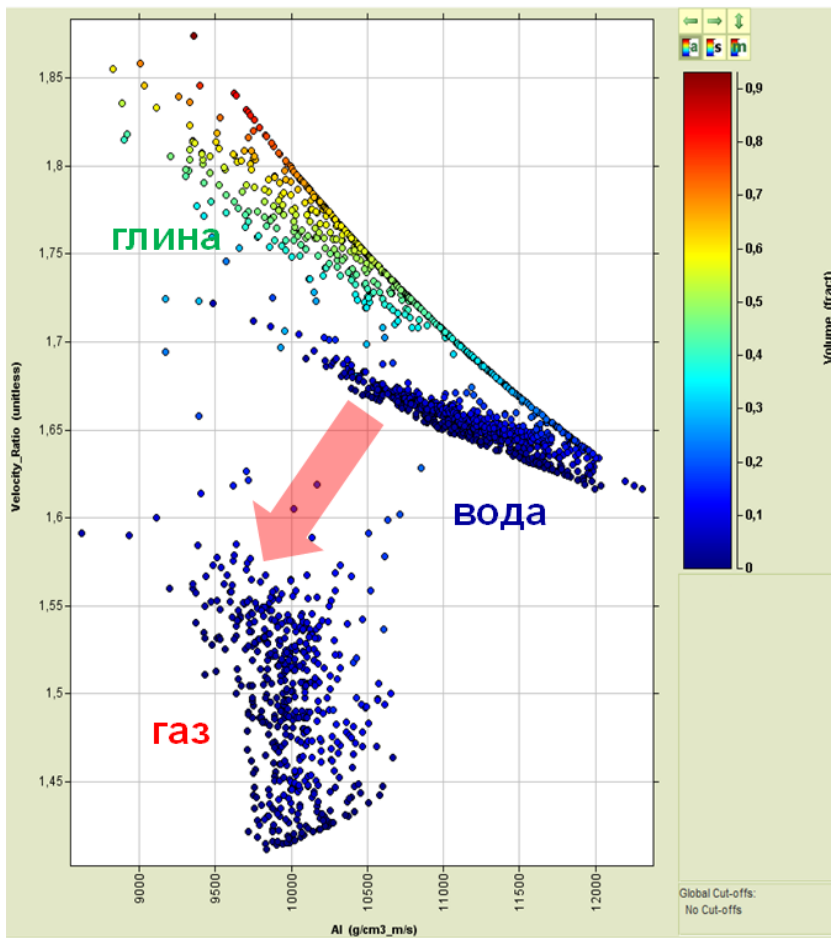


Рисунок 4.6 – Модель пружних властивостей гірських порід. Свердловина №02

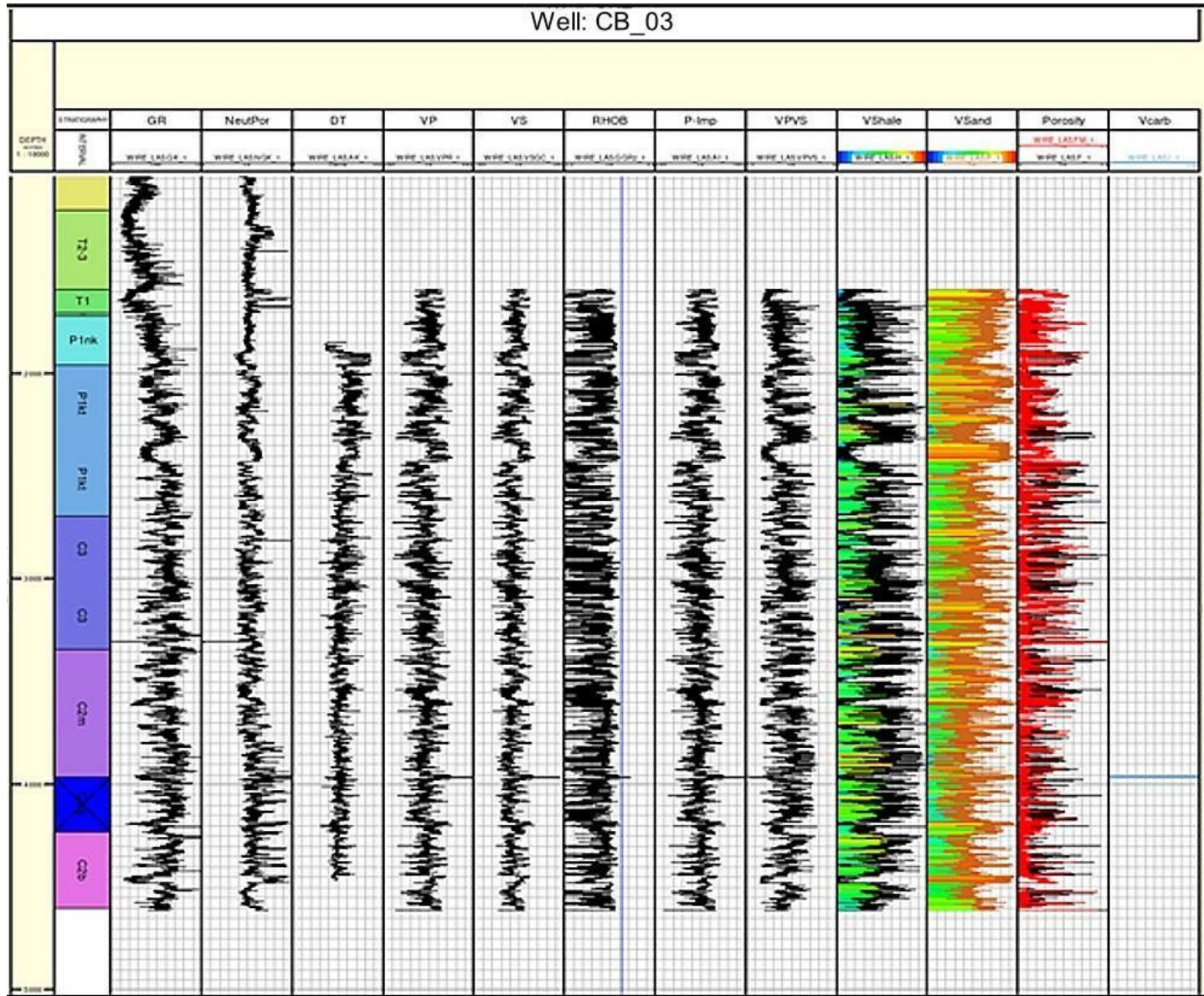


Рисунок 4.7 – Повний комплекс кривих методів ГДС. Свердловина №03

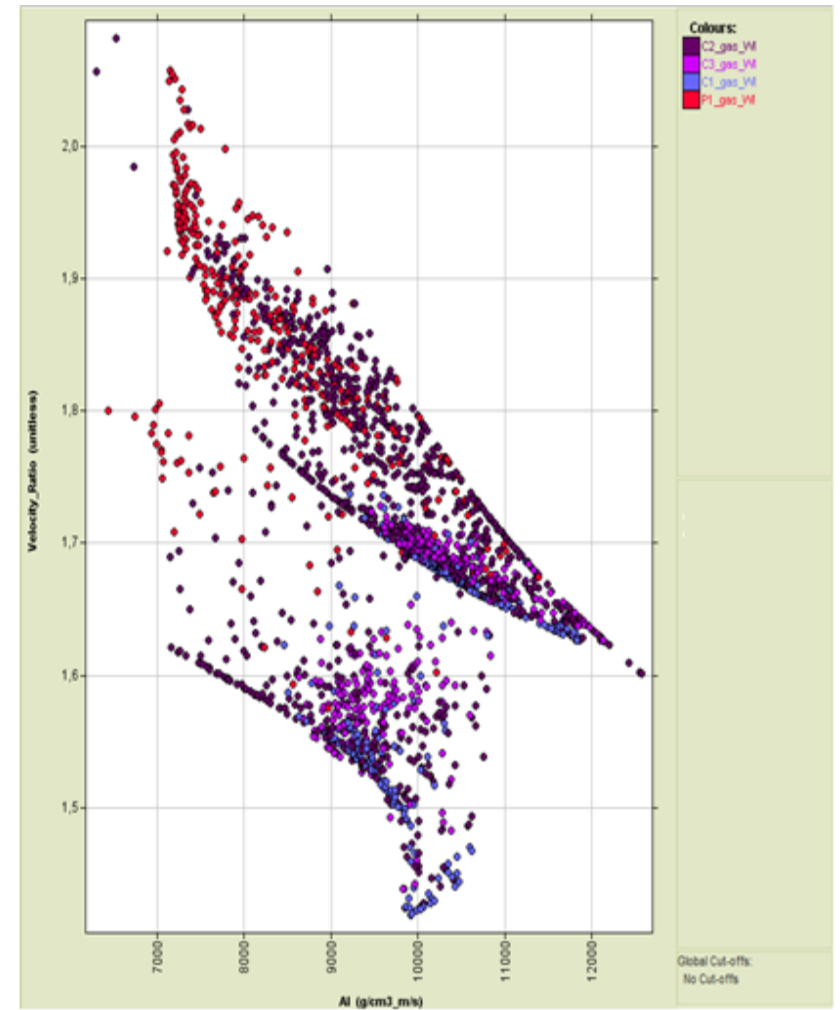
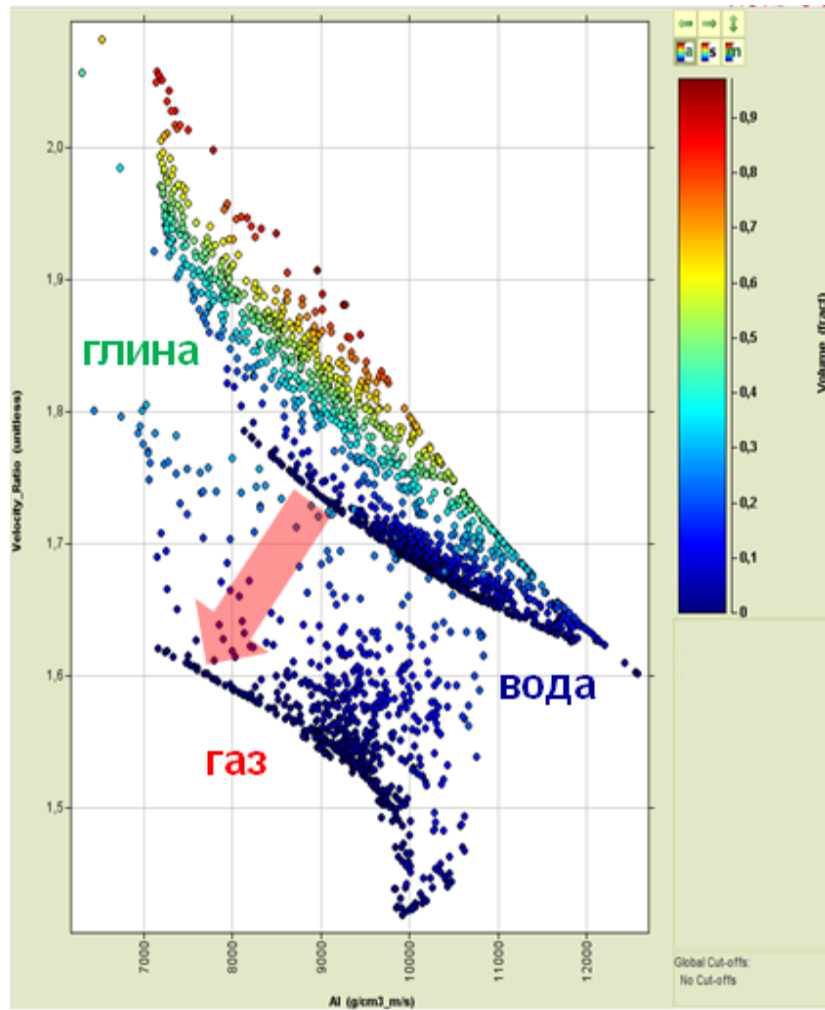


Рисунок 4.8 – Модель пружних властивостей гірських порід. Свердловина №03

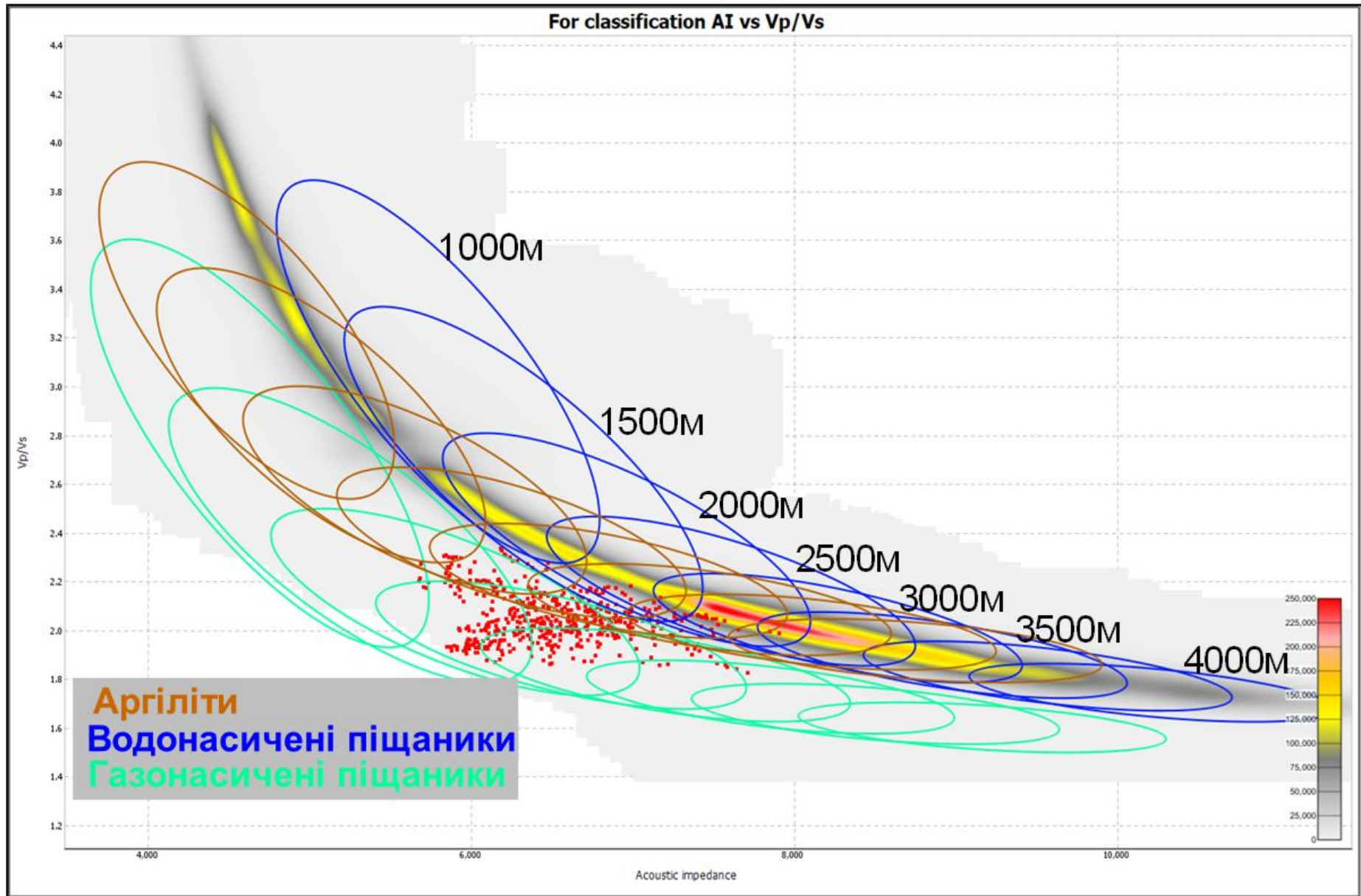


Рисунок 4.9 – Модель зміни пружних властивостей з глибиною

Вже на глибині 2000 м водонасичені колектори та не колектори характеризуються подібними властивостями. Тому їх розділення є нестійким. У разі газонасичених колекторів їх розділення стає більш коректним. Як основний підхід виділення перспективних інтервалів вибрано кросплатний аналіз. При цьому враховувалася інформація від трьох свердловин, що розташовані навкруги структури.

Моделювання синтетичних сейсмограм показало наступне:

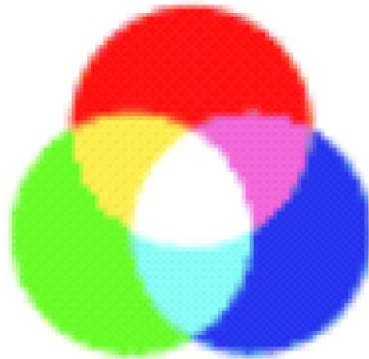
- у разі газонасичення пермські пісковики будуть створювати яскраві AVO аномалії на від'ємних відбиттях;
- у разі газонасичення верхнє- та середнє карбонові породи можуть створювати AVO аномалії, інтенсивність яких залежить від потужності газонасиченого інтервалу. Пісковики в основному є акустично жорсткими і створюють позитивне відбиття. У разі газонасичення воно може зникати або ставати від'ємним. За допомогою інверсії можна виділити характерне для таких пісковиків низьке співвідношення V_p/V_s ;
- разом із погіршенням колекторських властивостей з глибиною AVO аномалії, що пов'язані з газонасиченням, стають менш яскравими та можуть слабки відрізнятися від фонових відбиттів;
- глибокозалягаючи пісковики із слабкими колекторськими властивостями навіть у разі газонасичення часто не утворюють аномалії у сейсмічному полі.

4.2. Спектральна декомпозиція

Спектральний аналіз сейсмічних даних проведено у програмному середовищі OpendTest. Проаналізовано увесь цільовий інтервал від хомогенної товщі до серпухівських відкладів із кроком 50 мс. Ціллю спектральної декомпозиції є виявлення геологічних тіл за наступними ознаками:

- за геометричними ознаками, наприклад канали та руслові відклади;
- за підсиленням сигналу у певних смугах частот;

- за підсиленням сигналу в декількох частотних смугах, що характерно для газових покладів. Колір таких покладів може ставати білим, що є пошуковою ознакою.



На ряді рівнів помітні канали руслових відкладів як меандруючі (для пологого палеорелєфу), так і більш прямі (для інтенсивного режиму накопичення відкладів). Більшість каналів є тьмяними, тобто заповненими глиною. Вони не містять «яскравих плям», що є типовими для газонасичення. Лише на рівні верхньомосковських відкладів спостерігається яскравий канал, який закінчується біля розлому на північному сході. Ймовірність газонасичення цього каналу є доволі високою (рис. 4.10).

«Яскравих плям» не спостерігається у межах замкнутої структури. Це можна інтерпретувати як відсутність газових покладів на невеликих глибинах або як слабку чутливість сейсмозвідувальних даних по відношенню до порового флюїду для значних глибин. Для більш ґрунтовних висновків потрібна петрофізична модель, побудована за свердловинними даними, які були відсутні на момент виконання даної роботи. На різних рівнях спостерігаються відносно яскраві блоки в напрямку півночі від розломів. Можна припустити, що вони відповідають тектонічно екранованим пасткам, на які варто звертати увагу під час інтерпретації нових свердловинних даних в межах замкнутої структури.

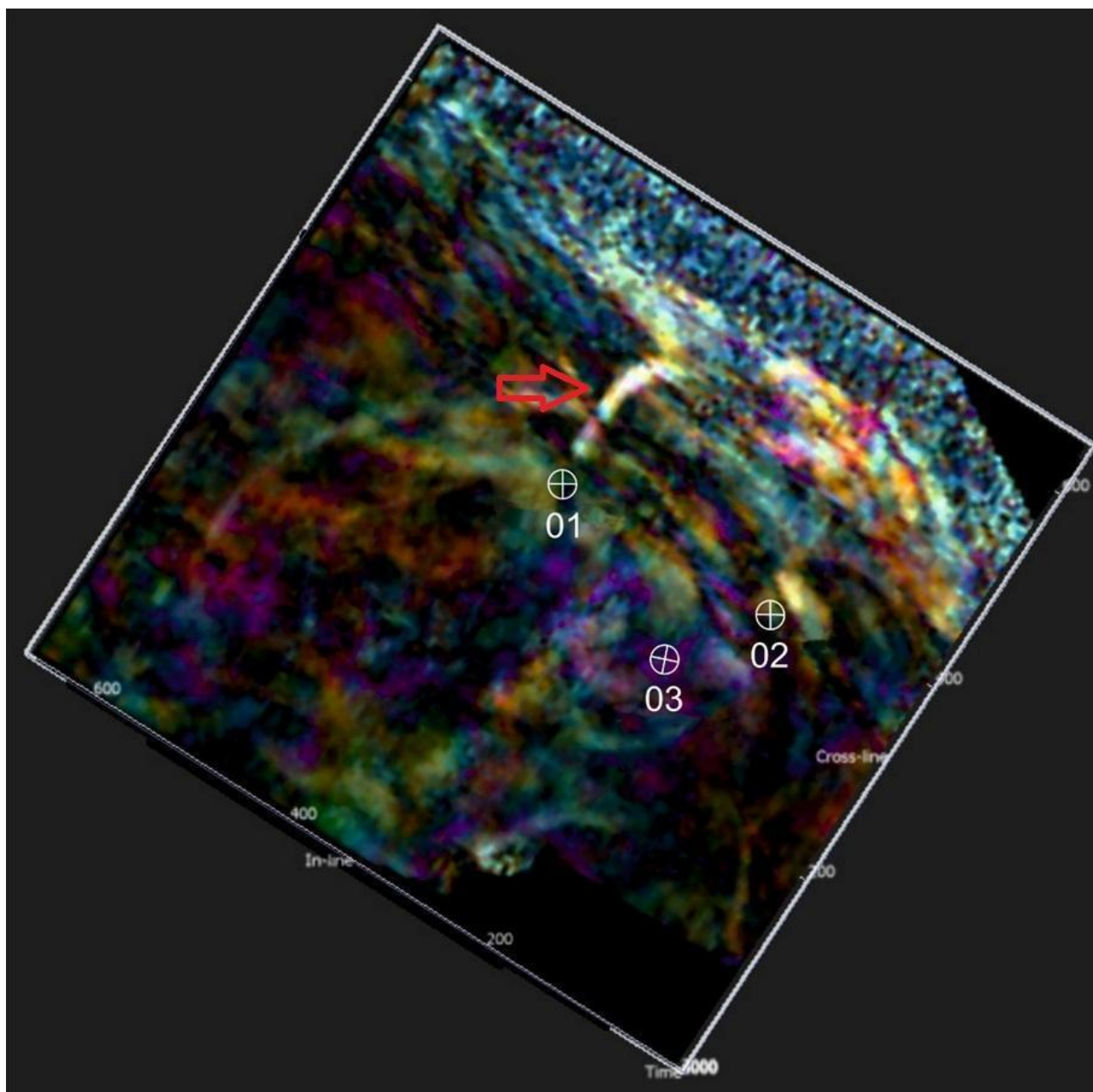


Рисунок 4.10 – Приклад яскравого, ймовірно газонасиченого каналу на рівні
C3_bottom +50 ms

4.3. Структурна інтерпретація даних

Структурна інтерпретація виконувалась в два етапи. Спочатку будувався каркас з ключових горизонтів та порушень у часовому масштабі. Горизонти включають покрівлю та підоснову пермської хемогенної (евапоритової) товщі, підоснову відкладів верхнього карбону C3_b, підоснову московського ярусу середнього карбону C2M_b, підоснову башкірського ярусу середнього карбону C2b_b, підоснову верхнього відділу серпухівського ярусу нижнього карбону C1s2_b (рис. 4.11).

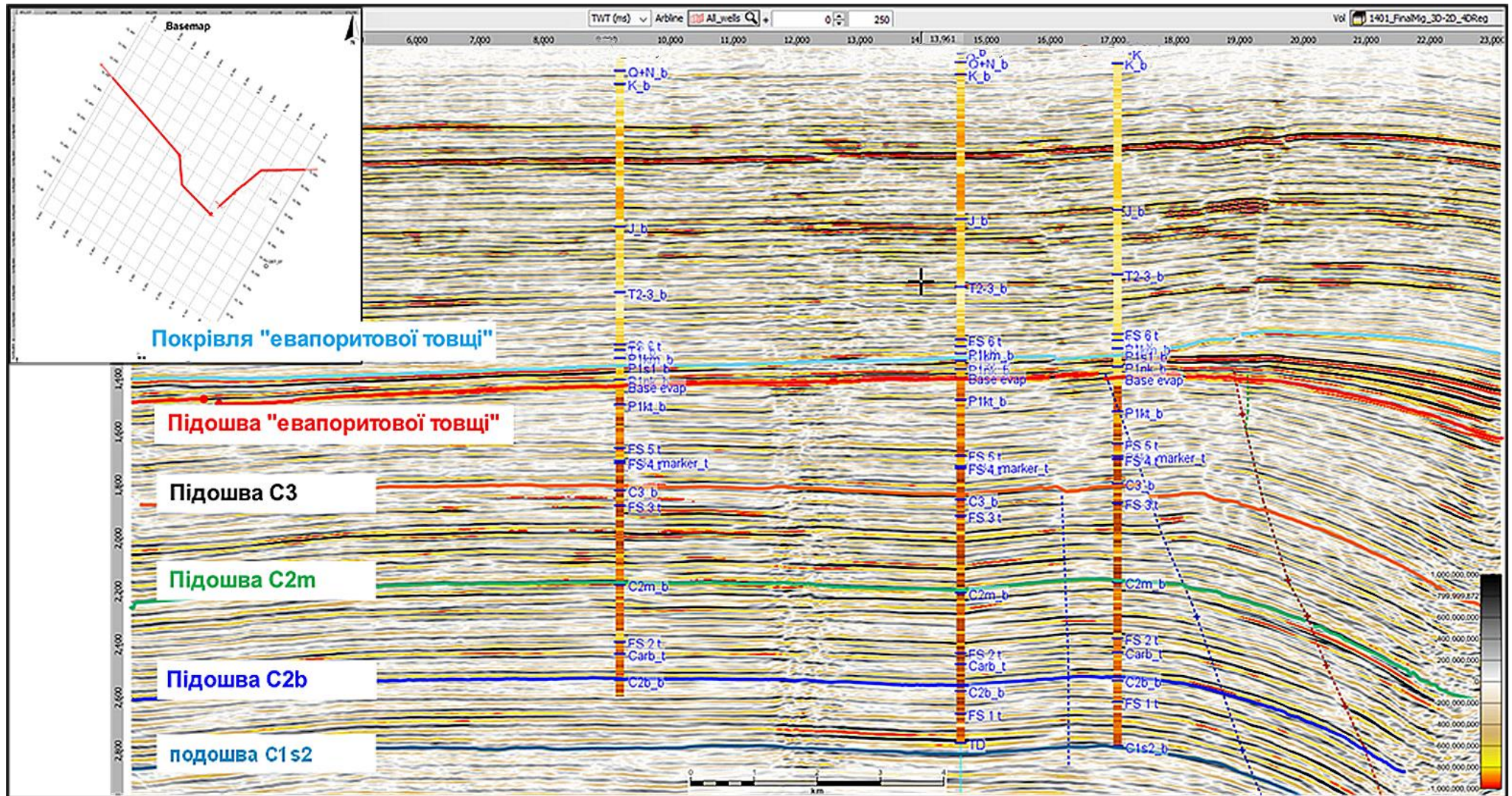


Рисунок 4.11 – Прив'язка ключових сейсмічних горизонтів до глибоких свердловин

Разом із ключовими горизонтами були проінтерпретовані розломи. Площа дослідження розташована над серією скидових східців, що обмежують осьову зону ДДз з півдня. Це визначає механізм, що контролює формування структурних пасток. Він полягає у інверсії крайових скидів у пермський час на границях крейди та кайнозою. Ці розломи відіграють вирішальну роль під час міграції вуглеводнів. На площі робіт виділено три крупні розломи, що мають корні у глибокій частині басейну та згасають на рівні нижньої пермі. Розломи проявляються у північній частині зйомки як структуроутворюючі у стратиграфічному інтервалі P1-C2m. Структура обмежена цими розломами з північного боку (рис. 4.12). Починаючи з рівня C2b далі униз розломи пересуваються далеко на північ та не чітко відображаються на сейсмічних даних. Цей результат пов'язаний з тим, що зйомка площі проводилася з використанням недостатньої кількості ліній спостереження, тобто була вузькоазимутною. Таким чином, в інтервалі C2b-C1s2, структура замикається південніше головної серії розломів.

Каркас з ключових горизонтів та розломів переводиться в глибину. Тестування показало, що сейсмічні швидкості, що використовувалися для побудови сейсмічних зображень, не мають достатньої вертикальної розв'язності. Тому ключові горизонти, що прив'язані до відбивок у свердловинах, були переведені у глибинний масштаб з використанням свердловинних даних.

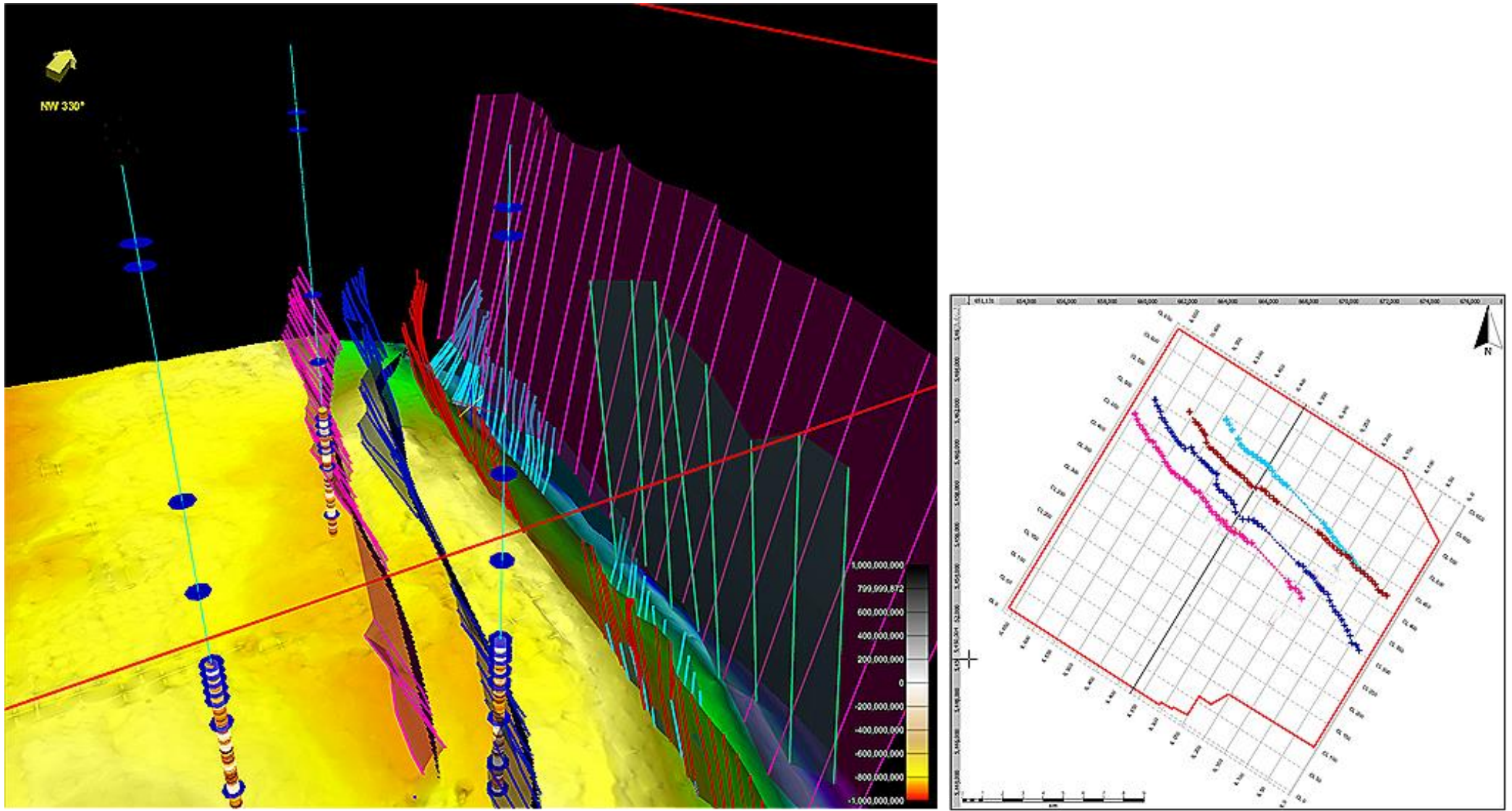


Рисунок 4.12 – Горизонт C3_b. Порушення обмежують підняття з півночі

У пошуках перспективних об'єктів також проінтерпретовано багато проміжних горизонтів, для яких проведений атрибутний аналіз в тому числі за результатами інверсії. У блоці між південним та другим з півдня тектонічного порушення, спостерігається ряд аномалій, що з великою ймовірністю викликані газонасиченням. Це стосується також каналу, що використаний як еталонний. Невеликі геологічні тіла розміром 1 км^2 або менше не становлять першочергового пошукового інтересу. Однак вони свідчать про зв'язок пасток на площі робіт з газогенеруючим покладом. Зв'язок відбувається через розломи, які мають також екрануючі властивості в інтервалах із відносно великими амплітудами.

4.4. Інверсійні перетворення та аналіз результатів

Сучасна інтерпретація сейсмозвідувальних даних включає кінематичний аналіз або структурні побудови, а також динамічний аналіз та аналіз амплітуд сейсмічних хвиль і залежних від них параметрів. З аналізу сейсмозвідувальних даних випливає, що виявлення перспективних об'єктів лише на підставі структурних побудов на площі практично неможливо. Наприклад аргіліти можуть мати такі ж значення акустичного імпедансу, як і пісковики-колектори. Однак за відношенням швидкості поздовжньої хвилі до поперечної V_p/V_s для пісковиків очікуються більш низькі значення, які зменшуються ще більше у разі газонасичення.

У даному випадку доцільно також розглядати AVO характеристики геологічного розрізу. Перш за все необхідний розрахунок стандартних AVO атрибутів за кутовими сумами. Це Intercept, тобто амплітуда для нульового віддалення як еквівалент акустичного імпедансу. А також Gradient, тобто зміна амплітуди хвилі в залежності від віддалення як оцінка відношення V_p/V_s . Ці параметри залежать від зміни акустичних жорсткостей на відбиваючих границях.

Більш коректне вилучення інформації про пружні властивості гірських порід відбувається через синхронну інверсію кутових сум. З урахуванням форми сигналів сейсмічних хвиль вона перетворює відбиваючі границі у модель

шаруватого середовища. Це дає змогу знаходити вже параметри геологічних шарів, а не тільки їх контрастність.

Низькочастотна модель параметрів будується за згладженим глибинним трендом свердловини Св 02, що екстрапольована вздовж каркасу ключових горизонтів. Побудовані кросплоти для акустичного імпедансу та відношення V_p/V_s , виділяють зону понижених значень обох параметрів на схід від свердловини Св 01, безпосередньо поряд із зоною відсутності даних, які відновлені шляхом регуляризації (рис. 4.13). Такі значення спостерігаються практично по всьому розрізу.

Фонова модель для інверсії побудована за модельними свердловинними даними. На діапазоні цільових відбиттів у глибинному масштабі спостерігається сильне перекриття пружних параметрів. Спроба ймовірнісної класифікації із застосуванням стохастичної пружної моделі з урахуванням глибинного тренду показала незадовільні результати. Вертикальна роздільна здатність низька, а отриманий розріз виявляється дуже плямистим (рис. 4.14).

Аналіз отриманих за вихідними кутівими сумами аномалій дозволяє зробити висновок, що артефакти на сейсмічних зображеннях пов'язані з нерівномірним розподілом даних та проведеною інтерполяцією. Для послаблення артефактів та збереження відносних значень амплітуд застосована додаткова нормалізація на кутівих сумах у великому вікні (рис. 4.15, 4.16). Після чого, проведено повторну синхронну інверсію. Для інтерпретації використано обидва результати. Остаточна інтерпретація проведена на основі кросплотів. Кросплотний аналіз застосовано з використанням відносних значень акустичного імпедансу та співвідношення V_p/V_s за умови віднімання фонові моделі (рис. 4.17, 4.18). Таким чином, отримано краще розділення значень різних об'єктів та виділення потенційних пасток. Всі висновки зроблені на основі аналізу вихідних кутівих сум

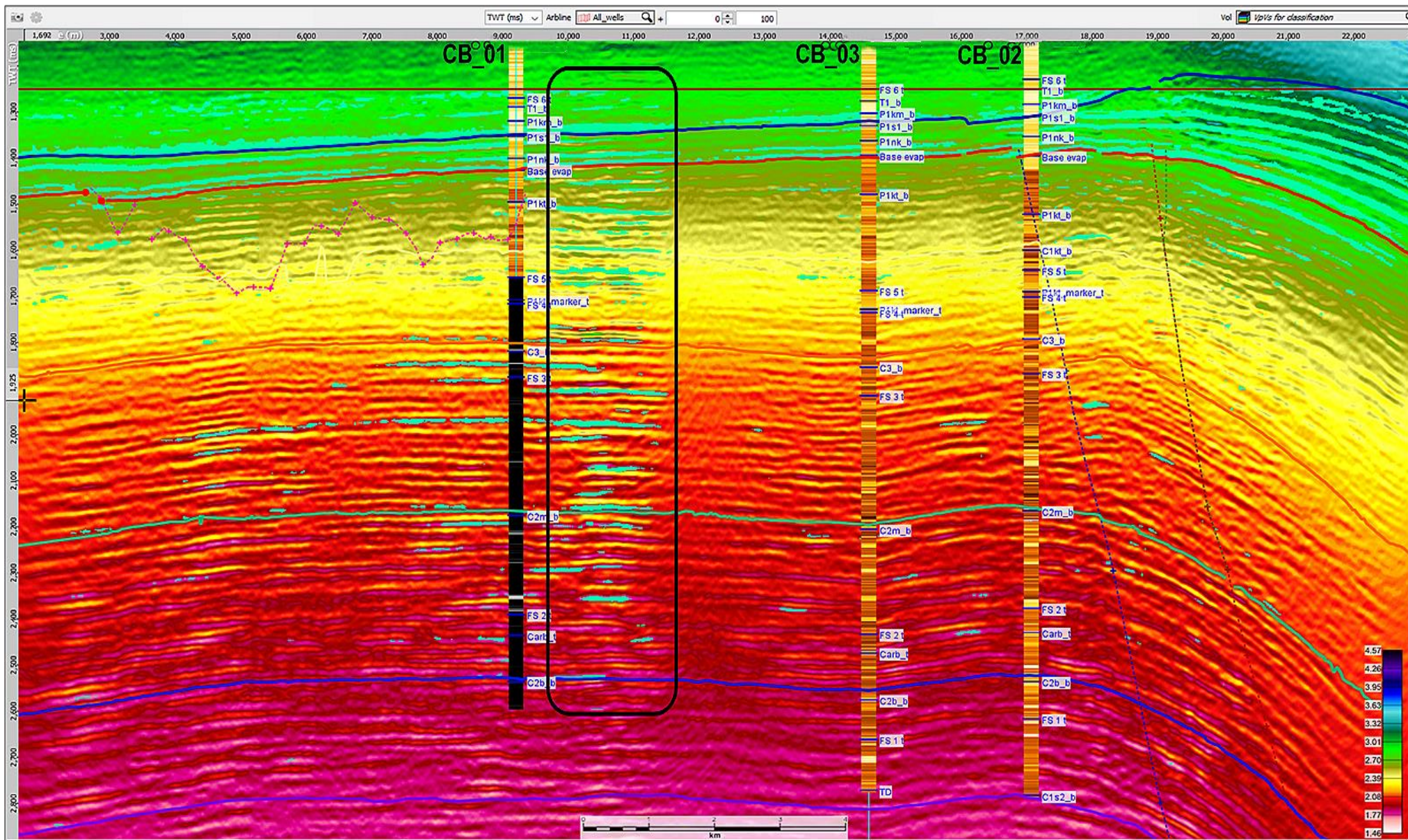


Рисунок 4.13 – Виділення аномально низьких значень V_p/V_s на результатах інверсії

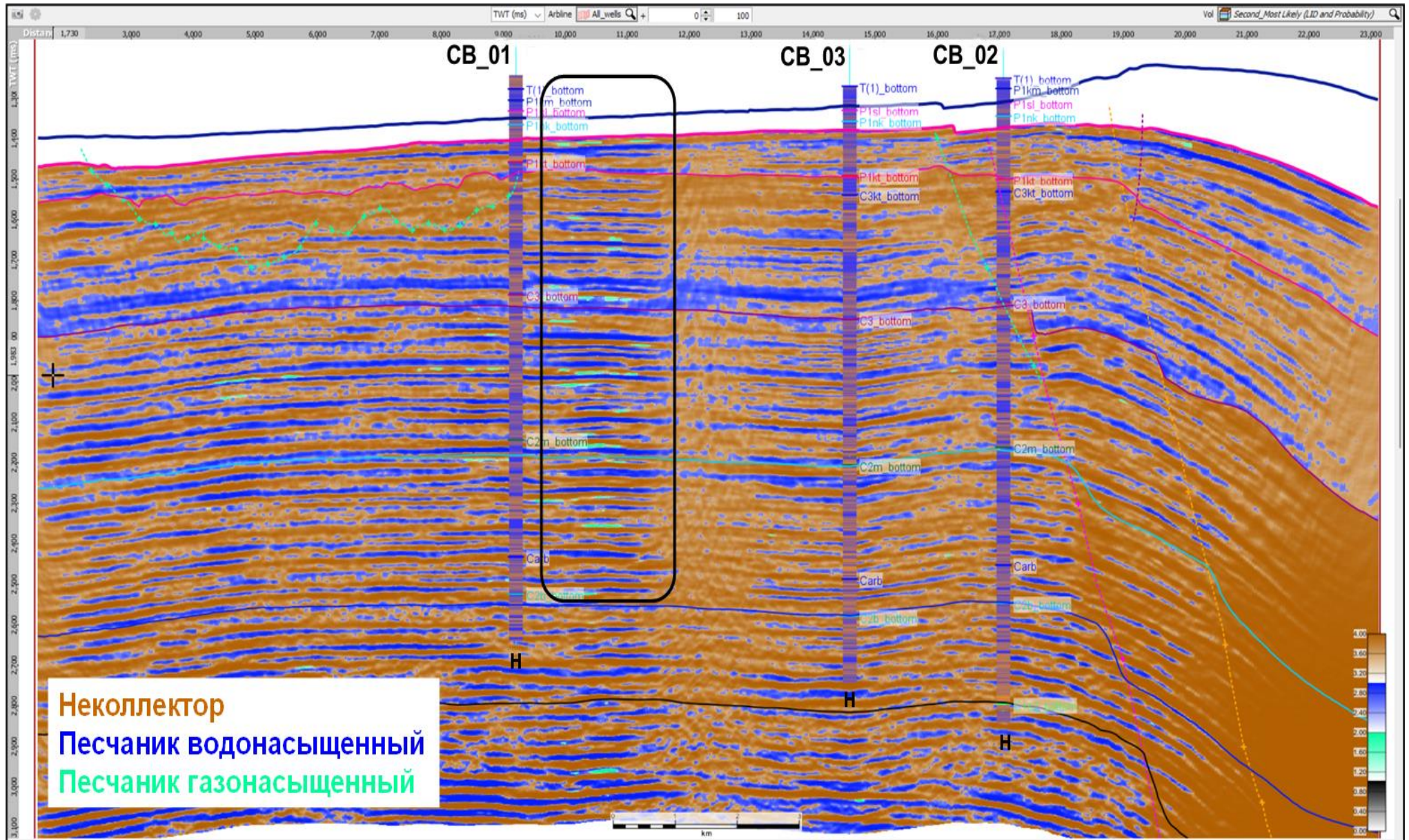


Рисунок 4.14 – Виділення перспективних об'єктів та літотипів за результатами інверсії

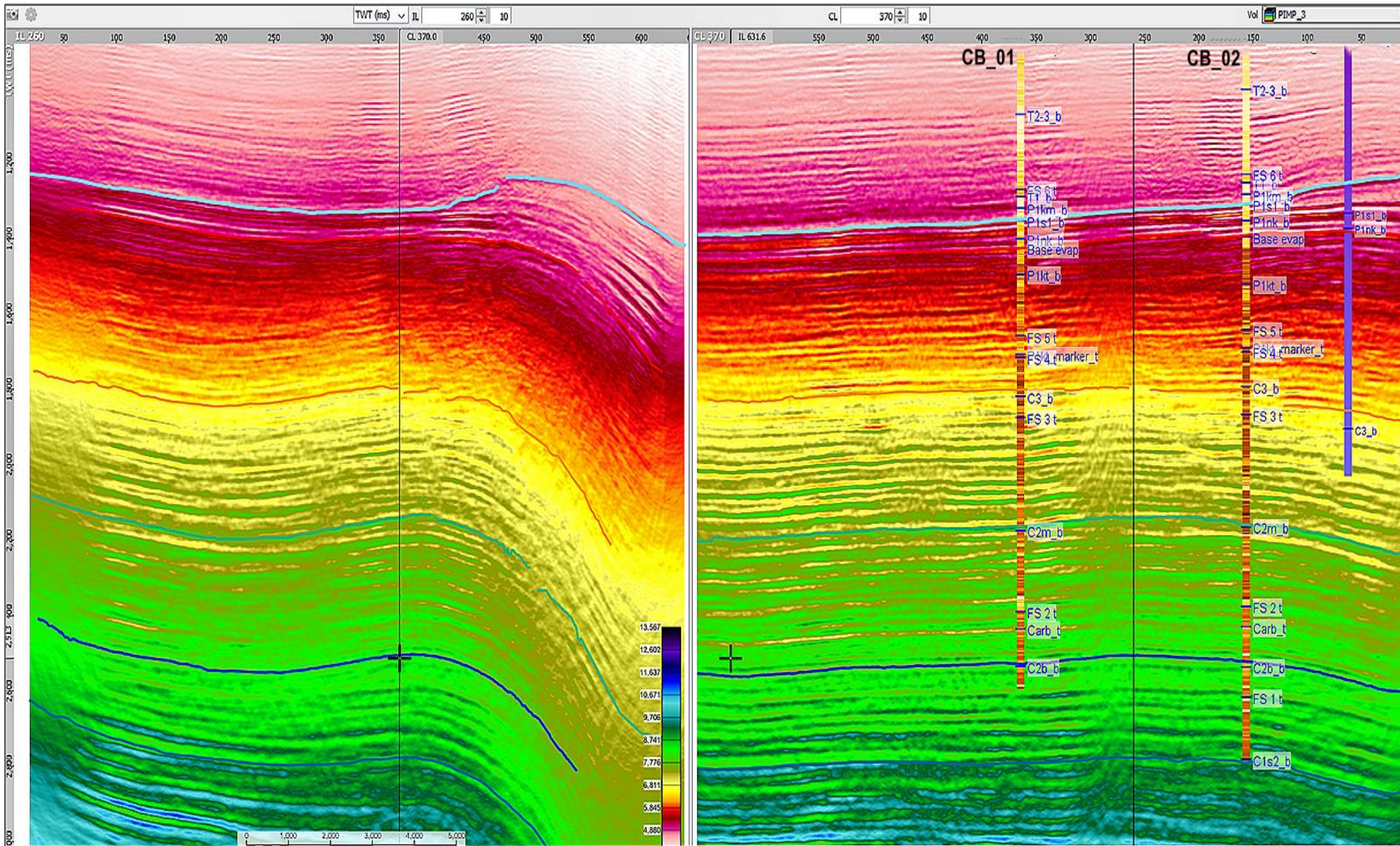


Рисунок 4.15 – Результат інверсії за нормалізованими кутовими сумами (абсолютний акустичний імпеданс)

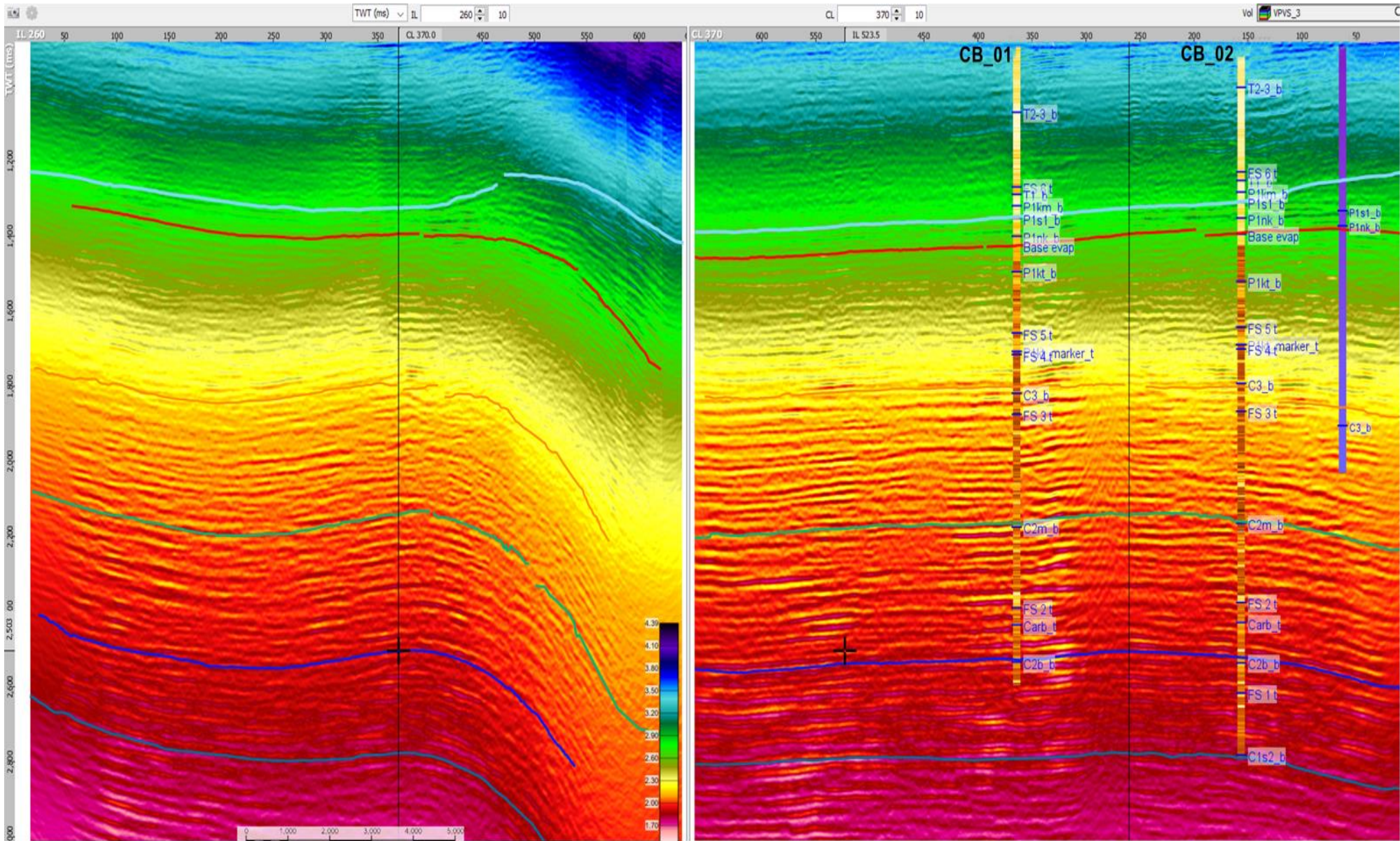


Рисунок 4.16 – Результат інверсії за нормалізованими кутовими сумами (абсолютне відношення V_p/V_s)

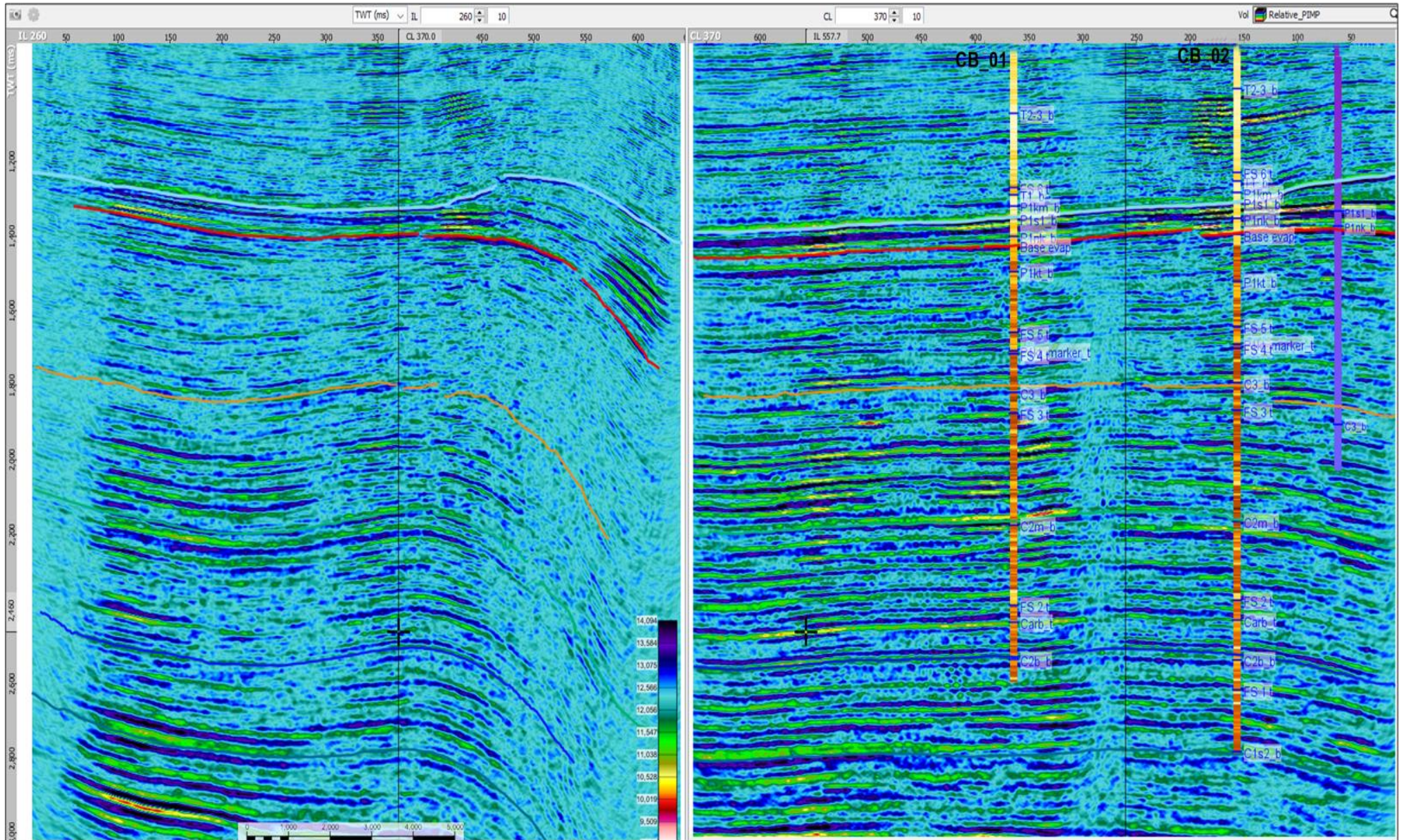


Рисунок 4.17 – Результат інверсії за нормалізованими кутовими сумами (відносний акустичний імпеданс)

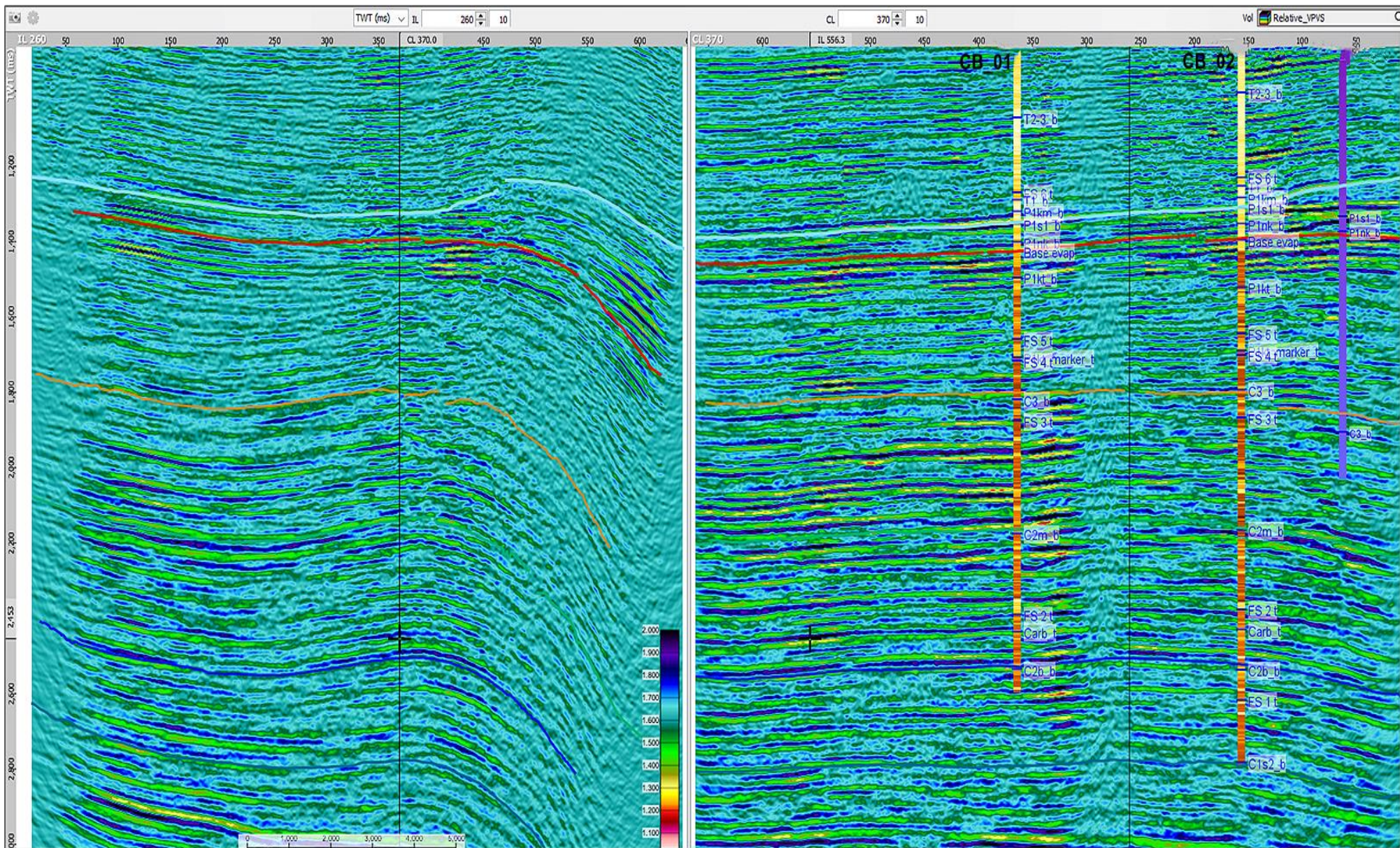
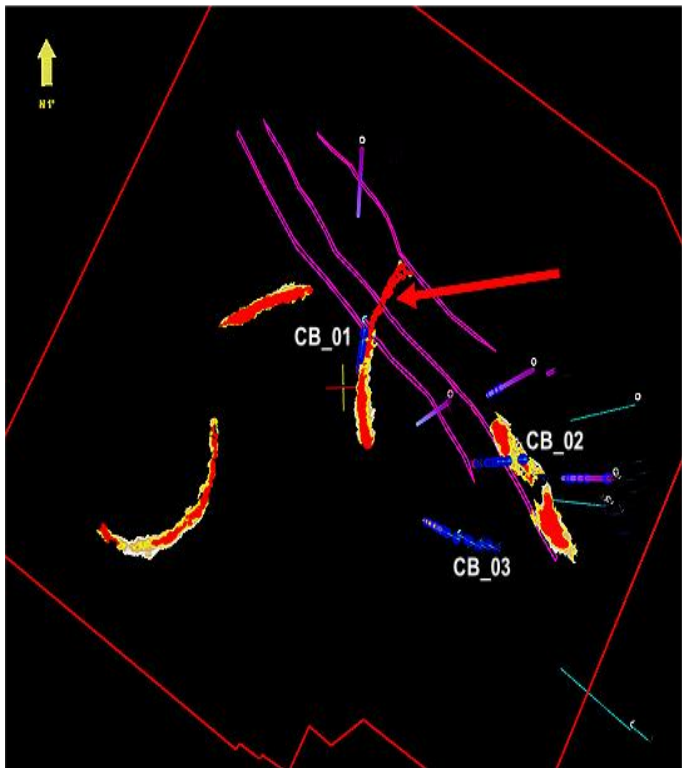


Рисунок 4.18 – Результат інверсії за нормалізованими кутковими сумами (відносно відношення V_p/V_s)

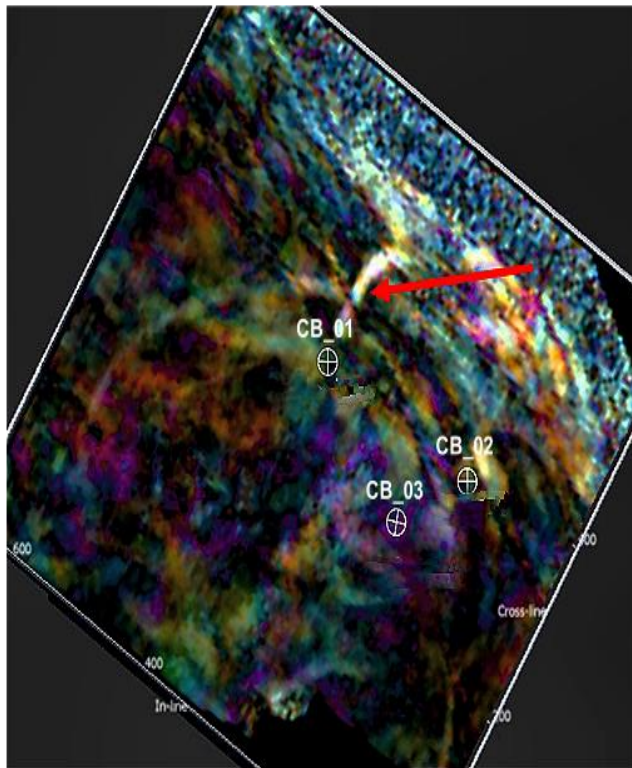
На площі робіт відсутні спостережені значення V_s та не виявлені явно газонасичені інтервали. Тому для калібрування даних вибрано об'єкт, який задовольняє всім відомим параметрам насичення газом (рис. 4.20). Цей канал знаходиться у верхній частині московського ярусу. Він має яскраву від'ємну амплітуду на сейсмічному зображенні (рис. 4.20, лівий фрагмент), також добре виділяється на результатах спектральної декомпозиції (рис. 4.20, середній фрагмент). Амплітуда каналу стає більш від'ємною із збільшенням віддалень, що відповідає низьким значенням V_p/V_s (рис. 4.20, правий фрагмент).

На рис. 4.21 показано кросплот результатів інверсії (акустичний імпеданс уздовж осі X , V_p/V_s уздовж осі Y). Кольором показано частоту значень, що зустрічаються на кросплоті.

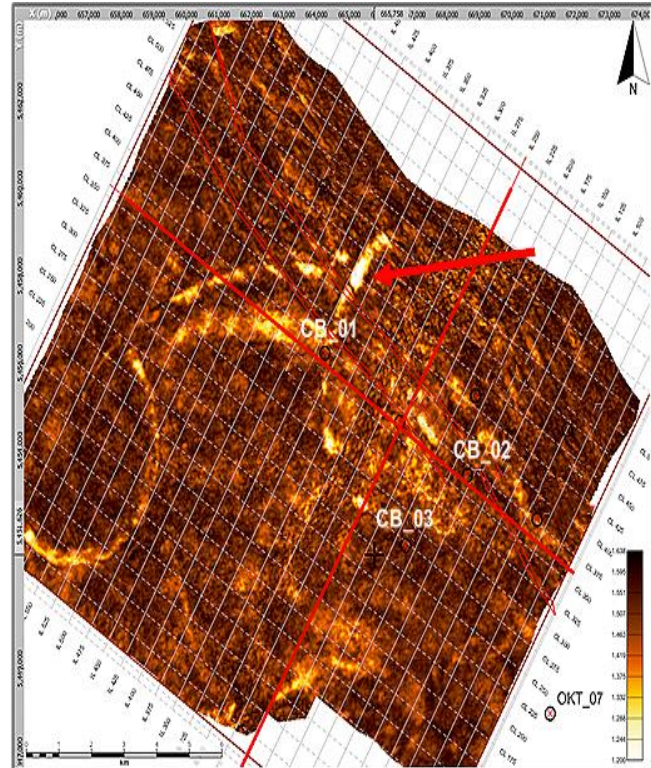
На нього накладена модель пружних властивостей для глибини 2800 м тобто очікувані області цих параметрів для не колекторів, водонасичених колекторів та газонасичених колекторів. Червоними точками показані відліки по калібрувальному каналу. Вони співпадають із очікуваною областю газонасичення. Тобто модель, що використовується, добре узгоджується із спостереженими даними. Аналогічні кросплоти побудовані для кожного об'єкту, що розглядається як потенційний поклад. Вони використовуються як основа для класифікації об'єктів.



a)



б)



в)

Рисунок 4.20 – Атрибутний аналіз. Канал, що із значною ймовірністю є газонасиченим

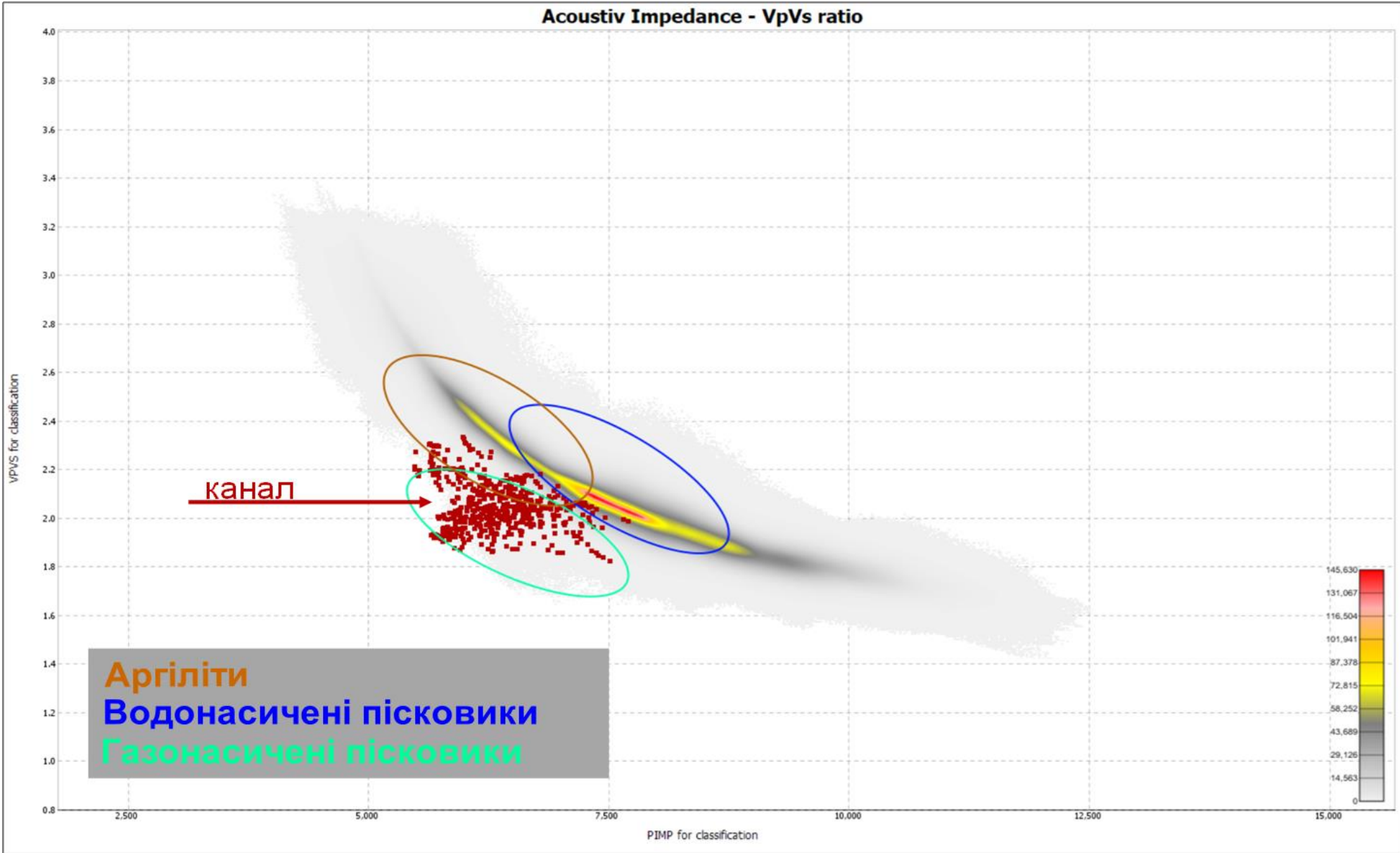


Рисунок 4.21 – Кросплет для моделі пружних властивостей та результату інверсії

ВИСНОВКИ

В результаті досліджень встановлено, що глини та пісковики за значеннями імпедансу дуже близькі. Пошуковою ознакою в першу чергу є від'ємний градієнт амплітуд з віддаленням та його трансформацією у відношення V_p/V_s , який для газонасичених пісковиків падає.

На основі зроблених автором висновків рекомендується наступне: у майбутніх роботах рекомендується записувати у свердловинах широкосмуговий акустичний каротаж для уточнення моделі пружних властивостей.

Під час аналізу даних спільно використовувалися параметри AI та V_p/V_s . Для впевненої класифікації літотипів створена модель зміни пружних властивостей з глибиною.

Моделювання синтетичних сейсмограм показало наступне:

- у разі газонасичення пермські пісковики будуть створювати яскраві AVO аномалії на від'ємних відбиттях;

- у разі газонасичення верхнє- та середнє карбонові породи можуть створювати AVO аномалії, інтенсивність яких залежить від потужності газонасиченого інтервалу. Пісковики в основному є акустично жорсткими і створюють позитивне відбиття. У разі газонасичення воно може зникати або ставати від'ємним. За допомогою інверсії можна виділити характерне для таких пісковиків низьке співвідношення V_p/V_s ;

- разом із погіршенням колекторських властивостей з глибиною AVO аномалії, що пов'язані з газонасиченням, стають менш яскравими та можуть слабки відрізнятися від фонових відбиттів;

- глибокозалягаючи пісковики із слабкими колекторськими властивостями навіть у разі газонасичення часто не утворюють аномалії у сейсмічному полі.

Фонова модель для інверсії побудована за модельними свердловинними даними. На діапазоні цільових відбиттів у глибинному масштабі спостерігається сильне перекриття пружних параметрів. Спроба ймовірнісної класифікації із застосуванням стохастичної пружної моделі з урахуванням глибинного тренду

показала незадовільні результати. Вертикальна роздільна здатність низька, а отриманий розріз виявляється дуже плямистим.

Остаточна інтерпретація проведена на основі кросплатів, аналіз яких виконаний з використанням відносних значень акустичного імпедансу та співвідношення V_p/V_s за умови віднімання фонові моделі. Таким чином, отримано краще розділення значень різних об'єктів та виділення потенційних пасток. Всі висновки зроблені на основі аналізу вихідних кутових сум.

Для застосування AVO необхідні дані цифрового широкосмугового акустичного каротажу. Ці дані обробляються за допомогою спеціального програмного забезпечення, яке відокремлює поздовжні (P), поперечні (S) та хвилі Стоулі.

В геофізичній сфері активно досліджуються методи вимірювання V_s за допомогою геофізичних методів. Це дозволяє отримувати дані V_p/V_s без необхідності буріння свердловин. Тому треба бути особливо обережним в прогнозуванні нафтогазоносності використовуючи атрибутивний та AVO аналізи. На дані підходи має вплив багато факторів, від якості та точності вхідних даних, до розуміння інтерпретатора. Також слід зауважити, що багато методів з глибиною не працюють або мають малу роздільну здатність, таке явище пов'язано зі збільшенням температури та тиску в надрах, за яких породи за своїми фізичними властивостями слабо відрізняються між собою, що ускладнює виділення та прогнозування перспективних об'єктів на нафту та газ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. <https://naurok.com.ua/prezentaciya-tektonichna-budova-ukra-ni-369809.html>
2. Багрій І.Д., Звіт «Проведення структурно-термо-атмогеохімічних досліджень ділянки Октябрської площі. ІГН НАН України., Київ, 2013 а).
3. Багрій І.Д., Прогнозування розломних зон підвищеної проникності гірських порід для вирішення геоекологічних та пошукових задач. Київ, 2003 б., 149 с.
4. Заключение по результатам интерпретации промыслово-геофизических материалов по скважинам № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 17. Миргородская ПГЭ, 1960г.
5. Звіт про роботу МСГТ на Октябрсько-Ворсклянській площі виконані с.п. 38-43/90 в 1990-1994 рр. СУГРЕ
6. Звіт тематичної партії 45/03 за 2003-2005 рр., СУГРЕ, Розсошенці, 2006 р.
7. Карпенко І.В., Радул Р.К. Характеристика рекомендації "Проведення сейсморозвідувальних робіт з наступним розміщенням пошукового буріння на відклади верхнього карбону та нижньої пермі у межах БердянськоОктябрського об'єкту", УкрДГРІ, Київ, 2008.
8. Кнеллер Л.Е., Гайфуллин Я.С., Рындин В.Н. [1990] Автоматизированное определение коллекторских свойств, нефтегазонасыщенности по данным каротажа. – М., ВИЭМС.
9. Колисниченко В.Г. и др., «Параметрическое обеспечение сейсморазведки по данным ГИС и бурения с целью оптимизации разведки и разработки месторождений углеводородов (на примере изучения картамышских отложений Кобзивского ГКМ)». НТВ «Каротажник», № 5 (170). Тверь, 2008.
10. Колисниченко В.Г. и др. а) Временные методические рекомендации по комплексной технологии обработки и интерпретации данных ГИС с целью

решения сейсморазведочных задач (на базе применения системы ПТК ГИС), Киев, 1991, ПГО «Укргеофизика».

11. Колисниченко В.Г. и др. Отчет по теме: «Внедрение и совершенствование компьютерной технологии обработки данных геофизических исследований нефтегазовых скважин применительно к условиям организаций ГПП «Укргеофизика», Киев, 1992, УТГФ.

12. Колисниченко В.Г. и др.] Отчет по теме: «Опытно-методические работы по освоению ВК ГИС СМ-4 и совершенствованию программного обеспечения обработки данных ГИС нефтегазовых скважин применительно к условиям Мингео УССР», Киев, УТГФ, 1989 г.

13. Колисниченко В.Г., Сиранчук А.С. Компьютерные технологии построения линейных литолого-геоакустических моделей разрезов по данным ГИС с целью решения сейсморазведочных задач. Сборник трудов (ч. II), «Проблемы интерпретации данных ГИС на ЭВМ», Тюмень, 1992.

14. Колісниченко В.Г., Маляр В. О. та ін. Звіт «Геолого-геофізичний моніторинг геологорозвідувальних 3D робіт на площах і родовищах ДК "Укргазвидобування" та вивчення відкладів в хомогенній товщі центральної частини Дніпрово-Донецької западини», ТОВ «Український реєстраційний центр», Київ, 2010 р.

15. Колісниченко В.Г., Непапшев Є.О., Журман Б.Д., Ренкас О.О., «Що до доцільності розрахунку прогнозних швидкостей поперечних хвиль V_s », 2024 р. ж).

16. Корчинський В.І., Раделицький В.С. Проект пошуків покладів вуглеводнів та газів низькопроникних колекторів Октябрської площі. ПП «Геобурпроект», Київ, 2014р.

17. Лагутін А.А., Горяйнов О.Б., Загороднов А.В. Геолого-економічна оцінка нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладів Кобзівського ГКР, УкрНДІГаз, Харків, 2010 р.

18. Ларионов В.В. [1969] Радиометрия скважин. М., Недра.

19. Нікіташ Л.П., Колісніченко В.Г. та ін. Звіт про виконання тематичних робіт з підготовки геолого-промислових матеріалів з метою забезпечення проведення подальших сейсмічних 3D досліджень на ділянках Октябрської ліцензійної площі, ТОВ «Геоюніт», Київ, 2018 р а).

20. Нікіташ Л.П., Куса Н.М., Звіт про виконання робіт зі збору та аналізу наявних геолого-геофізичних матеріалів, результатів буріння та випробування свердловин в межах ліцензійної ділянки Октябрської площі, ТОВ «ГЕОЮНІТ», Київ, 2017 р. б).

21. Отчет о тематических работах по титулу 22/88 «Анализ и обобщение геофизических материалов на участке южнее Сосновско-Беляевской антиклинальной зоны и в пределах Сахновщинской моноклинали с целью поисков нефтегазоперспективных объектов в отложениях верхнего палеозоя». КГРЭ, Киев, 1990 г.

22. Победаш М.С. Звіт про виконання узагальнення аналізу і комплексної переінтерпретації наявних матеріалів сейсморозвідки 2D, аналізу матеріалів несейсмічних методів геофізичних досліджень та результатів буріння пошукових свердловин з метою уточнення структурних побудов, виділення малорозмірних об'єктів за перспективністю, надання рекомендацій на перспективні ділянки для постановки сейсморозвідки 3D на Октябрській ліцензійній площі. ТЦ ДГП «Укргеофізика», Київ, 2011.

23. Пояснювальна записка до результатів аналізу і часткової переінтерпретації матеріалів граві-магніто-електророзвідки в межах Октябрської ділянки ДДз. Омельченко В.В., ДГЕ «Дніпрогеофізика», ДГП «Укргеофізика», Дніпропетровськ, 2011р.

24. Щербина В.Г., Купчик В.Г., та ін. ЗВІТ Попередня геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів Октябрського газоконденсатного родовища (Харківська область), ТОВ "НВФ "Проект-Нафтогаз", Харків, 2016 р.