

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

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА МАГІСТРА**  
**спеціальність 103 – Науки про Землю**  
**освітня програма «Геофізика»**

ТЕМА: «Використання сейсмічних атрибутів при виділенні яскравих плям  
для пошуку вуглеводнів на прикладі родовища південного борту ДДЗ»

Виконав

студент 2-го курсу магістратури

кафедри геофізики

Антон ХМЕЛЕВСЬКИЙ 

Науковий керівник

  
канд. геол. наук, доцент

Андрій ТИЩЕНКО

Робота рекомендується до захисту (протокол № 14 засідання кафедри  
геофізики від 15 травня 2023 року)

Завідувач кафедри

  
кандидат геологічних наук, доцент

Віктор ОНИЦУК

Київ – 2023

## ЗМІСТ

<b>ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ .....</b>	<b>3</b>
<b>ВСТУП .....</b>	<b>4</b>
<b>1. ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ДОСЛІДЖУВАНОЇ ДІЛЯНКИ .....</b>	<b>6</b>
1.1. Орогідрографія та загальні відомості. ....	6
1.2 Стратиграфія .....	8
1.3 Тектоніка.....	15
1.4 Літолого-фізична характеристика продуктивних горизонтів.....	20
1.5 Нафтогазоносність .....	24
<b>2. СЕЙСМІЧНІ АТРИБУТИ, ЯК ОДИН З ВАЖЛИВИХ ІНСТРУМЕНТІВ ДЛЯ АНАЛІЗУ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ СЕЙСМІЧНИХ ДАНИХ.....</b>	<b>29</b>
2.1 Сейсмічний атрибут Instantaneous bandwidth.....	29
2.2 Сейсмічний атрибут Instantaneous phase.....	30
2.3 Сейсмічний атрибут Instantaneous frequency .....	32
2.4 Сейсмічний атрибут Variance (Edge method) .....	34
2.5 Сейсмічний атрибут Relative acoustic impedance .....	35
2.6 Сейсмічний атрибут Chaos .....	35
2.7 Сейсмічний атрибут Sweetness .....	37
2.8 Сейсмічний атрибут Gradient magnitude.....	39
<b>3. МЕТОДИКА ОБРОБКИ СЕЙСМОРОЗВІДУВАЛЬНОЇ ІНФОРМАЦІЇ 3D НА ДОСЛІДЖУВАНІЙ ПЛОЩІ №1.....</b>	<b>40</b>
3.1. Узагальнений граф обробки сейсмічних даних 3D використаний на досліджуваній площі №1.....	41
<b>4. ПАРАМЕТРИЧНИЙ АНАЛІЗ ХВИЛЬОВОГО ПОЛЯ .....</b>	<b>60</b>
4.1 Розрахунок сейсмічних атрибутів .....	62
4.2 Класифікація трансформованого хвильового поля на основі нейронних мереж.....	68
4.2.1 Класифікація горизонту за допомогою нейронних мереж .....	72
<b>ВИСНОВКИ .....</b>	<b>80</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>	<b>82</b>

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ**

ВЧР	верхня частина розрізу
ГДС	геофізичні дослідження свердловин
ГЕО	геолого-економічна оцінка
ДКЗ	Державна комісія України по запасах корисних копалин
ЗМШ	зона малих швидкостей
НГВП	нижня границя випробуваного пласта
ПЗ	пункт збудження
ПП	пункт прийому
СТГ	спільна глибинна точка

## ВСТУП

**Актуальність роботи** полягає в необхідності розвитку нафтогазової промисловості України. Зараз стоїть питання оптимізації експлуатації наявних нафтогазових родовищ та пошуку нових. Один із ефективних методів розв'язання цього питання може бути використання сейсмічних атрибутів та нейронних мереж для додаткового аналізу хвильового поля та сейсмофацій. Нейронні мережі є новітнім інструментом, який вже знайшов своє застосування в галузі сейсморозвідки, і може бути використаний як додатковий інструмент при пошуку нафти та газу в регіонах, де є обмежена кількість свердловинних даних.

**Мета роботи.** Дослідити особливості виділення яскравих плям та їх аналіз на основі класифікації нейронними мережами за сейсмічними атрибутами.

**Об'єктом дослідження** є родовище №1 південного борту ДДЗ та суміжний грабен.

**Предметом дослідження** є аналіз моделей класифікації сейсмічних властивостей на основі нейронних мереж.

В роботі було розраховано часові сейсмічні куби за восьми сейсмічними атрибутами, поглиблено знання про нейронні мережі, за їх допомогою побудовано три моделі класифікацій сейсмічних властивостей, досліджені потенційно-перспективні ділянки горизонтів В6, В13, S20 в межах досліджуваного грабену.

В результаті отримано часові сейсмічні куби розраховані за восьми атрибутами, карти горизонтів розраховані за атрибутами, моделі класифікацій сейсмічних властивостей, виділено перспективні ділянки горизонтів В6, В13, S20, зроблено висновки про отримані моделі.

Вперше застосовані нейронні мережі для побудови моделі класифікацій сейсмічних властивостей досліджуваного родовища південного борту ДДЗ. Виділено потенційно-перспективні ділянки покладів вуглеводнів даної площі.

Результати роботи можуть бути використані для подальшого пошуку вуглеводнів досліджуваного родовища. Для підвищення якості інтерпретації сейсмічних даних на інших ділянках.

## 1. ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ДОСЛІДЖУВАНОЇ ДІЛЯНКИ

### 1.1. Орогідрографія та загальні відомості.

В адміністративному відношенні досліджувана площа, знаходиться на території Полтавської області (рис. 1.1).

Крупним промисловим і адміністративним центром являється м. Полтава.

В економічному відношенні район робіт є сільськогосподарським, великі промислові підприємства – відсутні. Розвинута місцева харчова та легка промисловість.

На північному заході проходить залізнична колія Полтава-Кременчук. Найближчою залізничною станцією являється Нові-Санжари.

В районі досліджуваної площі найбільш важливими корисними копалинами, які використовуються в народному господарстві, є газ, конденсат і нафта декількох сусідніх родовищ.

До корисних копалин даної території, що виходять на денну поверхню, відносяться лісовидні суглинки, глини, піски, які використовуються в якості будівельних матеріалів для місцевих потреб. Досліджуване родовище №1 розташоване поряд з річкою Ворскла. Русло річки хвилясте, утворює чисельні меандри і стариці. Долина річки асиметрична. Правий берег крутий, високий, обривчастий, зрізаний ярами і балками, де відслонюються неогеново-четвертинні відклади. Лівий берег річки низинний (Колісніченко В.Г., Чуприна А.М. 2017).

Ландшафт місцевості рівнинний. Лісові масиви відсутні, за виключенням численних лісосмуг.

Найбільша абсолютна висота місцевості приурочена до вододілу, сягаючи +120 м, а найменша абсолютна висота +80 м приурочена до вододілу та нижньої

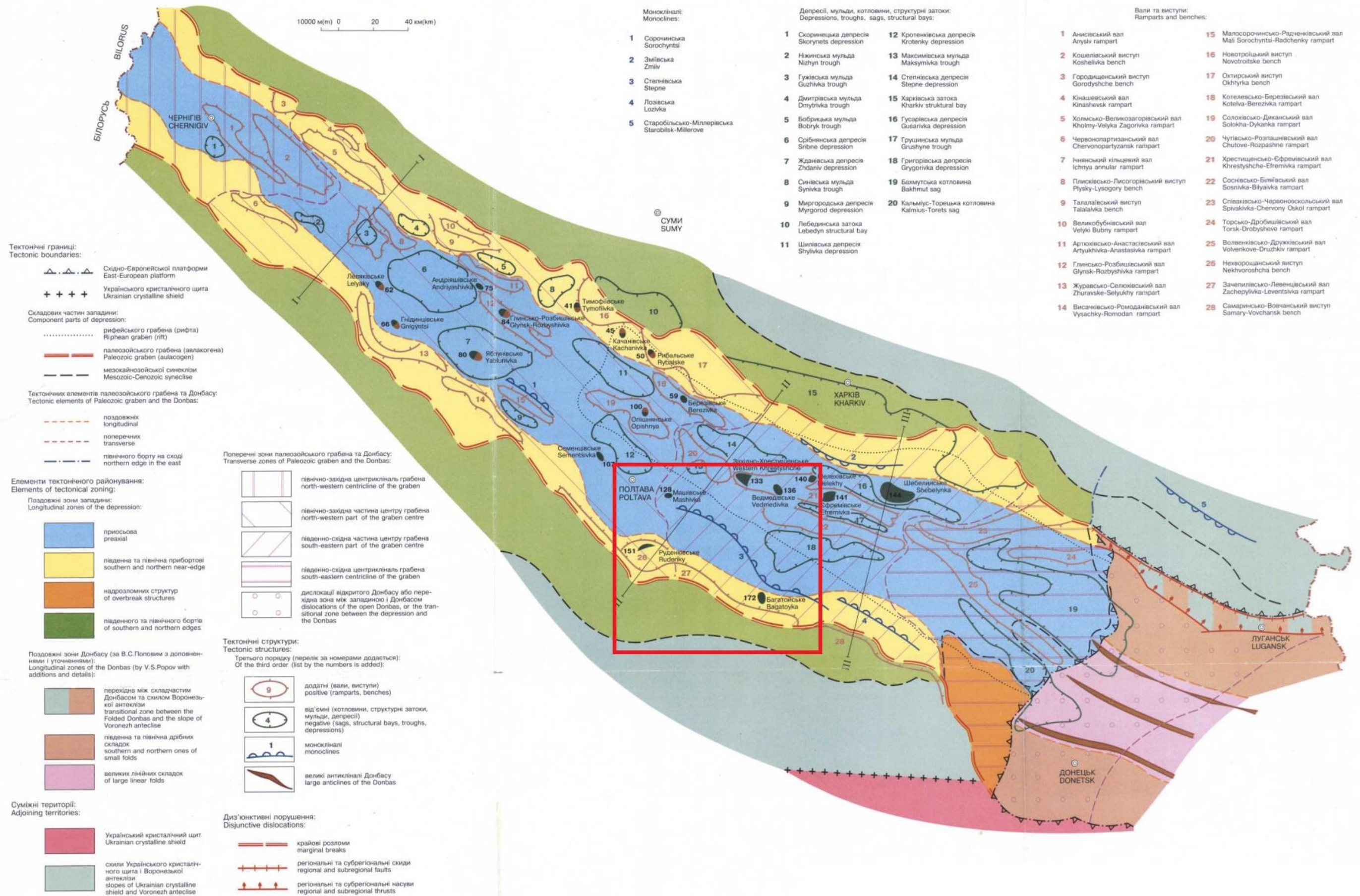


Рис. 1.1 – Схема тектонічного районування Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною області (за Ю.О. Арсірієм та О.К. Ципком) (Іванюта М.М та ін., 1998)

частини долини. За характером рельєфу місцевість рівнинна, більша частина якої має незначний нахил на південний захід.

Клімат району помірно-континентальний. Найбільш холодний місяць – лютий, має середню температуру мінус 6-7°C, мінімальна температура мінус 29°C. Найбільш жаркий місяць – липень, з середньою температурою плюс 22°C.

Середньорічна кількість опадів складає 516 мм. Найбільша їх кількість випадає в весняно-осінні місяці.

Максимальна глибина промерзання ґрунту складає 0,7 м. В зимовий час переважають вітри північно-східного напрямку, влітку – північно-західного і західного. Промерзання річок і озер починається з першої половини грудня, а сходиться лід – в березні (Колісніченко В.Г., Чуприна А.М. 2017).

## **1.2 Стратиграфія**

Родовище приурочене до центральної частини південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини.

В геологічній будові родовища приймають участь відклади палеозойської, мезозойської і кайнозойської ератеми (Галко Т., Баранова Т., Уфімцев О., та ін. 2010).

Відклади палеозою були відкриті глибоким бурінням, яке розкрило верхньодевонські фаменські, нижньокаменовугільні відклади турне, візей, серпухів, середньокаменовугільні башкирські та московські відкладення, породи мезозойського комплексу, палеогенові, неогенові відкладення та кайнозойські четвертинні відкладення.

Палеозойські відклади фаменського ярусу верхнього девону, турне, візею, серпуху відклади нижнього карбону, башкиру і московські відклади середнього карбону, а також відклади мезозойського комплексу та палеогену, неогенові і четвертинні відклади кайнозою розкриті свердловинами глибокого буріння(рис. 1.2.1)

Свердловинами глибокого буріння в розрізі палеозою розкриті відклади фаменського ярусу верхнього девону, турнейські, візейські, серпуховські відклади нижнього карбону, башкирські і московські відклади середнього карбону, а також відклади мезозойського комплексу та палеогенові, неогенові і четвертинні відклади кайнозою (рис. 1.2.1)

Девонська система (D). Відклади системи розкриті свердловинами 1, 2, 3, де вони представлені верхнім відділом.

Верхній відділ (D<sub>3</sub>). Верхньодевонські відклади представлені фаменським ярусом.

Фаменський ярус (D<sub>3</sub>fm). За літологічними ознаками відклади ярусу підрозділяються на кам'яну сіль та піщану товщу.

Кам'яна сіль біла, прозора, крупнокристалічна, місцями сильно забруднена теригенним матеріалом. В покрівлі солі присутні брекчійні породи.

Піщана товща представлена пісковиками від світло- до темно- і зеленувато-сірих, різнозернистими (від дрібно- до крупнозернистих), кварцовими, міцносцементованими, щільними, з прошарками алевролітів і аргілітів темно-сірих, слюдистих і вапняків сірих, кристалічних (Галко Т., Баранова Т., Уфімцев О., та ін. 2010).

Розбурена потужність девонських відкладів становить 310-731 м.

Кам'яновугільна система (C). Відкрита товща системи складається з нижньої та середньої ділянок, і майже всі свердловини є відкритими.

Нижній відділ (C<sub>1</sub>). Відклади нижнього карбону представлені турнейським, візейським і серпуховським ярусами.

Турнейський ярус (C<sub>1</sub>t). Відклади турнейського ярусу представлені карбонатною товщею, яка неузгоджено залягає на піщаній товщі девону. Товща складена, в основному, вапняками, в нижній частині з прошарками карбонатних, дрібнозернистих пісковиків і алевролітів (Галко Т., Баранова Т., Уфімцев О., та ін. 2010).

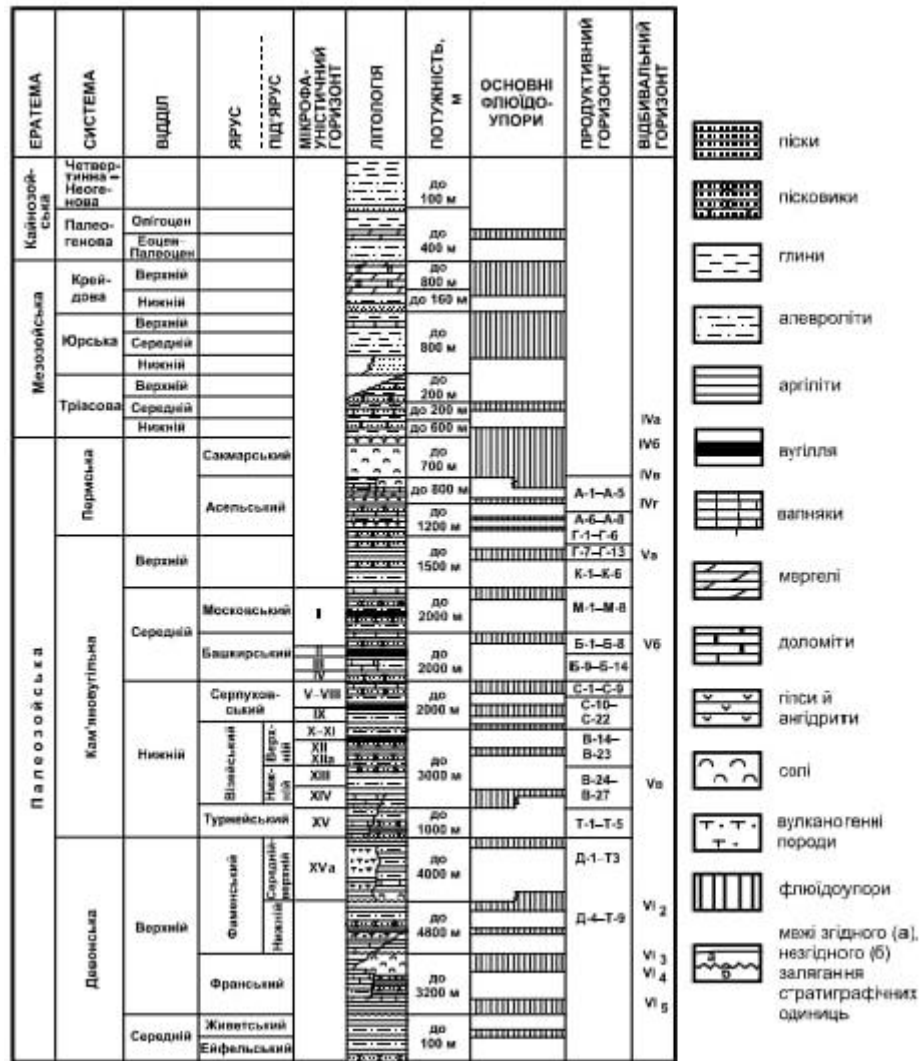


Рис. 1.2.1 – Загальний стратиграфічний розріз Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області (Михайлов В.А., Курило М.В., Омельченко В.Г. та ін., 2009).

Товщина карбонатної товщі 144-215 м.

Візейський ярус (C<sub>1v</sub>). За фауністичними і літологічними ознаками у відкладах ярусу виділяють нижній і верхній під'ярус.

Нижньовізейський під'ярус (C<sub>1v1</sub>). Неузгоджено залягає на турнейських відкладах і представлений перешаруванням алевролітів, аргілітів, пісковиків з невеликими прошарками вапняків. В межах родовища аналоги горизонтів В-26, В-25, промислово-газоносні на сусідній площі, щільні і в нафтогазоносному відношенні не цікаві.

Товщина нижньовізейського під'ярусу 117-282 м.

Верхньовізейський під'ярус (C<sub>1v2</sub>). Розділяється на дві товщі: нижню, представлену морськими відкладами і верхню-субконтинентальну.

Морські відклади представлені аргілітами з прошарками пісковиків сірих і темно-сірих, дрібно- і середньозернистих, міцносцементованих, щільних, місцями вапнистих; алевролітів чорних, тонкошаруватих, слабовапнистих, міцних і зрідка вапняків.

Субконтинентальна товща представлена чергуванням аргілітів, пісковиків, і алевролітів з рідкими прошарками вапняків. Ця частина розрізу характеризується вуглистістю і наявністю косохвилястих алевролітів (Галко Т., Баранова Т., Уфимцев О., та ін. 2010).

Пісковики поліміктові, кварцеві, різнозернисті, глинисті, товщиною до 40 м, з пористістю до 18%, проникністю  $500 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Аргіліти темно-сірі, слюдисті, косошаруваті. Алевроліти сірі і темно-сірі до чорних, слюдисті.

Потужність верхнього візею 1206-1460 м.

Серпуховський ярус (C<sub>1s</sub>). Підрозділяється на нижній і верхній під'яруси.

Нижньосерпуховський під'ярус (C<sub>1s1</sub>). Представлений в розрізі темно-сірими і слюдистими аргілітами з домішками вуглистих, а прошарком сірими, темно-сірими, пісковиками і алевролітами з хорошою придатністю до видобутку. Виявлено вугільні пласти.

Потужність під'ярусу 59-619 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (C<sub>1s2</sub>). Відкладення в середній частині представлені башкирським і московським шарами.

Аргіліти сірі і зеленувато-сірі, щільні, слабослудисті з прошарками алевроліту сірого, слюдистого, слабозцементованого і вугілля кам'яного, чорного.

Пісковики зеленувато-сірі, дрібнозернисті, кварцево-глауконітові, слюдисті з гарними колекторськими властивостями, середньосцементовані. Товщина пластів пісковиків 1-40 м.

Вапняки світло-сірі, прихованокристалічні. В покрівлі під'ярусу виділено продуктивний горизонт С-4.

Загальна товщина під'ярусу 81-435 м.

Середній відділ (C<sub>2</sub>). Відкладення в середній частині представлені башкирським і московським шарами.

Башкирський ярус (C<sub>2b</sub>). Формація складена поперемінно пісковиком і аргілітом, у нижній частині профілю переважає аргіліт, у верхній – пісковики.

Аргіліти сірі і зеленувато-сірі, з тонкими прошарками алевролітів, зеленувато-сірих і строкатобарвних, дрібнозернистих і вапняків сірих, глинистих. Зустрічаються тонкі прошарки вугілля. Породи містять обвуглені рослинні залишки, особливо у верхній частині башкирських відкладів.

Пісковики зеленувато-сірі, дрібно- і середньозернисті, слюдисті, товщиною до 40 м.

Вапняки сірі, зеленувато-сірі, прихованокристалічні, глинисті, приурочені до низів башкирського ярусу. Товщина пластів вапняків досягає 12 м, вони витримані по площі і слугують репером. В підшві ярусу встановлено продуктивний горизонт Б-13.

Товщина башкирського ярусу 469-716 м.

Московський ярус (C<sub>2m</sub>). Відклади московського ярусу в нижній частині представлені аргілітами слюдистими, сірими, місцями алевритистими, з прошарками доломітизованих вапняків з криноідеями і середньозернистими пісковиками.

У верхній частині розрізу переважають, в основному, пісковики сірі, середньозернисті, слюдисті, кварцеві, товщиною до 90 м, з прошарками аргілітів сірих, опіщаних (Галко Т., Баранова Т., Уфімцев О., та ін. 2010).

Потужність московського ярусу 48-185 м, змінюється за рахунок розмиву.

Тріасова система (Т). Тріасові відклади з кутовими і стратиграфічними невідповідностями залягають на неясній поверхні вугільного родовища. За

літологічними ознаками можна виділити пласти: піщано-глинисту ( $T_{пг}$ ), піщану ( $T_{п}$ ), піщано-карбонатну ( $T_{пк}$ ) і глинисту ( $T_{г}$ ).

Піщано-глиниста товща складається з перешаруванням строкатобарвних, піщанистих, аргілітоподібних глин, глинистих, середньосцементованих алевролітів і дрібнозернистих, вапнистих пісковиків. Товщина піщано-глинистої товщі 126-174 м.

Піщана товща представлена пісковиками зеленувато-сірими, дрібно- і тонкозернистими, глинистими, в підшві товщі залягають конгломерати.

Товщина піщаної світи 63-117 м.

Піщано-карбонатна товща складена строкатобарвними піщанистими глинами і алевролітами з прошарками пісковиків різнозернистих, глинистих. Зустрічаються рідкі прошарки рожевих вапняків.

Товщина піщано-карбонатної товщі 36-70 м.

Глиниста товща представлена строкатобарвними, піщанистими глинами з прошарками пісковиків зеленувато-сірих і пісків світло-сірих, різнозернистих, вапнистих.

Товщина глинистих відкладів 135-194 м.

Юрська система ( $J$ ). Юрські відклади залягають на розмитій поверхні підстилаючих порід, представлених верхньою середньою пачкою.

Середній відділ ( $J_2$ ). Середньоюрський відділ представлений байоським, батським і келовейським ярусами.

Байоський ярус ( $J_2в$ ). Складається з сіро-зеленого дрібнозернистого глинистого пісковика з прошарками сірого пісковика та алевроліту зеленуватого, кварцового, глинистого, середньої зцементованості.

Потужність байоського ярусу 77-105 м.

Батський ярус ( $J_2вт$ ). розділений на два під'яруси: нижній і верхній.

Нижньобатські відклади ( $J_2вт_1$ ) представлені глинами сірими, щільними, підпорядкованими прошарками пісковиків і сидеритів.

Верхньобатські відклади (J<sub>2</sub>vt<sub>2</sub>) Він складений сіроглинистим алевролітом, шаром бурого вугілля та сірою алевритистою глиною. В середині відслонюються дрібнозернистий пісок і пісковик.

Потужність батського ярусу 125-156 м.

Келовейський ярус (J<sub>2</sub>k). Складається з двох пачок, нижня частина яких складається з лагуноподібної породи континентального походження з прошарками щільної глини та сірого алевроліту.

Нерозчленовані осади середнього і верхнього келовея складені зеленувато-сірими вапнистими глинами з прошарками алевролітів.

Потужність келовейського ярусу 28-57 м.

Верхній відділ (J<sub>3</sub>). Представлений оксфордським і кімериджським ярусами.

Оксфордський ярус (J<sub>3</sub>o). Відклади представлені сіро-зеленими щільними алевритистими глинами з дрібними вкрапленнями темно-сірих глинистих вапняків. У нижній частині оголюється шар вапняку.

Товщина оксфордських відкладів 50-89 м.

Кімериджський ярус (J<sub>3</sub>km). Складений глинами зеленувато-сірими, щільними, з прошарками вапняків і пісковиків.

Потужність кімериджських відкладів 98-134 м.

Палеогенова система (P). Трансгресії відкладів палеогенової системи залягають на розмитих поверхнях юрської системи.

Каневсько-бучацька світа (P<sub>2-1</sub> k+vi) складена, в основному глинистими, пісками кварцево-глауконітовими, зеленувато-сірими, які іноді переходять в слабощементований пісковик.

Потужність світи 20-36 м.

Київська світа (P<sub>2</sub>kv) представлена в нижній частині мергелями зеленувато-сірими, слюдистими, щільними, з базальним шаром фосфоритів, у верхній частині – глинами зеленувато-сірими.

Потужність київської світи 24-36 м.

Харківська світа (P<sub>2</sub>ch) представлена кварцево-глауконітовими пісковиками, зеленувато-сірими, дрібнозернистими, з прошарками зеленувато-сірих, піщанистих глин і алевролітів (Галко Т., Баранова Т., Уфімцев О., та ін. 2010).

Товщина світи 26-35 м.

Неогенова система (N). Відклади неогенової системи (полтавська світа N<sub>1pt</sub>) представлені глинами жовтувато-сірими, пісковиками буровато-сірими, дрібнозернистими пісками.

Потужність відкладів неогенової системи 25-45 м.

Четвертинна система (Q). Відклади представлені пісками, суглинками і глинами.

Потужність четвертинних відкладів 10-20 м. (Галко Т., Баранова Т., Уфімцев О., та ін. 2010).

### **1.3 Тектоніка**

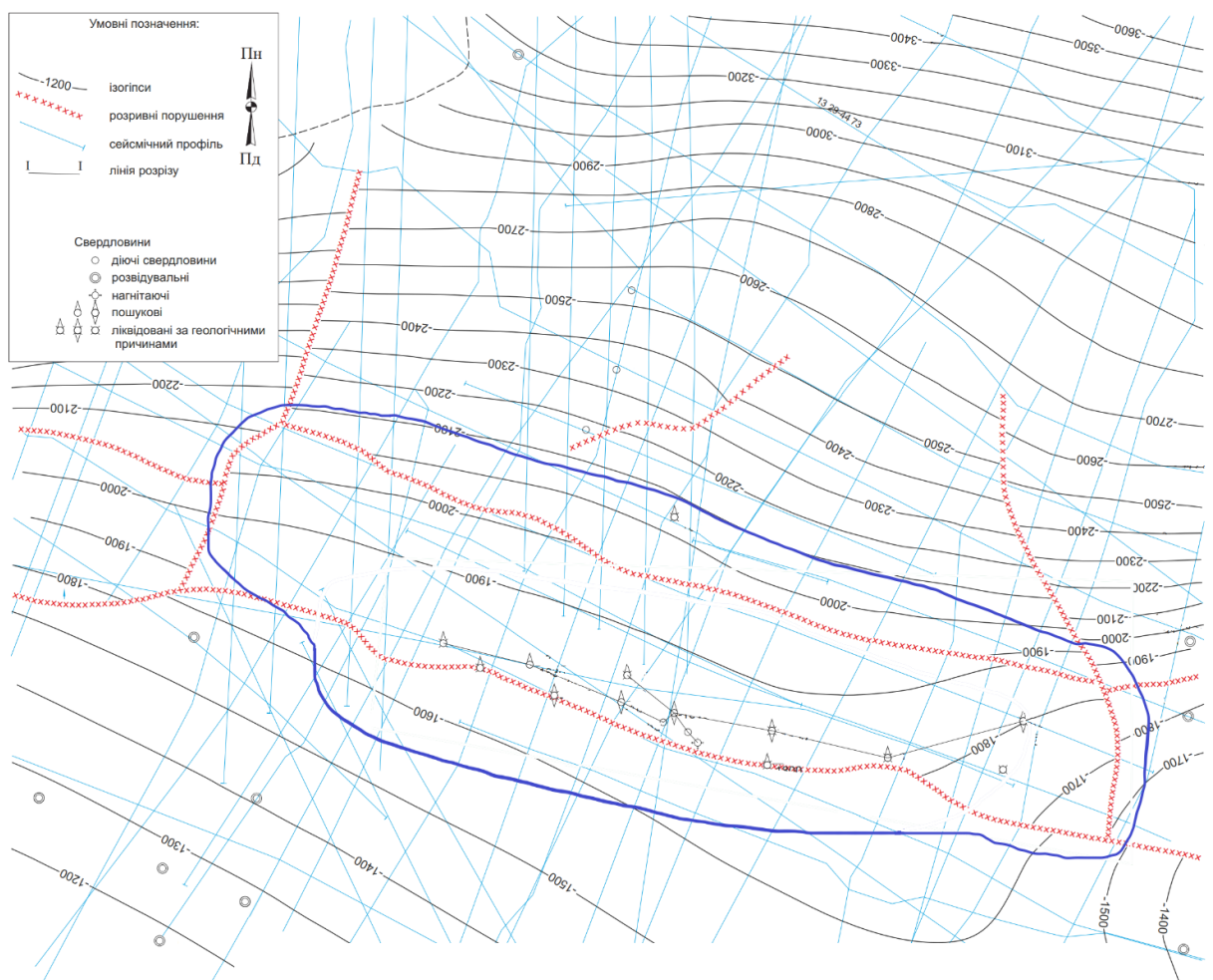
Геологічно, згідно зі схемою структурного районування сучасного Дніпровсько-Донецького нафтогазоносного регіону (за Ю.О. Арсірієм та О.К. Ципком), родовище розташоване в зоні глибокого прогину та його центрального грабена на Нехворощанського виступу фундаменту.

Основна інформація про структуру регіону, як і самого родовища, зібрана на основі регіональних, площинних і детальних сейсмічних досліджень, науково-тематичних робіт, параметричних, пошукових, структурних і бурових даних розвідувальних свердловин. (рис. 1.3.1).

Будова цієї частини западини, порівняно з іншими її елементами, досить складна і обумовлена найінтенсивнішим прогинанням в ранньокам'яновугільний час з накопиченням найбільших по товщині, в межах западини, відкладів турнейського і нижньовізейського комплексів (понад 2000 м) та значних товщин верхньовізейських утворень (до 1500 м) в умовах прояву блокової тектоніки та інтенсивного галокінезу. Внаслідок цього, дана територія

поєднує риси, властиві як північному схилу Українського кристалічного масиву, так і, власне, Дніпровському грабену (Галко Т., Баранова Т., Уфимцев О., та ін. 2010).

Поверхня кристалічного масиву являє собою чітко виражений загальний моносхил, розділений поперечними і поздовжніми нахилами на ряд піднятих і занурених блоків, що утворюють самостійні ступені. У зв'язку з цим докембрійські товщі дуже різноманітні за глибиною від 7500 до 8000 метрів.



*Рис. 1.3.1 – Структурна карта по відбиваючому горизонту Vb<sub>2-n</sub> (C<sub>2v</sub>)*

На фоні загального збільшення товщин в напрямку до центра западини має місце аномальність товщин окремих стратиграфічних комплексів, зумовлена нерівномірністю занурення території району розташування родовища (рис. 1.3.2 та 1.3.3).

Одночасно з циклічно-коливальними рухами з переважним зануренням всієї території і накопиченням значних товщин нижньокам'яновугільних відкладів (понад 2700 м) та девонських (до 3000 м) відкладів, суттєво проявлялись і структуроутворюючі фактори, які обумовили розвиток різноманітного типу піднять: антиклінальних форм облягання блоків фундаменту, солянокупольних та прискидових типів піднять, а також просторих моноантіклінальних схилів, ускладнених скидовими порушеннями субширотного та субрегіонального напрямків.

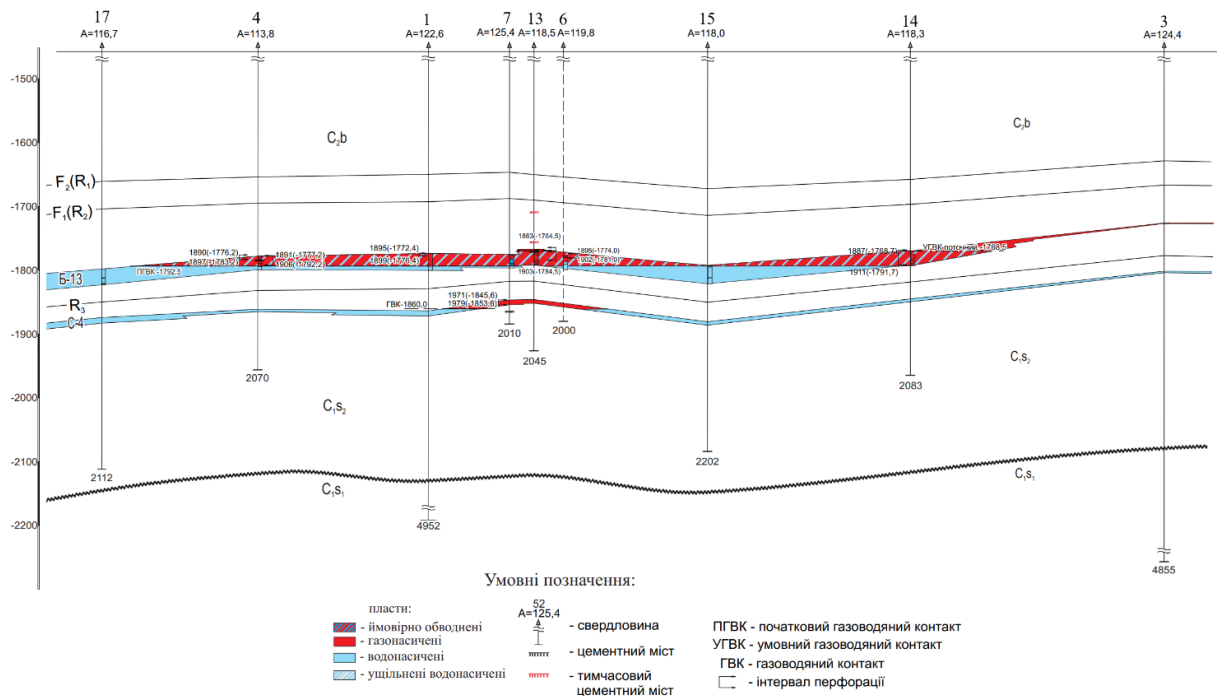


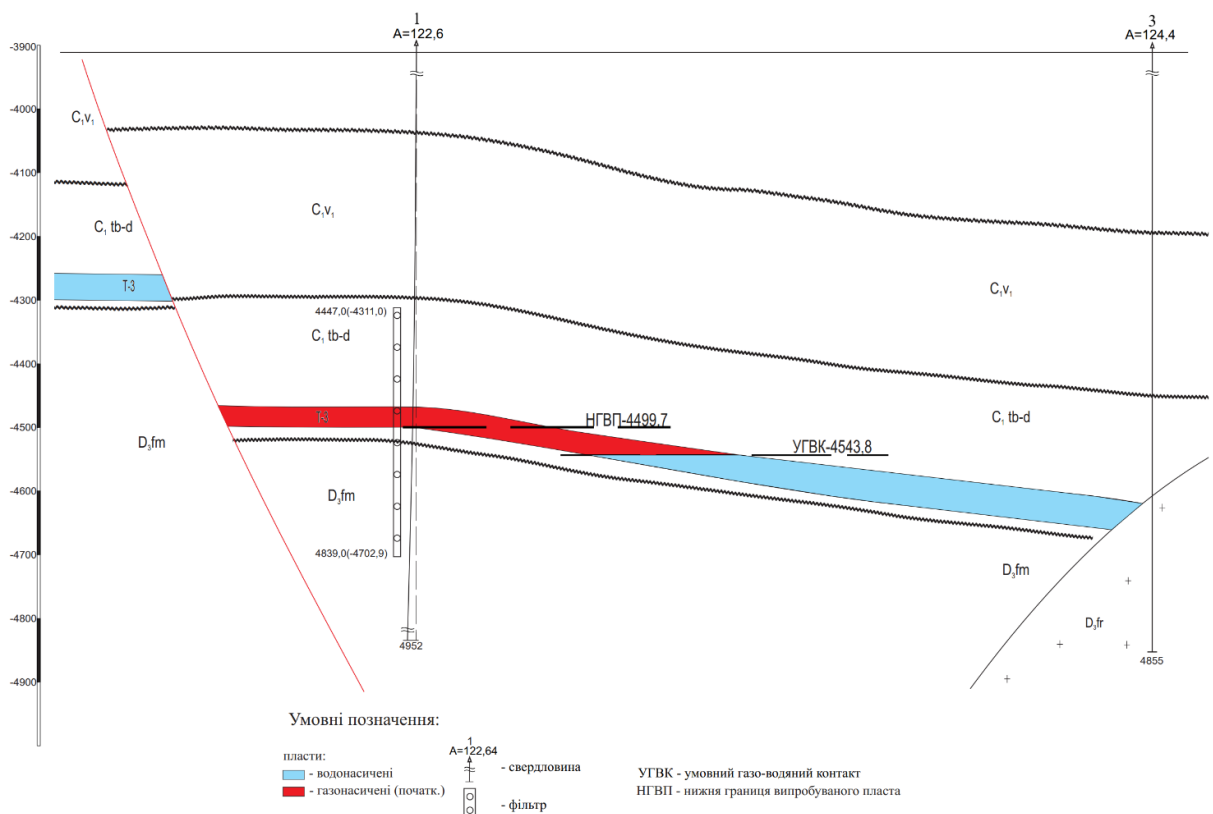
Рис. 1.3.2 – Геологічний розріз по лінії свердловин 17, 4, 1, 7, 13, 6, 15, 14, 3 досліджуваного родовища.

В структурно-тектонічному плані територія родовища по осадовому чохла належить до просторового моноклінального однойменного схилу, що сформувався в смузї поєднання південної прибортової зони з центральним грабеном і безпосередньо прилягає до північного крила групи структур, створюючи з ними єдиний тектонічний елемент (Братащук О.В., та ін. 2018).

Геологічна будова, власне, структурної форми вивчалась структурним, пошуковим бурінням та сейсмічними дослідженнями.

За своєю морфологічною характеристикою однойменне підняття з родовищем відноситься до неантиклінального типу, моноклінального типу, структурного підтипу, структурно-порушеного типу.

Судячи з умов формування в процесі осадонакопичення, структура відноситься до розривно-консолідованого прискидового типу підняття.



*Рис. 1.3.3 – Геологічний профіль по лінії свердловин 1 – 3 досліджуваного родовища.*

Утворення підняття зумовлене проявом блокової тектоніки. На поверхні кристалічного фундаменту підняття являє собою моноклінний блок. Глибина залягання поверхні фундаменту - підосви девонських відкладень досягає 7500 метрів.

Аналогічну конформну блокову будову має площа родовища і по девонських та кам'яновугільних відкладах. За даними сейсмічних досліджень та

по відбиваючому горизонту Vб-2п (C<sub>2</sub><sup>В</sup>) та структурного і пошукового буріння родовище приурочене до прискидової тектонічноекранованої нахиленої форми, обмеженої з боку підймання порід скидом з амплітудою 110-140 м.

Розміри площі структури, що обмежена поперечними та повздовжніми скидами, сягає 13,25x2,0-2,5 км, висота – до 150 м.

Скидові порушення, що ускладнюють структурну форму родовища та надають їй блокової форми, простежені сейсмічними дослідженнями та даними буріння.

За умовами розвитку скидове порушення, що контролює поклади родовища, належить до переривчасто конседиментаційного типу з максимальною амплітудою зміщення верств порід (понад 200 м) по девонських відкладах. На границях незгідності амплітуда скиду вверх по розрізу поступово зменшується, до 80 м по московських відкладах, вище по тріасових перерви не простежується (Братащук О.В., та ін. 2018).

Поперечні насуви обмежують нашу насувну структуру зі сходу на захід, з амплітудами 75 м і 100 м відповідно, падають в одному напрямку, роблячи підняття горстоподібним. Поздовжній розлом амплітудою 50 м утворює структурну межу з півночі і нахиляється в бік підняття єдиного схилу, належить до розлому і одночасно з основним розломом утворює грабен.

Таким чином, різноспрямованість і різні кути падіння цього розлому репозиціювання роблять структуру горстоподібною вздовж напрямку простягання та грабеноподібною вздовж кута падіння одного схилу. Таке особливе поєднання розрядних порушень і їх значна амплітуда (від 75 до 120 м) вздовж продуктивної частини розрізу в поєднанні з літологічним різноманіттям і приналежністю водопроникних порід-колекторів створює надійні пастки для промислового стану нафтових і газових покладів.

У мезозойських і кайнозойських відкладеннях палеозойська структурна форма не відображена на розрізі, а виражена лише градієнтом потужності і одношаровим ухилом.

Структура родовища базується на даних пробурених структурних свердловин, розвідувальних свердловин, розвідувальних і експлуатаційних свердловин, а також сейсмічних досліджень, які з високою надійністю відстежують основні розломи скидання, які контролюють критичну спрямовану структуру підняття моноклінічного порога. Визначена модель родовища є найімовірнішою, про що стверджують структурні побудови по реперних горизонтах  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_3$  покладами і всередині продуктивного розрізу (Галко Т., Баранова Т., Уфімцев О., та ін. 2010).

#### **1.4 Літолого-фізична характеристика продуктивних горизонтів**

Продуктивні горизонти родовища приурочені до відкладів нижньої частини башкирського ярусу середнього відділу та верхів серпуховського і турнейського ярусів нижнього відділу кам'яновугільної системи.

Відомості про літолого-фізичні властивості продуктивних горизонтів приводяться за даними промислово-геофізичних досліджень, а також лабораторних досліджень кернавого матеріалу.

Газоносність родовища пов'язана з теригенними колекторами гранулярного (порового) типу, які залягають серед аргілітів і глин.

За генезисом відклади продуктивної частини розрізу віднесені до мілководно-морських.

У розрізі родовища в межах продуктивної частини виділяють продуктивні горизонти нижньобашкирської товщі – Б-13, верхньосерпуховської – С-4 і турнейської – Т-3.

Нижня межа пористості для продуктивних горизонтів Б-13 і С-4 становить 12%, проникності -  $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , для горизонту Т-3 -  $K_n=7,0\%$ ,  $K_{пр}=1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  за даними ГДС.

Враховуючи ці дані зразки, які мають нижчі значення даних параметрів за граничні, тобто підняті з щільної частини горизонту, при підрахунку не враховувалися (Галко Т., Баранова Т., Уфимцев О., та ін. 2010).

### **Башкирський ярус**

Горизонт Б-13 розкритий в нижній частині башкирських відкладів. Горизонт складений перешаруванням пісковиків-колекторів з аргілітами.

Загальна товщина продуктивного горизонту по родовищу змінюється від 1,2 м до 29,6 м. Розкрита ефективна газонасичена товщина, яка коливається в межах від 0,8 м до 18,2 м, водонасичена товщина коливається в межах від 4,8 м до 26,2 м.

В західному напрямку пісковики поступово заміщуються щільними породами.

Відкрита пористість газонасичених колекторів за даними ГДС складає 14,0-28,5 %, водонасичених – 16,0-28,5 %, газонасиченість – 55-92 %.

Зразки були відібрані як з газонасиченої так і з водонасиченої частини пласта. Проходка з відбором керну по горизонту Б-13 складає 91,7 м. Винесення пісковика 41,6 м.

Пісковик сірий, масивний, тонко-мілкозернистий, шаруватий, слюдистий, поліміктовий з карбонатно-глинистим цементом (Братащук О.В., та ін. 2018).

Форма зерен зрізано-напівокатана, скалко-кутувата, контакти між зернами міцні, видовжені, рідко конформні, регенераційні. Порода складена кварцом (30-50 %), плагіоклазами (менше 1 %), слюдою (мусковіт, гідратований біотит – 10-15 %), уламки порід кремнію і глини (близько 40 %), спостерігаються дрібні скупчення лейкоксену, одиничні зерна циркону. Цемент складає 10-15 %, тип –

поровий, контактено-поровий, ділянками базальний, складений гідрослюдою, кристалічно-зернистим карбонатом (кальцит, анкерит) .

Фракційний склад пісковиків:

1,0 - 0,55 мм	від 1,45 % до 33,75 %;
0,5 – 0,25 мм	від 2,95 % до 62,0 %;
0,25 – 0,1 мм	від 4,5 % до 58,0 %;
0,1 – 0,01 мм	від 1,9 % до 52,7 %;
менше 0,01 мм	від 2,65 % до 27,5 %.

Аргіліти строкатоколірні, сірі, бурувато-сірі, коричнево-бурі, з фіолетовими плямами, щільні, шаруваті, слюдисті, алевритисті. Відомості про фізичні властивості продуктивного пласта Б-13 наведені у табл. 1.4.1.

*Табл. 1.4.1 – Відомості про фізичні властивості продуктивного пласта Б-13 за даними геофізичних та лабораторних досліджень*

№ св.	Інтервал продуктивного пласта	Загальна товщина продуктивного пласта, м	Ефективна (газонасичена) водонасичена товщина, м	Лабораторні визначення			ГДС	
				Відкрита поистість, % кількість визначень	(Газопроникність * 10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup> ) кількість визначень	Карбонатність, % кількість визначень	Пористість, %	Газонасиченість, %
1	1895,6-1922	26,4	(17,4) 6,4				(15,5-22) 22	(67-77) -
3	1849,2-1850,4	1,2	(1,2) -	-	-	-	(17) -	(55) -
4	1891-1912,2	21,2	(10,6) 4,8	(14,5-24,3) 47	(4,02-49,6) 25	(0,2-6,2) 27	(16,5-22) 21,8	(66-74) -
5	1755-1774,4	19,4	(-) 15,2	-	-	-	(18-22,4) -	-
6	1895,6-1918,6	23	(8,2) 11,8	-	-	-	(16-27) 23-24	(60-91) -
7	1899,6-1921	21,4	(7) 10,8	-	-	-	(18-28,5) 16-28,5	(71-83) -
12	1910-1939,6	29,6	(2,8) 25,2	(18,4-27,3) 27	(52,28-1253,94) 24	(0,5-43,9) 21	(22,5) 21-24	(68) -
13	1884,8-1909,6	24,8	(18,2) -	(20,4-27,6) 16	(12,1-1910,66) 14	(0,2-1,8) 8	(17-25) -	(70-92) -
14	1886,8-1910,2	23,4	(10,2) -	(15,6-21,9) 9	(2,91-1691,38) 6	(1,2-47,5) 5	(14-22) -	(50-82) -
15	1910,4-1938,4	28	(0,8) 26,2	(20,7-27,3) 45	(55,08-1522,95) 11	(0,2-16,9) 25	(24) 23-23,5	(64) -
16	1725,4-1748,2	22,8	(-) 21	-	-	-	(21-23) -	-
17	1913,8-1938,6	24,8	(-) 21	(17) 1	-	(0,7) 1	(21-22,5) -	-

#### **Серпуховський ярус Горизонт С-4.**

Розкритий в верхній частині серпуховських відкладів десятьма свердловинами. Представлений двома прошарками пісковиків з хорошими колекторськими властивостями. Зміна товщини і кількості прошарків пісковика спостерігається за рахунок їх виклинювання і заміщення щільними породами.

Загальна товщина продуктивного пласта змінюється в межах від 2,2 м до 43,8 м. Газонасичена товщина пласта становить 5,2 м та 6,6 м, розкрита

водонасичена частина з ефективною товщиною від 1,8 м до 22,4. За даними ГДС відкрита пористість газонасиченої частини складає 23,0-28,0 %, газонасиченість – 91-94,5 %, водонасиченої частини  $K_p=14,022,5$  %.

Проходка з відбором керну по горизонту складає 5,0 м, виніс пісковиків – 0,4м.

З продуктивної частини пласта керн не відбирався.

Пісковик поліміктовий, світло-сірий і сірий з бурим відтінком, переважно середньо- і крупнозернистий, з вапняковим і глинистим цементом, слюдистий.

Аргіліти сірі, темно-сірі, місцями чорні, щільні, місцями алевритисті, слюдисті, тонко- і косошаруваті.

В шліфі вапняк мілкозернистий, містить до 10 % дрібного раковинного детриту, розсіяний тонкий вуглистый детрит.

За лабораторними визначеннями відкрита пористість складає 19,2-20,9 %, газопроникність –  $6,17 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , карбонатність 4,6 %.

### **Турнейський ярус Горизонт Т-3.**

Представлений товщею пісковиків, розділених малопотужними прошарками аргілітів і глинистих вапняків.

Загальна товщина пласта сягає 45 м з яких лише 5,2 м ефективні газонасичені з  $K_p=7,5-15$  %,  $K_{нг}=89-93$  % за даними ГДС.

За лабораторними дослідженнями керну вдалось встановити лише карбонатність – 3,6-31,0 % з 8 відібраних зразків.

Проходка з відбором керну в пласті 4,6 м, винесення керну 2,8 м. Піднятий керн характеризує лише ущільнену частину розрізу продуктивного пласта.

Пісковики сірі, крупнозернисті, мікротріщинні, слюдисті з прошарками аргілітів чорних, щільних з включеннями рослинних решток і мікрофауни з ледь відчутним запахом вуглеводнів.

Тріщини різноорієнтовані, що служить головним шляхом фільтрації флюїдів.

Аргіліти чорні, щільні, з включенням мікрофауни і флори, з прошарками вапняку і гравеліту (Галко Т., Баранова Т., Уфимцев О., та ін. 2010).

Відомості про фізичні властивості продуктивного пласта Т-3 наведені у табл. 1.4.2.

*Табл. 1.4.2 – Відомості про фізичні властивості продуктивного пласта Т-3 за даними геофізичних та лабораторних досліджень*

№ св.	Інтервал продуктивного пласта	Загальна товщина продуктивного пласта, м	Ефективна (газонасичена) водонасичена товщина, м	Лабораторні визначення			ГДС	
				Відкрита поистість, % кількість визначень	(Газопроникність * 10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup> ) кількість визначень	Карбонатність, % кількість визначень	Пористість, %	Газонасиченість, %
1	4590,8-4635,8	45	(5,2) -	-	-	(3,6-31) 8	(7,5-15) -	(89-93) -

### 1.5 Нафтогазоносність

Газоконденсатне родовище №1 належить до нафтогазоносного району, в межах якого поклади вуглеводнів виявлені в широкому стратиграфічному діапазоні від середньокам'яновугільного до верхньодевонських відкладів. Родовище виявлене під час геологорозвідувальних робіт, що проводилися на зануреній північно-східній ділянці моноклінальної зони, де з метою пошуку покладів у нижньокам'яновугільних відкладах були пробурені чотири пошукові свердловини №1 (4952 м), №3 (4824 м), №4 (4855 м), №4 (4803 м). Перші три з них пробурені на повздовжньому профілі вздовж простягання монокліналі, розташовані на відстанях близько 6 км одна від одної. Свердловини №1 та № 2 пробурені на розвідувальному профілі вхрест простягання монокліналі, з відстанню між ними 1,8 км (Братащук О.В., та ін. 2018).

Свердловинами розкрито відносно добре вивчений розріз карбону, що корелюється від нижньовізейських до більш молодих утворень і розріз, який слабо зіставляється, більш давніх стратиграфічних комплексів надсольового девону. Найбільш перспективний розріз карбону і девону розкритий пошуковою свердловиною №1 (4952 м, D<sub>3fm</sub>), яка в 1979 році і відкрила газоконденсатне родовище №1. Свердловина розкрила два поверхи газоносності. Верхній – у середньокам'яновугільних відкладах, де в інтервалі глибин 1895,2-1916,0 м

розкриті газоносні пісковики башкирського горизонту Б-13. Нижній – у турнейських відкладах нижнього карбону та надсольових утвореннях верхнього девону, розкритих в інтервалі глибин 4450-4730 та 4730- 4952 м відповідно.

По результатах випробування за допомогою фільтрових труб, встановлених в інтервалі глибин 4447-4839 м, та необсадженої частини стволу в інтервалі 4839-4952 м було встановлено газонасиченість турнейсько-девонського комплексу. В ході освоєння свердловини отримали приплив газу. Через технічні причини роботи з інтенсифікації припливу не виконані і в 1979 році на свердловині проведене випробування середньокам'яновугільних відкладів. При випробуванні газонасичених за ГДС пісковиків горизонту Б-13 з інтервалу глибин 1899-1895 м отримано промисловий приплив газу.

Подальші розвідувальні роботи на родовищі №1 проводилися лише на башкирський продуктивний комплекс. За рахунок буріння ряду структурно-пошукових, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин було оконтурено поклад горизонту Б-13 та виявлено газоконденсатне скупчення у верхньосерпуховському продуктивному горизонті С-4, що введені в промислову розробку у 1985 році (Братащук О.В., та ін. 2018).

В період з 1998 по 1999 роки згідно проекту розробки родовища для залучення до промислової розробки залишкових запасів вуглеводнів продуктивних горизонтів Б-13 та С-4 було пробурені експлуатаційні свердловини №№ 5, 6, 7, 8, з яких лише дві – №6, 7 виявилися в контурі продуктивності.

У відповідності з новими даними, отриманими за результатами буріння експлуатаційних свердловин і уточнених структурних побудов, в 2009 році виконано нову геолого-економічну оцінку запасів газу та конденсату родовища, за матеріалами якої запаси родовища затверджені в ДКЗ України.

Згідно матеріалів ГЕО встановлено, що: Продуктивний горизонт Б-13 розкритий всіма свердловинами, окрім свердловин №№ 9, 10, 11 де він випадає по розривному порушенню амплітудою близько 100 м. Газонасичений за

даними ГДС в розрізах свердловин №№ 1, 3, 4, 6, 7, 12, 13, 14. Випробовувався в свердловинах №№ 1, 4, 12, 13, 14, 15. Промислові припливи газу отримані в свердловинах №№ 1, 4, 6, 13, 14. При випробуванні горизонту в свердловинах №№ 12, 15 отримано приплив газоводяної суміші та пластової води з виділенням горючого газу (Братащук О.В., та ін. 2018).

У східній частині родовища продуктивність горизонту Б-13 встановлена даними ГДС по свердловині №3.

Колекторами покладу горизонту Б-13 є пісковики. Загальна ефективна товщина пісковиків коливається від 1,2 до 28 м, ефективна газонасичена товщина пласта змінюється від 0,8 до 18,2 м.

В св. №8 колектор заміщений ущільненими породами. Лінія літологічного заміщення проведена на середині відстані між зазначеною свердловиною та двома іншими свердловинами. Газоводяний контакт покладу пласта Б-13 визначений за даними інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин № 1, 4, 12, 15, випробування свердловин №12, 15 і прийнято на абсолютній відмітці – 1792,5 м.

За ступенем геологічного вивчення запаси ВВ пласта Б-13 віднесені до розвіданих, категорія С1.

Продуктивний горизонт С-4 на родовищі розкритий у всіх свердловинах, крім свердловин №№ 6, 8, 9, 10 де він випадає з розрізу по порушенню, встановленому даними свердловинами.

Газонасичений за ГДС в розрізах свердловин №№ 7, 13. При випробуванні в експлуатаційній колоні свердловини №13 з інтервалу 1970-1963 м отримано промисловий приплив газу. При випробуванні в експлуатаційній колоні свердловини №7 з інтервалу 1979-1971 м також отримано промисловий приплив газу (Братащук О.В., та ін. 2018).

Тип покладу – пластовий, тектонічно-екранований. Розміри покладу 2,4 × 0,7 км, висота – 14,2 м.

Із півдня поклад обмежений порушенням амплітудою 140 м, північною межею покладу є лінія зовнішнього контуру газоносності (-1860,0 м). Встановлена відмітка газоводяного контакту обумовлена відповідно до даних підрахунку запасів ВВ методом падіння пластового тиску.

Колекторами даного горизонту є пісковики пористістю від 16,1 % (св. №5) до 26,5 % (св. №7). Пористість продуктивної частини пісковиків змінюється в межах від 23 до 25,8 %. Зміна загальної ефективної товщини коливається від 1,8 до 9,2 м (св. №16), ефективної газонасиченої – від 5,2 (св. №13) до 6,6 м (св. №7).

За ступенем геологічного вивчення запаси газу покладу пласта С-4 віднесені до геологічних, категорія С1.

Поклад пласта Т-3.

У свердловині №2 колектори за ГДС відсутні. Лінія літологічного заміщення проведена на середині відстані між двома свердловинами №№1, 2

В східній частині родовища свердловина увійшла в сіль на глибині 4720 м.

Фільтраційно-ємнісні властивості покладу горизонту Т-3 обґрунтовано на основі геофізичних та лабораторних досліджень, а також даних випробування свердловини №1 (Братащук О.В., та ін. 2018).

Продуктивна частина горизонту Т-3 за даними випробування знаходиться в інтервалі глибин 4590,8-4635,8 м. Поклад представлений прошарками газонасичених пісковиків товщинами від 0,8 до 3,2 м. Загальна ефективна товщина становить 5,2 м. Пористість пісковиків 9,1 %, газонасиченість – 90,2 %.

Тип покладу пластовий, екранований південним порушенням амплітудою 190 м і прийнятими контактами НГВП та УГВК.

Контакт НГВП прийнято по підшві пласта Т-3, розкритого в свердловині №1, абсолютна відмітка становить -4499,7 м. УГВК опущено нижче відмітки НГВП на загальну товщину пласта, тобто 44,1 м, і знаходиться на абсолютній відмітці -4543,8 м.

Розміри покладу в межах зовнішнього УГВК та тектонічного порушення становлять  $6,5 \times 1,2$  км, в межах НГВП –  $4,4 \times 0,7$  км, висота покладу становить 88,8 м.

Оцінка ресурсів газу покладу пласта Т-3 в межах УГВК (-4543,8 м) віднесена до категорії С3. За ступенем геологічного л вивчення запаси покладу в межах площі, обмеженої НГВП (-4499,7 м), відносяться до попередньо розвіданих (категорія С2).

На жаль, не дивлячись на те, що при випробуванні І об'єкту (4447- 4839 м (фільтр) – 4839-4952 м (необсаджена частина стволу)), який охопив відклади девону та турне, було отримано приплив газу, промислова газоносність верхньодевонської теригенно-карбонатної товщі на даний час залишається фактично не доведеною. Тому виникає нагальна потреба додаткового їх опошукування (Братащук О.В., та ін. 2018).

## **2. СЕЙСМІЧНІ АТРИБУТИ, ЯК ОДИН З ВАЖЛИВИХ ІНСТРУМЕНТІВ ДЛЯ АНАЛІЗУ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ СЕЙСМІЧНИХ ДАНИХ**

Сейсмічні атрибути — це геометрія, кінематика, динаміка та статистичні характеристики сейсмічних хвиль, які отримуються з сейсмічних даних до та після сумування шляхом математичної трансформації. Довгий час сейсмічні дані використовувалися лише для відстеження ліній сейсмічних хвиль, щоб окреслити геометрію та структурні характеристики нафтових і газових покладів. Насправді в сейсмічних даних приховано багато інформації про літологію, фізичні властивості та склад рідини. Як ми всі знаємо, характеристики сейсмічного сигналу зумовлені петрофізичними характеристиками та їх мінливістю. Геологам необхідно провести аналіз і калібрування атрибутів сейсмічних даних, для усунення викривлення даних і виявити фізичні та літологічні характеристики, приховані в даних сейсміки (Li & Zhao, 2014).

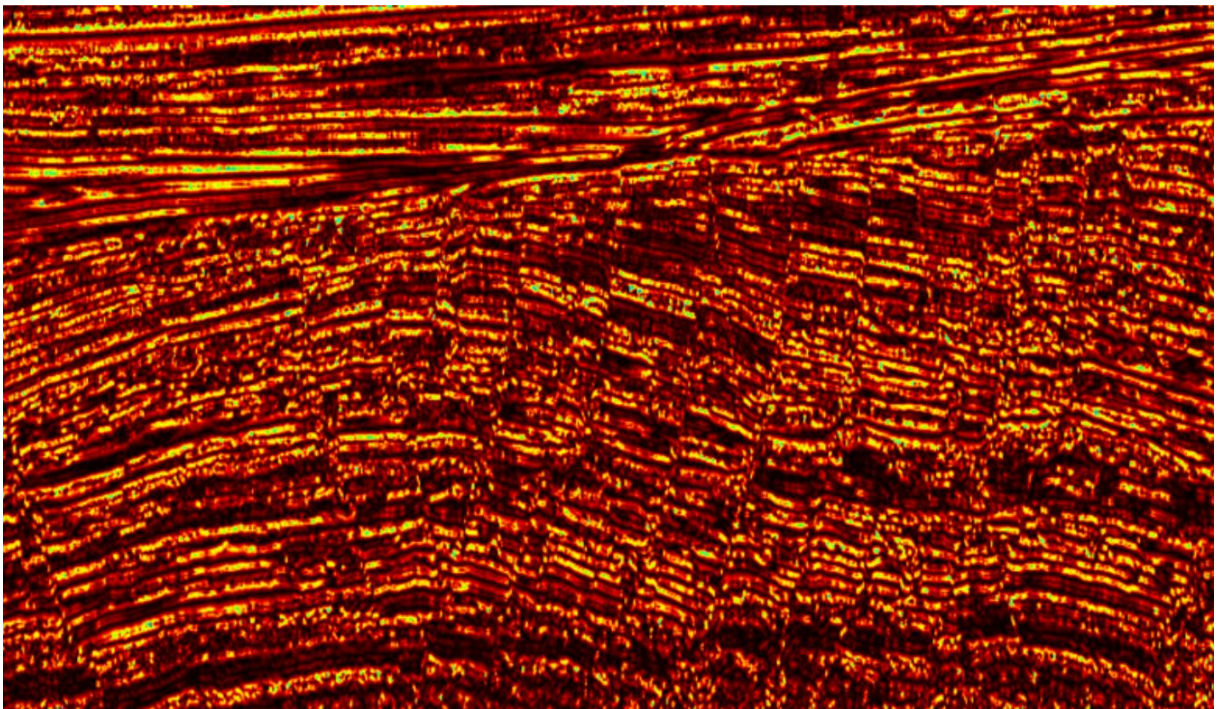
В останні роки з прогресом інтерпретації колекторів і потребами тривимірного (3D) аналізу сейсмічних даних вчені виявили все більше і більше нових атрибутів на основі звичайних сейсмічних атрибутів. У той же час збільшується кількість методів і засобів, що використовуються для розрахунку та аналізу сейсмічних атрибутів. Аналіз сейсмічних атрибутів був успішно застосований для літологічного прогнозу колекторів, прогнозування вуглеводневого потенціалу та оцінки властивостей колектора (Li & Zhao, 2014).

### **2.1 Сейсмічний атрибут Instantaneous bandwidth**

Пропускна здатність сигналу – це міра ширини його спектра, яку часто виражають як відстань, виміряну в герцах між точками з половинною потужністю плавного спектра (Marfurt, 2020).

Пропускна здатність (рис. 2.1.1) є найкращою мірою роздільної здатності. Вузькосмугові низькочастотні спектри не можуть відображати тонкі шари, тоді як вузькосмугові високочастотні спектри дають розмиті, неоднозначні зображення

тонких шарів. В ідеалі, ширина смуги пропускання оцінюється шляхом безпосереднього вимірювання спектра даних за допомогою перетворення Фур'є або спектрального розкладання. На противагу цьому, більшість пакетів інтерпретації включають миттєву характеристику смуги пропускання, яка визначається як відношення похідної миттєвої кривої до самої миттєвої кривої. Альтернативною мірою є оцінка подвоєного стандартного відхилення спектра від його середнього значення. Математика обох наближень припускає, що сейсмічні дані мають приблизно гаусівський спектр – погане припущення, якщо обробка доклала багато зусиль, щоб зробити спектр якомога більш плоским (Marfurt, 2020).



*Рис. 2.1.1 – Приклад розрізу сейсмічних даних, розрахованих за атрибутом Instantaneous bandwidth.*

## **2.2 Сейсмічний атрибут Instantaneous phase**

Атрибут миттєвої фази задається формулою:

$$\phi(t) = \arctan \left| \frac{H(t)}{T(t)} \right|$$

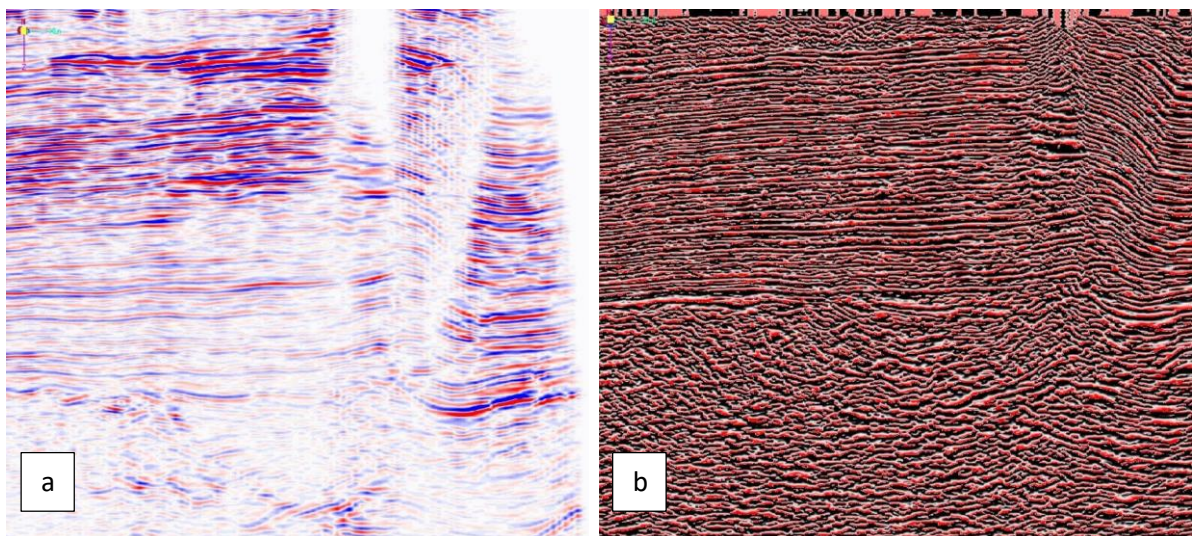
Сейсмічна траса  $T(t)$  та її перетворення Гільберта  $H(t)$  пов'язані з кривою  $E(t)$  та фазою  $\phi(t)$  наступними співвідношеннями:

$$T(t) = E(t)\cos(\phi(t))$$

$$H(t) = E(t)\sin(\phi(t))$$

Миттєва фаза вимірюється в градусах  $(-\pi, \pi)$ . Вона не залежить від амплітуди та показує безперервність і перервність подій. Фаза вздовж горизонту не повинна змінюватися, зміни можуть виникнути, якщо є проблема вибору, або якщо шар змінюється збоку через «провали» або інші явища. Цей атрибут корисний як:

- Найкращий показник латеральної безперервності.
- Відноситься до фазової складової поширення хвилі.
- Може використовуватися для обчислення фазової швидкості.
- Не має інформації про амплітуду, тому представлені всі події.
- Краще зображує безперервності, межі послідовності.
- Використовується для обчислення миттєвої частоти та прискорення.



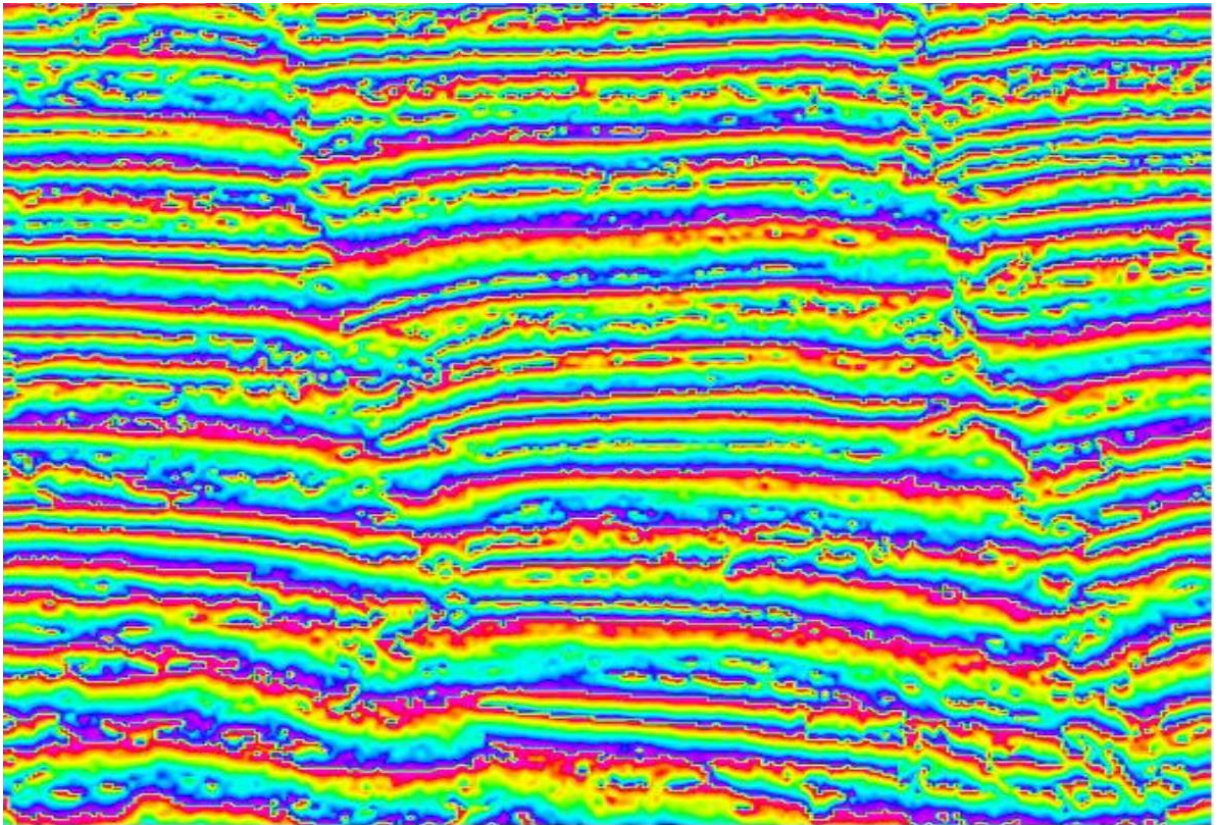
*Рис. 2.2.1 – (а) показує нормальний сейсмічний розріз, (б) його фазовий розріз.*

Спостерігається безперервність відбиття на рис. 2.2.1 (б).

Косинус миттєвої фази  $C(t)$ :

$$C(t) = \cos(-\phi(t))$$

Косинус миттєвої фази також не залежить від амплітуди і дуже добре показує шарування. Цей атрибут більш плавний, ніж фаза (яка має розриви), і тому корисний для процедур автоматичної класифікації (рис. 2.2.2) (Liang та ін., 2019).



*Рис. 2.2.2 – Миттєва фаза – кут фази сейсмічного сигналу в певний момент часу.*

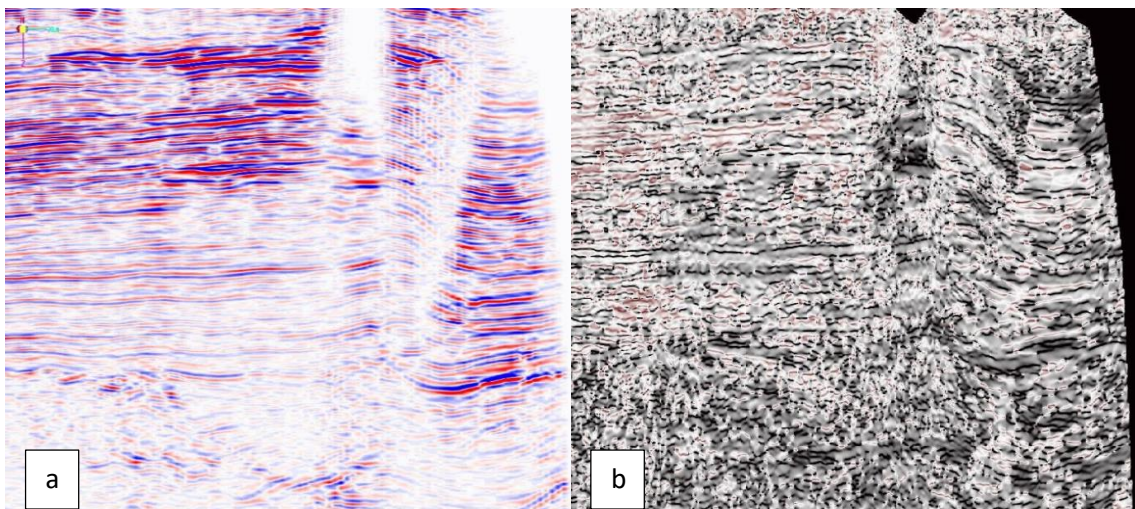
### 2.3 Сейсмічний атрибут *Instantaneous frequency*

Миттєва частота – це похідна фази за часом, тобто швидкість зміни фази:

$$F(t) = d(-\phi(t))/dt$$

Миттєва частота являє собою середню амплітуду вейвлета (D.Subrahmanyam & P.H.Rao, 2008).

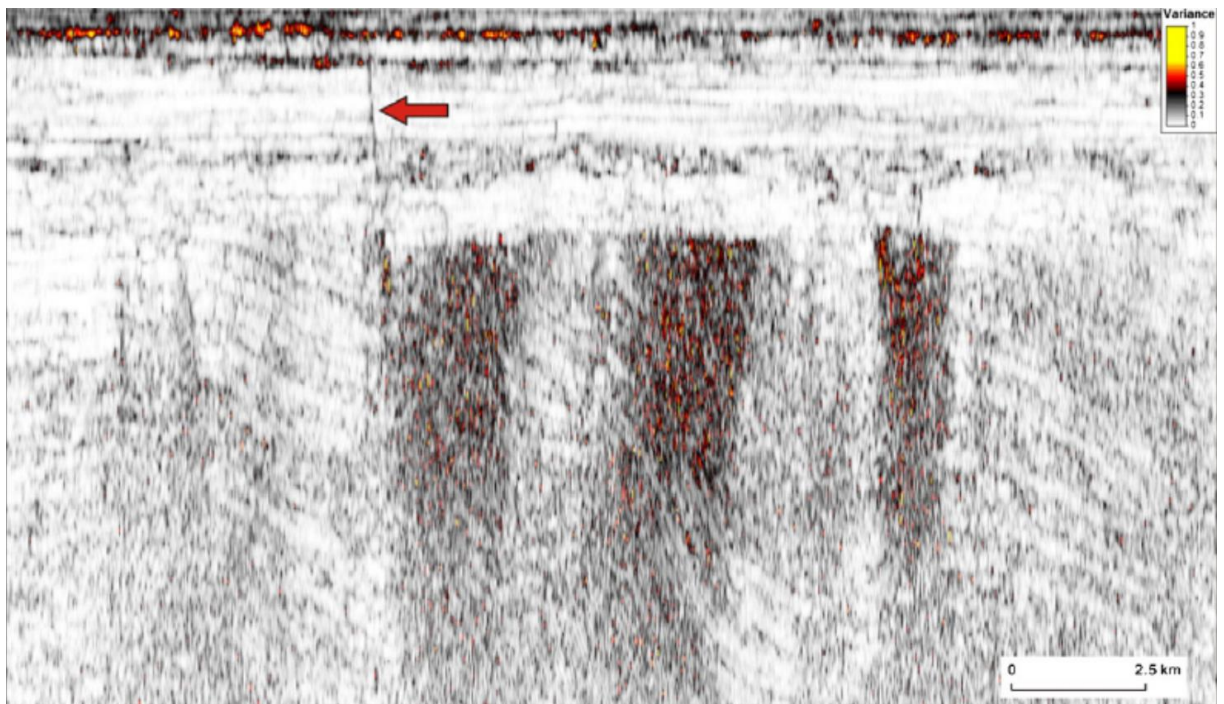
- Миттєва частота може вказувати на товщину шару, а також параметри літології.
- Відповідає середній частоті (центроїду) амплітудного спектру сейсмічного вейвлета.
- Кореляція сейсмічних характеристик, позначає край тонких шарів з низьким опором.
- Індикатор вуглеводнів за низькочастотною аномалією.
- Цей ефект кілька разів підсилюється неущільненими пісками через масляний вміст пор.
- Індикатори зони руйнування, відображаються як зони з нижчою частотою.
- Більш високі частоти вказують на гострі межі розділу або тонкий сланцевий шар, нижчі частоти вказують на насичений піском шар.
- Індикатор співвідношення пісок/сланець.



*Рис. 2.3.1 – (a) є звичайним сейсмічним розрізом, (b) його відповідним частотним розрізом. Частотний розріз показує низькочастотну аномалію на малих глибинах, що вказує на наявність дрібного газу (D.Subrahmanyam & P.H.Rao, 2008).*

## 2.4 Сейсмічний атрибут Variance (Edge method)

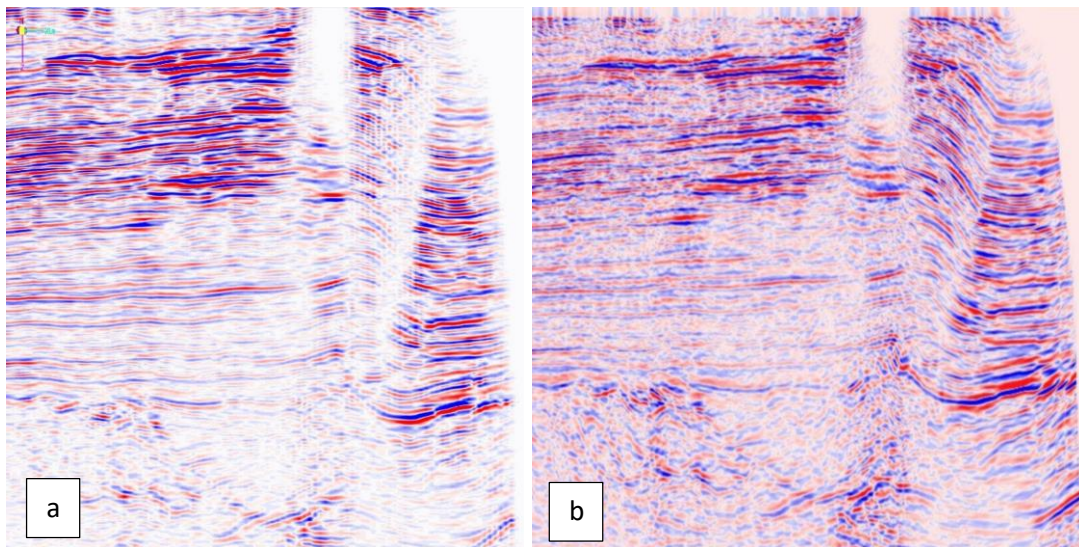
Атрибут дисперсії, який є крайовим методом, вимірює подібність форм хвилі або трас, розташованих поруч над заданими бічними та/або вертикальними вікнами. Таким чином, він може відображати розриви сейсмічних даних, пов'язані з розломами або стратиграфією. Атрибут дисперсії дуже ефективний інструмент для розмежування розломів і країв каналів як на зрізах горизонту, так і на вертикальному сейсмічному профілі. Доведено, що атрибут дисперсії допомагає отримати зображення каналів і розломів (Pigott та ін., 2013,), а також використовується для безпосереднього відображення основних зон розломів, тріщин, неузгодженостей і основних меж секцій (рис. 2.4.1) (Sanhasuk Koson та ін., 2014).



*Рис. 2.4.1 – Приклад атрибута відхилення, що показує помилку, виділену червоною стрілкою. Найтемніші ділянки, які утворюють вертикальні смуги, можуть свідчити про зони розлому (Pigott та ін., 2013)*

## 2.5 Сейсмічний атрибут *Relative acoustic impedance*

Цей атрибут обчислює поточну суму траси, до якої застосовано фільтр низьких частот. Це індикатор зміни імпедансу. Фільтр низьких частот застосовується для усунення зсуву постійного струму, типового для даних імпедансу. Якщо значення фільтра низьких частот дорівнює нулю, він не застосовується. Обчислена траса є результатом простого інтегрування складної траси. Вона являє собою апроксимацію високочастотної складової відносного акустичного опору (D.Subrahmanyam & P.H.Rao, 2008).

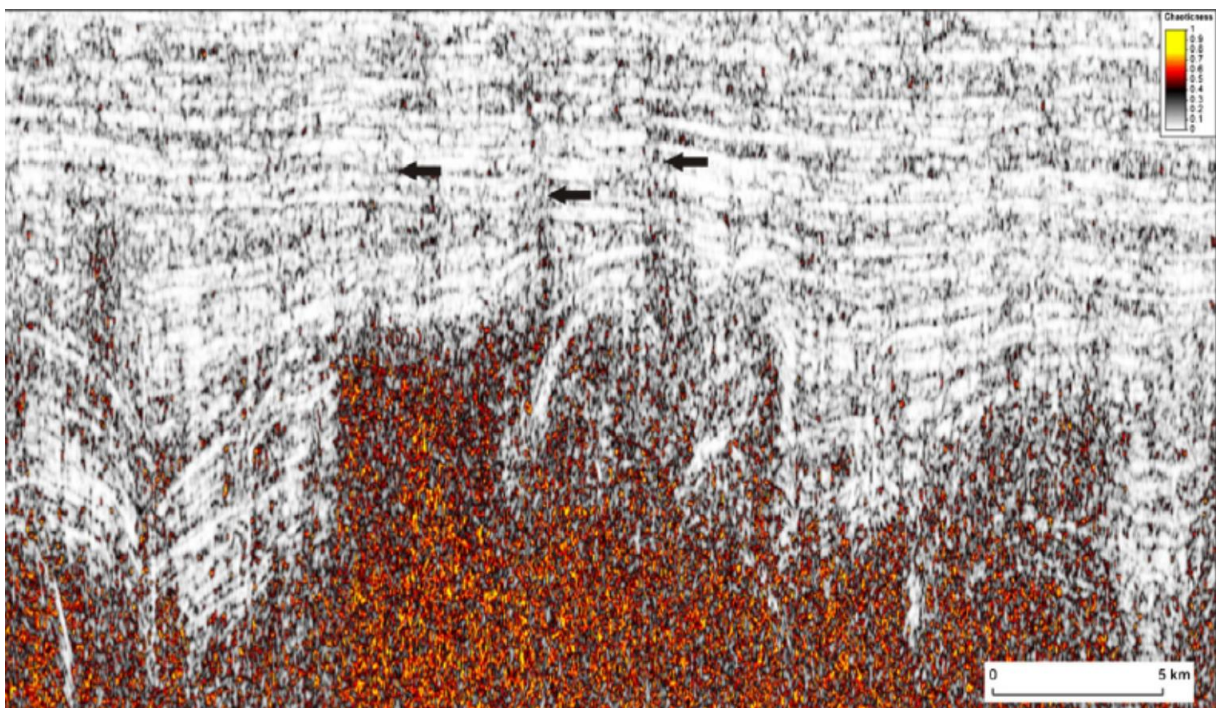


*Рис. 2.5.1 – (a) — нормальний сейсмічний розріз, а (b) — його відповідний відносний акустичний імпеданс.*

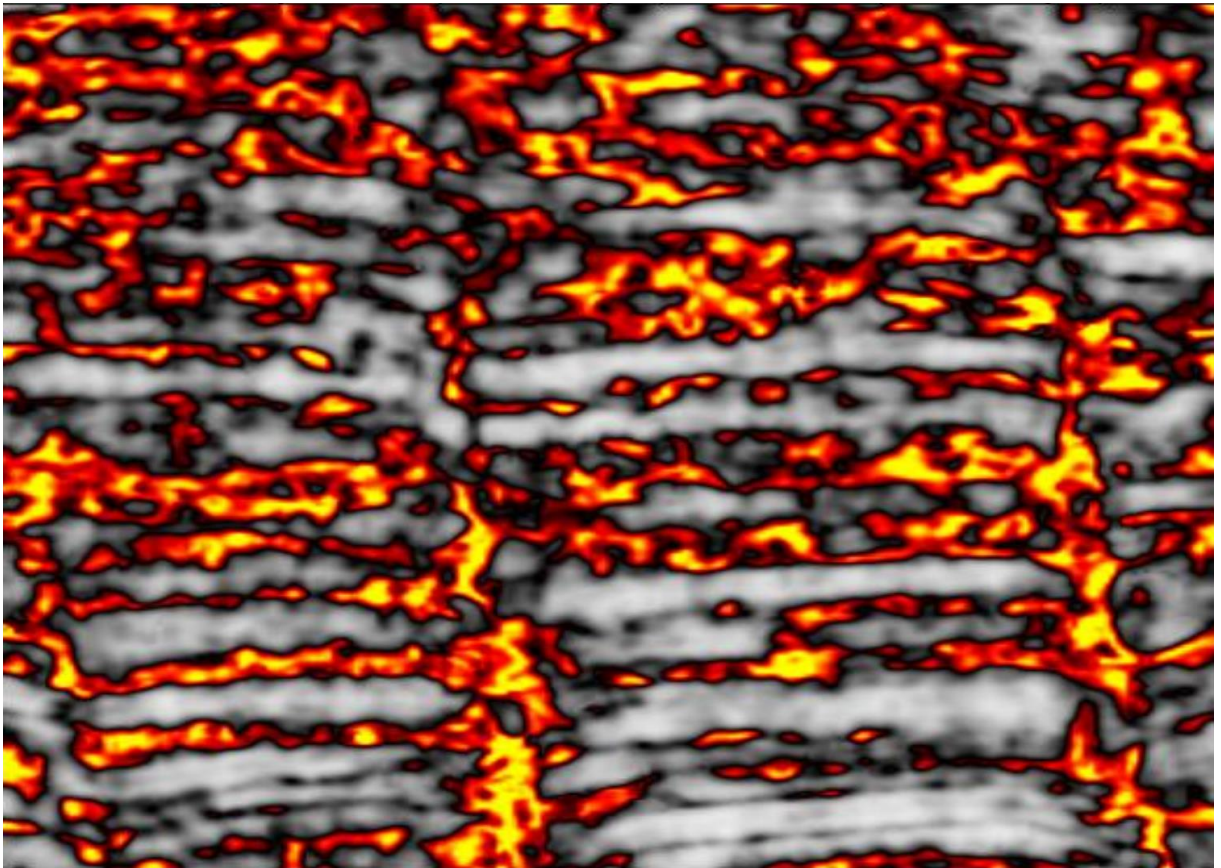
## 2.6 Сейсмічний атрибут *Chaos*

Атрибут хаосу (рис. 2.6.1) визначається як міра «відсутності організації» в методі оцінки падіння та азимута. Іншими словами, атрибут хаосу може виявляти хаотичні текстури в сейсмічних даних, які можуть безпосередньо підсвічувати місця зриву відбивача. Через переривчастий характер крупнозернистих відкладів у заповненнях каналів це може спричинити хаотичну картину сигналу, що міститься в сейсмічних даних. Отже, атрибут хаосу використовується для розрізнення різних фацій відкладів у літологічних варіаціях середовищ

(наприклад пісок і сланці). Зони максимальної хаотичності вказують на зони розривів рефлектора, такі як зони розломів, кутові неузгодженості, руслові піщані тіла та можливі зони тріщин (Sanhasuk Koson та ін., 2014). На рис. 2.6.2 незабарвлені значення вказують на мінімальну хаотичність і відповідають передбачуваний безперервності шару (Pigott та ін., 2013). Точкові смуги та канали можна спостерігати як на сейсмічному профілі, так і на часовому зрізі горизонту атрибутів хаосу (Koson S., 2014).



*Рис. 2.6.1 – Атрибут Chaos відображає зону розлому, а чорні стрілки вказують на деякі з цих розломів, які добре виявлені (Pigott та ін., 2013)*



*Рис. 2.6.2 – Атрибут хаосу, міра «відсутності організації» в методі оцінки падіння та азимута.*

## 2.7 Сейсмічний атрибут Sweetness

Яскравість (миттєва амплітуда, поділена на квадратний корінь з миттєвої частоти) визначається як крива траси  $a(t)$ , поділена на квадратний корінь із середньої частоти  $f_a(t)$ , як представлено у рівнянні:

$$s(t) = \frac{a(t)}{\sqrt{f_a(t)}}$$

Sweetness – це атрибут, призначений для ідентифікації "яскравих плям" – місць, схильних до нафтогазоносності, а також покращує візуалізацію відносно грубозернистих (піщаних) інтервалів або тіл. Визначення "яскравості" мотивоване спостереженням, що в молодих уламкових осадових басейнах, яскраві плями, зображені на сейсмічних даних мають високі амплітуди і низькі частоти. Таким чином, високі значення яскравості, швидше за все, вказують на

нафту та газ (Radovich & Oliveros, 1998). Яскраві аномалії, що становлять інтерес, відповідали аномаліям сили відбиття.

Hart (2008) припускає, що яскравість є особливо корисна для виявлення каналів. Аномалії цього атрибута інколи розташовані в тому ж місці, що й атрибути RMS амплітуди та кривої через їхні фізичні властивості. Приклад для атрибуту sweetness наведено на рис. 2.7.1. Крім того, зображення атрибуту "яскравість" у плані було доведено, що воно показує велику деталізацію щодо геоморфологічних особливостей, такі як піщані тіла з точкових барів та розподільчих каналів (Koson S., 2014). Хоча атрибут яскравості може покращити характеристики русла, розломи/тріщини важко ідентифікувати на горизонтальній карті, можливо, через невелику або повну відсутність бічних літологічних контрастів уздовж площини розломів.

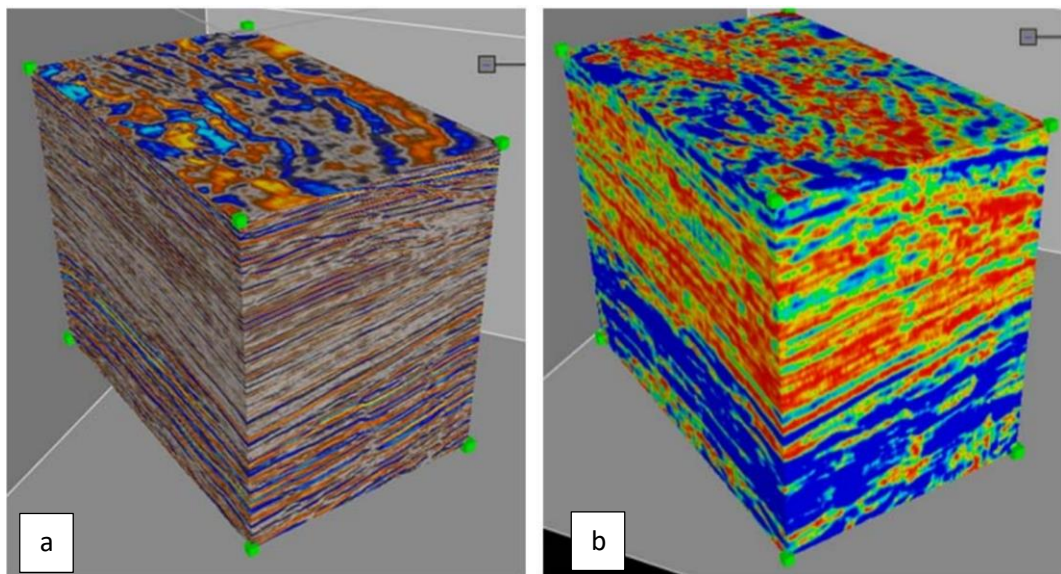
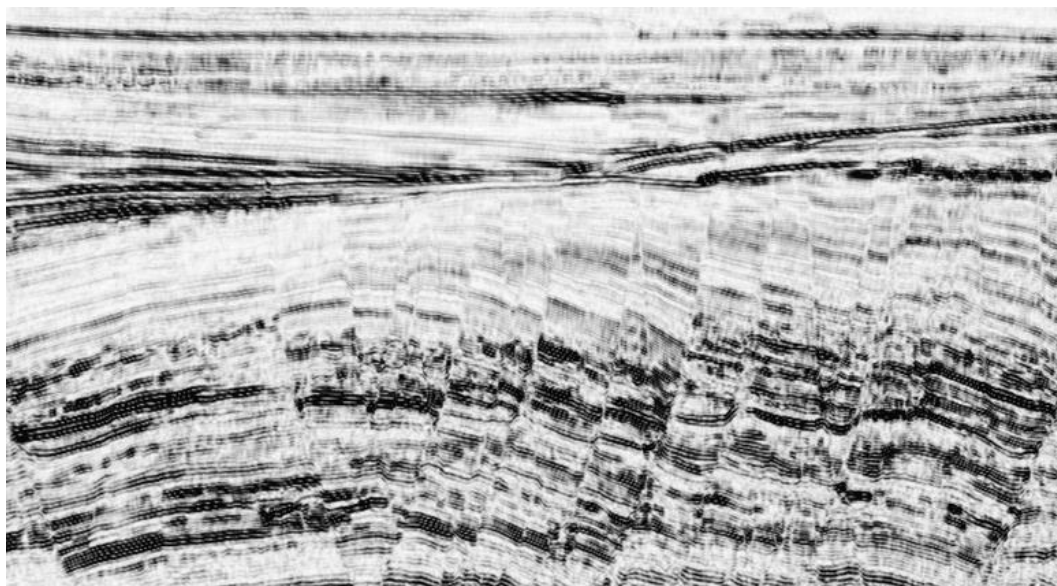


Рис. 2.7.1 – Приклади початкового об'єму (а) та отриманого об'єму атрибута яскравості (b). Значення атрибутів варіюються від 0 (червоний) до 19,05 синього кольору (Landmark Software Manager, б. д.)

## 2.8 Сейсмічний атрибут Gradient magnitude

Величина миттєвого градієнта, обчислена в тривимірному околі вибірки. Для параметра "Величина градієнта" немає заданих параметрів, але обмеження діапазону таблиці кольорів може допомогти висвітлити різні аспекти результатів (рис. 2.8.1).



*Рис. 2.8.1 – Приклад розрізу сейсмічних даних розрахованих за атрибутом Gradient magnitude.*

### 3. МЕТОДИКА ОБРОБКИ СЕЙСМОРОЗВІДУВАЛЬНОЇ ІНФОРМАЦІЇ 3D НА ДОСЛІДЖУВАНІЙ ПЛОЩІ №1

Обробка матеріалів 3D сейсморозвідки на досліджуваній площі №1 була виконана в центрі обробки та інтерпретації геолого-геофізичної інформації в програмі Echos Personal (Paradigm) для обробки сейсмічної інформації, а також в системі Epos 3 GeoDepth (Paradigm) для виконання пре-стек міграції на кластері uSystem ErgoLAN i2. Об'єм польової інформації склав 151,6 ГБайт, а результативного кубу – 4,1 ГБайт (873 SubLine і 420 CrossLine).

Схему розташування сейсмічних спостережень 3D на досліджуваній площі в системі обробки Echos показано на рис. 3.1 .

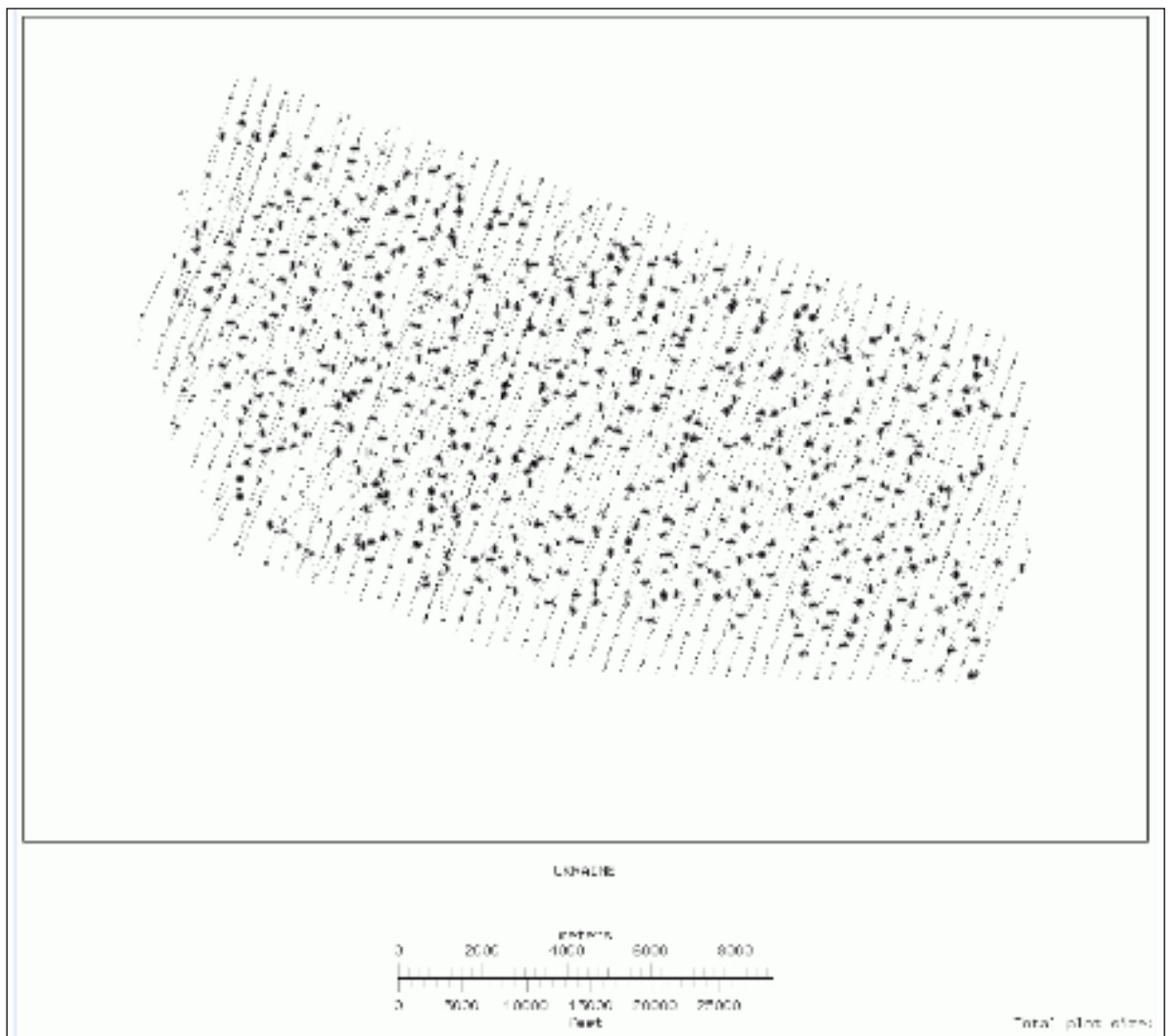


Рис. 3.1 – Схема розташування спостережень 3D на досліджуваній площі.

### **3.1. Узагальнений граф обробки сейсмічних даних 3D використаний на досліджуваній площі №1**

1. Введення польових даних формату SGY в робочий проект (програма GIN).
2. Надання сейсмічним трасам даних про геометрію спостережень 3D (програма PROSHOT).
3. Обчислення апіорних статичних поправок (програма DATUM3D).
4. Ручне редагування даних (програми EDIT, IEDIT).
5. Визначення апіорних кінематичних поправок (програми QUIXTAT, VELDEF).
6. Перша розрахована сума даних з апіорними характеристиками (програми QUIXTAT, NMO, MUTE, AGC, SORT, STACK).
7. Сортування за віддаленнями пункт збудження – пункт приймання для простеження перших вступів заломлених хвиль (програми EDIT, SORT).
8. Розрахунок апіорних статичних поправок за методом томографії заломлених хвиль. Простеження заломлених хвиль для розрахунку апіорних статичних поправок за методом заломлених хвиль з урахуванням ЗМШ (програми BALANCE, FBNET).
9. Розрахунок апіорних статичних поправок за методом заломлених хвиль з урахуванням ЗМШ для рівня приведення +100 м (програма REFSOL).
10. Перша сума з апіорними параметрами та статичними поправками, розрахованими за методом заломлених хвиль з урахуванням ЗМШ (програми QUIXTAT, NMO, MUTE, AGC, SORT, STACK).
11. Перед обробкою сейсмограм здійснюється редагування, видалення шуму та нульових трас, введення апіорних статичних поправок, які враховують зміщення мікросейсмічних хвиль, послаблення постійної складової траси, відновлення підсилення амплітуд з урахуванням сферичного розходження. Після цього значення заголовків зберігаються в базі даних сейсмограм,

розраховуються логарифми енергетичних спектрів трас, а також визначається бінарна кратність перекриття. (програми EDIT, IEDIT, QUIXTAT, GAIN, LFAF, AMPSCAL, DEBIAS, HDRMATH, SURFAN).

12. Поверхнево-узгоджене вирівнювання амплітуд, прогнозує деконволюція, усунення звукових хвиль, фільтрація по кутах нахилу для усунення періодичних хвиль-завад, нормування сейсмограм, балансування, сортування по СГТ (програми SURFAMP, DECONA, NMO, TMDDF, NMO, DEBIAS, ENSEQU, BALANCE, SORT).

13. Сума після деконволюції з статичними апіорними поправками, обчисленими за методом заломлених хвиль з урахуванням ЗМШ (програми NMO, MUTE, AGC, STACK).

14. Перший аналіз кінематичних поправок (програми MUTE, AGC, VELDEF).

15. Сума після першої корекції кінематичних поправок (програми NMO, MUTE, AGC, STACK).

16. Перша корекція поверхнево-узгоджених статичних поправок за просторовим нахилом горизонтів, розрахунок часових зсувів (програми NMO, MUTE, AGC, STAT3D).

17. Сума після першої корекції поверхнево-узгоджених статичних поправок (програми QUIXTAT, NMO, MUTE, AGC, STACK).

18. Другий аналіз кінематичних поправок (програми QUIXTAT, MUTE, AGC, VELDEF).

19. Сума після другого аналізу кінематичних поправок (програми QUIXTAT, NMO, MUTE, AGC, STACK).

20. Друга корекція поверхнево-узгоджених статичних поправок за просторовим нахилом, розрахунок часових зсувів (програми QUIXTAT, NMO, MUTE, AGC, STAT3D).

21. Сума після другої корекції статичних поправок (програми QUIXTAT, NMO, MUTE, AGC, STACK).
22. Сума з останньою корекцією статичних поправок, трім-статика (програма TRIM3D).
23. Отримання фінального часового розрізу після 3D просторової деконволюції (програма FXY)
24. Підготовка швидкісної моделі для часової міграції, визначення і згладжування швидкостей міграції (програма VELSMO).
25. Підготовка частотних зрізів для 3D пост-стек FX часової міграції (програма FSLOAD).
26. Остання різницева часова міграція частотних розрізів кубу в районі Omega-X (програма MIGFX3D).
27. Конвертація мігрованого кубу в формат VDS та відновлення м'юїтинга (програми FXUNLD, MUTE, EDIT, DSOUT).
28. Підготовка часових зрізів по мігрованому кубу (програми DSIN, HDRMATH, WRITETS).
29. Запис результативних кубів та сейсмограм СГТ у форматі SEG-Y для виконання пре-стек міграції в системі GeoDepth (Paradigm).
30. Запис результативних кубів у форматі SEG-Y для роботи в інтерпретаційній системі Petrel (Schlumberger).

У першому етапі обробки було визначено ефективність основних процедур стандартної обробки даних, включаючи одноканальні та багатоканальні методи, за допомогою тестування. Це дозволило вибрати найкращі параметри їх застосування, включаючи регулювання амплітуд, послаблення швидкісних хвиль-завад середньої та низької частот, а також м'юїтинг.

Первинні записи сейсмічних даних потребували ручного редагування, щоб видалення траси, які містили інтенсивні регулярні та нерегулярні завади. Особлива увага була приділена трасам, які були близько до пункту збудження,

де присутні інтенсивні завади високої енергії. Редагування було виконано за допомогою інтерактивного аналізу всіх сейсмограм на екрані комп'ютера, а результати були внесені до бази даних проекту.

Для послаблення шумових складових, які створює джерело сейсмічних коливань, а також для амплітудного масштабування використовувалась програма AMPSCAL (Колісніченко В.Г., Чуприна А.М. 2017).

Щоб поліпшити вертикальну роздільну здатність хвильового поля, було використано поверхнево-узгоджене вирівнювання амплітуд та мінімально-фазову прогнозуючу деконволюцію DECONA з певними характеристиками для початкових сейсмозаписів:

- довжина оператора 81 дискрет;
- 0,5% білого шуму;
- перший інтервал розрахунку оператора фільтру охоплював цільові горизонти:
  - на першому каналі  $T_0=500-3500$  мс;
  - на останньому каналі  $T_0=3000-4500$  мс;
- другий інтервал розрахунку охоплював цільові горизонти:
  - на першому каналі  $T_0=2500-6000$  мс;
  - на останньому каналі з  $T_0=4000-6000$  мс;
- довжина вікна передбачення 32 мс.

Ця процедура дозволила покращити роздільну здатність запису та значно знизити рівень низькочастотних завад на всьому записаному проміжку хвильового поля.

Звукові хвилі на сейсмограмах були значно послаблені за допомогою програми GAIN, а регулярні завади, кінематично близькі до перших вступів заломлених хвиль, які вірогідно відповідають залишковому кореляційному шуму при кореляції збуджуваного та реєстрованого свіпів, були вилучені за допомогою

згладженого середнього динамічного глибинного фільтру програмою TMDDF з такими параметрами:

- кути нахилу променів від  $-15$  до  $+15$  мікросекунд/м;
- кількість променів 15.

Для підрахунку середнього значення амплітуди використовувались 5 трас, оскільки цей інтервал виходить за межі кінематики основних цільових відбиваючих горизонтів. Програма TMDDF, застосована до необроблених сейсмічних записів, вона значно послаблює фон низькошвидкісних збурень і покращує кореляцію полів зору об'єкта для подальшої обробки, також вони включені для корекції статичних поправок, швидкісного аналізу, міграції тощо. Також для послаблення шуму поверхневих хвиль-завад використовувалась програма низькочастотної матричної фільтрації LFAF.

З метою корекції амплітудних аномалій, викликаних джерелом збудження, була використана програма ENSEQU, яка робить вирівнювання комплексів пункту збудження. Для масштабування амплітуд сейсмічних записів використовувалась програма BALANCE.

Параметри глушіння (програма глушіння) підбиралися експериментально з урахуванням розтягування сигналу при введенні кінематичних поправок. Метою програми MUTE є видалення з регіонів, де вперше було введено інтенсивну обробку даних. Застосовані параметри приглушення використані для виправлення статичних і кінематичних поправок (Колісніченко В.Г., Чуприна А.М. 2017).

Значну увагу приділено визначенню швидкості спільної глибинної точки за участю програми VELDEF. Необроблена сейсмограма, яка використовується для аналізу швидкості та проходить повну обробку, описану вище, показана на рис. 3.1.1 – 3.1.2. На рис. 3.1.3 – 3.1.4 демонструється амплітудний та спектральний аналіз початкових сейсмограм до і після процедур попередньої обробки, які відображають розширення амплітудного та частотного спектру.

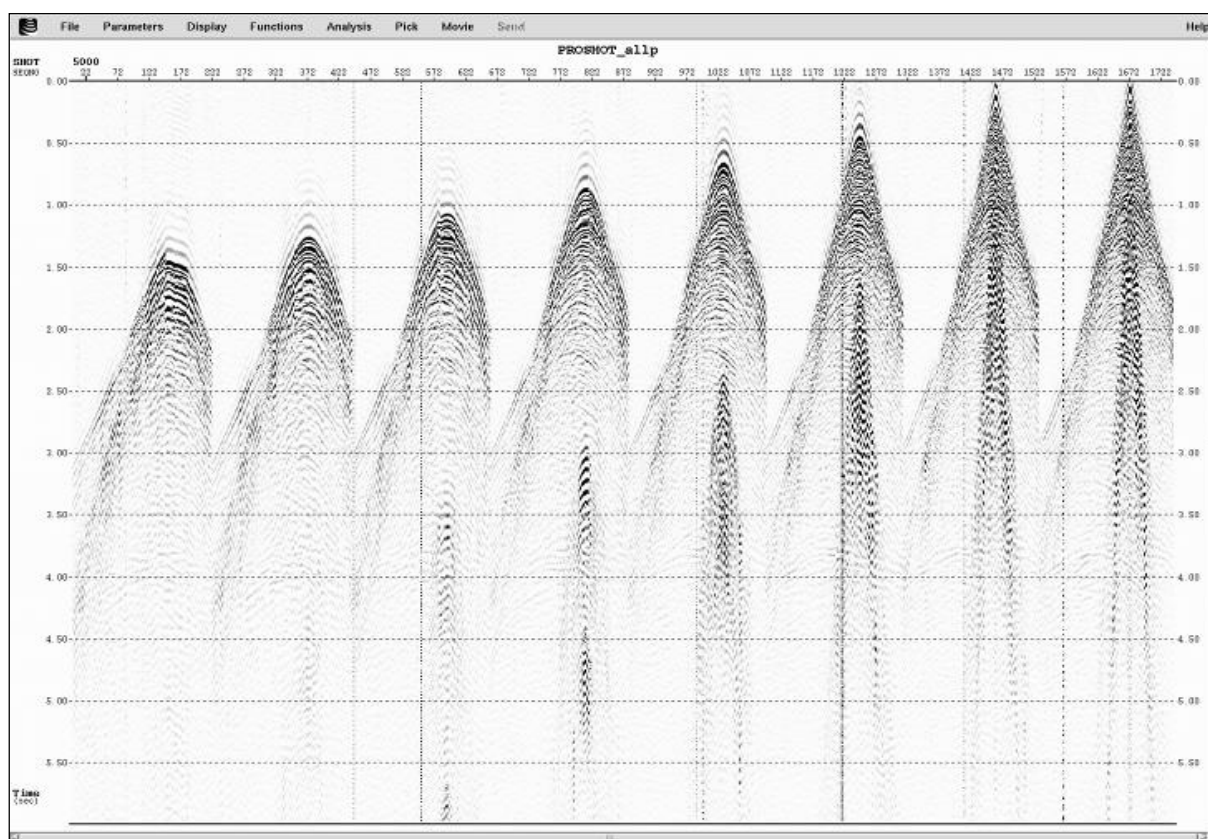


Рис. 3.1.1 – Первинні сейсмограми до процедур обробки.

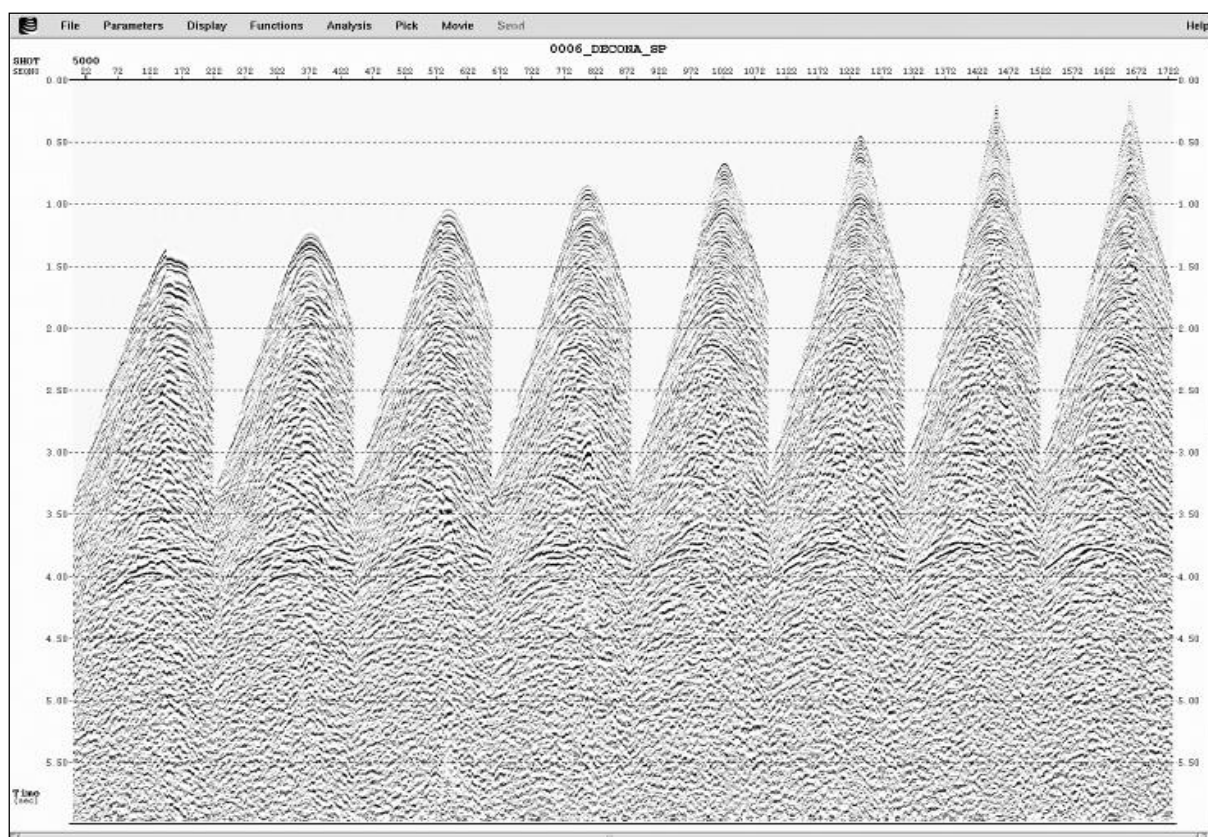


Рис. 3.1.2 – Первинні сейсмограми після відновлення амплітуд з урахуванням сферичного розходження та деконволюції.

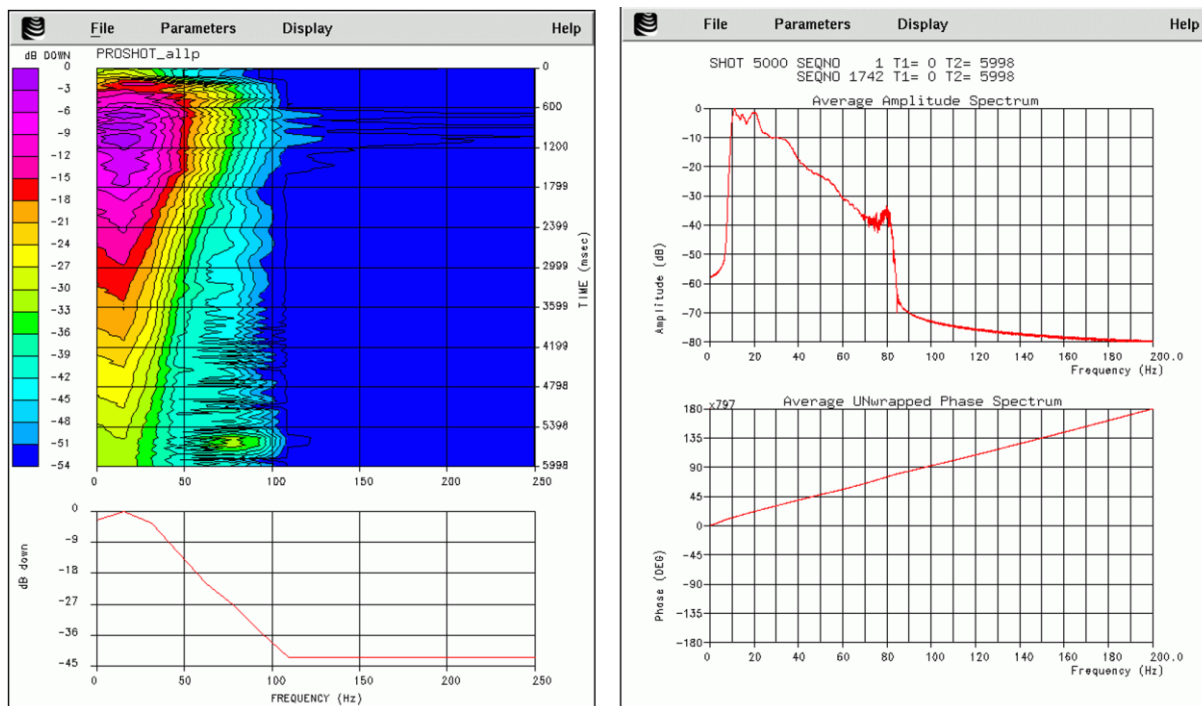


Рис. 3.1.3 – Спектральний аналіз первинних сейсмограм до процедур обробки.

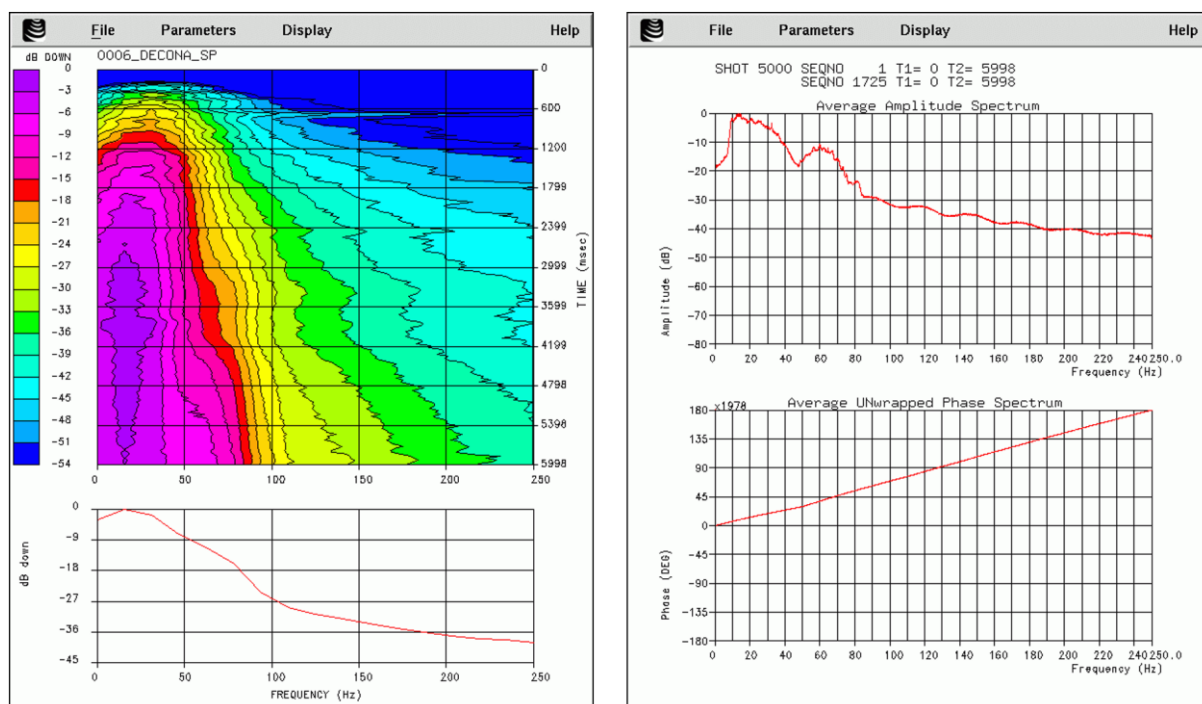


Рис. 3.1.4 – Спектральний аналіз первинних сейсмограм після процедур обробки.

Щоб визначити ефективну швидкість за найбільш підходящою сумою схем спільної глибинної точки, спочатку проводиться прямий аналіз швидкості на лінії,

яка є найважливішою для побудови моделі об'ємної швидкості і має найкращу якість вхідних даних. Цей аналіз проводиться з середнім інтервалом 1000 м та використовує регулярну інтерполяційну сітку швидкості, щоб доповнити області, де немає спостережень. Після цього проводиться аналіз отриманих спектрів швидкості, що дозволяє достовірно виділити окремі цільові поля відбиття в спектрах на кожній ітерації аналізу швидкості.

Корекція статичних поправок була виконані за допомогою програм MBSTK (підготовка моделі пілотних трас) і STAT3D (розрахунок коригуючи поверхнево-узгоджених статичних поправок). Перед обчисленням змінених поправок в попередньо оброблені траси були внесені первинні статичні поправки, обчислені за методом заломлених хвиль, а потім була виконана перша корекція кінематичних поправок. Для першої корекції статичних поправок використовувалась програма STAT3D – корекція поверхнево-узгоджених статичних поправок з такими параметрами:

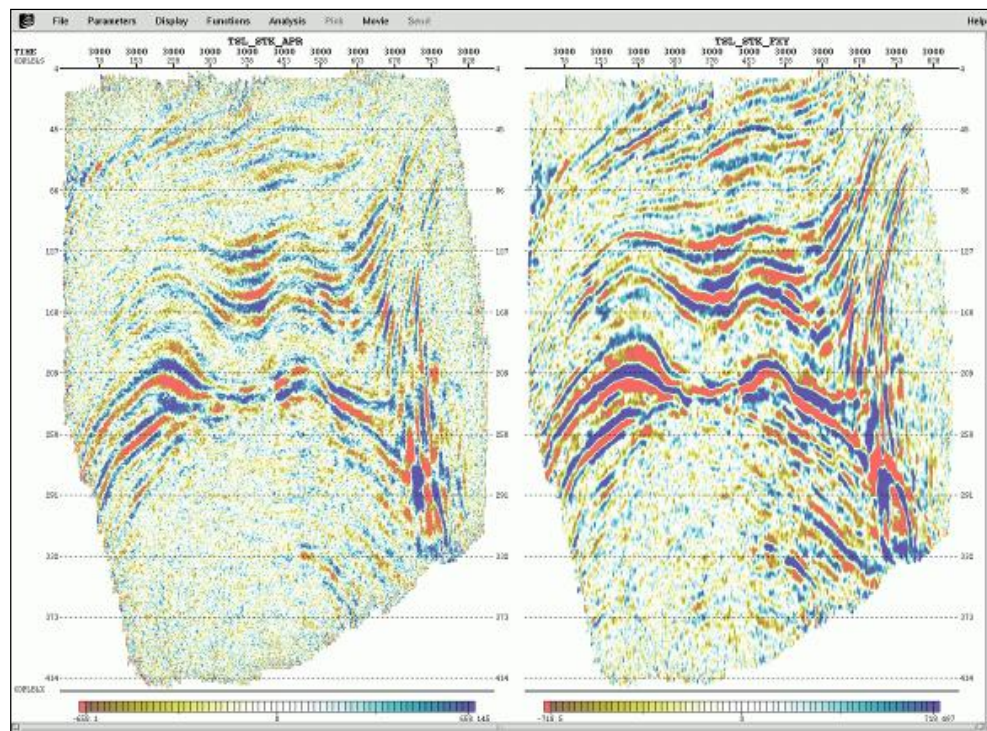
- максимальна затримка на етапі кореляції 32 мс;
- вікно кореляції горизонтів  $T_0 = 500-4500$  мс.

Після першої ітерації корекції статичних поправок знову виконувалась корекція кінематичних поправок з метою уточнення швидкісної моделі. Для другої корекції статичних поправок використовувалась програма STAT3D – корекція поверхнево-узгоджених статичних поправок з такими параметрами:

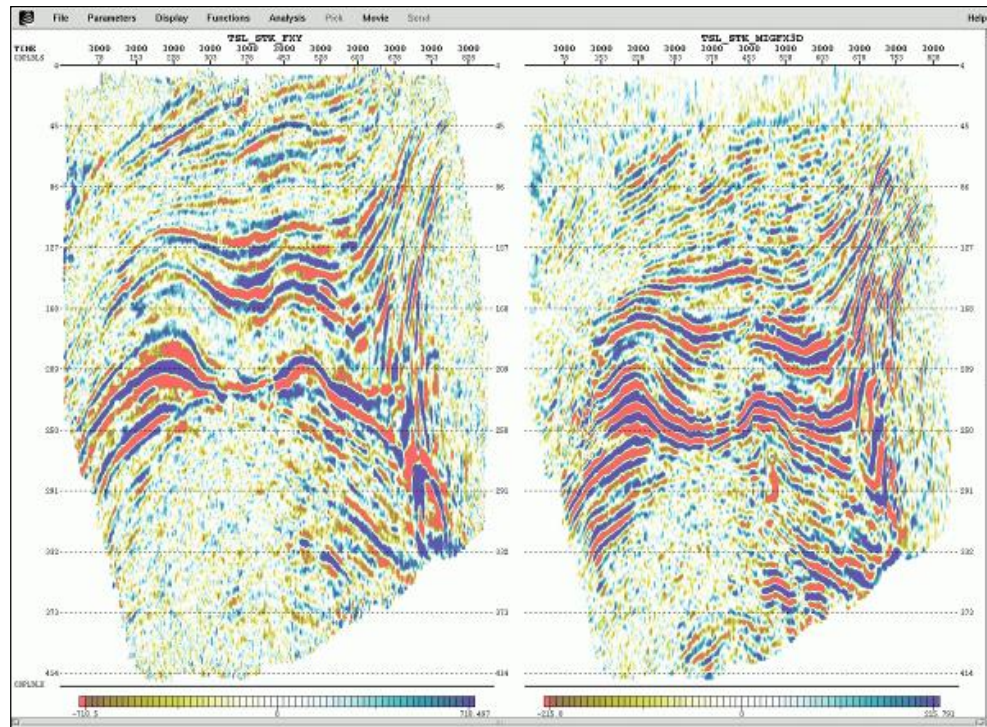
- максимальна затримка на етапі кореляції 22 мс;
- вікно кореляції горизонтів  $T_0 = 500-4500$  мс.

Виконуючі таку послідовність корекції статичних поправок програмою STAT3D і кінематичних поправок за допомогою програми VELDEF, за дві ітерації корекцій статичних та кінематичних поправок був сформований сейсмічний куб часових розрізів СГТ. Величини одержаних залишкових (коригуючих) статичних поправок за пункт збудження були в межах від -12 до +20 мс, за пункт прийому – в межах від -32 до +32 мс .

Після проведення розрахунків, всі статичні поправки внесені до бази даних. За допомогою загального періоду часу вздовж ліній куба розрізів часу спільної глибинної точки виконується поточний контроль для визначення коригувальних поправок. Після визначення швидкісної моделі, вона враховується у наступних статичних поправках. Ця схема включає в себе дві ітерації статичної корекції за допомогою програми STAT3D та дві ітерації визначення швидкісної моделі за допомогою програми VELDEF. Завдяки застосуванню цієї схеми, значно покращено якість сейсмограм та кореляцію записів за відповідний період часу та на розрізі часу. (рис. 3.1.5 – 3.1.6) (Колісніченко В.Г., Чуприна А.М. 2017).



*Рис. 3.1.5 – Розрізи сейсмічного кубу по площині Z. Зліва – до обробки, справа – після обробки.*



*Рис. 3.1.6 – Розрізи сейсмічного кубу по площині Z. Зліва- після обробки, справа – після міграції.*

Для покращення якості періоду часу перед міграцією було виконано процедуру корекції залишкової статичної корекції за допомогою програми TRIM3D, а також застосовано просторову деконволюцію з використанням програми FXY. При обчисленні поверхневої невідповідності-статичної корекції для аналізу було вибрано часове вікно у інтервалі 500-4500 мс, і максимальний допустимий зсув для треків становив 10 мс.

Деконволюція в просторі FXY була застосована до кінцевого часового розрізу з такими параметрами: максимальна частота під час побудови фільтра складала 80 Гц, кількість слідів на лініях inline/crossover під час фільтрації становила 5/5, довжина вікна фільтра складала 1200 мс, а співвідношення відфільтрованих/нефільтрованих даних у вихідному масиві складало 0,5/0,5. Ці заходи сприяли покращенню якості сейсмограм та збільшили кореляцію записів за відповідний період часу та на розрізі часу.

На останній стадії обробки, програма MIGFX3D була використана для виконання 3D постстекової кінцево-різницевої часової міграції на частотних

зрізах куба в області Omega-X. Для підготовки цих частотних зрізів, програма FSLOAD була використана для перетворення даних з часової області в частотну область та запису частотних зрізів в діапазоні частот від 15 Гц до частоти Nykvista. Для згладжування та визначення об'ємної рухливості була застосована програма VELSMO з наступними вхідними характеристиками:

- довжина фільтру 3 дискрети;
- початкова швидкість 1300 м/с;
- скаляр для сгладжування значень швидкостей 0.9.

Міграція була виконана за допомогою звичайної тривимірної інтерполяційної сітки з розміром сітки 100 мс уздовж осі часу, 25 підрядків уздовж осі X і 25 поперечних ліній уздовж осі Y. Параметри переміщення MIGFX3D вибираються наступним чином:

- Крок розповсюдження поля хвилі вниз – 32 мс;
- Максимальний кут нахилу горизонту відбиття може досягати 60°.

Для подальшої якісної та кількісної обробки та інтерпретації мігрованого куба часу було отримано кілька різних параметричних характеристик хвильового поля за допомогою програми системи обробки (Колісніченко В.Г., Чуприна А.М. 2017).

Програма PERMATR застосовується до зміщеного куба та обчислює властивості відносної проникності, виміряні на основі сейсмічних даних. Властивості відносної проникності обчислюються в частотно-часовій області та пропорційні рухливості та щільності рідини. Значення вікна частотно-часового аналізу, що відповідає довжині за перетворенням Фур'є, становить 16 вибірок.

Програму TFDCOMP також було застосовано до кубів зміщення з використанням атрибутивного аналізу для спектрального розкладання (спектральне розкладання робить безперервний частотно-часовий аналіз спектра кожного зчитування сейсмічної траси, що використовується для визначення товщини шару, візуалізації резервуарів і безпосереднього виявлення

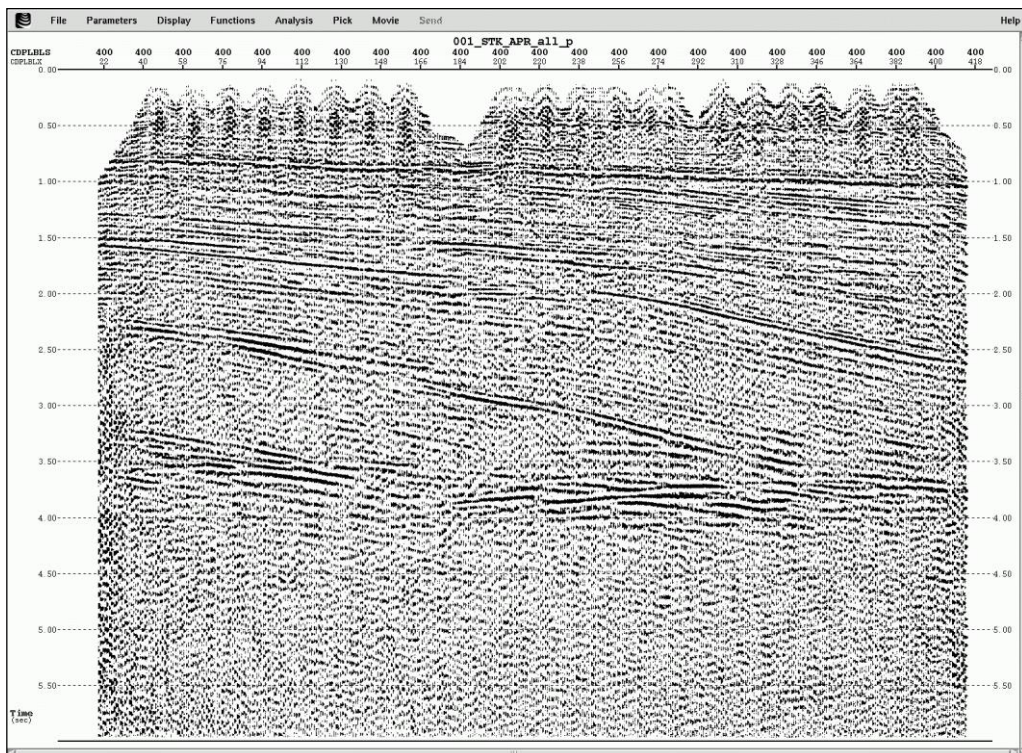
родовищ вуглеводневого комплексу) . Отриманими властивостями є миттєва амплітуда, миттєва частота та миттєва фаза.

Усі оброблені кінцеві результати записуються у форматі SGY для створення проекту та інтерпретації у системі.

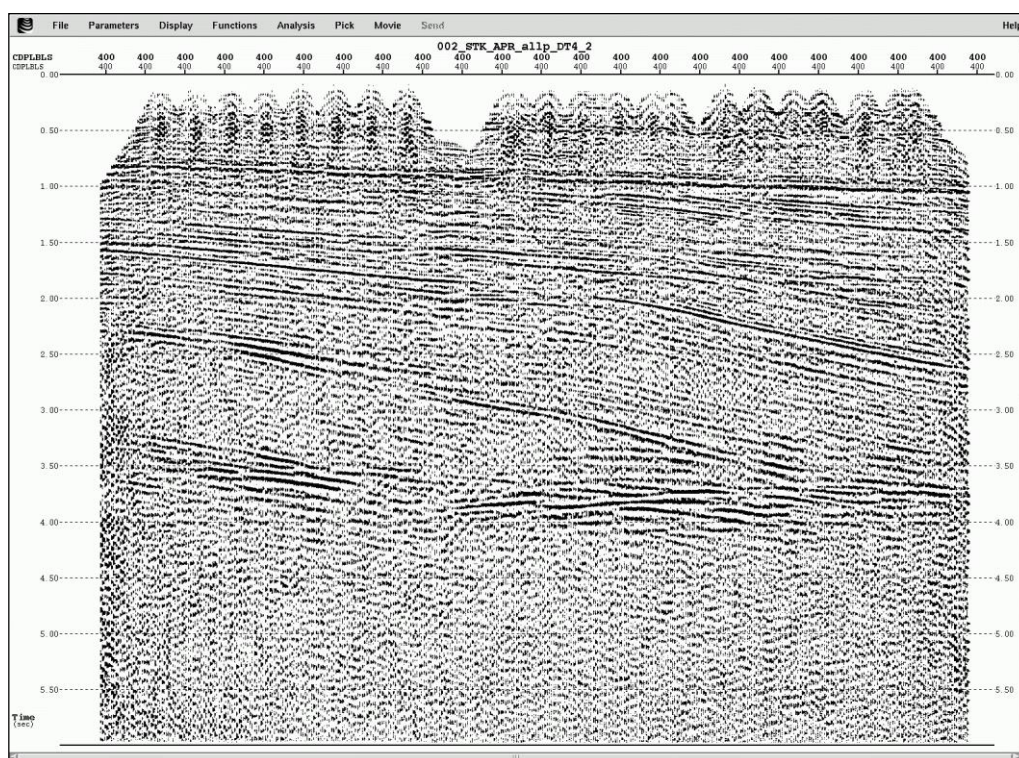
На рис. 3.1.7 – 3.1.15 показано приклади виконання викладеного графу обробки по поздовжній лінії. На Рис. 3.1.16 показано об'ємний вигляд сейсмічного кубу мігрованого програмою Migfx3D.

На ис. 3.1.17 – 3.1.20 демонструються горизонтальні зрізи мігрованого кубу Migfx3D обробки для рівнів 1600 мс, 2050 мс, 2850 мс, 3250 мс.

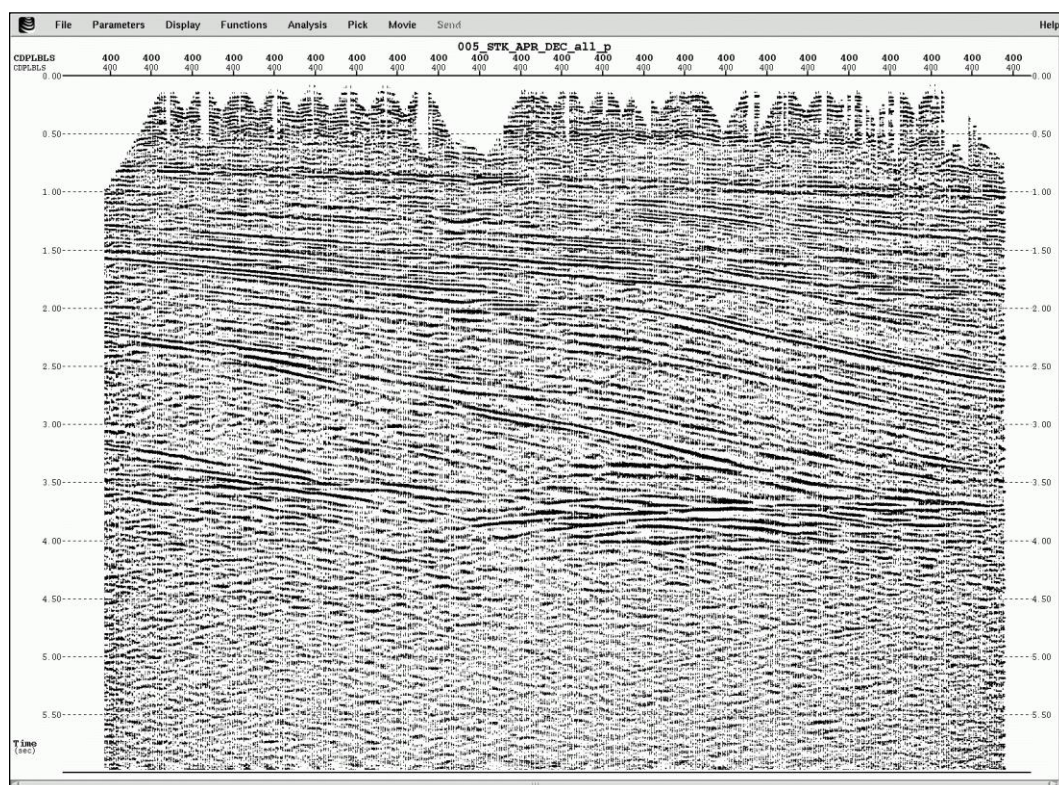
Представлені розрізи дають досить повну картину досліджуваної території та вказують на різкі зміни площини структури з глибиною та складні особливості хвильового поля на різних часових рівнях. (Колісніченко В.Г., Чуприна А.М. 2017).



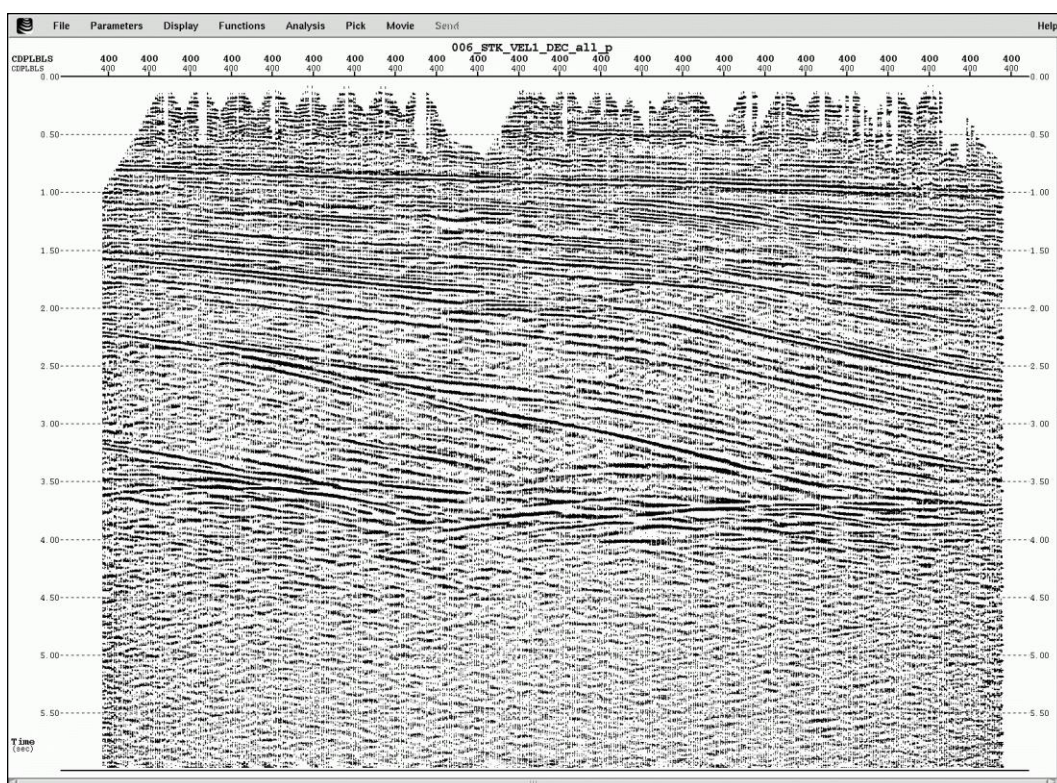
*Рис. 3.1.7 – Досліджувана площа №1. Поздовжня лінія 400, апріорний часовий розріз (перша сума).*



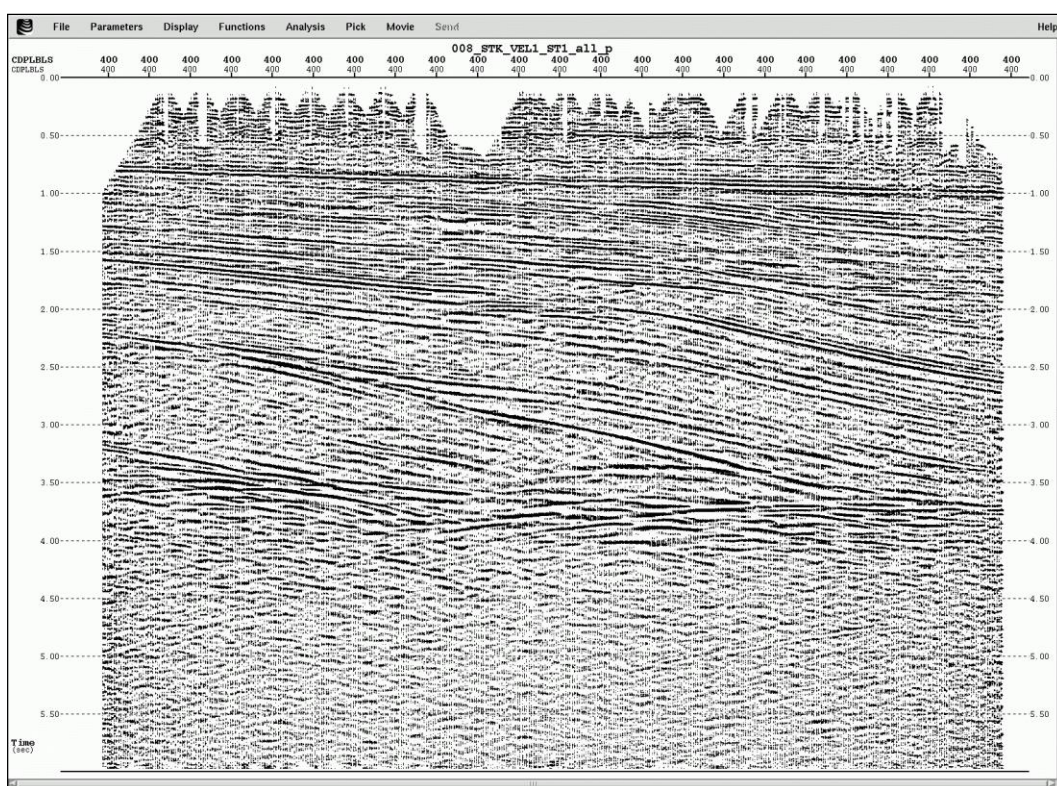
*Рис. 3.1.8 – Досліджувана площа №1. Поздовжня лінія 400, часовий розріз із статичними поправками, розрахованими методом томографії заломлених хвиль.*



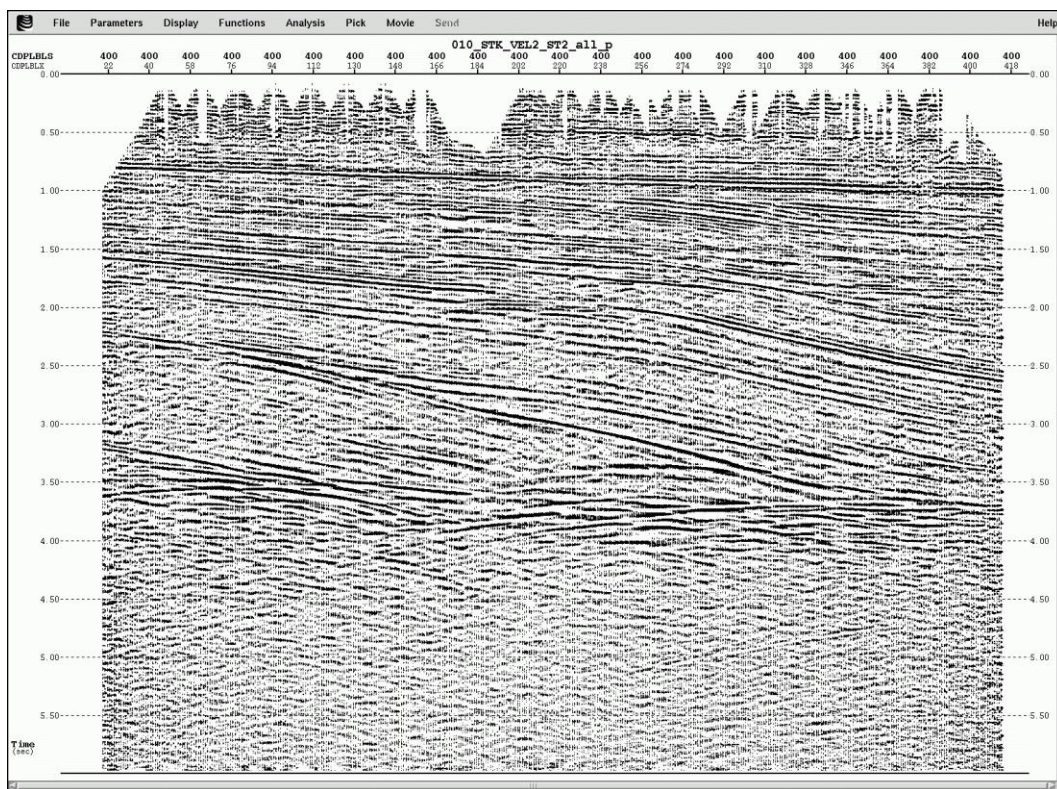
*Рис. 3.1.9 – Досліджувана площа №1. Поздовжня лінія 400, часовий розріз після деконволюції.*



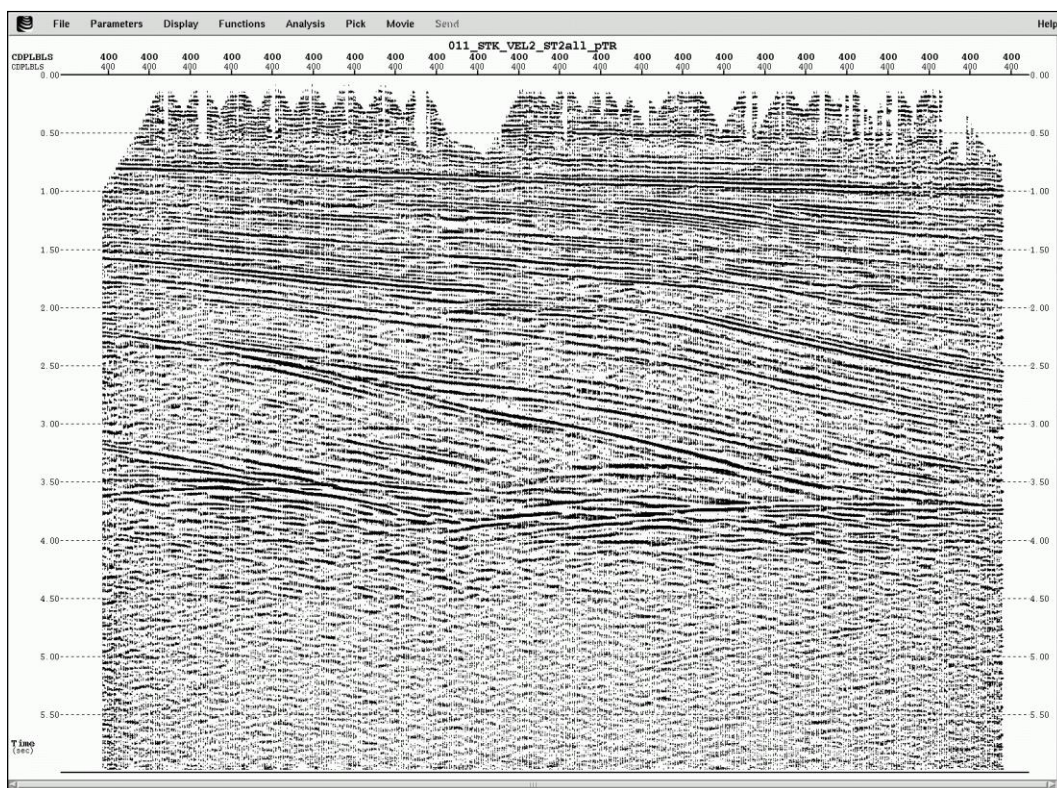
*Рис. 3.1.10 – Досліджувана площа №1. Поздовжня лінія 400, часовий розріз після першого аналізу швидкості.*



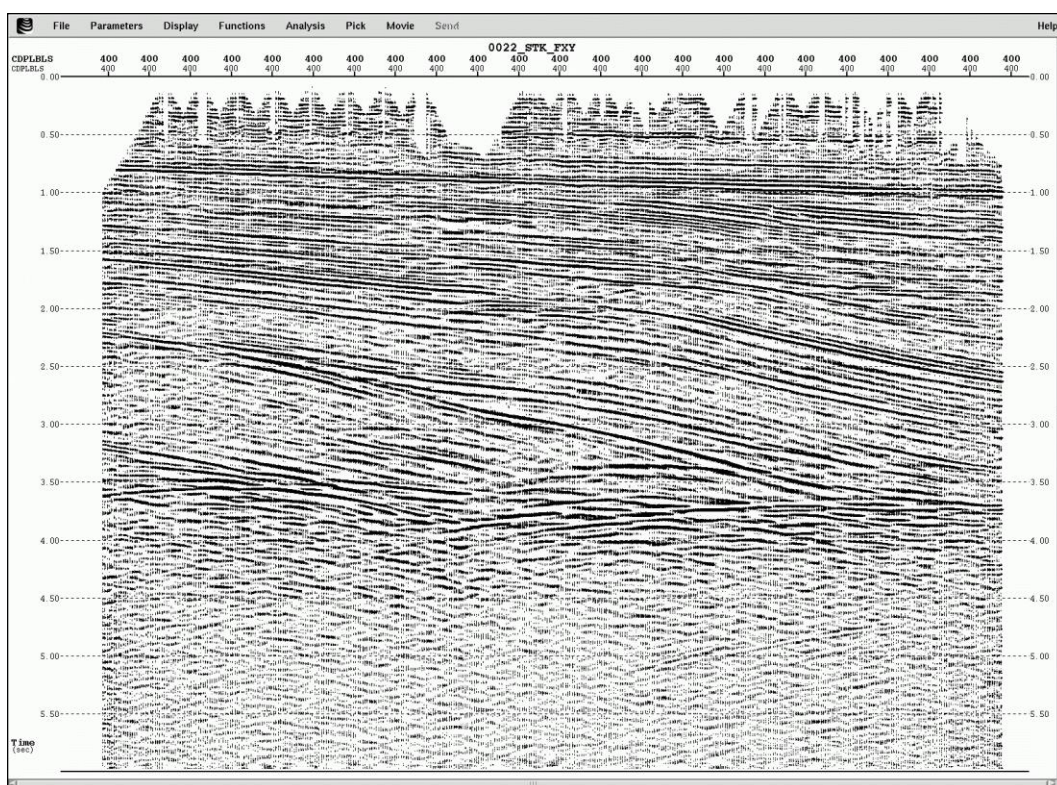
*Рис. 3.1.11 – Досліджувана площа №1. Поздовжня лінія 400, часовий розріз після першої корекції статичних поправок.*



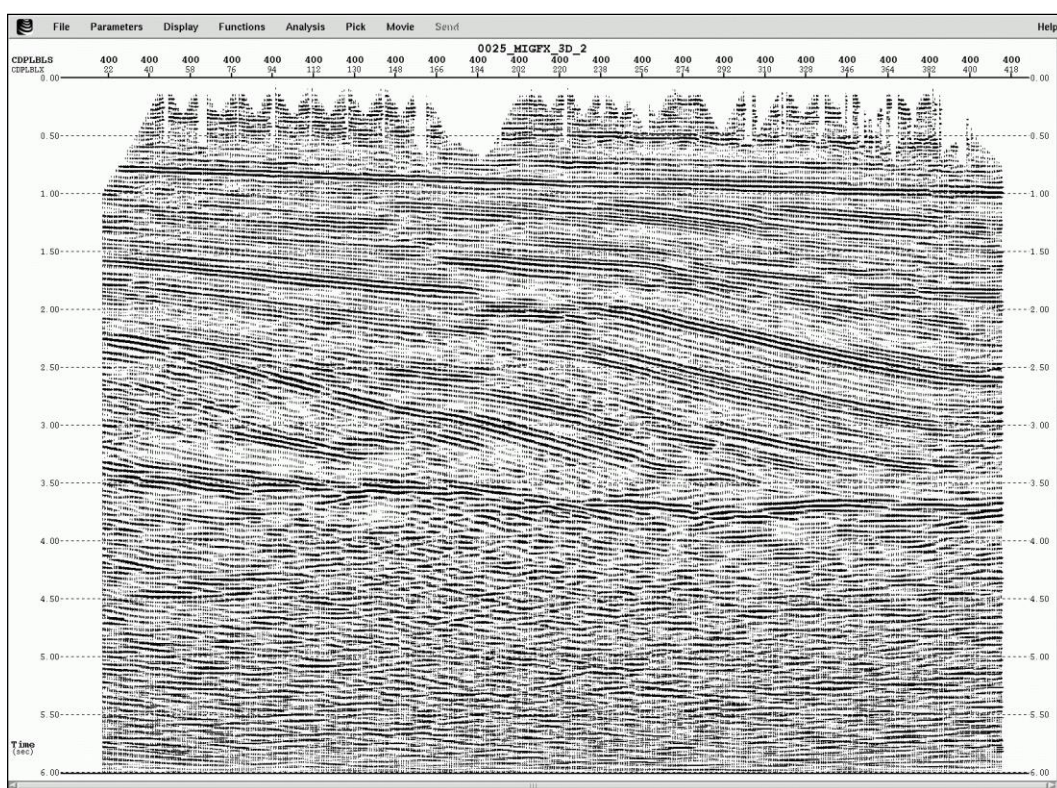
*Рис. 3.1.12 – Досліджувана площа №1. Поздовжня лінія 400, часовий розріз після другого аналізу швидкостей і другої корекції статичних поправок.*



*Рис. 3.1.13 – Досліджувана площа №1. Поздовжня лінія 400, часовий розріз після трім-стативи.*



*Рис. 3.1.14 – Досліджувана площа №1. Поздовжня лінія 400, фінальний часовий розріз після просторової деконволюції.*



*Рис. 3.1.15 – Досліджувана площа №1. Поздовжня лінія 400, часовий розріз після міграції MIGFX3D.*

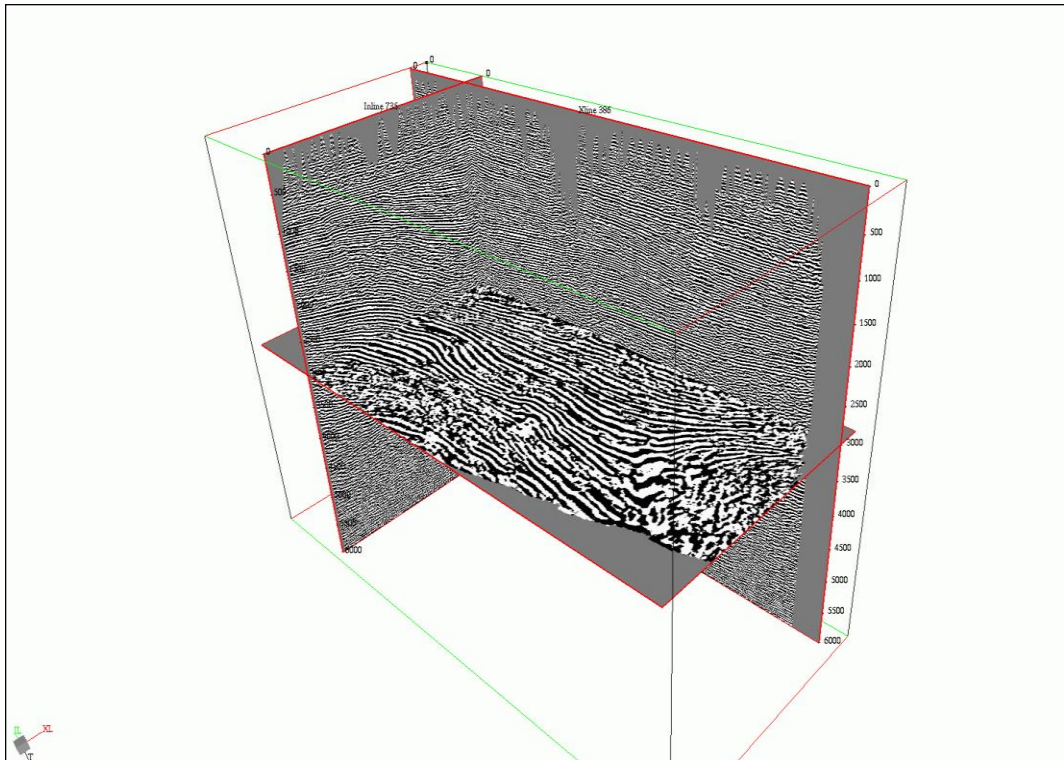


Рис. 3.1.16 – Досліджувана площа №1. Об'ємне зображення мігрованого кубу Migfx3D.

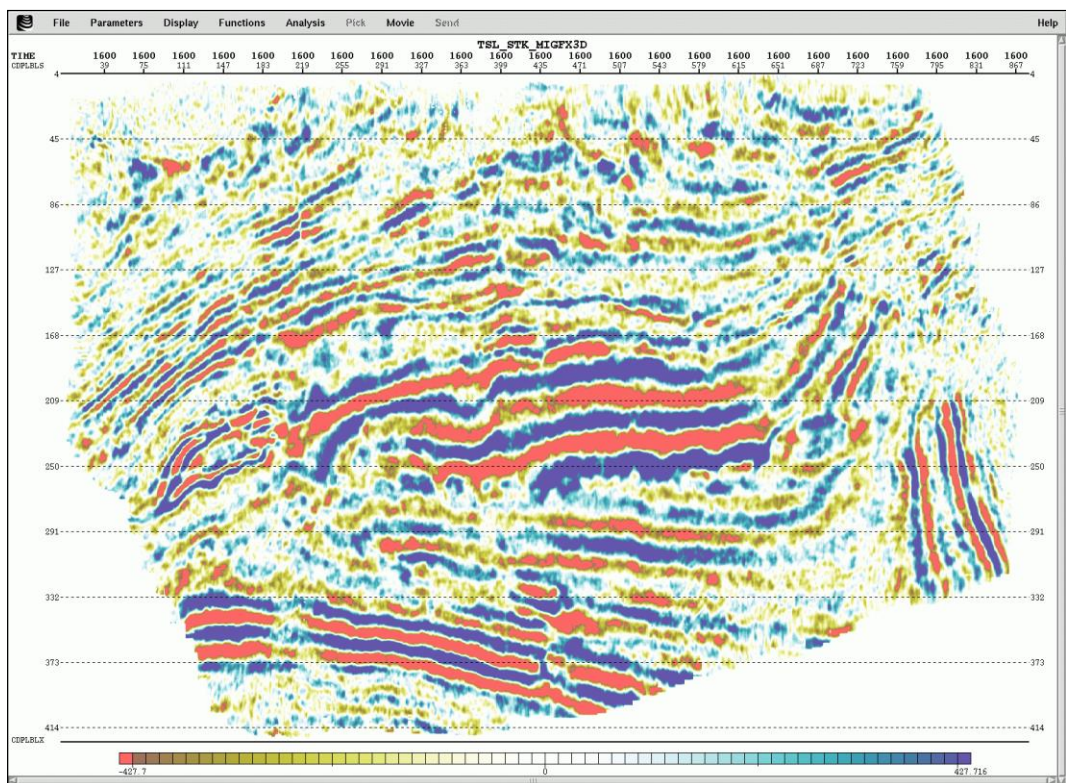
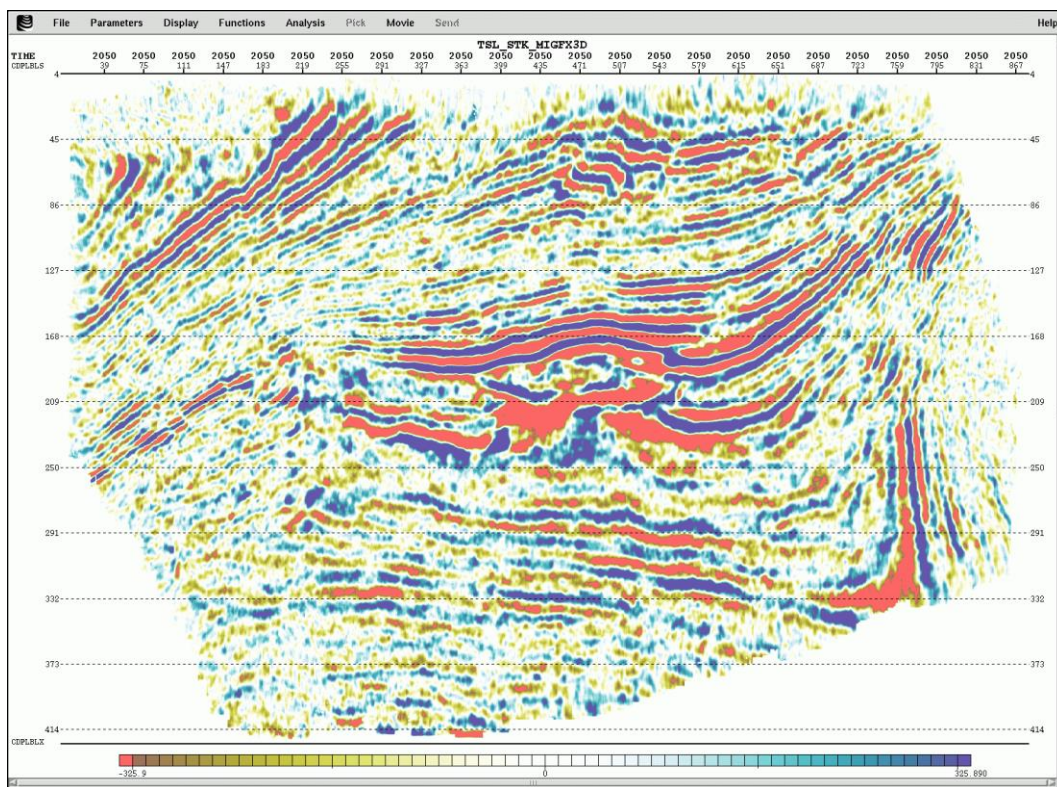
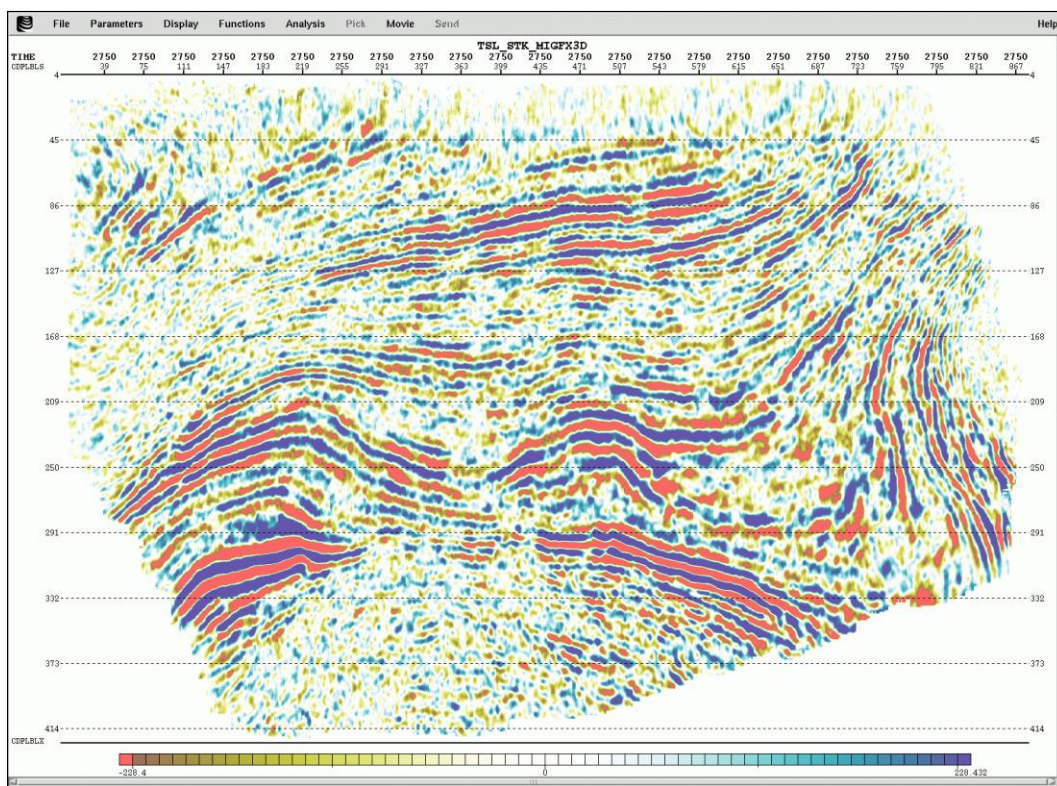


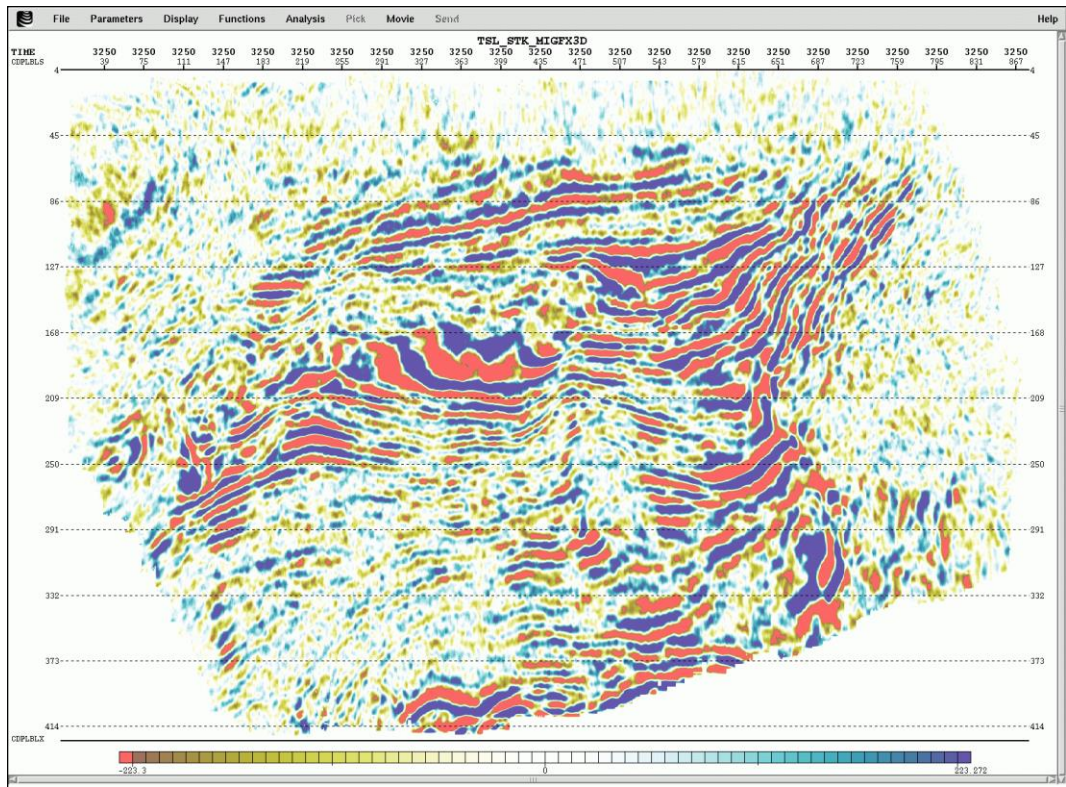
Рис. 3.1. 17 – Досліджувана площа №1. Горизонтальний зріз кубу на рівні 1600 мс.



*Рис. 3.1.18 – Досліджувана площа №1. Горизонтальний зріз кубу на рівні 2050 мс.*



*Рис. 3.1. 19 – Досліджувана площа №1. Горизонтальний зріз кубу на рівні 2750 мс.*



*Рис. 3.1.20 – Досліджувана площа №1. Горизонтальний зріз кубу на рівні 3250 мс.*

#### 4. ПАРАМЕТРИЧНИЙ АНАЛІЗ ХВИЛЬОВОГО ПОЛЯ

Для розрахунків сейсмічних атрибутів по горизонтам В6, S20 і В13 був використаний сейсмічний часовий куб площею 120 км<sup>2</sup> і глибиною 6 секунд (рис. 4.1). На його основі були проінтерпретовані зазначені горизонти та основні розломи, які пересікають горизонти (рис. 4.2 – 4.3).

По даним горизонтам розраховані сейсмічні атрибути: Instantaneous bandwidth – миттєва пропускна здатність, Instantaneous phase – миттєва фаза, Instantaneous frequency – миттєва частота, Variance - дисперсія, Relative acoustic impedance – відносний акустичний імпеданс, Chaos – хаос (міра відсутності організації), Sweetness – комбінація атрибутів Instantaneous bandwidth поділений на корінь квадратний Instantaneous frequency, Gradient magnitude – величина миттєвого градієнта, обчислена в тривимірному околі вибірки.

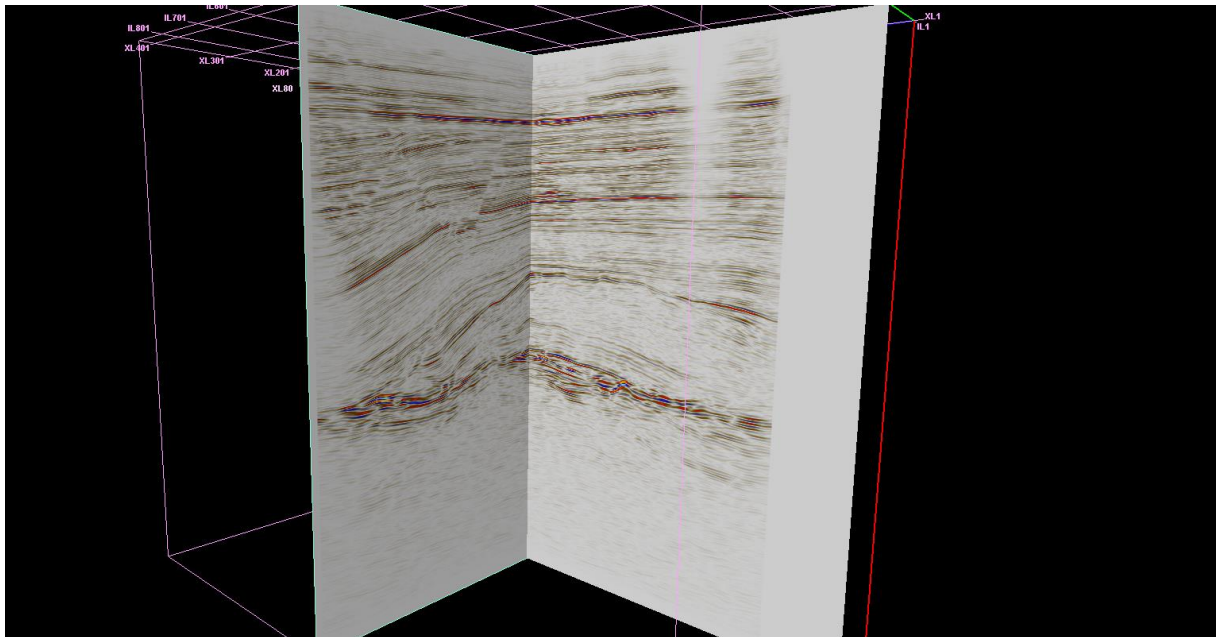


Рис. 4.1 – Вхідний сейсмічний часовий куб площею 120 км<sup>2</sup>

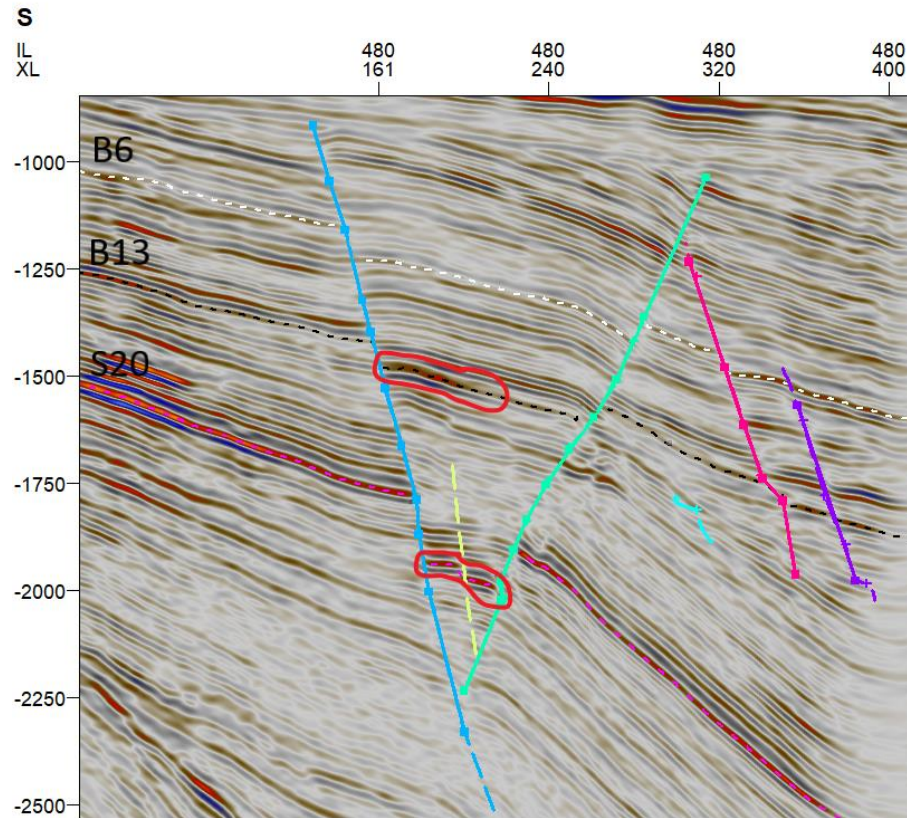


Рис. 4.2 – Розріз часового кубу з горизонтами B6, B13, S20. Inline 480

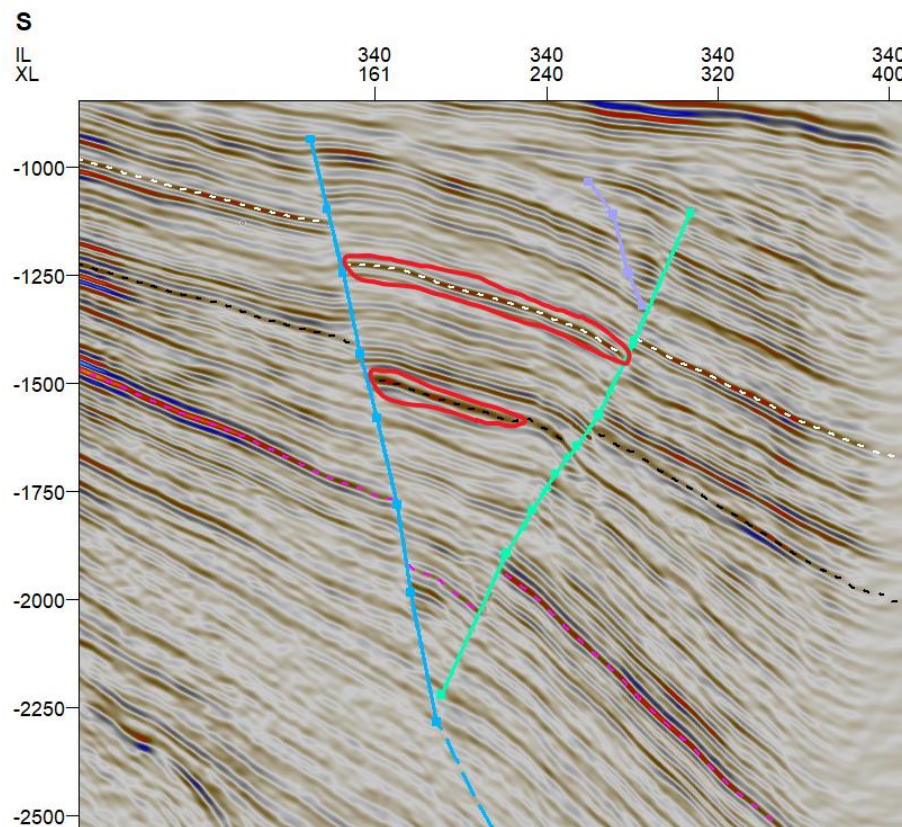


Рис. 4.3 – Розріз часового кубу з горизонтами B6, B13, S20. Inline 340

#### 4.1 Розрахунок сейсмічних атрибутів

Для розрахунку атрибутів з інтерпретації горизонтів B6, B13, S20 (рис. 4.2 – 4.3) створена поверхня (рис. 4.1.1 – 4.1.4) за допомогою функції Make surfaces методом Convergent interpolation.

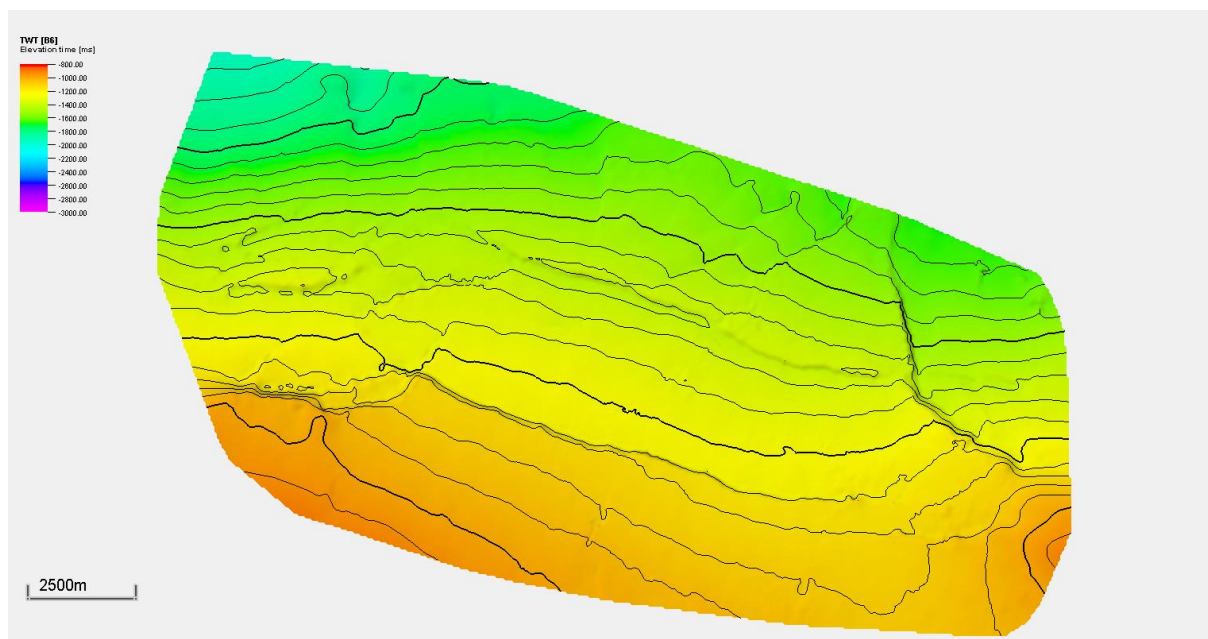


Рис. 4.1.1 – Поверхня B6. Ізолінії проведені через кожні 50 м.

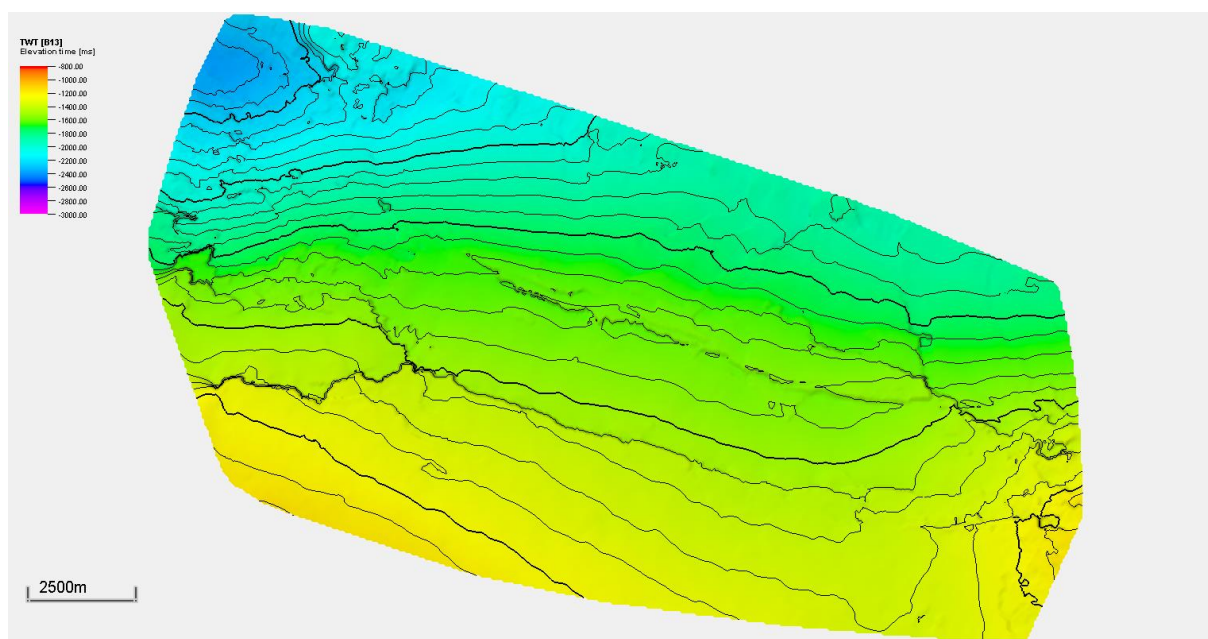


Рис. 4.1.2 – Поверхня B13. Ізолінії проведені через кожні 50 м.

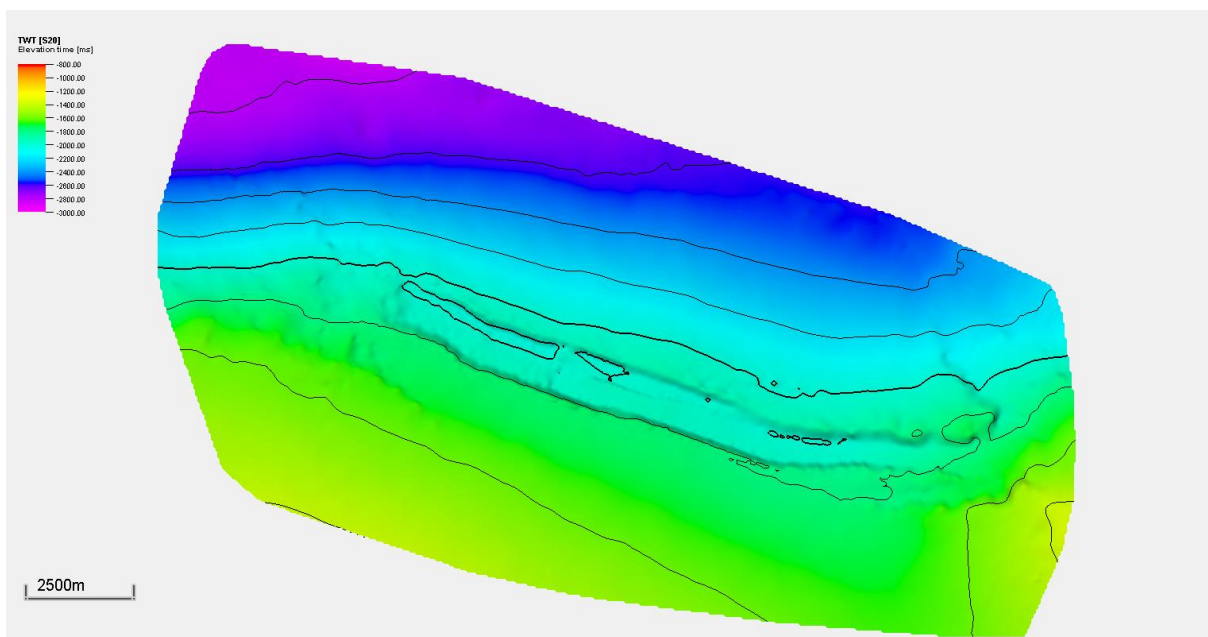


Рис. 4.1.3 – Поверхня S20. Ізолінії проведені через кожні 50 м.

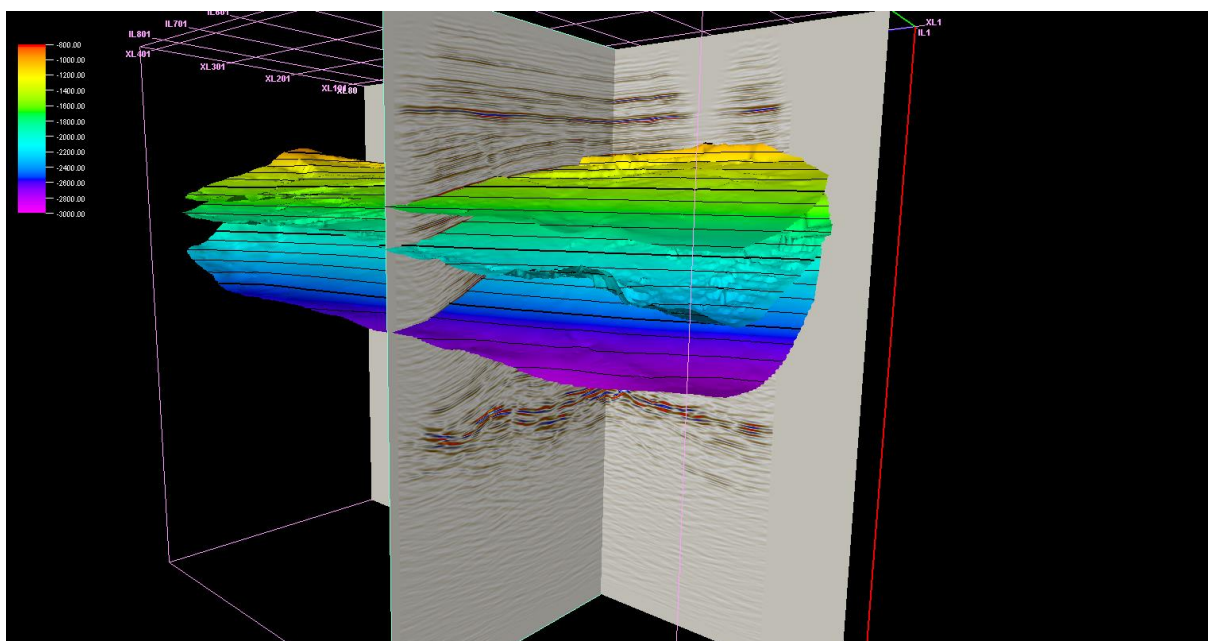










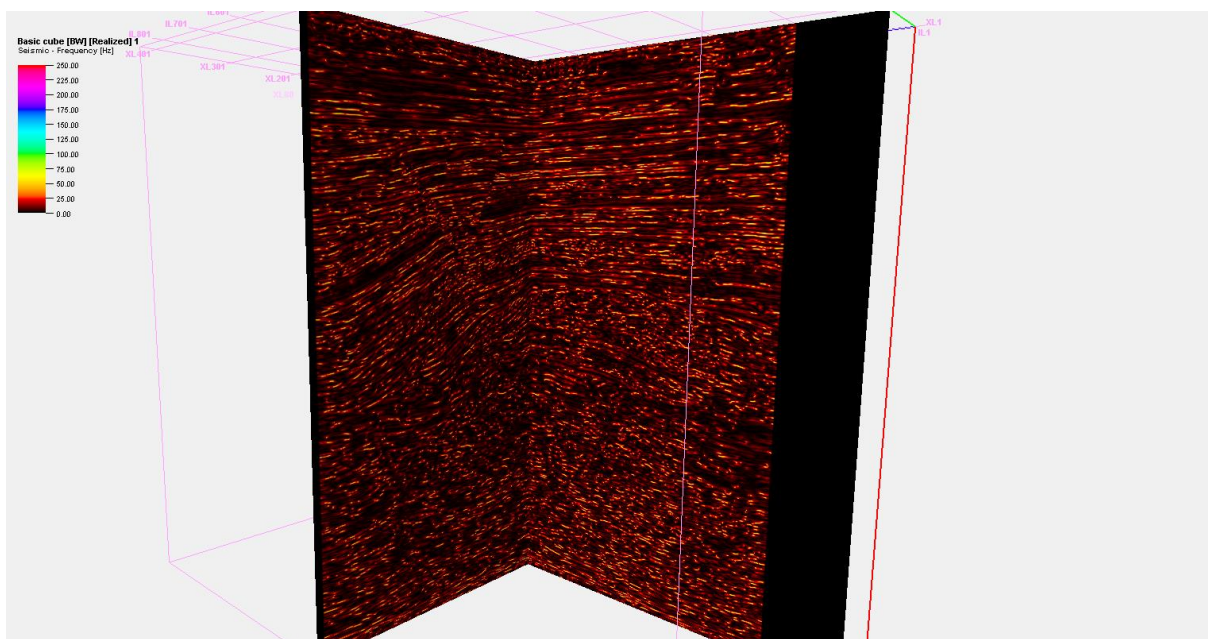
Рис. 4.1.4 – Часовий куб з проінтерпретованими поверхнями B6, B13, S20

Для розрахунку атрибутів поверхонь необхідно розрахувати об'ємні атрибути на основі початкового вхідного сейсмічного кубу. Протестовано 20 сейсмічних атрибутів, при аналізі коефіцієнту кореляції яких ефективними виявились наступні вісім: Instantaneous bandwidth, Instantaneous phase,

Instantaneous frequency, Variance, Relative acoustic impedance, Chaos, Sweetness, Gradient magnitude. Розраховані куби наведені на рис. 4.1.5 – 4.1.13.

- ▶   Basic cube [BW] [Realized] 1
- ▶   Basic cube [Phase] [Realized] 1
- ▶   Basic cube [Freq] [Realized] 1
- ▶   Basic cube [Var] [Realized] 1
- ▶   Basic cube [RelAcImp] [Realized] 1
- ▶   Basic cube [Chaos] [Realized] 1
- ▶   Basic cube [Sweet] [Realized] 1
- ▶   Basic cube [GradMag] [Realized] 1

*Рис. 4.1.5 – Список атрибутів розрахованих на основі 3D часового сейсмічного кубу*



*Рис. 4.1.6 – Атрибут Instantaneous bandwidth розрахований на основі 3D часового сейсмічного кубу*

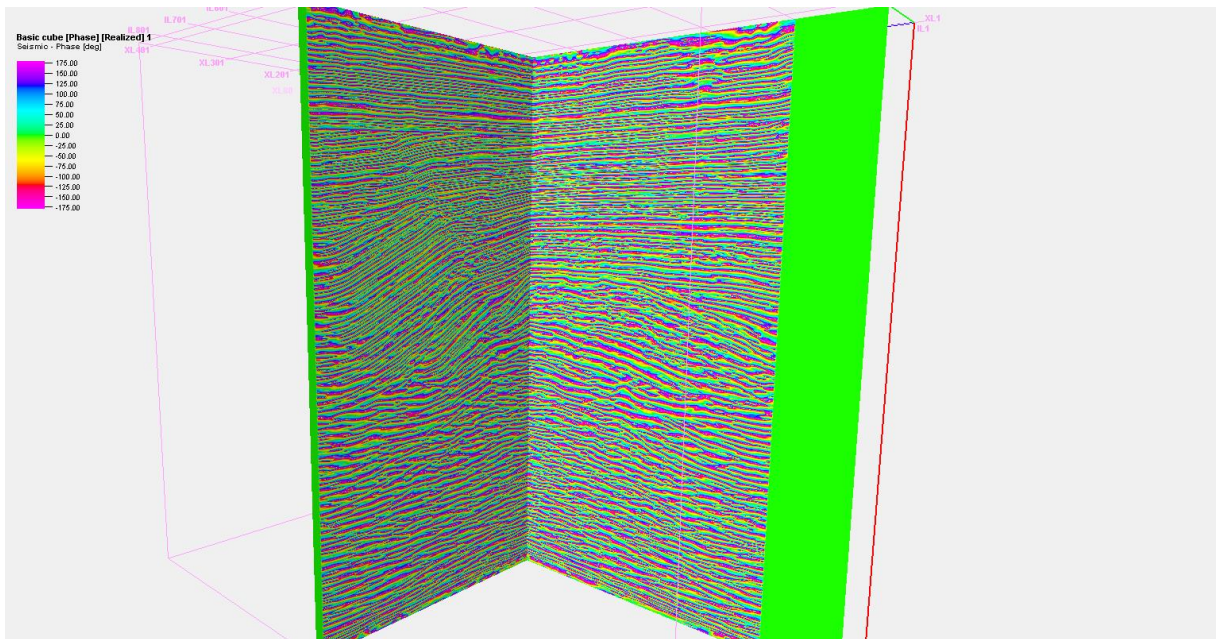


Рис. 4.1.7 – Атрибут *Instantaneous phase* розрахований на основі 3D часового сейсмічного кубу

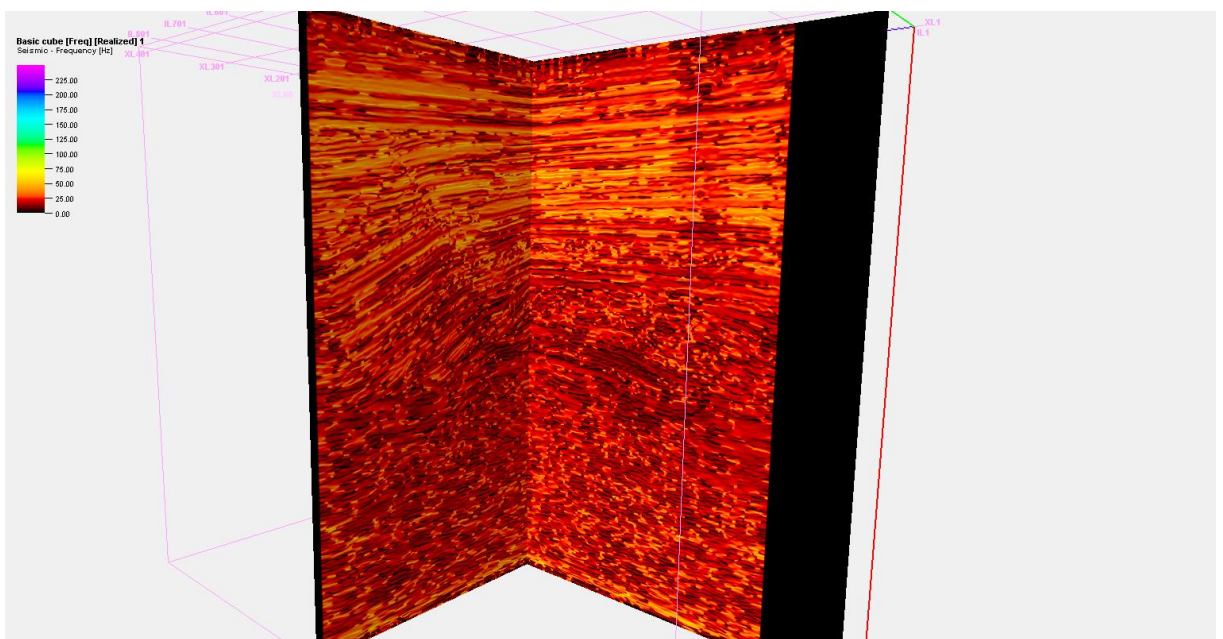


Рис. 4.1.8 – Атрибут *Instantaneous frequency* розрахований на основі 3D часового сейсмічного кубу

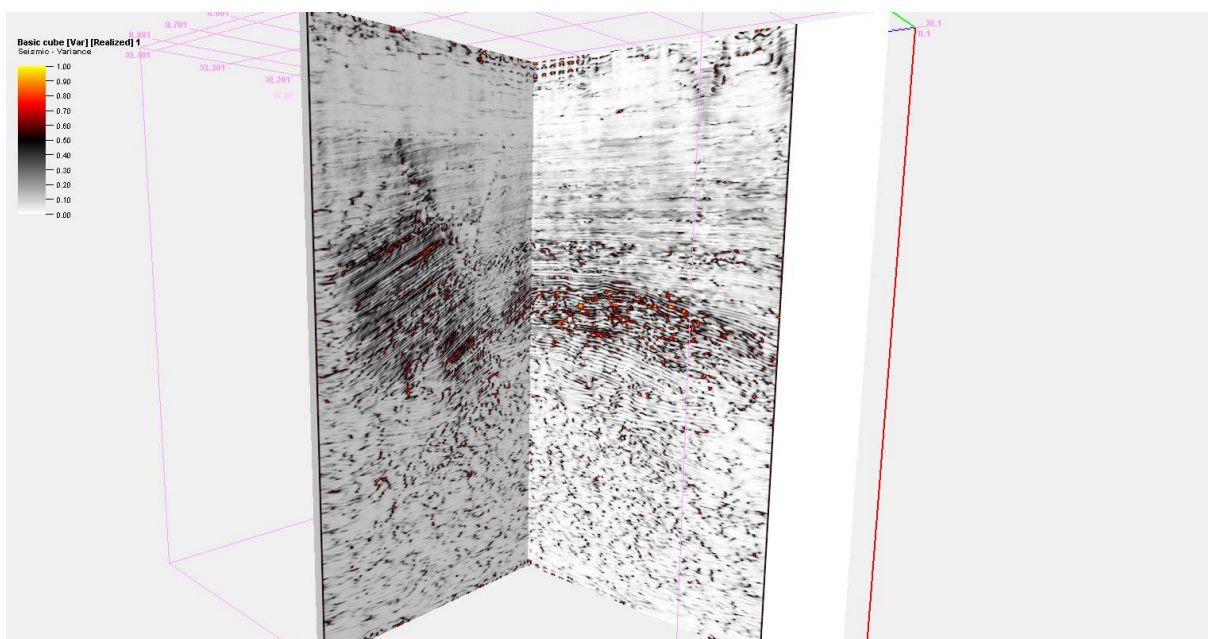


Рис. 4.1.9 – Атрибут *Variance* розрахований на основі 3D часового сейсмічного кубу

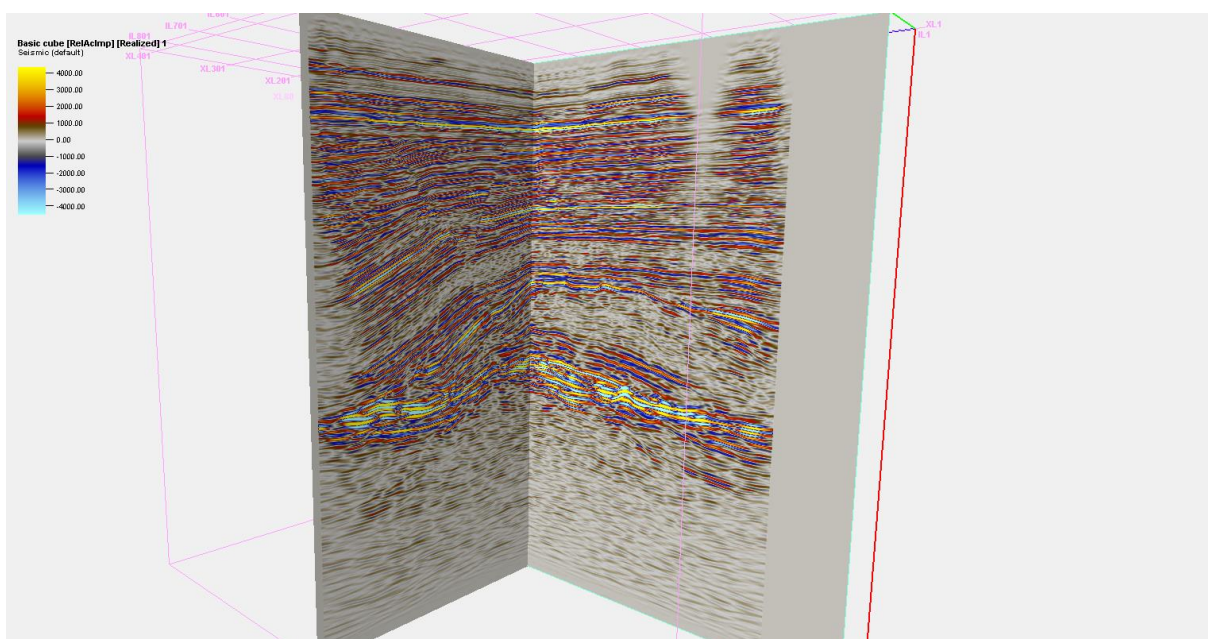
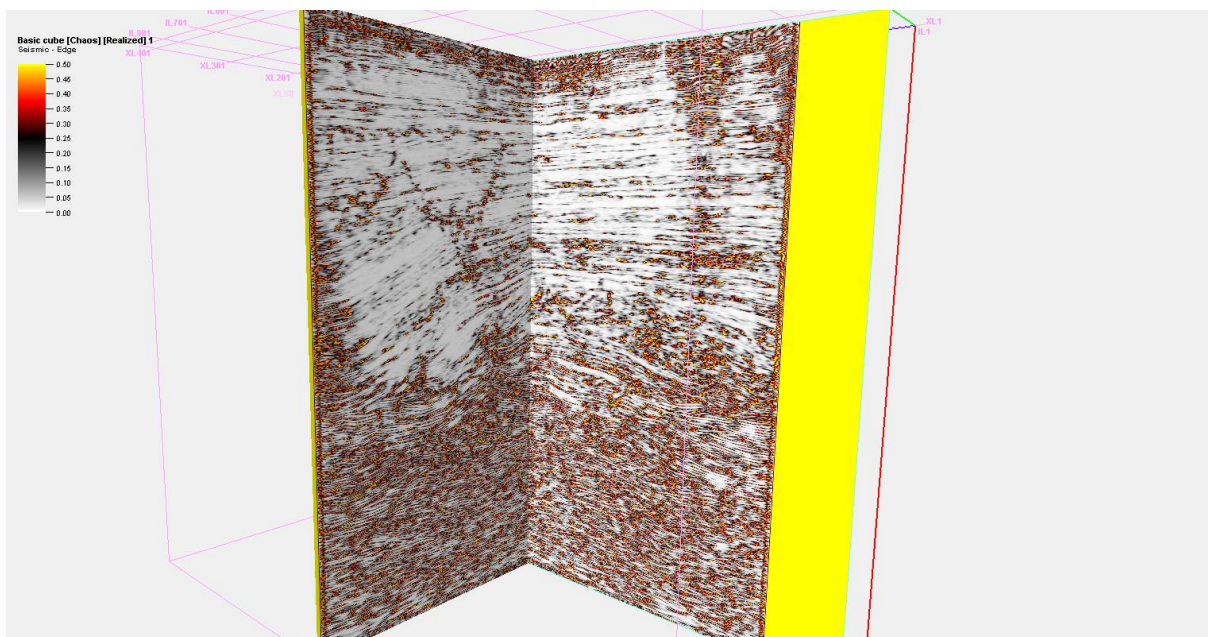
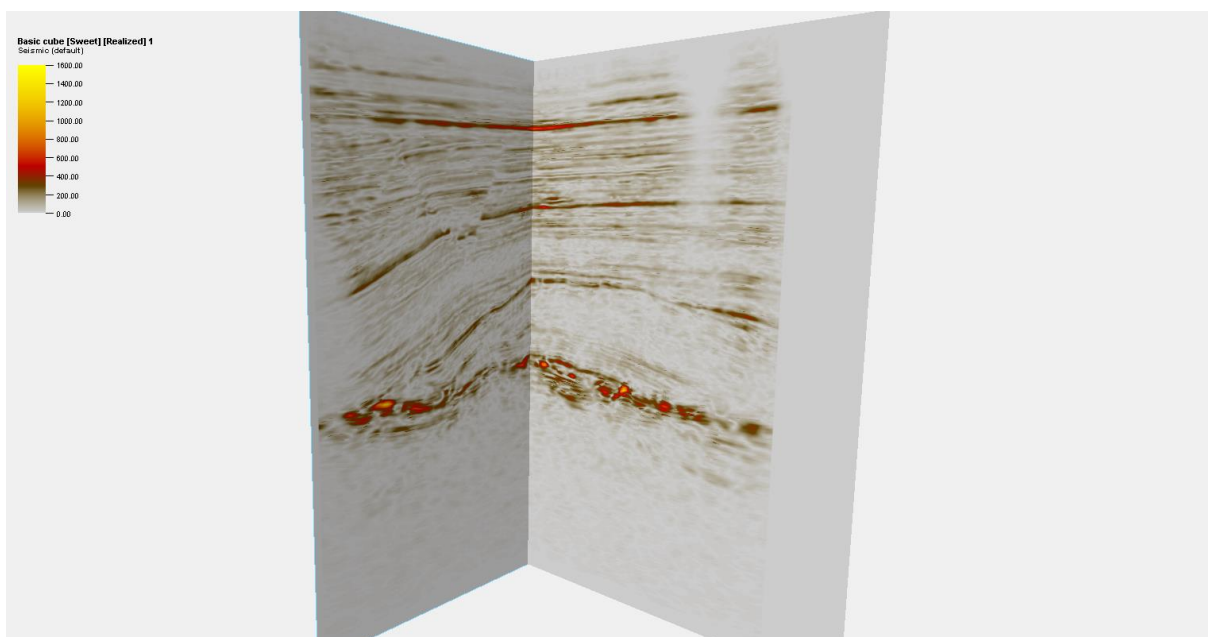


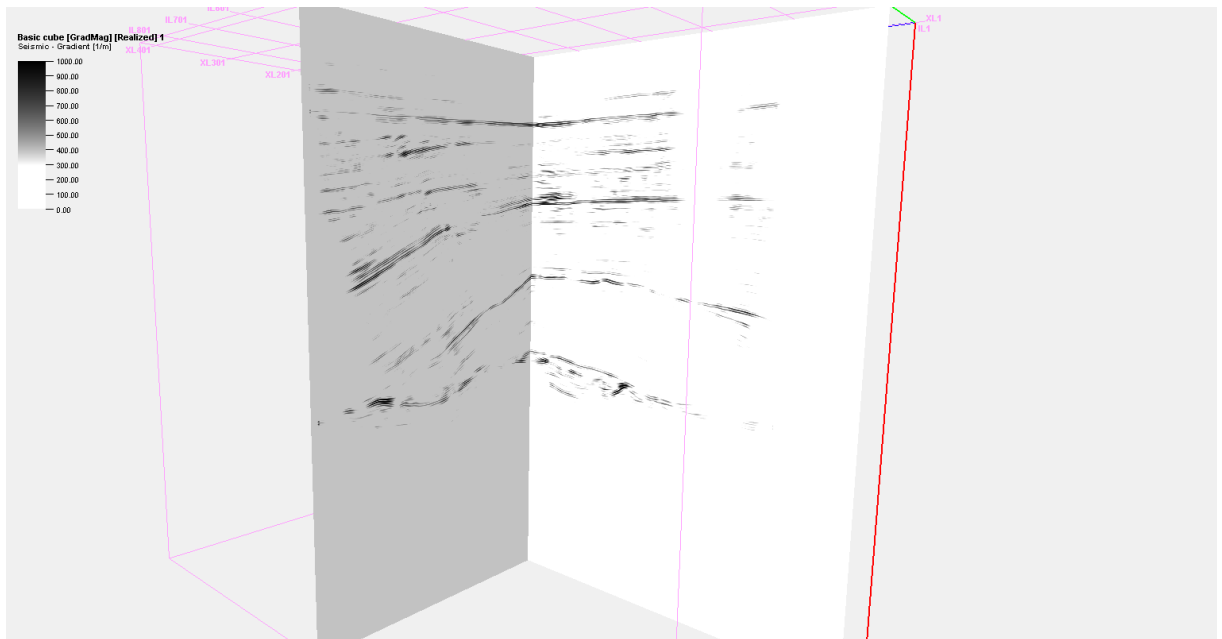
Рис. 4.1.10 – Атрибут *Relative acoustic impedance* розрахований на основі 3D часового сейсмічного кубу



*Рис. 4.1.11 – Атрибут Chaos розрахований на основі 3D часового сейсмічного кубу*



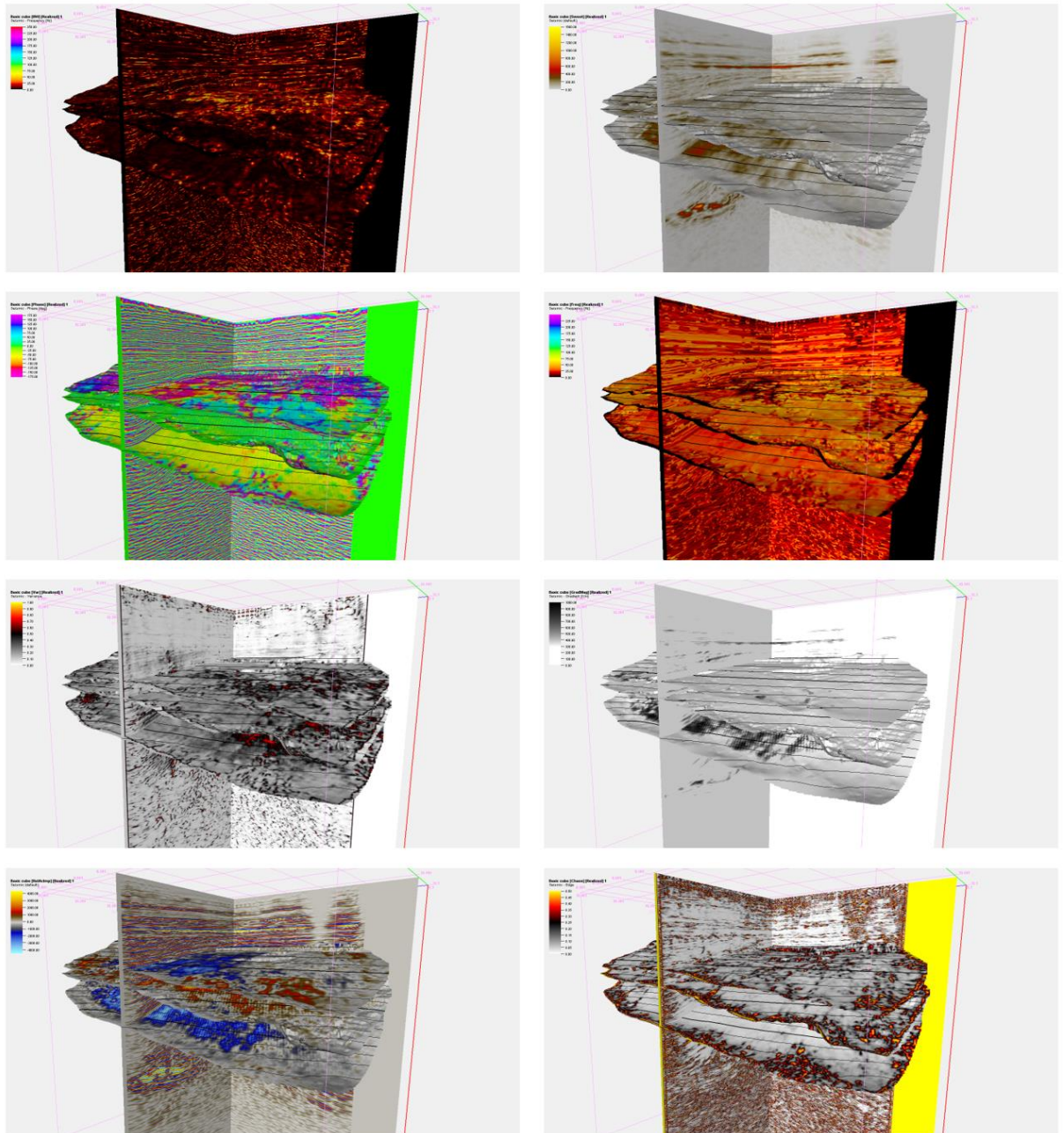
*Рис. 4.1.12 – Атрибут Sweetness розрахований на основі 3D часового сейсмічного кубу*



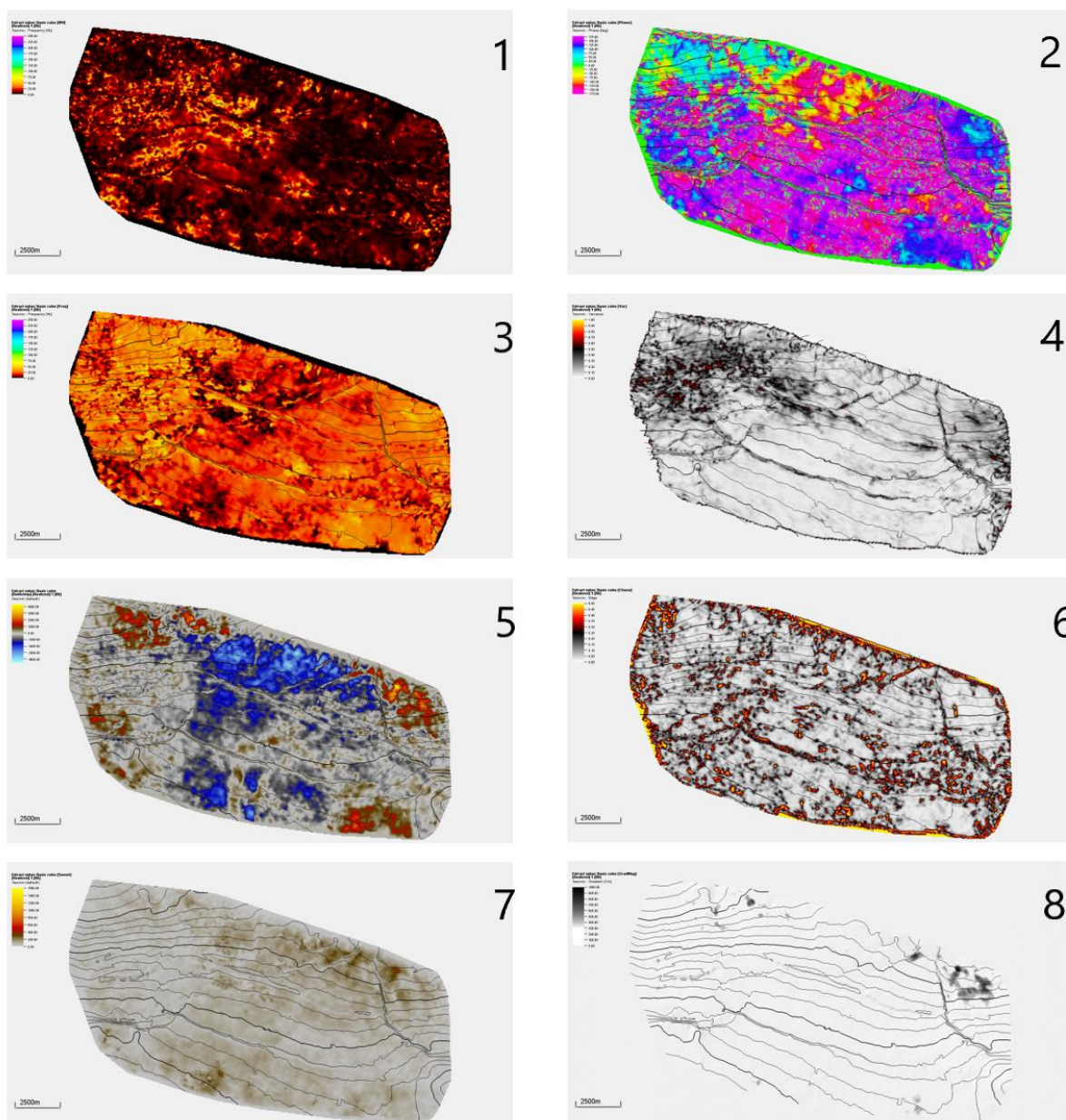
*Рис. 4.1.13 – Атрибут Gradient magnitude розрахований на основі 3D часового сейсмічного кубу*

## **4.2 Класифікація трансформованого хвильового поля на основі нейронних мереж**

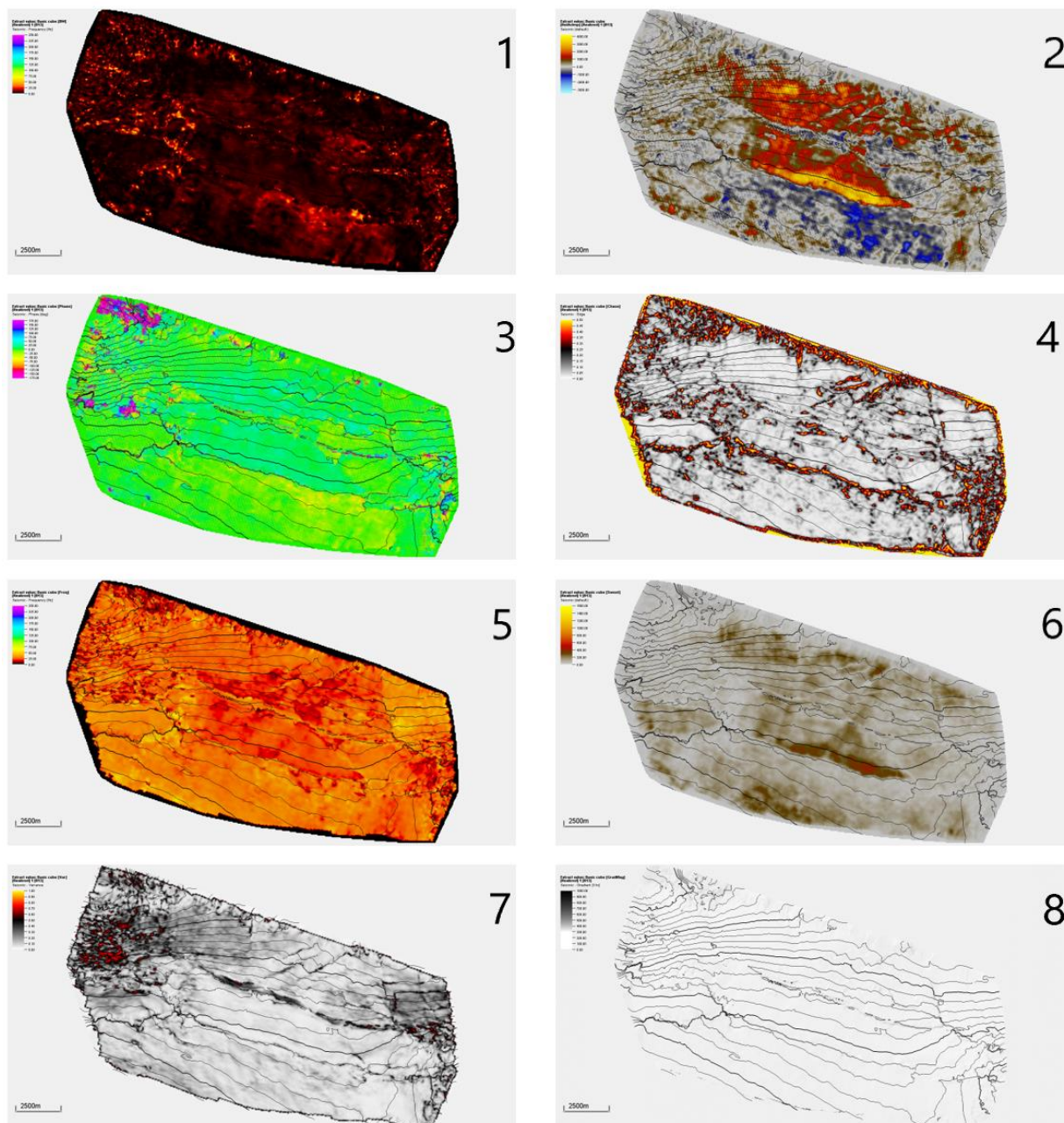
Вздовж горизонтів В-6, В-13, S-20 знімалися значення кожного із восьми розрахованих атрибутів, в результаті цих розрахунків отримано 24 набори горизонтів, тобто по вісім на кожний горизонт (рис. 4.2.1 – 4.2.4).



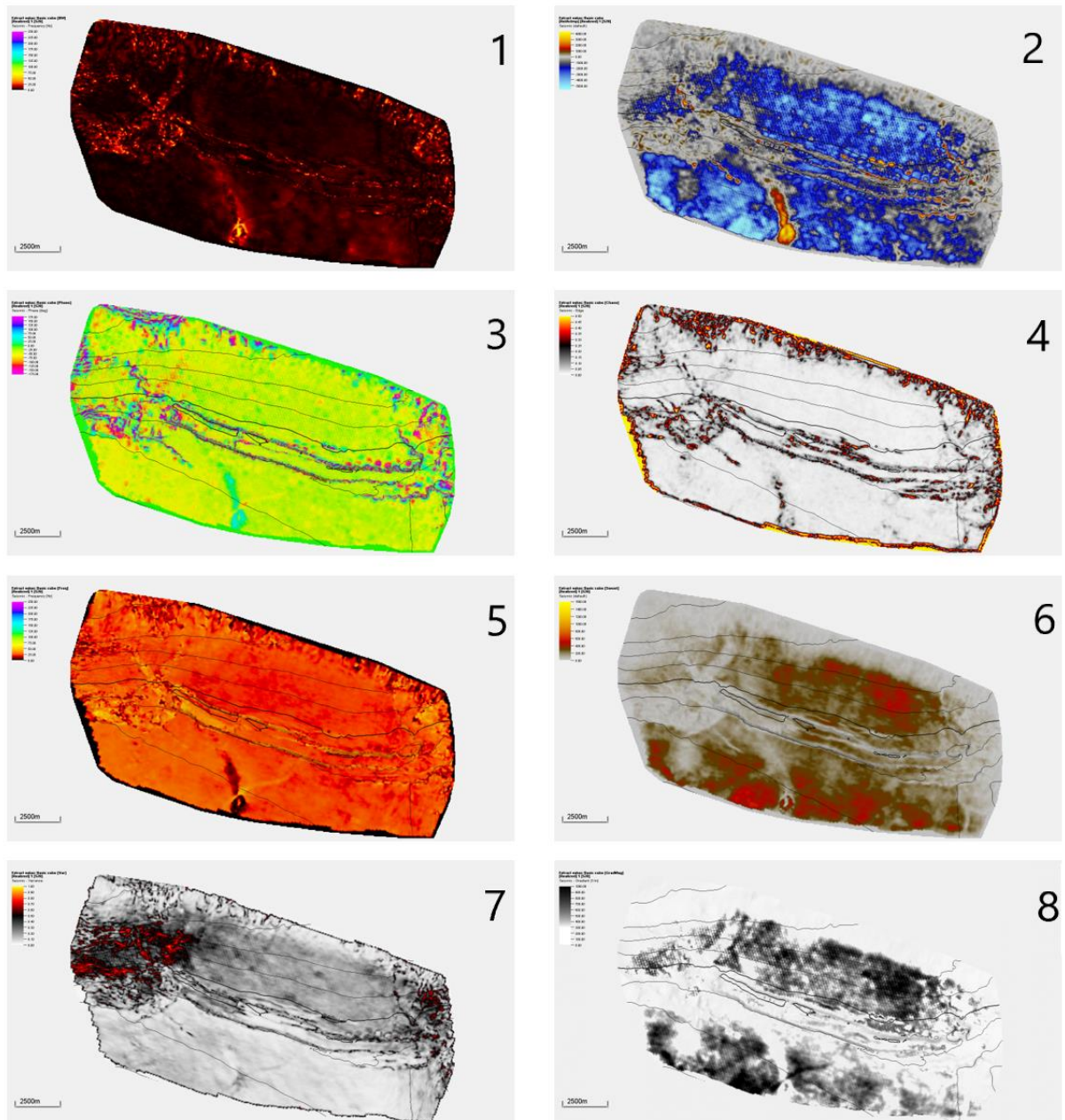
*Рис. 4.2.1 – Розраховані 3D куби атрибутів хвильового сейсмічного поля та атрибути вздовж горизонтів B6, B13, S20.*



*Рис. 4.2.2 – Атрибути: миттєва пропусна здатність – (1), миттєва фаза – (2), миттєва частота – (3), дисперсія – (4), відносний акустичний імпеданс – (5), хаос – (6), яскравість – (7), градієнт магнітуди – (8) вздовж горизонту В6*



*Рис. 4.2.3 – Атрибути: миттєва пропускна здатність – (1), миттєва фаза – (2), миттєва частота – (3), дисперсія – (4), відносний акустичний імпеданс – (5), хаос – (6), яскравість – (7), градієнт магнітуди – (8) вздовж горизонту горизонту B13*



*Рис. 4.2.4 – Атрибути: миттєва пропускна здатність – (1), миттєва фаза – (2), миттєва частота – (3), дисперсія – (4), відносний акустичний імпеданс – (5), хаос – (6), яскравість – (7), градієнт магнітуди – (8) вздовж горизонту S20*

#### **4.2.1 Класифікація горизонту за допомогою нейронних мереж**

Процес навчання моделі оцінки дає доступ до методів нейронних мереж. На основі наданих вхідних даних цей процес обчислює оціночну модель, яка буде відповідати аналогічним чином при отриманні подібних вхідних даних.

Вихідні дані оціночної моделі можуть бути використані в різних типах процесів моделювання.

Для навчання нейронних мереж під контролем оператора надаємо навчальні дані у вигляді розрахованих за сейсмічними атрибутами поверхонь (рис. 4.2.1.1). Процес навчання моделі оцінки використовує пари даних для створення моделі, яка оцінює правильні вихідні дані при поданні заданих вхідних даних. Ця модель може бути застосована до подібних вхідних даних, щоб обчислити обґрунтовані вихідні дані. Тому для моделі кожного горизонту був проведений аналіз матриці кореляції, яка показує статистичний зв'язок між заданими атрибутами (рис. 4.2.1.2 - 4.2.1.4). Атрибути зі значеннями кореляції нижче 0,5 і вище 0,9 були виключені, через високу розбіжність та сильну схожість відповідно. Помилка в мережі оцінюється шляхом пропускання вхідних даних через нейронну мережу і порівняння їх з вихідними даними. На виході отримали моделі для горизонтів B6, B13, S20 (Рис. 4.2.1.5 – 4.2.1.7).

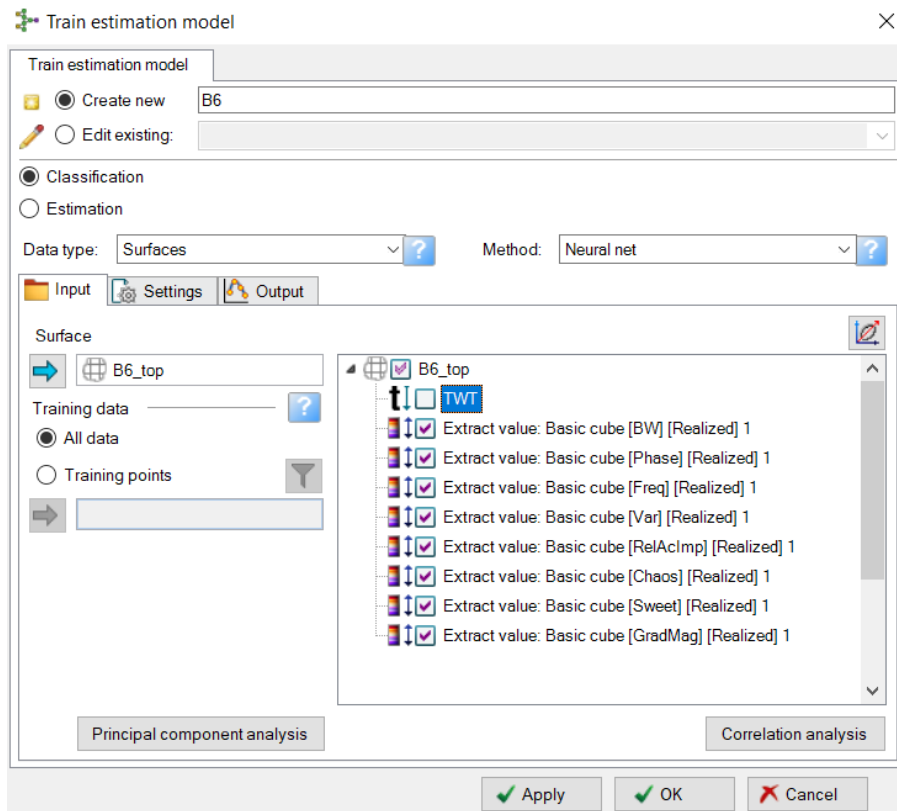


Рис. 4.2.1.1 – Вибір вхідних даних для побудови моделі за допомогою нейронної мережі, у програмному забезпеченні Petrel 2021

	Extract value: Basic cube [BW] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [Phase] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [Freq] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [Var] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [RelAcImp] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [Chaos] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [Sweet] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [GradMag] [Realized] 1
Extract value: Basic cube [BW] [Realized] 1	1.0000	0.0892	0.1085	0.2704	0.0750	0.0858	0.2400	0.0271
Extract value: Basic cube [Phase] [Realized] 1	0.0892	1.0000	0.3245	0.0135	0.5537	0.1535	0.1122	0.2652
Extract value: Basic cube [Freq] [Realized] 1	0.1085	0.3245	1.0000	0.2358	0.3591	0.3416	0.1496	0.4216
Extract value: Basic cube [Var] [Realized] 1	0.2704	0.0135	0.2358	1.0000	0.0764	0.0050	0.3084	0.1660
Extract value: Basic cube [RelAcImp] [Realized] 1	0.0750	0.5537	0.3591	0.0764	1.0000	0.0035	0.3210	0.3245
Extract value: Basic cube [Chaos] [Realized] 1	0.0858	0.1535	0.3416	0.0050	0.0035	1.0000	0.2662	0.3273
Extract value: Basic cube [Sweet] [Realized] 1	0.2400	0.1122	0.1496	0.3084	0.3210	0.2662	1.0000	0.3761
Extract value: Basic cube [GradMag] [Realized] 1	0.0271	0.2652	0.4216	0.1660	0.3245	0.3273	0.3761	1.0000
<b>Total</b>	<b>0.4408</b>	<b>0.6038</b>	<b>0.6184</b>	<b>0.5064</b>	<b>0.7372</b>	<b>0.4963</b>	<b>0.7593</b>	<b>0.7439</b>

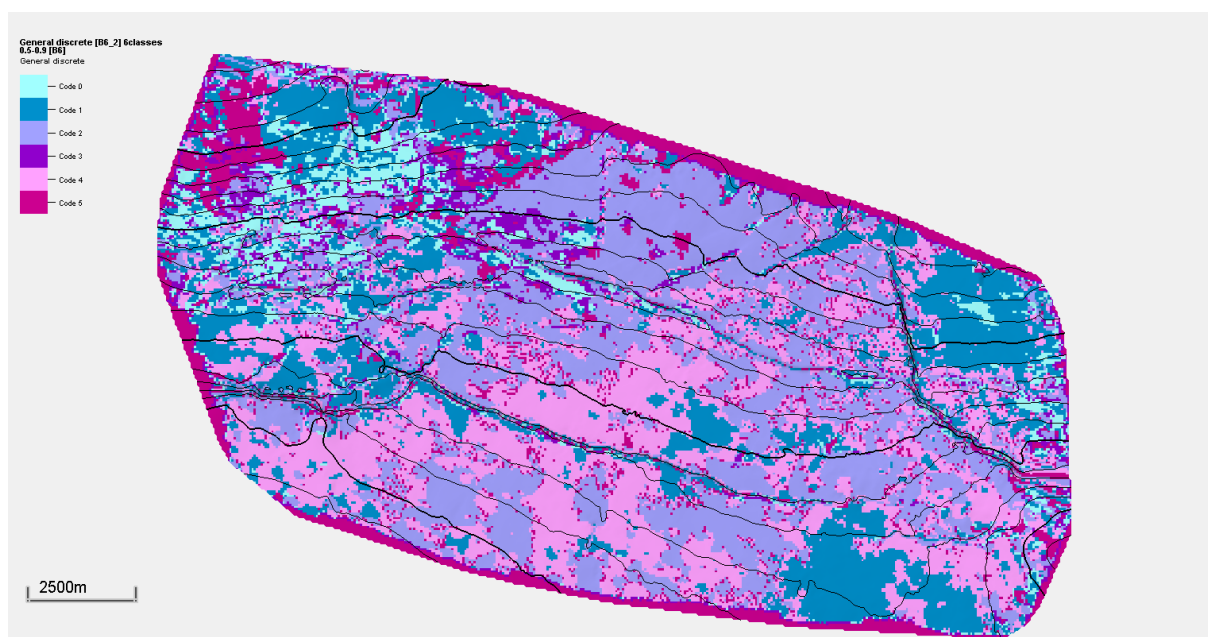
Рис. 4.2.1.2 – Матриця кореляції статистичних зв'язків вхідних атрибутів для горизонту В6

	Extract value: Basic cube [BW] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [Phase] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [Freq] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [Var] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [RelAcImp] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [Chaos] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [Sweet] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [GradMag] [Realized] 1
Extract value: Basic cube [BW] [Realized] 1	1.0000	0.0475	0.1729	0.2251	0.1274	0.0004	0.2101	0.0570
Extract value: Basic cube [Phase] [Realized] 1	0.0475	1.0000	0.0589	0.0249	0.3872	0.0088	0.0454	0.0276
Extract value: Basic cube [Freq] [Realized] 1	0.1729	0.0589	1.0000	0.1633	0.0875	0.4386	0.1900	0.2573
Extract value: Basic cube [Var] [Realized] 1	0.2251	0.0249	0.1633	1.0000	0.0709	0.0283	0.3000	0.2863
Extract value: Basic cube [RelAcImp] [Realized] 1	0.1274	0.3872	0.0875	0.0709	1.0000	0.0951	0.4695	0.1441
Extract value: Basic cube [Chaos] [Realized] 1	0.0004	0.0088	0.4386	0.0283	0.0951	1.0000	0.3842	0.1615
Extract value: Basic cube [Sweet] [Realized] 1	0.2101	0.0454	0.1900	0.3000	0.4695	0.3842	1.0000	0.3512
Extract value: Basic cube [GradMag] [Realized] 1	0.0570	0.0276	0.2573	0.2863	0.1441	0.1615	0.3512	1.0000
<b>Total</b>	<b>0.3385</b>	<b>0.4189</b>	<b>0.5404</b>	<b>0.5704</b>	<b>0.6252</b>	<b>0.5468</b>	<b>0.7407</b>	<b>0.5626</b>

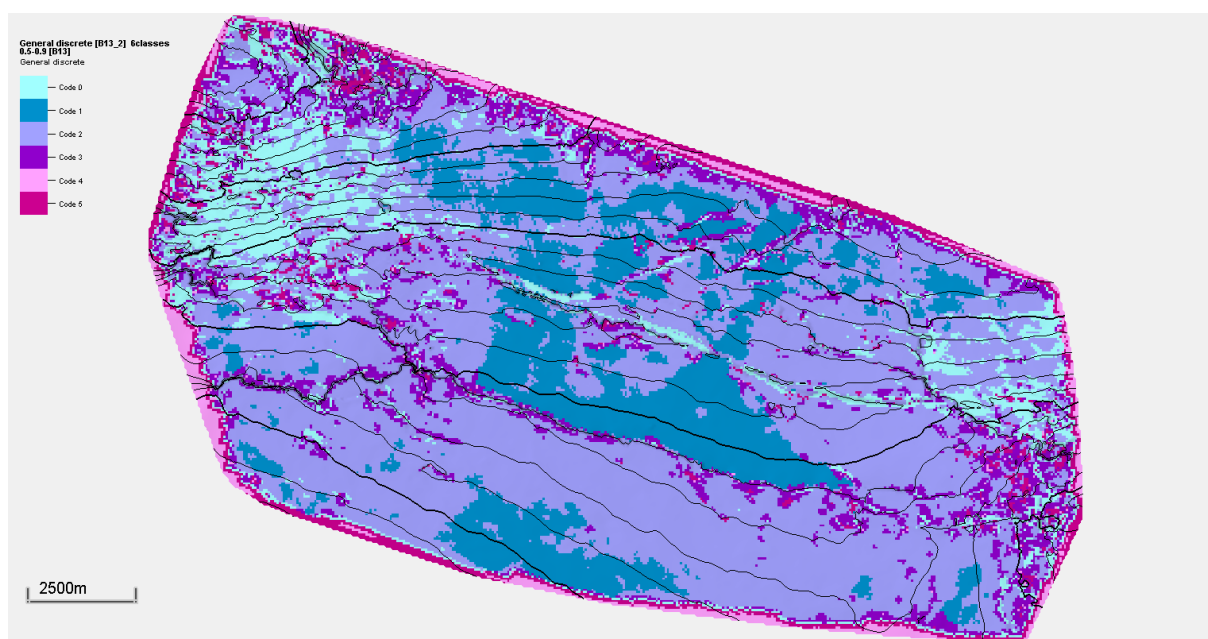
Рис. 4.2.1.3 – Матриця кореляції статистичних зв'язків вхідних атрибутів для горизонту В13

	Extract value: Basic cube [BW] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [Phase] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [Freq] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [Var] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [RelAcImp] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [Chaos] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [Sweet] [Realized] 1	Extract value: Basic cube [GradMag] [Realized] 1
Extract value: Basic cube [BW] [Realized] 1	1.0000	0.0332	0.1197	0.1351	0.2431	0.0362	0.1819	0.1549
Extract value: Basic cube [Phase] [Realized] 1	0.0332	1.0000	0.2130	0.0390	0.4004	0.2078	0.1441	0.2375
Extract value: Basic cube [Freq] [Realized] 1	0.1197	0.2130	1.0000	0.1682	0.1750	0.4498	0.1668	0.2529
Extract value: Basic cube [Var] [Realized] 1	0.1351	0.0390	0.1682	1.0000	0.1220	0.0490	0.2848	0.0174
Extract value: Basic cube [RelAcImp] [Realized] 1	0.2431	0.4004	0.1750	0.1220	1.0000	0.3441	0.7587	0.8220
Extract value: Basic cube [Chaos] [Realized] 1	0.0362	0.2078	0.4498	0.0490	0.3441	1.0000	0.4211	0.4045
Extract value: Basic cube [Sweet] [Realized] 1	0.1819	0.1441	0.1668	0.2848	0.7587	0.4211	1.0000	0.8333
Extract value: Basic cube [GradMag] [Realized] 1	0.1549	0.2375	0.2529	0.0174	0.8220	0.4045	0.8333	1.0000
<b>Total</b>	<b>0.3109</b>	<b>0.5086</b>	<b>0.5136</b>	<b>0.5769</b>	<b>0.8719</b>	<b>0.5847</b>	<b>0.8980</b>	<b>0.9125</b>

Рис. 4.2.1.4 – Матриця кореляції статистичних зв'язків вхідних атрибутів для горизонту S20



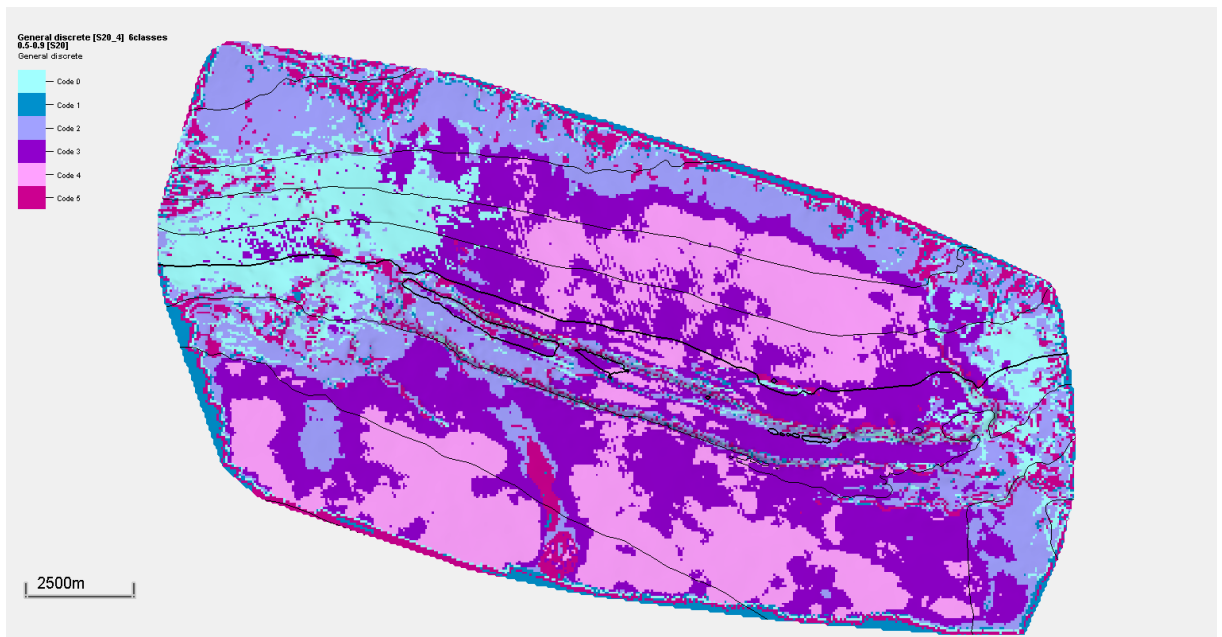
*Рис. 4.2.1.5 – Класифікована нейронною мережею модель горизонту B6*



*Рис. 4.2.1.6 – Класифікована нейронною мережею модель горизонту B13*

На рис. 4.2.1.8 (а) досліджувана аномалія має підвищенні значення амплітуд (яскраві плями). У цільовому горизонті B6 амплітуда зростає, що може вказувати на контакт порід, та насичення вуглеводнями. На класифікованій нейронною мережею моделі горизонту B6 (рис. 4.2.1.8 (b)) оконтурений клас 2, він співпадає

з позитивною аномалією амплітуд (яскрава пляма) у межах грабену. Сейсмофації класу 2 вважаємо за такі які мають однакову літологію.



*Рис. 4.2.1.7 – Класифікована нейронною мережею модель горизонту S20*

У межах виділеного класу досліджуваного грабену пробурена невелика кількість свердловин. Для визначення літології даного класу проаналізовані свердловини суміжних блоків, які попадають у цей клас. Свердловини 49, 50, 52 розкрили газонасичений пісковик у горизонті В6. Свердловини 51, 53, 55 за даними ГДС – сухі, тому припускаємо що класи 0, 1, 4 є непродуктивними (Братащук О.В., та ін. 2018).

Отже, опираючись на дані розрахунки, аналіз та дослідження сейсмічних атрибутів та класифікації за нейронною мережею, можна вважати, що наступні пробурені свердловини в межах аномалії грабену, оконтурений жовтим кольором (рис. 4.2.1.8 (b)), можуть розкрити колектори горизонту В6, з пористістю 14 – 22% та газонасиченістю 51 – 80% за аналогією з свердловинами 49, 50, 52.

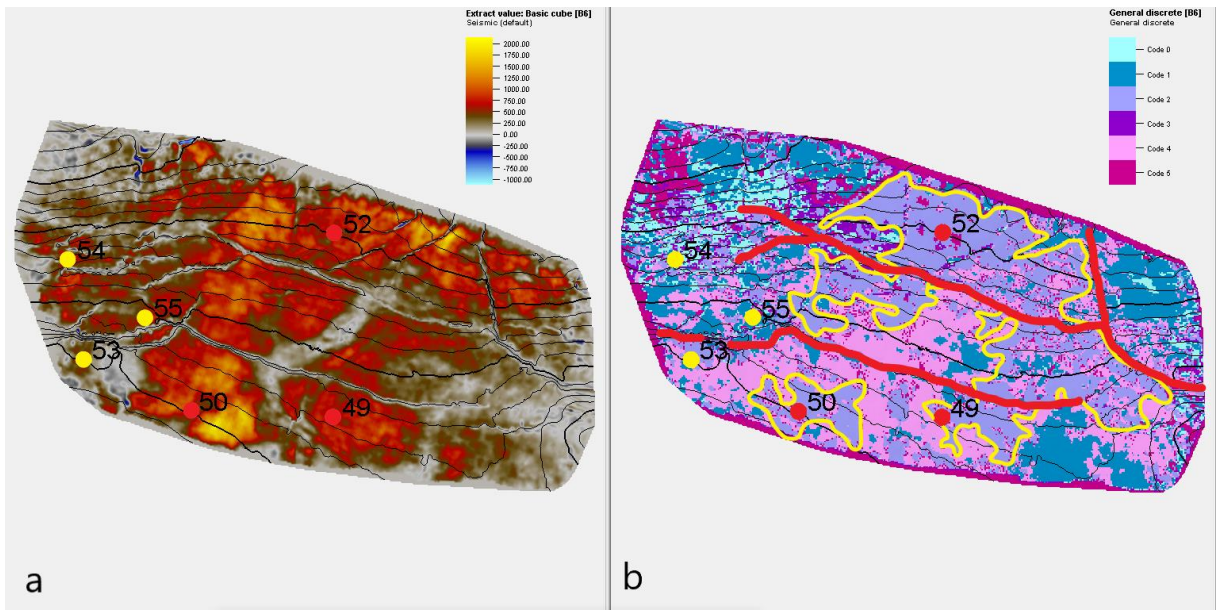


Рис. 4.2.1.8 – Порівняння класифікованої нейронною мережею моделі горизонту В6 та значень амплітуди горизонту В6. Жовтим оконтурена досліджувана аномалія, червоним – розломи.

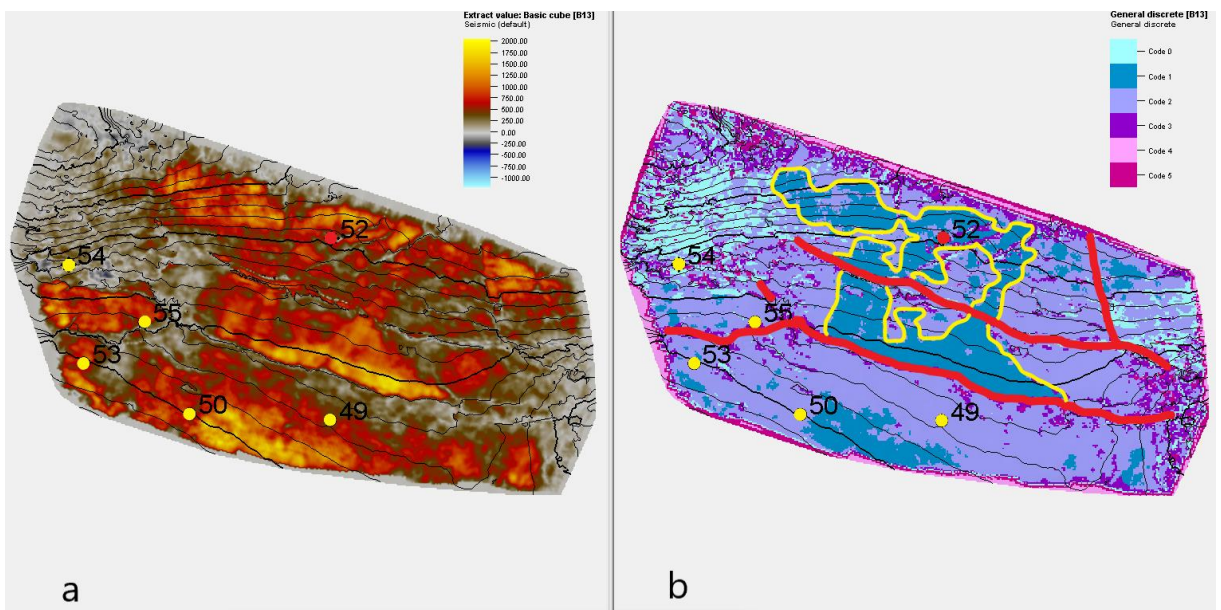


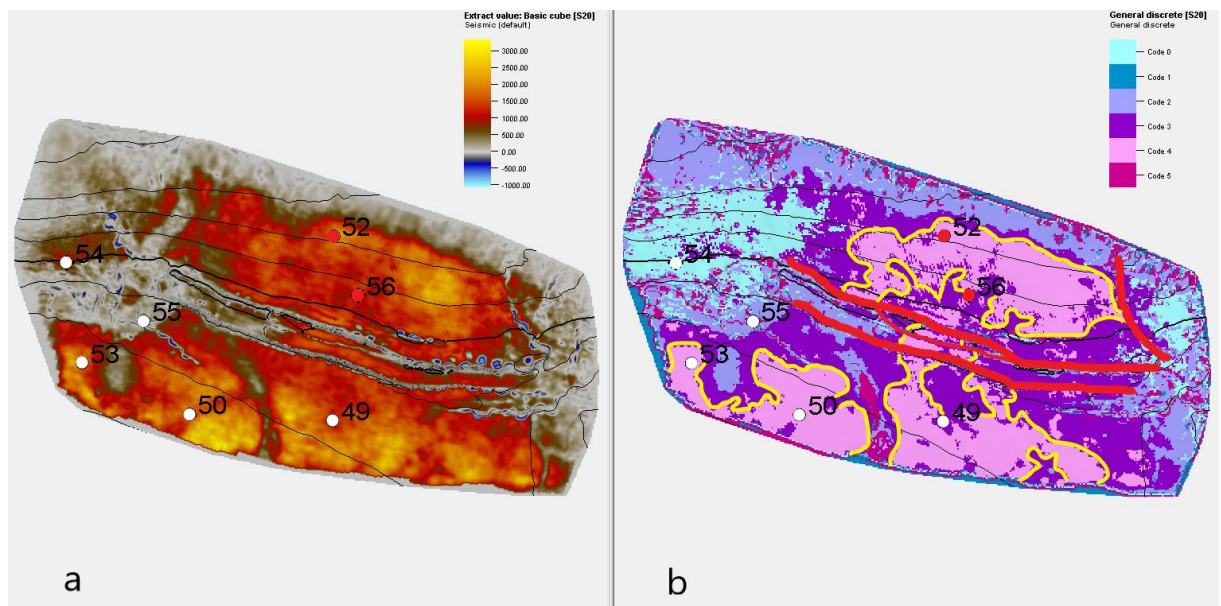
Рис. 4.2.1.9 – Порівняння класифікованої нейронною мережею моделі горизонту В13 та значень амплітуди горизонту В13. Жовтим оконтурена досліджувана аномалія, червоним – розломи.

На горизонті В13 спостерігається амплітудна аномалія яка прослідковується вздовж розломів (рис. 4.2.1.9 (а)). Її форма у межах грабену майже повністю повторюється на карті сейсмофаціальних властивостей (рис. 4.2.1.9 (b)) і

оконтурена жовтим кольором. Вона належить до класу 1, в межах цього класу пробурени лише одна свердловина 52, яка розкрила газонасичений пісковик, пористістю 18% та газонасиченістю 80%. Свердловини 49, 50, 53, 54, 55 розкрили пісковики башкирського ярусу, за даними ГДС газонасиченості в них виділено не було (Браташук О.В., та ін. 2018).

Отже, на основі даних св. 52 клас з кодом 1 виділяє потенційно газонасичені пісковики. Ділянка яка оконтурена жовтим кольором в межах горизонту рекомендується до більш детального вивчення, так як має високі ознаки наявності покладів вуглеводнів.

Негативні результати ГДС 49, 50, 53, 54, 55 свідчать про неперспективність колекторів у межах класів 0, 2, 3, 4, 5. У цих ділянках мало ймовірно будуть знайдені поклади вуглеводнів.



*Рис. 4.2.1.10 – Порівняння класифікованої нейронною мережею моделі горизонту S20 та значень амплітуди горизонту S20. Жовтим оконтурена досліджувана аномалія, червоним – розломи.*

У межах грабену горизонт S20 суттєво зменшується (рис. 4.2.1.10) але показує високі значення амплітуди. За картою сейсмофаціальних властивостей в

Його межах залягають породи 3 та 4 класів, які є суміжними між собою. В межах досліджуваної ділянки дві свердловини 52, 56 розкрили горизонт S20 і попадають в клас 3 та межу 3 і 4. За даними ГДС їх вони розкрили пласт з пористістю 23-28% та газонасиченістю 92-94% (Братащук О.В., та ін. 2018).

Отже, оконтурена жовтим кольором (рис. 4.2.1.10 (b)) аномалія в межах класу 4 є потенційно цікавою для подальшого дослідження на наявність покладів вуглеводнів.

Створенні класифіковані нейронною мережею моделі (рис. 4.2.1.5 – 4.2.1.7) можуть бути використані для різних типів даних за допомогою відповідного процесу моделювання:

- Створення каротажних діаграм - каротажні діаграми свердловин;
- Генерація атрибутів - куби сейсмічних атрибутів;
- Моделювання пластів - генерування дискретних властивостей;
- Створення поверхні - атрибути поверхні (включаючи карти сейсмічних атрибутів)

Моделі оцінки сейсмофацій можуть бути навчені на одному типі даних, а потім застосовані до іншого. Однак, в деяких випадках це буде недоцільно. Сейсмічні куби можуть значно змінитися, коли їх вибірка потрапляє в грубу 3D-сітку, і вони можуть більше не показувати ті самі взаємозв'язки.

## ВИСНОВКИ

У даній роботі вперше побудована класифікована нейронною мережею модель досліджуваної площі південного борту ДДЗ. На основі якісної інтерпретації побудованих моделей виділено потенційно-перспективні ділянки покладів вуглеводнів даної площі, для подальшого вивчення. Досліджено особливості виділення яскравих плям та їх аналіз на основі класифікації нейронними мережами за сейсмічними атрибутами. Проаналізовано класифіковану нейронною мережею модель.

Вивчено геологічну будову родовища, розраховані сейсмічні атрибути та проаналізовано кореляційні зв'язки між ними, виділено класи яскравих плям як потенційних покладів вуглеводнів.

Протестовано 20 сейсмічних атрибутів, при аналізі коефіцієнту кореляції яких ефективними виявились наступні вісім: Instantaneous bandwidth, Instantaneous phase, Instantaneous frequency, Variance, Relative acoustic impedance, Chaos, Sweetness, Gradient magnitude. Описані сейсмічні атрибути, які використовувались для класифікації сейсмічних властивостей на основі нейронних мереж.

На основі часового сейсмічного 3D кубу проінтерпретовано горизонти B6, B13, S20. Часовий куб перераховано за восьми сейсмічними атрибутами і отримано часові 3D куби: миттєвої пропускної здатності, миттєвої фаза, миттєвої частоти, дисперсії, відносного акустичного імпедансу, хаосу, яскравості, градієнту магнітуди. За кожним з перерахованих кубів побудовані атрибутивні поверхні горизонтів B6, B13, S20. На їх основі за допомогою нейронних мереж створені моделі сейсмофаціальних властивостей кожного з горизонтів.

Моделі класифіковані нейронною мережею були порівняні з картами значень амплітуд горизонтів за яскравістю аномалій амплітуд та контурами поділених класів. Також були залученні результати буріння та ГДС свердловин, які були додатковим фактором. В результаті аналізу виділено ділянки з

потенційно газонасиченими пісковиками, горизонтів B6, B13, S20, які рекомендуються до подальшого дослідження із залученням інших методів.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

Братащук О.В., Костів О., Репринцев В., Каменев В., Бугрим В., Мазуркевич Т., Гаракевич І. (2018). Звіт про науково-дослідну роботу "Проект дорозвідка родовища №1 з урахуванням даних сейсморозвідувальних робіт 3D". Звіт з НДР (заключний) за договором №100 ПГВ / 2018-2018 (тема 33.624 / 2018-2018. Харків: УкрНДІгаз.

Галко Т., Баранова Т., Уфимцев О., та ін. (2010). Звіт про НДР "Уточнений проект розробки ГКР №1. Наряд-замовлення 100 ПГВ/2010-2010 (51.605/2010-2010). Харків.УкрНДІгаз.

Іванюта М.М., Федешин В.О., Денєги Б.І., Арсірія Ю.О., Лазарук Я.Г. (1998). Атлас родовищ нафти і газу України у 6-ти томах. Львів: ЛНУ.

Колісніченко В.Г., Чуприна А.М. (2017). Звіт про виконання сейсморозвідувальних робіт на площі №1 за технологією 3D. Київ.: ГЕОЮНІТ.

Михайлов В.А., Курило М.В., Омельченко В.Г. Горючі корисні копалини України: Підручник. К.: КНТ, 2009. 376 С.

D.Subrahmanyam & P.H.Rao. (2008). Seismic attributes - A review. Взято з <https://www.spgindia.org/2008/398.pdf>

Hart, B. S. (2008). Channel detection in 3-D seismic data using sweetness. AAPG Bulletin, 92(6), 733–742. doi:10.1306/02050807127

Koson S. (2014). Enhancing geological interpretation with seismic attributes in gulf of thailand. Chulalongkorn Uni.

Landmark software manager. (б. д.). Взято з <http://esd.halliburton.com>

Li, M., & Zhao, Y. (2014). Seismic attribute analysis. У Geophysical exploration technology (с. 103–131). Elsevier. doi:10.1016/b978-0-12-410436-5.00005-8

Liang, Y., Li, C., & Song, Y. (2019). Application of seismic instantaneous attributes in gas reservoir prediction. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 237, 032070. doi:10.1088/1755-1315/237/3/032070

Marfurt, S. C. K. (2020, 1 березня). Some seismic instantaneous bandwidth attribute applications. Взято з <http://surl.li/gydlc>

Pigott, J. D., Kang, M.-H., & Han, H.-C. (2013). First order seismic attributes for clastic seismic facies interpretation: Examples from the East China Sea. *Journal of Asian Earth Sciences*, 66, 34–54. doi:10.1016/j.jseaes.2012.11.043

Radovich, B. J., & Oliveros, R. B. (1998). 3-D sequence interpretation of seismic instantaneous attributes from the Gorgon Field. *The Leading Edge*, 17(9), 1286–1293. doi:10.1190/1.1438125

Sanhasuk Koson, Piyaphong Chenrai, & Montri Choowong. (2014). Seismic attributes and their applications in seismic geomorphology. Взято 7 травня 2023 з [https://www.geo.sc.chula.ac.th/BEST/volume6/number1/BEST\\_6\\_1\\_001\\_Sanhasuk\\_Final.pdf](https://www.geo.sc.chula.ac.th/BEST/volume6/number1/BEST_6_1_001_Sanhasuk_Final.pdf)