



Міністерство освіти і науки України
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
Навчально-науковий інститут «Інститут геології»
Кафедра геофізики

**Кваліфікаційна робота магістра
спеціальність 103 – Науки про Землю
освітня програма «Геофізика»**

Тема: «Використання сейсмічних даних для структурного та стратиграфічного аналізу шельфу Чорного та Північного морів»

Виконав

магістрант кафедри геофізики
2-го року навчання
ПЕТРОКУШИН РОМАН ЄВГЕНОВИЧ

Науковий керівник

доцент
БЕЗРОДНИЙ ДМИТРО АНАТОЛІЙОВИЧ

Робота рекомендується до захисту (протокол № 15 засідання кафедри геофізики
від 4 травня 2022 р.)

В. о. завідувача кафедри

доц. ШАБАТУРА ОЛЕКСАНДР ВІКТОРОВИЧ

Київ – 2022

Перелік умовних позначень

ПЗ Petrel – Програмне забезпечення Petrel від компанії Schlumberger

BlueBack Toolbox – плагін Petrel для більш детального вивчення сейсмічних даних

Westerngeco Schlumberger – нафтогазосервісна компанія, що надала сейсмічні дані даної роботи

North Sea Atlas – атлас даних Північного моря

m/s – метри на секунду

ms – мілісекунди

GLCM – Gray Level Cooccurrence Matrix – метод класифікації сейсмічних даних, вважається одним із атрибутів високої складності

GSD – General Spectral Decomposition – загальний спектральний розклад сейсмічного сигналу

RMS – root mean square – середньоквадратичне

RGB – red/green/blue – метод змішування кольорів при оцінці сейсмічних атрибутів

Geobody Extraction – метод вилучення геологічних тіл в тривимірному просторі

Catfish prospect – назва перспективної ділянки

CCS – Carbon Capture and Sequestration – метод збору та збереження вуглецю (газу)

ПСГ – підземне сховище газу

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
РОЗДІЛ 1 Загальні відомості про район робіт	7
РОЗДІЛ 2 Геолого-геофізична вивченість району робіт	13
РОЗДІЛ 3 Геологічна будова району робіт	
3.1 Стратиграфія.....	17
3.2 Тектоніка.....	19
3.3 Нафтогазоносність родовища.....	21
РОЗДІЛ 4 Геолого-геофізичний аналіз та інтерпретація даних	
4.1 Завантаження та адаптація даних.....	26
4.2 Аналіз геологічних та сейсмічних даних	
4.2.1 Аналіз регіональних геологічних даних родовища...	29
4.2.2 Інтерпретація основних розломів та ключових горизонтів.....	30
4.2.3 Атрибутивний аналіз сейсмічного кубу.....	38
4.2.4 Виділення та картування перспективних об'єктів...	44
РОЗДІЛ 5 Оформлення результатів дослідження та створення портфоліо.....	52
РОЗДІЛ 6 Використання результатів виконаної роботи та інтеграція з вітчизняними даними шельфу Чорного моря.....	57
Висновки.....	61
Список використаних джерел.....	63

Вступ

Магістерська робота за темою “ Використання сейсмічних даних для структурного та стратиграфічного аналізу шельфу Чорного та Північного морів ” була виконана та описана з використанням сейсмічних даних, отриманих завдяки компанії WesternGeco (Schlumberger). Дана робота складається з двох частин – теоретичної, що включає в себе аналіз та аналогові характеристики родовищ Чорного та Північного морів, а також практичну, яка полягає у сейсмічній інтерпретації даних родовища шельфу Північного моря

Актуальність вибраної теми полягає в детальному аналізі та порівняльній характеристиці двох важливих родовищ: шельфу Північного моря – яке є добре дослідженим та вивченим та шельфу Чорного моря – перспективного для подальших досліджень, базуючись на вивченні першого. Перш за все, розуміння геологічної будови та осадконакопичення басейну Північного моря дозволяє зрозуміти потенційні напрямки досліджень ділянки Чорного моря, оскільки характер та тип відкладів обох басейнів схожий в перспективі залягання вуглеводнів.

Однією з причин актуальності даної теми є аналіз сейсмічних даних, який проведений вперше, оскільки дані були переоброблені у 2021 році. Результати виконаної мною роботи були передані компанії WesternGeco Schlumberger для подальшого використання.

Окрему актуальність займає тип інтерпретації сейсмічних даних шельфу Північного моря, у якій я сконцентрувався на виділенні та амплітудно-частотній характеристиці потенційних підземних сховищ для збереження вуглекислого газу (Carbon Capture and Sequestration). Це у свою чергу є надзвичайно важливою темою досліджень геології та геофізики у перспективі коаліції ООН щодо 0 відходів (Net Zero Coalition).

Дана робота складалась з двох етапів – попереднє вивчення геологічної будови та сейсмічна інтерпретація і застосування її результатів на основі вітчизняного басейну. У практичній частині роботи окрім сейсмічних даних (отриманих від компанії Westerngeco Schlumberger), також було використано дані свердловин (інклінометрію, розбивки, каротажі), які було отримано з відкритих ресурсів (<https://ndr.nstauthority.co.uk/> та <https://www.nstauthority.co.uk>). Детальне вивчення усіх даних та інтерактивне застосування їх в комплексі було основною поставленою задачею проекту. Сутність практичного дослідження полягає в геолого-геофізичному аналізі інформації для вивчення загальної геології, встановлення основних тектонічних рушіїв, обґрунтування обстановки осадонакопичення, а також виявлення умов акумуляції вуглеводнів. Кінцевим завданням роботи є виділення найперспективніших ділянок, які раніше не розроблялися, а також ідентифікація перспективних підземних сховищ для CO₂.

З метою вирішення вище поставлених завдань було використано ряд програмних забезпечень, наданих компанією Schlumberger, а саме Petrel, Techlog та ряд додаткових плагінів (напр. BlueBack Toolbox). Також було використано програмне забезпечення Excel від Microsoft для проведення математичних обчислень та контролю якості розрахунків, виконаних в програмі.

Практичне та теоретичне значення одержаних результатів буде представлено на міжнародних зборах геологів та геофізиків – SEG, EAGE, а також на вітчизняних конференціях. Дана робота виконувалася за підтримки компанії Westerngeco Schlumberger, яка отримала результати моїх досліджень. Робота є рекомендована до використання спеціалістами з галузі

– Бенджаміном Медведевим (спеціаліст з геофізики, менеджер з проєктів в Україні та Східному Середземномор'ї компанії Schlumberger)

1 Загальні відомості про район робіт

Дана робота полягає у вивченні родовища басейну Північного моря (його північної шельфової частини), а також порівняльного аналізу геологічної характеристики з шельфовою частиною басейну Чорного моря.

За останні чотири десятиліття люди, що працюють у компаніях, науково-дослідних інститутах, університетах та державних установах, отримали величезний фонд знань про геологію Північного моря.

Підраховано, що понад 500 000 людино-років було витрачено на спробу зрозуміти нафтову геологію району та видобути вуглеводні в ній якомога ефективніше та безпечно. На основі цих знань, було виконано інтерпретацію сейсмічних даних ділянки шельфу Північного моря та екстрапольовано підходи та ідеї щодо вивчення шельфу Чорного моря

Розподіл родовищ нафти та газу в басейні (рис. 1.1) показує, що вони зосереджені уздовж центральної зони Північного моря з відгалуженням до району Морей-Ферт. Це пов'язано з тим, що грабени розвинулися, в основному в період пізньої юри. Ця рифтова структура контролювала багато аспектів нафтової геології регіону. Високоорганічні глини формації Кіммерідж, відкладені в період пізньої юри, стали джерелом майже всієї нафти і газу. Історія поширення та осадонакопичення цих відкладів контролювалося структурними розвитками, пов'язаними з рифтогенезом грабенів і пост-рифтовим опусканням. Структур, які слугують пастками вуглеводнів, багато і різноманітні, але, як правило, безпосередньо пов'язані з історією рифтогенезу, зокрема, з великими розломними блоками грабена Вікінг, які утворилися під час основних фаз рифтогенезу. Як син-, так і пост-рифтовий розвиток басейну було перервано важливими епізодами розміщення глибоководних пісків, створюючи багато колекторів, які легко закриваються глибоководними глинистими породами, що їх оточують. [1]

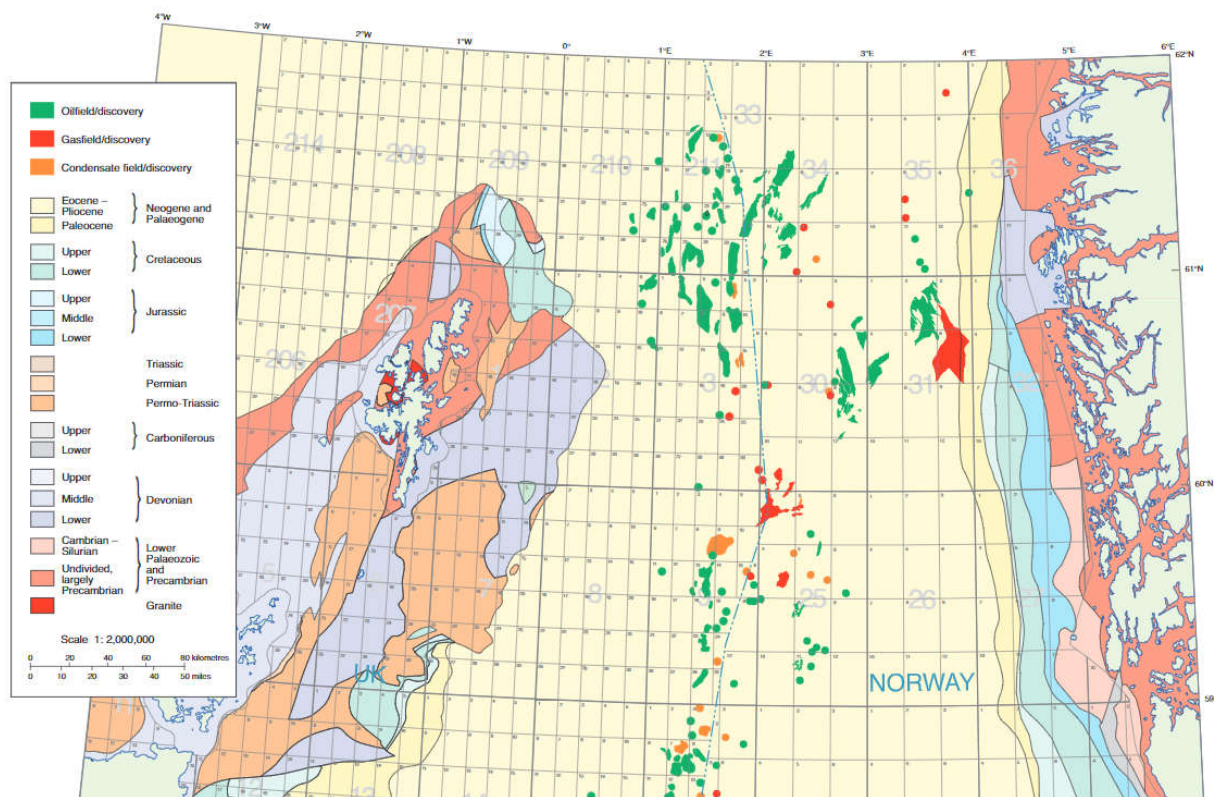
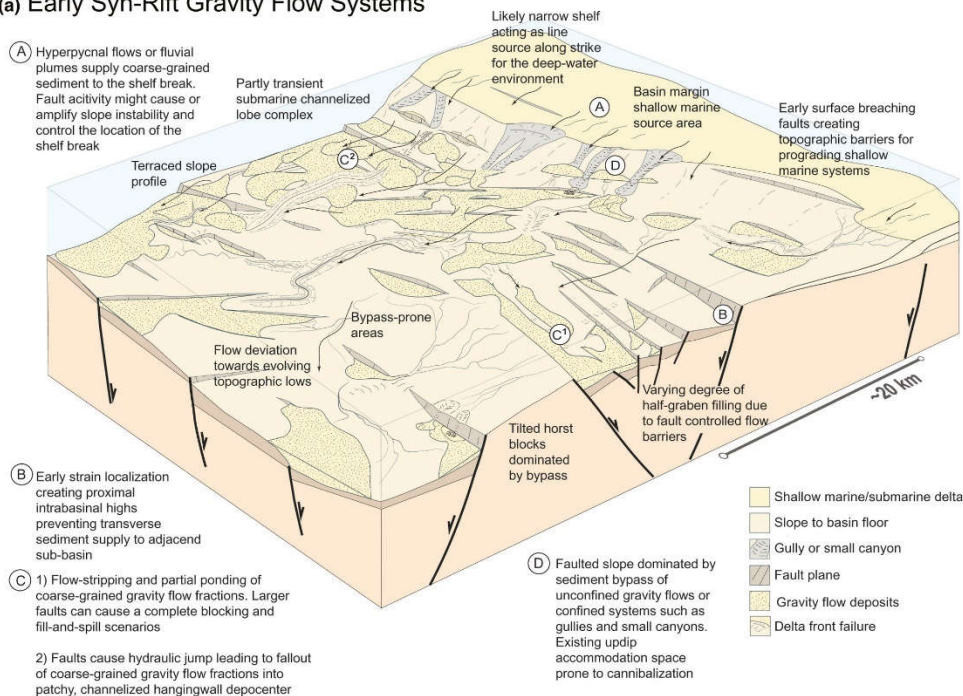


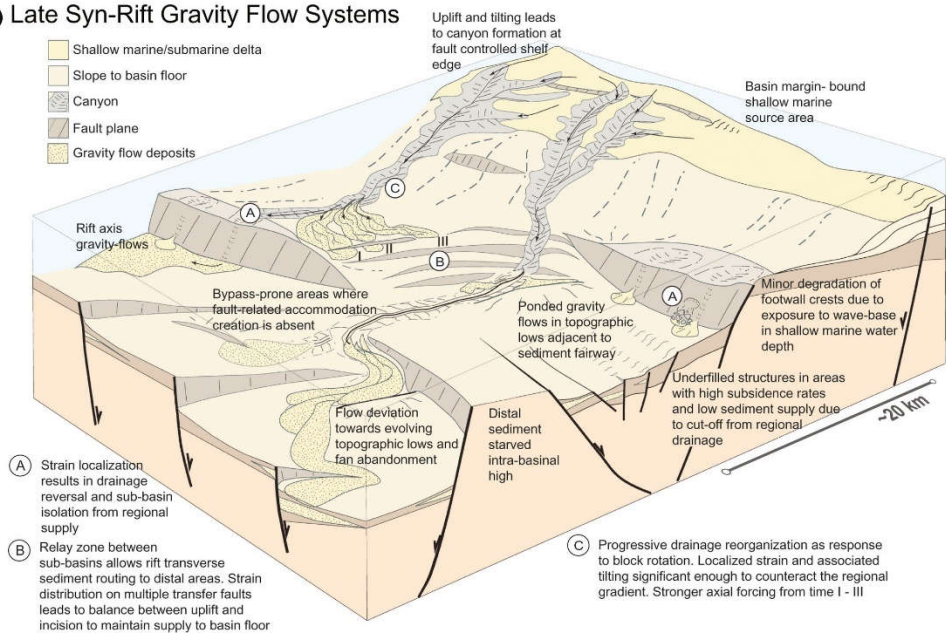
Рисунок 1.1 Геологічна карта північної та центральної частин Північного моря. Ця карта заснована на даних North Sea Atlas. Також показано місця розташування вуглеводневих родовищ і значних відкриттів.

Порівнюючи геологічні характеристики басейнів Північного та Чорного морів можна дійти висновку, що вони є доволі схожими з переважаючим рифтогенезом, що став основою акумуляції та формування вуглеводнів. Аналізуючи геологічну будову та осадконакопичення обох басейнів вибудовується кореляція в фаціальних співпадинях, які слугують колекторами. (рис. 1.2) [14]

(a) Early Syn-Rift Gravity Flow Systems



(b) Late Syn-Rift Gravity Flow Systems



a)

б)

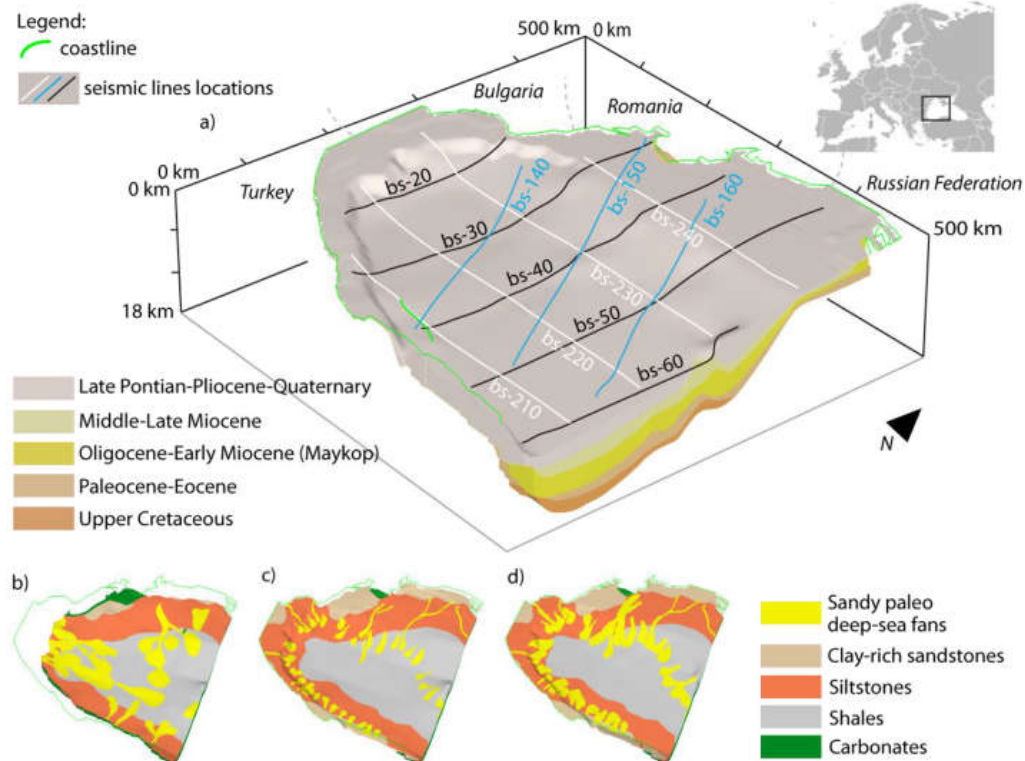


Fig. 2. a) Numerical model domain based on twelve 2D seismic lines containing 103 seismic horizons (Nikishin et al., 2015b), b) Facies distribution in Maykop, c) Middle Miocene, and d) Pliocene-Quaternary layers.

Рисунок 1.2. а) Схема осадконакопичення син-рифтової системи Північного моря ділянки вивчення (Tillmans, et.al 2021) [8]

б) Схема осадконакопичення син-рифтової системи Чорного моря ділянки шельфу (Burwicz, Naeckel 2020) [13]

З обох схем видно переважання флювіальних та мілководних відкладів.

Також, проаналізувавши геологічну будову обох басейнів, було зроблено висновок та проведено порівняльні схеми щодо стратиграфічно-тектонічної колонки (рис. 1.3), [10, 1]

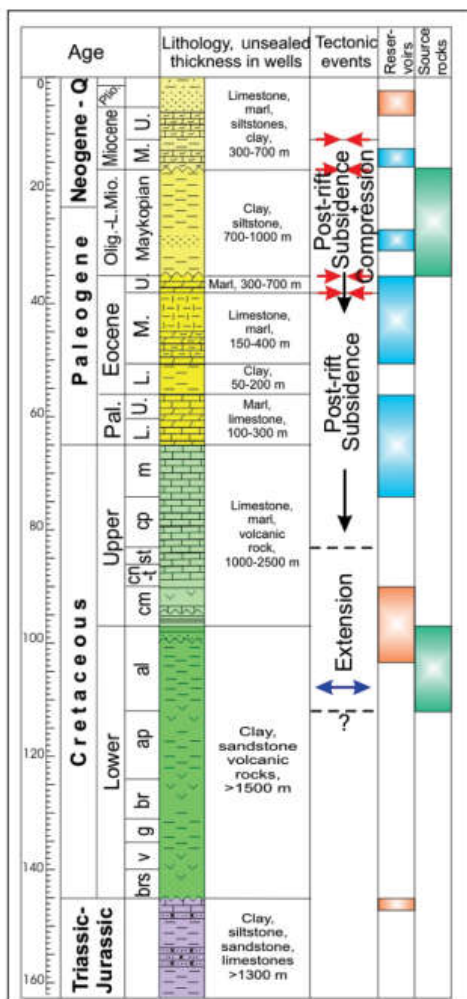


Figure 3. Lithostratigraphic column, tectonic events, and play elements of the Odessa Shelf area.

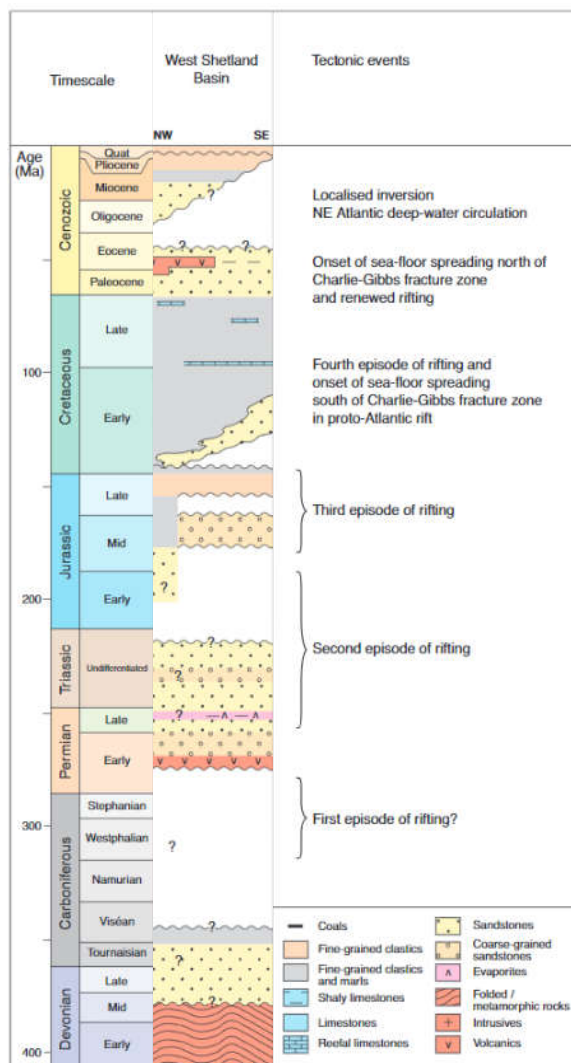


Рисунок 1.3. Літостратиграфічні колонки з коротким описом переважаючої тектоніки в заданий проміжок, ліворуч – Чорного моря (Khriachtchevskaia, et al 2009), праворуч – Північного моря (Seismic Atlas, from Tate et al., 1999)

Ділянка, з якої були використані дані цієї дипломної роботи, знаходиться у північній частині Північного моря, на північний схід від Шетландських островів у морській частині Великої Британії



Рисунок 1.4 Аерознімок ділянки робіт в Північному морі та полігон вивчення з покриттям сейсмічними даними

2 Геолого-геофізична вивченість району робіт

Вуглеводні в Північному морі були виявлені на початку 1960-х років, і перша нафта Північного моря надійшла в експлуатацію в 1971 році, а з 1975 року її доставили на берег в Тиссайді, Англія, але родовища не використовувалися інтенсивно, поки зростання цін на нафту в 1980-х роках не призвело до економічної експлуатації. Недоступність і небезпечні умови на шельфі вимагають складних і дорогих методів виробництва.

Насправді було відомо про просочування нафти з вугільних пластів по обидва боки Північного моря, але розробка була лише обмежена (нафтове родовище Екрінг, Ноттінгемшир, Англія). Після Другої світової війни в 1959 році було виявлено невелику кількість родовищ газу та нафти на суші. У 1959 році була поглиблена академічна свердловина в Тен-Буер поблизу Гронінгена, Нідерланди, і було виявлено значне родовище газу.

Дослідження Північного моря було історією постійного просування країв технології експлуатації (з точки зору того, що може бути вироблено), а потім і технологій відкриття та оцінки (2-D сейсмозв'язки, а потім 3-D і 4-D; підсольової сейсміки; комплексів для відображення й аналізу буріння, а також суперкомп'ютери для обробки необхідних обчислень). [4, 5]

Ділянка робіт, яка вивчається в даній роботі, розташована на північний схід від Шетландських островів у Північному морі Великобританії, було відкрито в 1974 році і вперше розроблено в 2002 році. Тоді нафта і газ викачувалися з чотирьох бурових центрів, які були прив'язані до платформи Brent Чарлі поблизу родовища Brent.

Розробкою ділянки займаються такі компанії як Shell, British Petroleum, Equinor, Amoco Exploration та інші. Так наприклад у 2017 році, після більш ніж сорока років успішної експлуатації, компанія Shell

розпочала процес виведення з експлуатації родовища Brent та реконструкції нафтогазового родовища, дані з якого використовується у даній роботі, за допомогою плавучого судна для видобутку, зберігання та розвантаження (FPSO), яке замінить платформу Brent Charlie.

У рамках процесу реконструкції буде пробурено ще вісім свердловин, які будуть прив'язані до судна FPSO. Нафта транспортуватиметься танкерами на нафтопереробні заводи, а газ транспортуватиметься по трубопроводу Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS) до газового терміналу Сент-Фергус на північному сході Шотландії. [7]

Ця реконструкція є привабливою можливістю з конкурентоспроможною перспективною беззбитковою ціною нижче 40 доларів за барель. Очікується, що після повного відновлення середній піковий видобуток становитиме приблизно 45 000 бар. н.е./день. [6, 9].

Для вивчення даної площі були проаналізовані сейсмічні дані, надані компанією Westerngeco Schlumberger, із загальною площею ~1500 км². Було проведено попередній аналіз сейсмічних амплітуд та використано ряд базових операцій підготовки даних для подальшої їх інтерпретації (генерування гістограми амплітуд, підсилення амплітуд, аналіз статистики)

Number of inlines:	1129
Number of crosslines:	1306
Inline length:	65250.00
Inline interval:	50.00
Crossline length:	56400.00
Crossline interval:	50.00
Inline rotation from north:	88.62
Inline range:	2565 to 7077 step 4
Crossline range:	2254 to 7474 step 4
Vintage:	Seismic Time 1
Seismic type:	3D
Number of samples per trace:	1535
Number of cells total:	2263317590
Inline interval:	50
Crossline interval:	50

Рисунок 2.1 Статистичні дані сейсмічного куба з базовими параметрами зйомки в ПЗ Petrel

Також окрім отриманих сейсмічних даних, було проведено аналіз та пошук необхідних свердловинних даних для більш детального вивчення даної ділянки. Для цього були проаналізовані бази даних Великобританії та отримані свердловинні дані, що включали в себе координати свердловин, декілька каротажів, ВСП, розбивки та історії існування свердловин

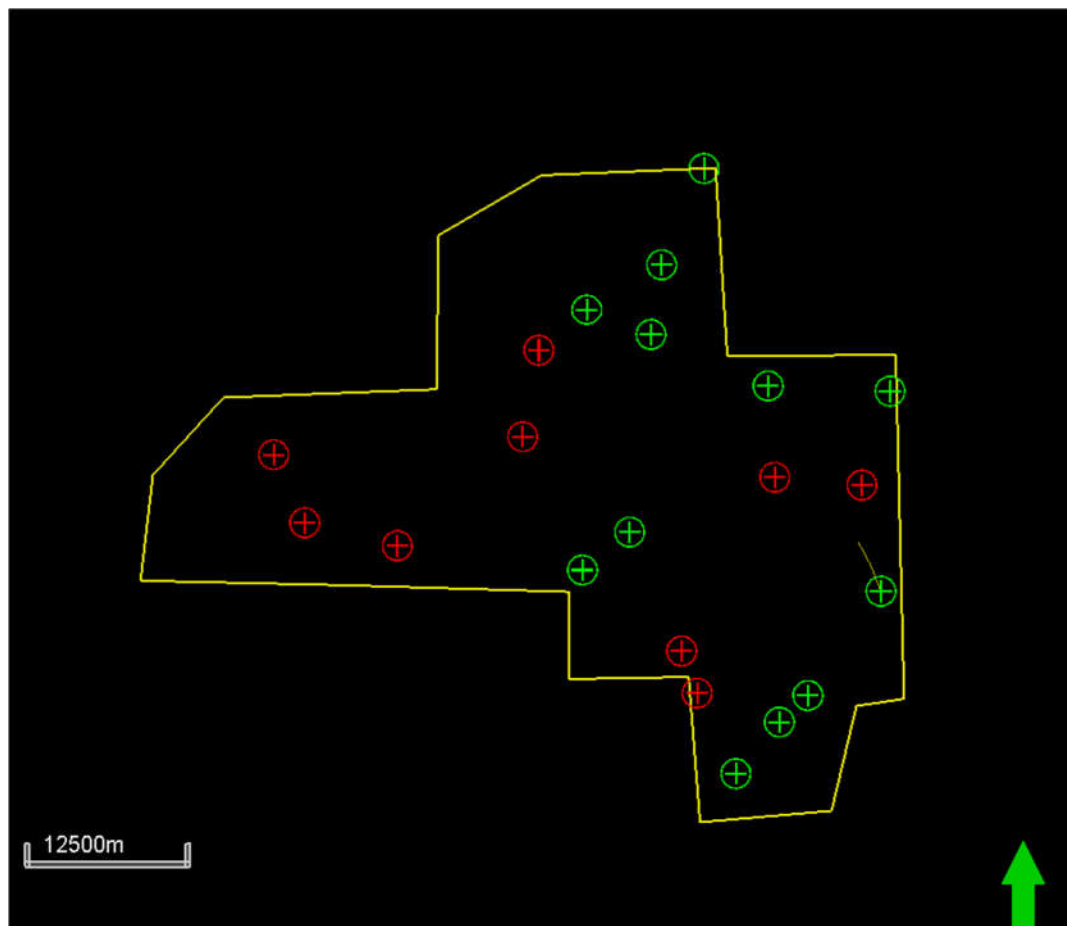


Рисунок 2.2 Карта досліджень з жовтим полігоном – границями сейсмічних даних та свердловинами (зелені – продуктивні, червоні – сухі).

[2, 3]

Із набору з 21 свердловини лише 5 мали достатній набір даних, було необхідним заповнити якомога більше даних для найбільш детальної інтерпретації даних. Саме тому 3 файли ВСП були розподілені по сейсмічному кубу для свердловин, в яких були вони відсутні, керуючись методом найближчих точок та спираючись на геологічний характер.

3 Геологічна будова району робіт

3.1 Стратиграфія

Родовище басейну Чорного моря, що вивчається в даній роботі, розташоване в північно-східній частині Північного моря в шельфовій зоні.

За даними, отриманими на період проекту, геологічний розріз, пробурений свердловинами складається з різних регресивно-трансгресивних етапів осадко накопичення і в основному представлений теригенно-морськими відкладами, тобто перешаруванням глин та пісковиків. Оскільки велика кількість відкладів була прибережно-морських фацій, знайдені рештки органічних організмів в керновому матеріалі.

Стратиграфія даного регіону є доволі екстенсивна та добре вивчена, саме тому в даній роботі було детально проаналізовано окрему геологічну обстановку стратиграфічної зони відкладів крейди, тріасу та юри

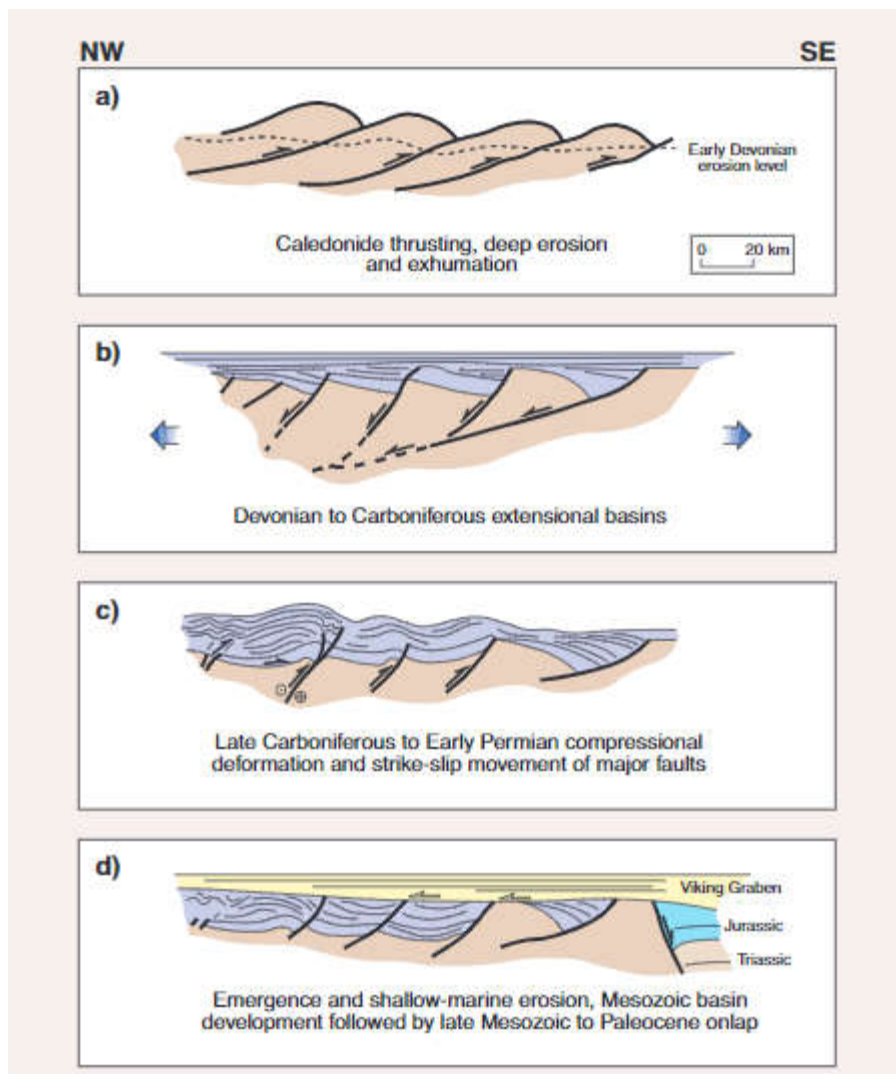


Рис. 3.1.1 Структурна еволюція Східно-Шетландської платформи. Схема показує колапс кори, потовщеної під час каледонської деформації; це розширення створило девонські напівграбенові структури з супутнім вулканізмом. [1]

3.2 Тектоніка

Велика частина тектонічного каркаса регіону розвивалася в трьох основних конвергентних тектонічних епізодах [1]: ордовикський або таконий/грампійський орогенез приблизно від 460 до 450 млн років, девонський або акадський орогенез близько 400 років тому і варіомський орогенез/орогенез Варіоміска 400 до 300 млн. років. У північно-західній Європі їх можна розділити на дві окремі аккреційні події, каледонський (що включає епізоди Грампія та Акад) і Варискан, але в Центральній Європі та уздовж центральної частини Аппалачів вони виглядають як тривалий, але епізодичний період конвергенції плит і континентальної акреції в північно-західному напрямку. Однак перед зіткненням спостерігалися бічні рухи плит і тектоніка після зіткнення зсуву, ймовірно, пов'язана з північно-східним відходом континенту.

Тектоніка мезозойського континентального рифтогенезу являє собою спробу переробити або розірвати вже існуючі докембрійсько-палеозойські аккреційні структури. У тих районах південної та південно-західної Британії, які постраждали від деформації Варіска, пермські та тріаські розширені структури деформували попередні структури, сформовані внаслідок стиснення. Аналогічно, біля західної Норвегії та Східної Гренландії, пізньопалеозойська та мезозойська аккреційна рифтова система, мабуть, переробила каледонські структури. У Центральній Європі та центральній частині Північного моря, Трансевропейська розломна зона/зона шва Тора була реактивована мезозойським рифтингом, який, ймовірно, з'єднався на схід зі Східним Тетісом. Однак в інших місцях, наприклад, у Північному морі та на заході Британії, каледонські структури в основному не відновилися під час розширення мезозою. У північній частині Північного

моря девонський басейн, протовікінгський Грабен, утворив локус юрсько-крейдового розширення.

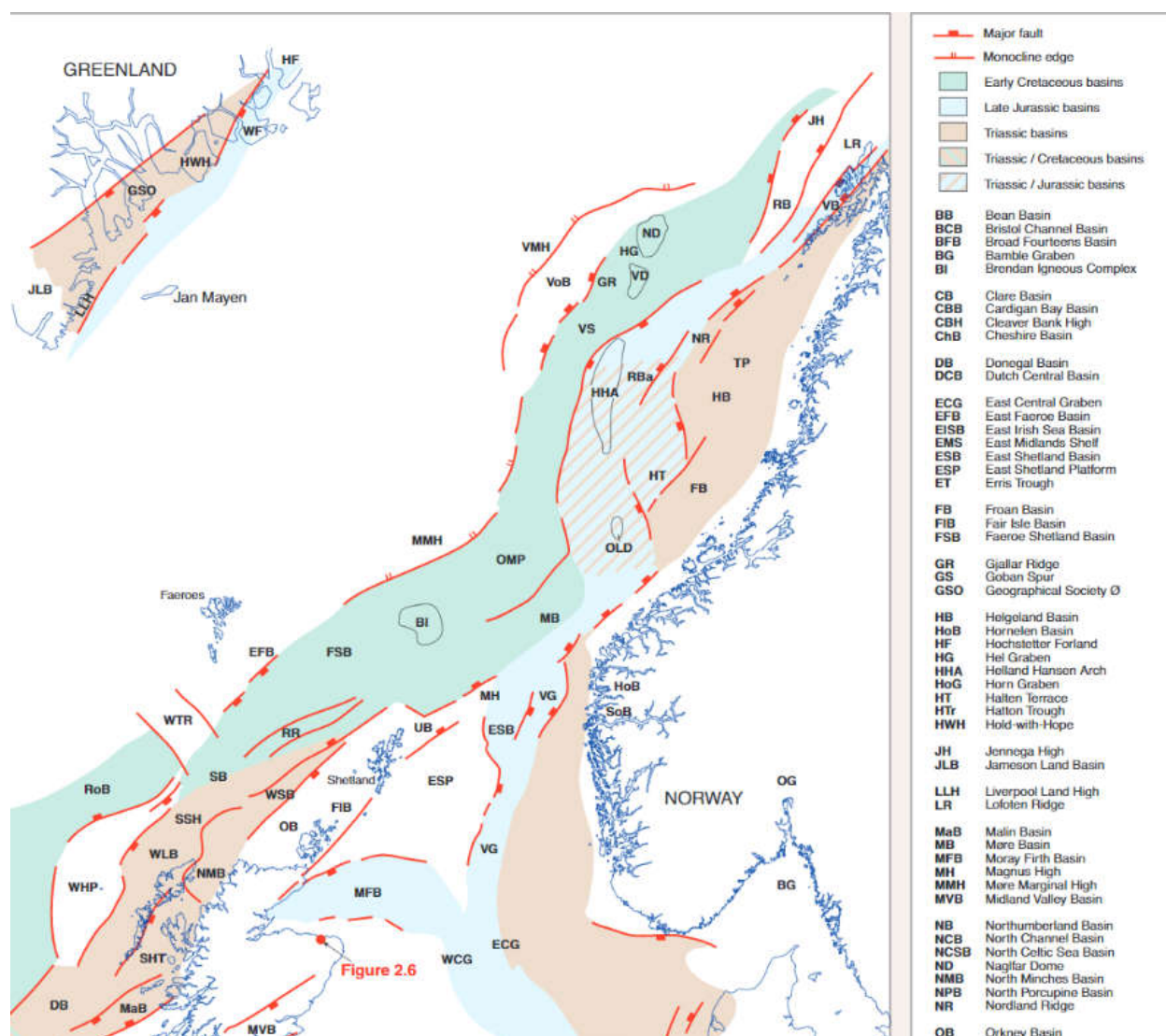


Рис. 3.2.1 Карта розташування басейну з основними тектонічними зонами. [1]

Під час крейдового та палеогенового рифтингу нові басейни розвинулися на захід від палеозойського гірського поясу Шотландії та на захід від Ірландії, де вони перетинали палеозойські структури. Протягом тріасового та юрського періодів спрединговий хребет у центральній Атлантиці не зміг значно поширитися через Європейський Варісканський та Каледонський пояси. Натомість простягання в Центральній Атлантиці було

перенесено на схід через низку трансформаційних розломів, таких як Гібралтарська трансформація, щоб відкрити континентальні рифти і, врешті, відкрити частково океанічні басейни Західного Тетісу.

Протягом ранньої крейди океанічний спрединг прорвався через Гібралтарську трансформацію, щоб розпочати поділ між Північною Америкою та Іберією. Ця радикальна зміна конфігурації плит також спричинила закриття Тетійського океану в південній Європі та привела до розвитку Альпійського гірського поясу. У середині крейди в Лабрадорському морі та Біскайській затоці відбувся рифтинг, утворюючи північне завершення центральноатлантичного спредингового хребта. Розширення в Північній Атлантиці та Північному морі приблизно в цей час припинилося, і басейни зазнали пасивного термічного опускання, тоді як локально відбулася інверсія басейну. Протягом палеоцену та еоцену Північна Атлантика зазнала впливу мантийного плюму, який послабив літосферу і дозволив відновити поширення. Океанічна кора утворилася лише після незначного розширення еоцену, що призвело до відділення Гренландії від Європи та поширення океанських хребтів в Арктику. Незначні зміни в напрямку розповсюдження та реактивація старих структур фундаменту як зон кайнозойського зсуву призвели до зон інверсії. Підняття як Альпійського гірського поясу, так і районів, прилеглих до Атлантики, протягом неогену також дозволило новий приплив відкладень у північно-західноєвропейські басейни.

3.3 Нафтогазоносність родовища

Загальною особливістю відкладів зони інтересу Північного моря є те, що вони зазвичай зустрічаються в нахилених блоках розломів з різним рівнем ерозії від ранньої до середини юри та від пізньої юри до ранньої

крейди, а також різним ступенем юрського та крейдяного перекриття. У північній частині Північного моря більшість родовищ із тріасовими відкладами, що насичені вуглеводнями мають більшу частину вуглеводнів у верхніх колекторах нижньої та середньої юри. Подібна ситуація в центральній частині Північного моря, де породи середньої та верхньої юри зазвичай незгідно перекривають тріас. Виникнення пористості колекторської якості в тріасових пісковиках є головним чином функцією початкової фації осадження; чим більш дистальні, чистіші та зрілі піски, тим вище початкова та кінцева пористість. Швидко осаджені руслові та проксимальні об'єднані пластові пісковики утворюють хороші колектори, оскільки вони відкладаються з високою початковою пористістю та низьким вмістом глини. Однак із збільшенням початкового вмісту глини та уламкового зерна зростає схильність до діагенезу, що зменшує пори. Більша частина діагенезу, що закриває пори, відбулася відразу після відкладення під час раннього діагенезу і до поховання нижче 500 м. Локальний розвиток окислювальних або відновлювальних умов, пов'язаних з рівнем ґрунтових вод, є критичним для розвитку пористості. Розвиток вторинної пористості у багатьох випадках залежить від місцевої тектонічної обстановки для діагенезу.

Родовище розташоване в північній частині нафтогазоносного району Північного моря. На даній ділянці найбільш перспективними для розвитку та досліджень є геологічні структури мілководних дельтових систем, які є обмежені з одного боку фундаментом, а з іншого боку відділені розломом гравітаційного типу (рис. 3.3.1). В таких геологічних структурах матеріал з річок в дельтах накопичує велику кількість органічного матеріалу, що служить материнською породою. Породами колекторами є вищезалягаючі породи, які відклалися внаслідок повільного опускання лежачого крила

розлому та акумуляції пористих пісковиків, які слугують колекторами і мають прямий шлях міграції вгору по розрізу. Породами покривками слугують вищезалігаючі глини, які були відкладені внаслідок зміни етапу осадко накопичення. Пасткою слугує непроникний лістричний розлом.

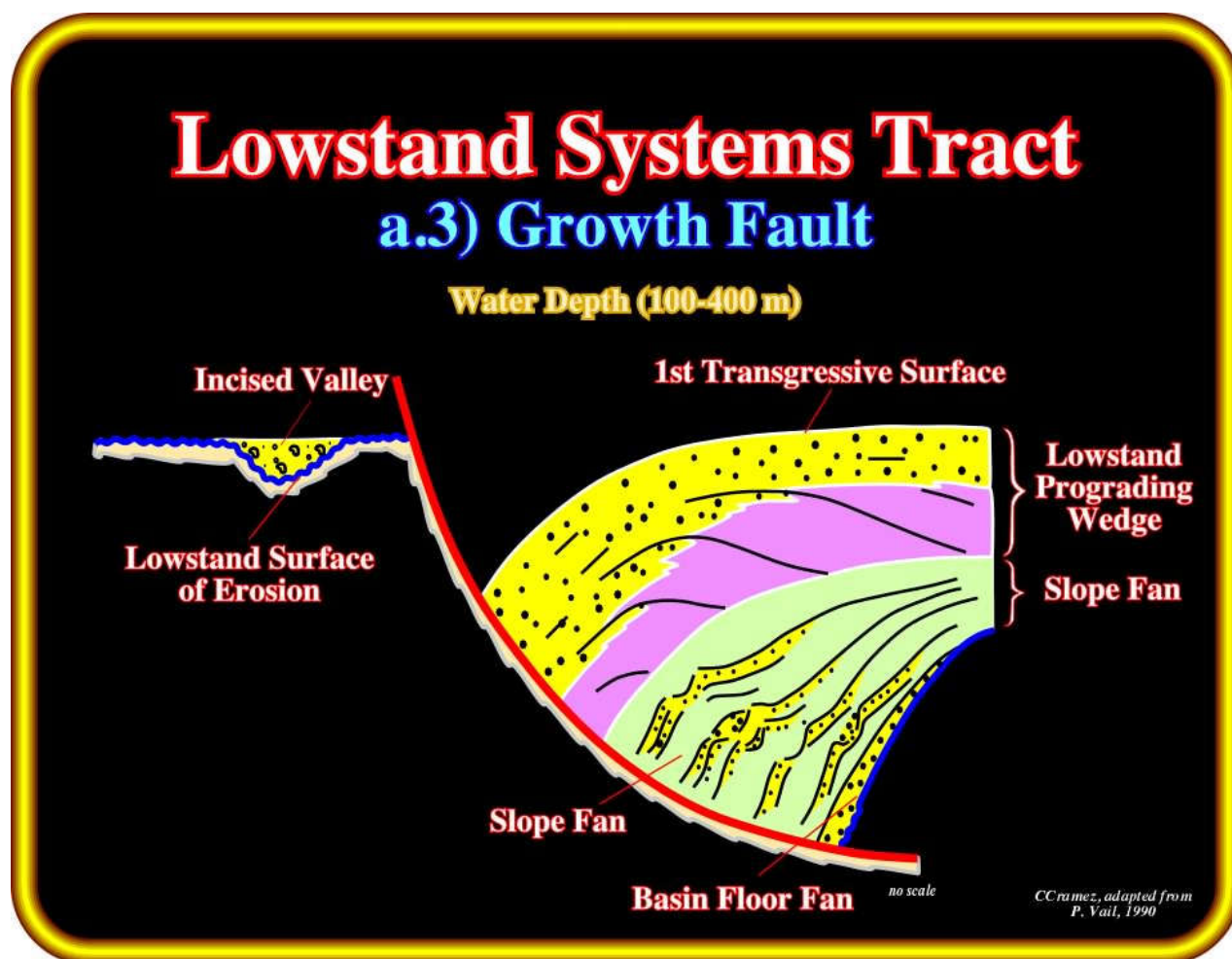


Рис. 3.3.1 Схема сценарію утворення вуглеводнів типу мілководних дельт (lowstand systems tract) та розріз через русло ріки, яка містить органічний матеріал [8]

Іншим видом характерних сценаріїв утворення вуглеводнів є утворення перекинутих складок, які є хорошими колекторами антиклінального типу вздовж розломів гравітаційного типу.

Третім типом можуть слугувати локальні незгідності, які утворилися внаслідок переходу від аградаційного до проградаційного етапу осадко накопичення та утворення не структурних, а стратиграфічних пасток.

Глибини знаходження таких структур змінюються в межах 4-6 км нижче рівня моря. Лише незгідності можуть залягати на менших глибинах 2-3 км, але об'єм вуглеводнів яких є значно меншим ніж структур поблизу гравітаційних розломів.

Для порівняння з відкладами шельфу Чорного моря, осадконакопичення є доволі схожим, а отже і знахідки щодо нафтогазоносності родовища можуть бути екстрапольовані на вітчизняні дані. Так, наприклад, потенційні та неперевірені колектори [10] включають: (1) карбонатні рифи верхньої юри, визначені за сейсмічними даними, і верхньоюрські вапняки з палеокарстовими порожнечами та тріщинами відомі у Криму; (2) нижньокрейдові піски – типові перевернуті структури є основними резервуарами румунських морських родовищ і дали некомерційний потік газу з деяких шельфів свердловини в межах Одеського шельфу; і (3) міоцен-пліоцен, очікуються переважно пісковики палеоканалів і палеофанів у глибокій воді.

Основними продуктивними пастками Одеського шельфу є антиклінальні споруди. Вони виникають у вигляді ряду перевернутих структур, які утворилися на стадіях стиснення і в більшості випадків вздовж широтних розломів. Отже, це чотиристоронні антиклінали (наприклад, Одеська, Штормова, Архангельська структури) або ті, які прилягають до розлому структур (наприклад, Гамбурцева структура).

На Одеському шельфі можна виділити наступні перспективи: (1) структурні пастки існуючих родовищ з потенційними колекторами: (2)

непробурені антиклінальні споруди; і (3) стратиграфічні пастки, які могли бути виклинуванням осадових шарів, а також річкові палеоканали.

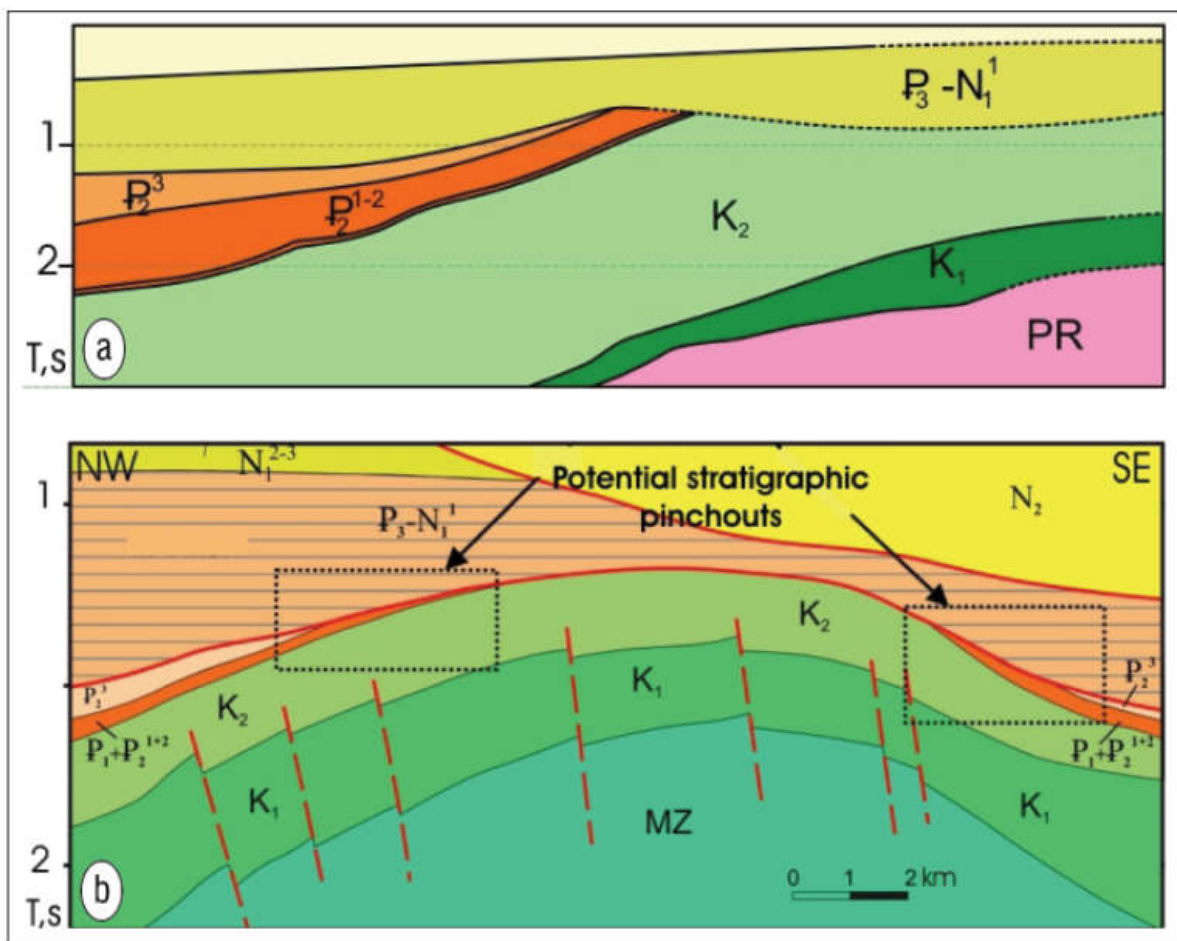


Рис. 3.3.2 Палеоцен-еоценові потенційні нафтогазоносні об'єкти: (а) на флангах хребта; (б) під основою майкопівської незгідності [10]

4 Геолого-геофізичний аналіз та інтерпретація даних

Дана робота побудована завдяки даним, наданим компанією Westerngeco Schlumberger, що включає в себе сейсмічний куб часової міграції до сумувань. Уся робота була виконана в ПЗ Petrel (Schlumberger) та включала в себе:

- Завантаження та попередній аналіз сейсмічних даних, а також пошук додаткових даних (свердловинних, просторових)
- Аналіз геологічних та сейсмічних даних
- Сейсмічна інтерпретація
- Атрибутивний аналіз сейсмічного кубу
- Виділення та картування перспективних об'єктів
- Оформлення результатів дослідження

4.1 Завантаження та адаптація даних

Дана робота побудована завдяки даним, наданим компанією Westerngeco Schlumberger, що включає в себе – сейсмічний куб часової міграції до сумувань із загальною площею $\sim 1500 \text{ км}^2$. Було проведено попередній аналіз сейсмічних амплітуд та використано ряд базових операцій підготовки даних для подальшої їх інтерпретації (генерування гістограми амплітуд, підсилення амплітуд, аналіз статистики)

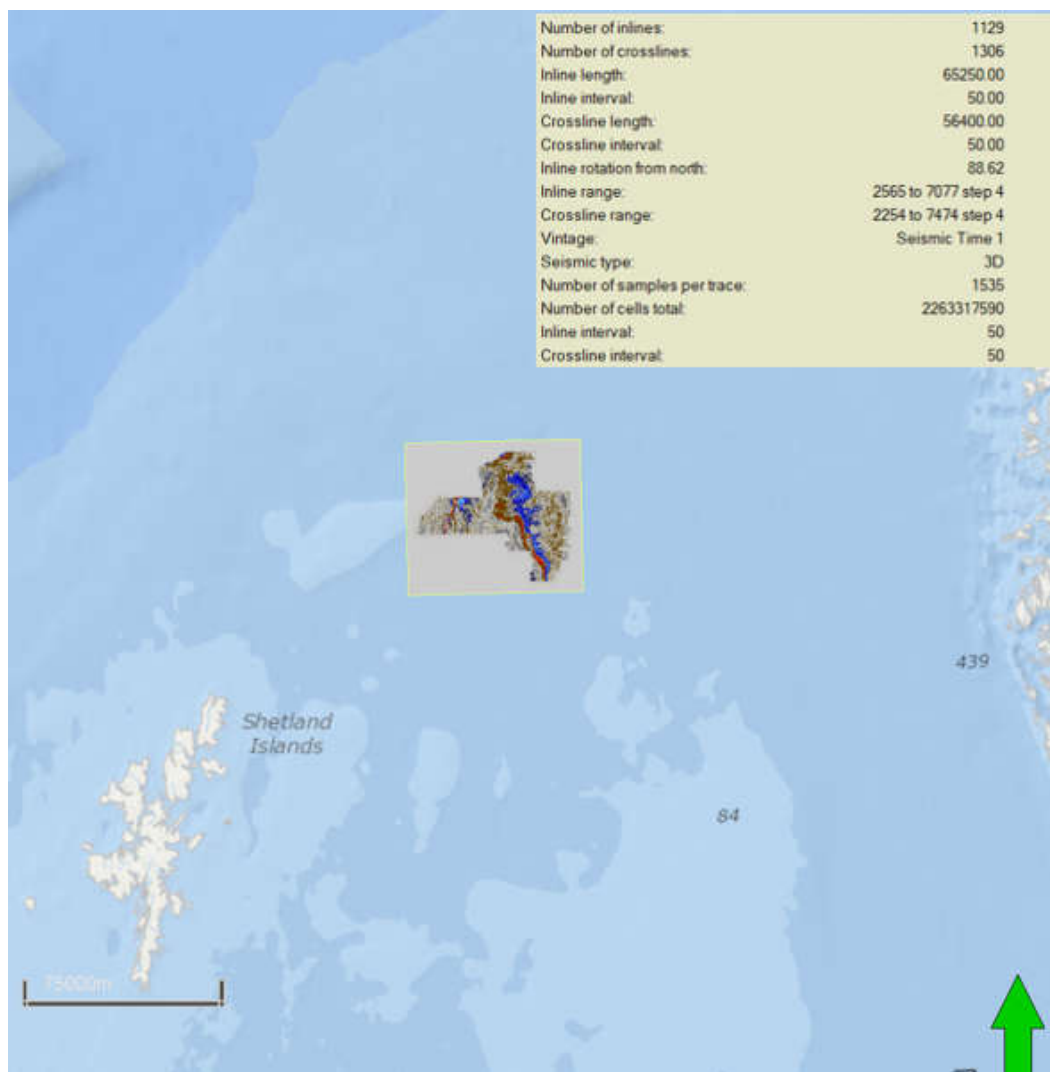


Рисунок 4.1.1 Розташування сейсмічного кубу в просторі та короткі дані сейсмічного куба з базовими параметрами зйомки в ПЗ Petrel

Наступним етапом було проведення аналіз та пошук необхідних свердловинних даних для більш детального вивчення даної ділянки. Для цього були проаналізовані бази даних Великобританії та отримані свердловинні дані, що включали в себе координати свердловин, декілька каротажів, ВСП, розбивки та історії існування свердловин – серед них бази даних <https://www.nstauthority.co.uk> та <https://ndr.nstauthority.co.uk/>

Було отримано набір даних, що містив у собі інформацію про розташування усіх свердловин, пробурених на родовищі та завантажений у проект. Наступним кроком був аналіз цих свердловин та виділення найбільш корисних – серед них 21 свердловина.

Із набору з 21 свердловини лише 5 мали достатній набір даних, було необхідним заповнити якомога більше даних для найбільш детальної інтерпретації даних. Саме тому 3 файли ВСП були розподілені по сейсмічному кубу для свердловин, в яких були вони відсутні, керуючись методом найближчих точок та спираючись на геологічний характер.

4.2 Аналіз геологічних та сейсмічних даних

4.2.1 Аналіз регіональних геологічних даних родовища

Основними факторами нафтогазової структури є:

- Материнська порода
- Порода колектор
- Порода покришка
- Шлях міграції
- Пастка

Оскільки процес утворення нафтогазової системи полягає в послідовному проходженні етапів утворення, міграції, акумуляції та збереження вуглеводнів, то фактор часу є надзвичайно важливим

На даній ділянці можна виділити 3 основні геологічні структури, які є перспективними на нафтогазоносність:

1. Геологічні структури мілководних дельтових систем (в літературі Lowstand System Tract) обмежені гравітаційним розломом
2. Перекинуті складки обмежені гравітаційним розломом
3. Локальні незгідності та виклинювання порід

Перші 2 типи є структурними типами пасток, коли третій є стратиграфічним. Враховуючи те, що тектонічна будова родовища містить велику кількість розломів, то можна зробити висновок про те, що структурні пастки є основним фактором нафтогазоносних систем.

Найбільш перспективними для розвитку та досліджень є геологічні структури мілководних дельтових систем, які є обмежені з одного боку фундаментом/сольовим тілом, а з іншого боку відділені розломом гравітаційного типу (рис. 4.2.1). В таких геологічних структурах матеріал з річок в дельтах накопичує велику кількість органічного матеріалу, що служить материнською породою. Породами колекторами є вищезалігаючі

породи, які відклалися внаслідок повільного опускання лежачого крила розлому та акумуляції пористих пісковиків, які слугують колекторами і мають прямий шлях міграції вгору по розрізу. Породами покришками слугують вищезалігаючі глини, які були відкладені внаслідок зміни етапу осадко накопичення. Пасткою слугує непроникний лістричний розлом.

4.2.2 Сейсмічна інтерпретація даних

Після рекогносцировки сейсмічних даних було розпочато найважливіший процес – інтерпретація основних горизонтів та розломів

Було виділено 4 основні горизонти, серед яких:

- Seabed (морське дно)
- Top Paleocene
- Top Cretaceous
- Base Cretaceous

Зх

Сх

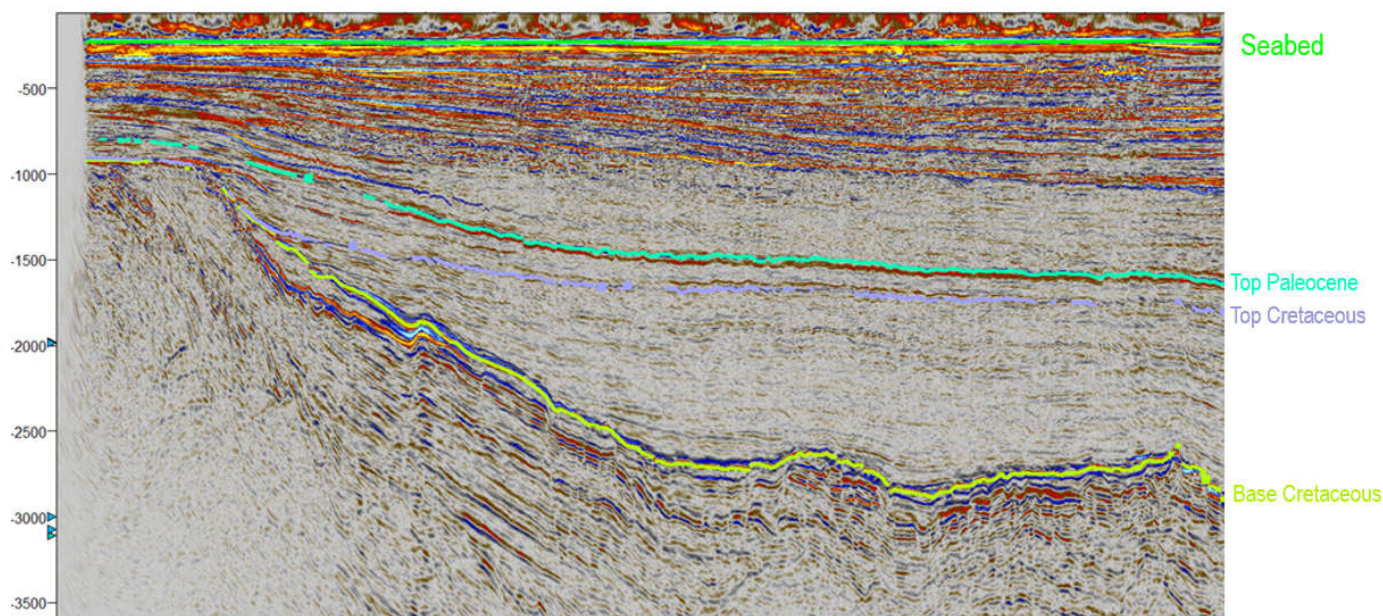


Рис. 4.2.2.1. Сейсмічний розріз з проінтерпретованими горизонтами

Інтерпретація сейсмічних горизонтів проводилась з використанням набору інструментів, наявним в ПЗ Petrel – 2D/3D Autotracking, Seismic Polygon Ghost, Flattening, а також з паралельною перевіркою сейсмічними атрибутами щодо коректності відтрасованих горизонтів

Нижче – наведені карти інтерпретації кожного з горизонтів з відповідним атрибутом Extract Value з вікном 0мс, що показує амплітуди, по яких трасувались горизонти

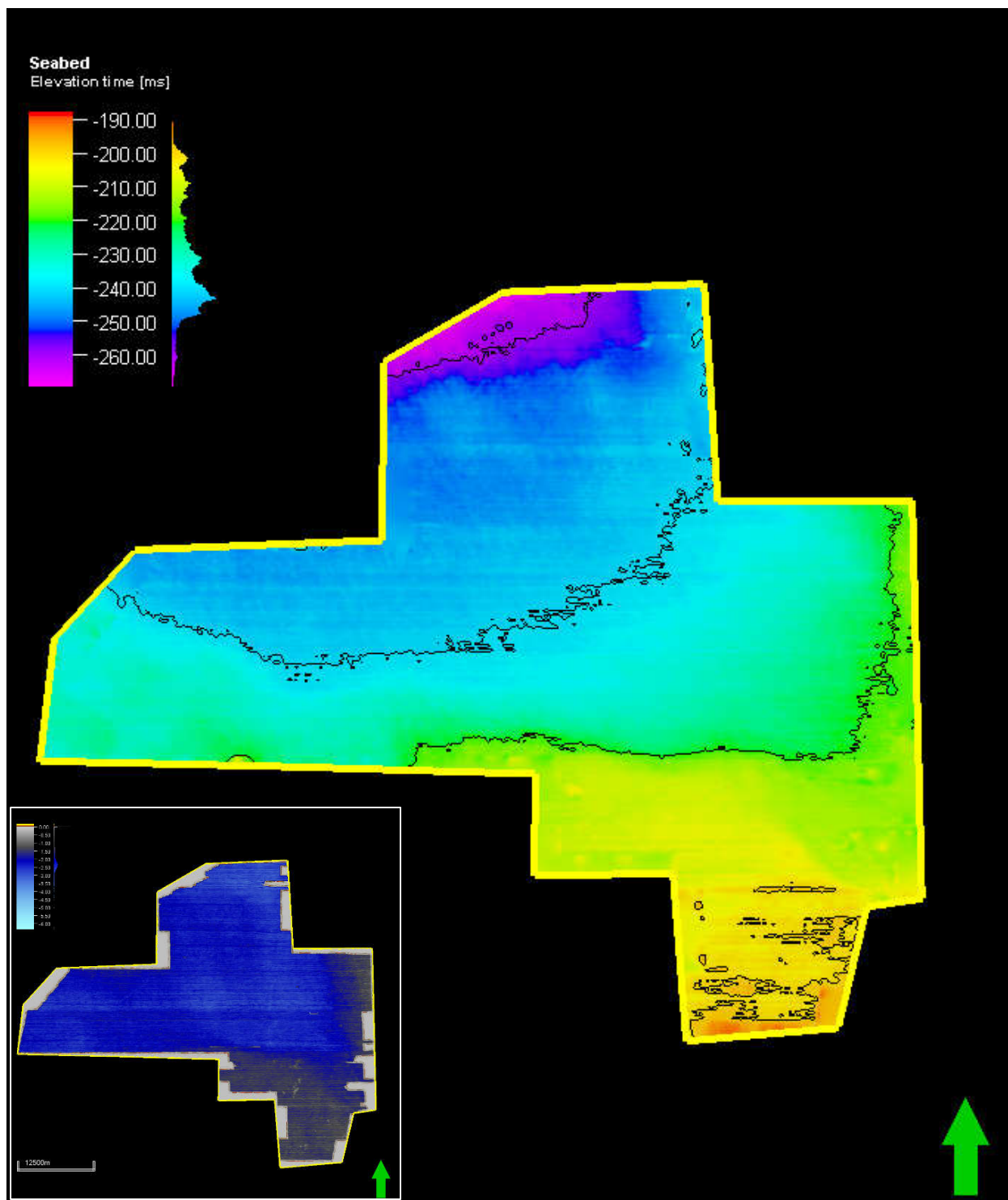


Рис. 4.2.2.1. Карта інтерпретації сейсмічного горизонту Seabed (морського дна) та вилучені амплітуди з сейсмічного кубу (знизу зліва). Крок між ізолініями – 10м.

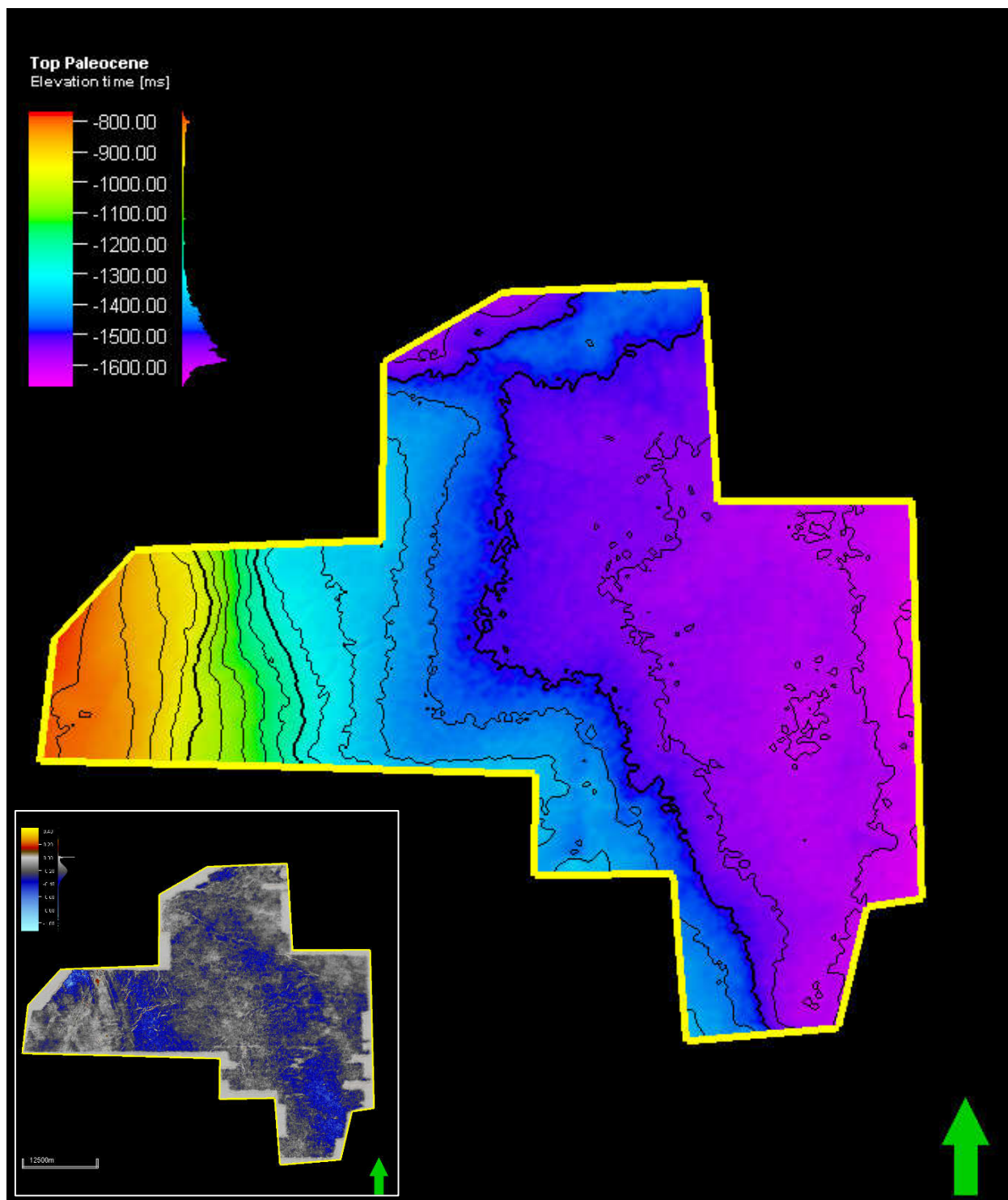


Рис. 4.2.2.2. Карта інтерпретації сейсмічного горизонту Top Paleocene та вилучені амплітуди з сейсмічного кубу (знизу зліва). Крок між ізолініями – 50м.

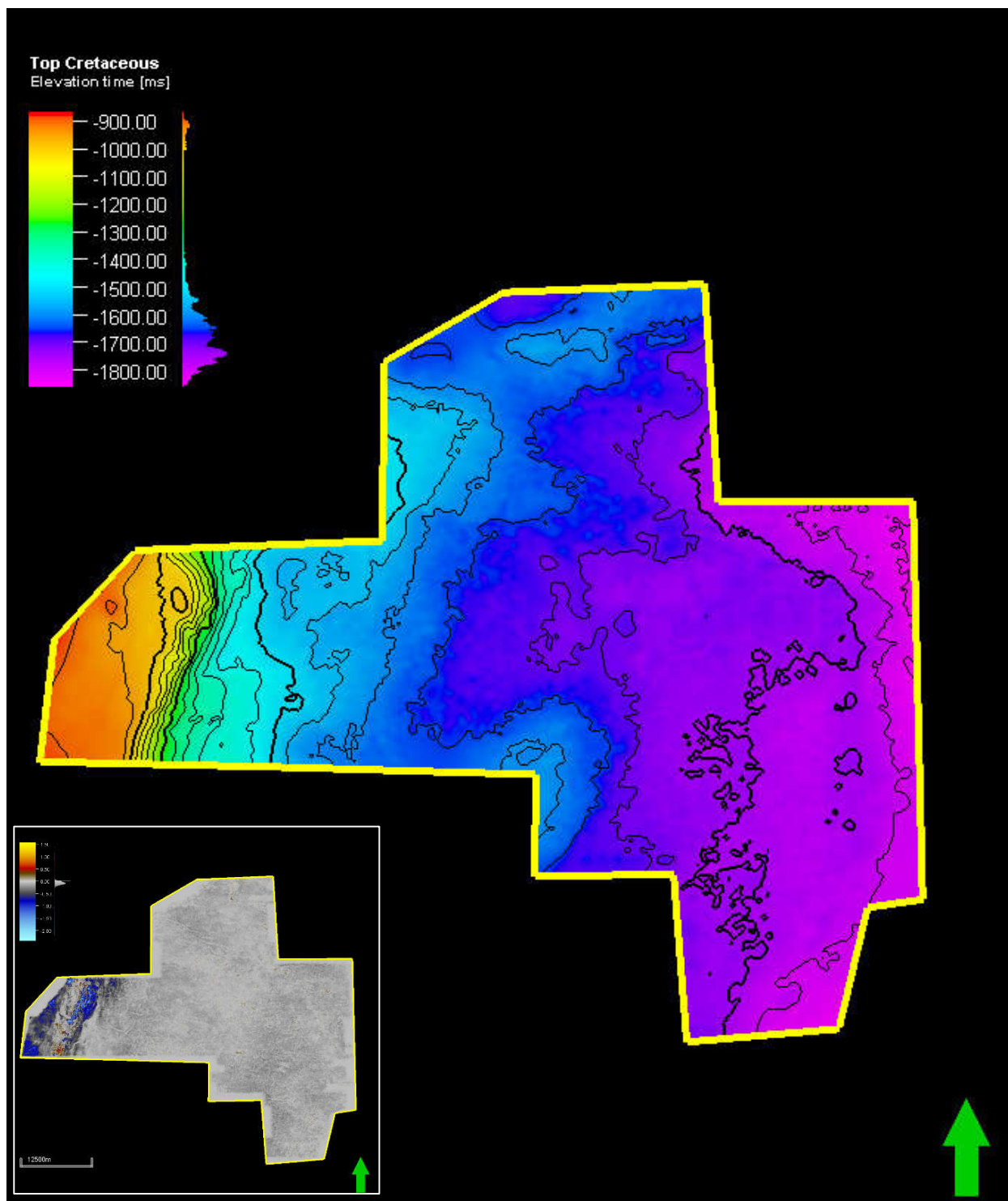


Рис. 4.2.2.3. Карта інтерпретації сейсмічного горизонту Top Cretaceous та вилучені амплітуди з сейсмічного кубу (знизу зліва). Крок між ізолініями – 50м.

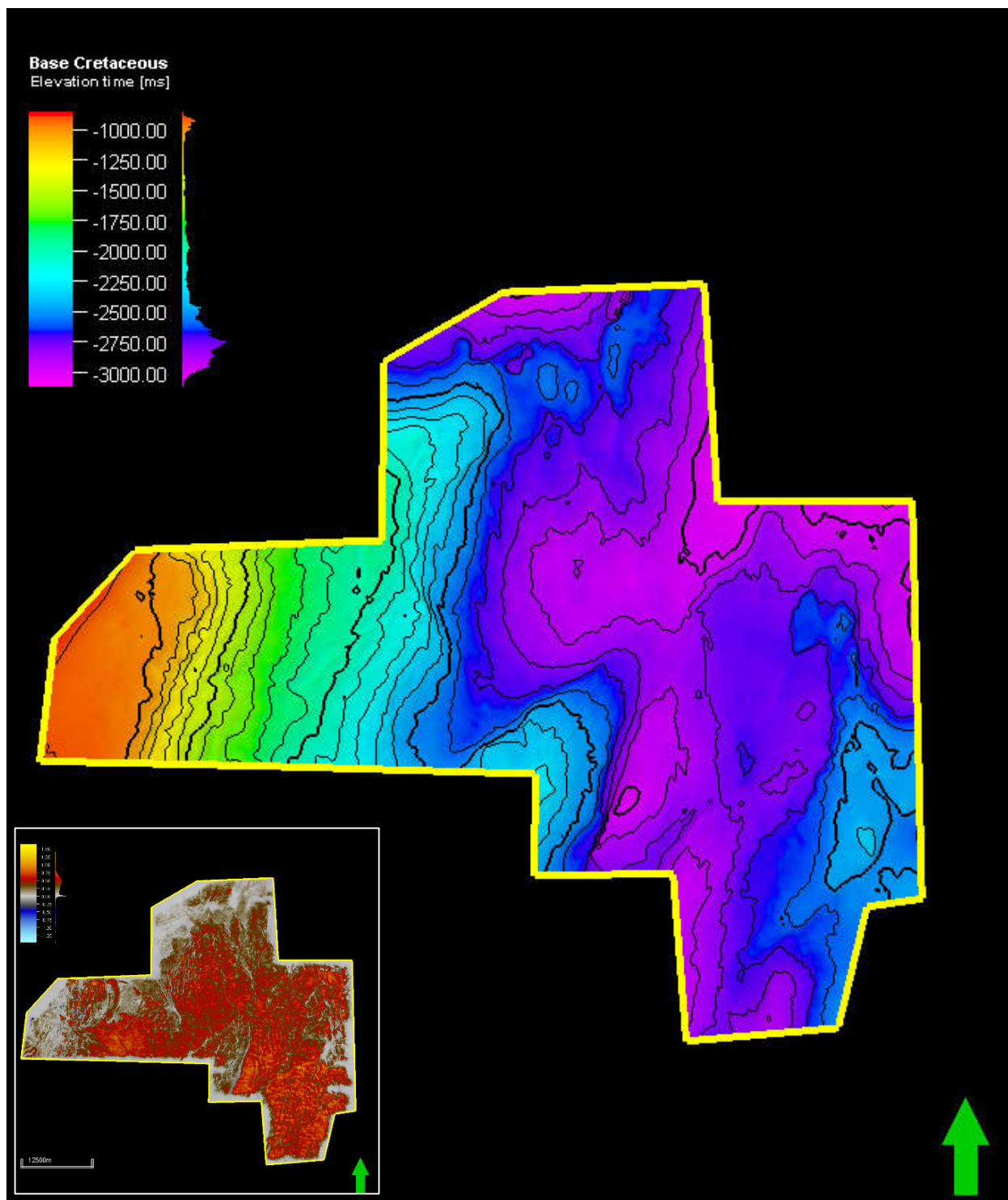


Рис. 4.2.2.4. Карта інтерпретації сейсмічного горизонту Base Cretaceous та вилучені амплітуди з сейсмічного кубу (знизу зліва). Крок між ізолініями – 50м.

Після проведення структурної інтерпретації чотирьох горизонтів та проведення амплітудного аналізу, було проаналізовано структуру даної ділянки в 3D

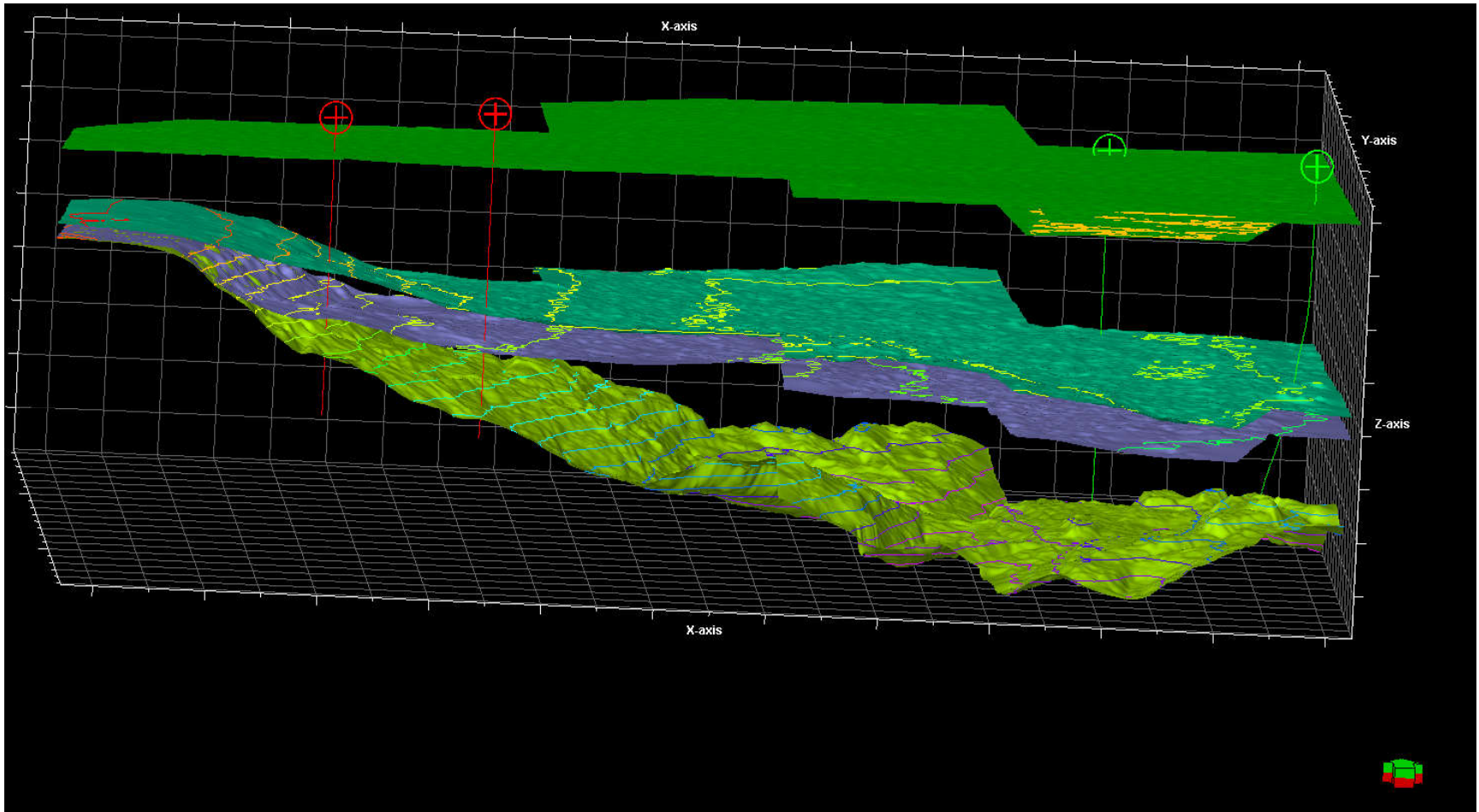


Рис. 4.2.2.5. Структура ділянки дослідження з відображенням 4 проінтерпретованих горизонтів (зміна товщин) та свердловин з даними інклінометрії (червоні – сухі, зелені – продуктивні свердловини).

Окрім інтерпретації основних горизонтів, був проведений також аналіз розломів. Оскільки тектоніка даного басейну є доволі екстенсивною, а також завдання даної роботи полягало у виділенні перспективних об'єктів, було прийнято рішення локальної детальної інтерпретації розломів у зоні інтересу (рис. 4.2.2.6)

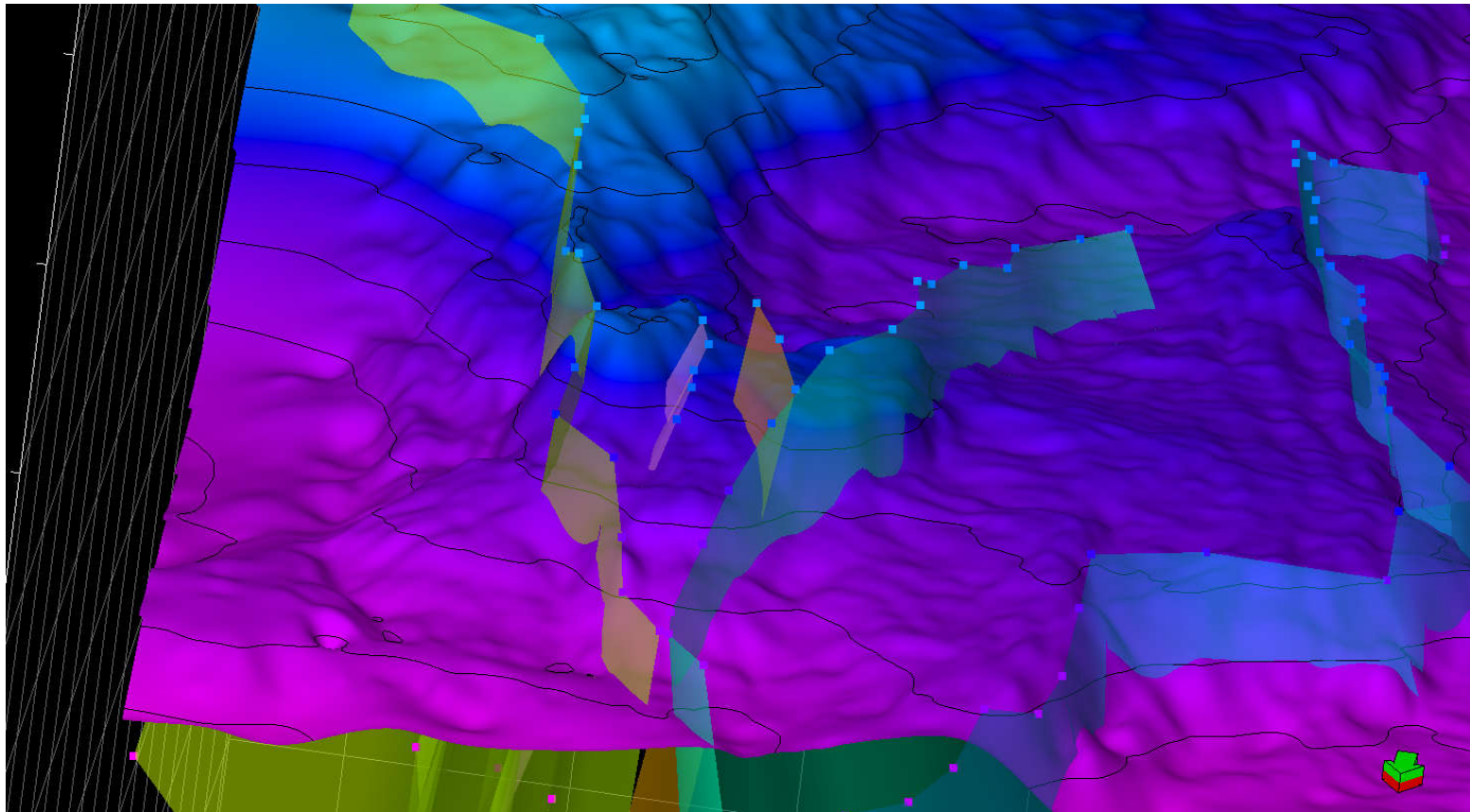


Рис. 4.2.2.6. Приклад локальної інтерпретації розломів у зоні інтересу (палеопідняття горизонту Base Cretaceous)

4.2.3 Атрибутивний аналіз сейсмічного кубу

Наступний етап роботи полягає у вилученні більше інформації з сейсмічних даних за допомогою сейсмічних атрибутів, що дозволить:

- Провести контроль якості інтерпретації
- Визначити структурні характеристики зони інтересу
- Виконати перший підхід до стратиграфічної інтерпретації, а також виділити геологічні тіла
- Виявити та оцінити перспективні об'єкти

Відповідно, було виконано ряд розрахунків сейсмічних атрибутів, які допомогли виявити корисну інформацію із сейсмічного сигналу. Коротку інформацію про кожен з них можна знайти в наступній таблиці

Категорія	Назва атрибуту	Короткий опис
Signal Processing	1st derivative	Показує різкий амплітудний контраст і корисний для стратиграфічного аналізу та фацiальної оцiнки
	RMS Amplitude	Картування геологічних об'єктів, ізольованих від загального фону за амплітудною характеристикою
	GSD (General Spectral Decomposition)	Допомога у визначенні тонких пластів і тонких стратиграфічних особливостей
Complex attributes	Quadrature amplitude	Може висвітлювати пласти та пачки з високою відбивною здатністю, які здаються менш ізольованими за амплітудою і яких важко ідентифікувати.
	Sweetness	Корисний для виділення товстих, чистих колекторів, а також вуглеводнів, що містяться в них
Structural methods	Variance	Призначений для відображення розломів і неперервностей
Stratigraphic methods	GLCM (Grey Level Co Occurrence Matrix)	Створено для класифікації текстури і є мірою того, як часто різні комбiнації значень яскравості пікселів зустрічаються на зображенні (Eichkitz et al 2015); використовується для посилення геологічних об'єктів, таких як масові руслові комплекси та канали.

Робочий процес розрахунку атрибутів складався з декількох етапів:

- 1) Створення віртуального кубу навколо ділянки інтересу
- 2) Вирівнювання (flattening) сейсмічного кубу
- 3) Розрахунок сейсмічного атрибуту з підбором параметрів
- 4) Вибір найбільш інформативного рівня зрізу по поверхні (на основі flattening)

Одним з перших атрибутів, що був розрахований був атрибут Variance. Атрибут дисперсії (Variance) обчислюється в трьох вимірах і являє собою мінливість від траси до траси протягом певного інтервалу вибірки і, таким чином, створює інтерпретаційні латеральні зміни акустичного імпедансу. Подібні траси дають низькі коефіцієнти дисперсії, тоді як розломи мають високі коефіцієнти. Оскільки розломи та канали можуть спричинити незгідності в сусідніх літологічних пачках, то згодом і в відслідковуванні дисперсії, їх можна виявити в 3D-сейсмічних обсягах. Таким чином, Variance може розглядатися як протилежний аналог RMS, оскільки останній вказує на вертикальні зміни.

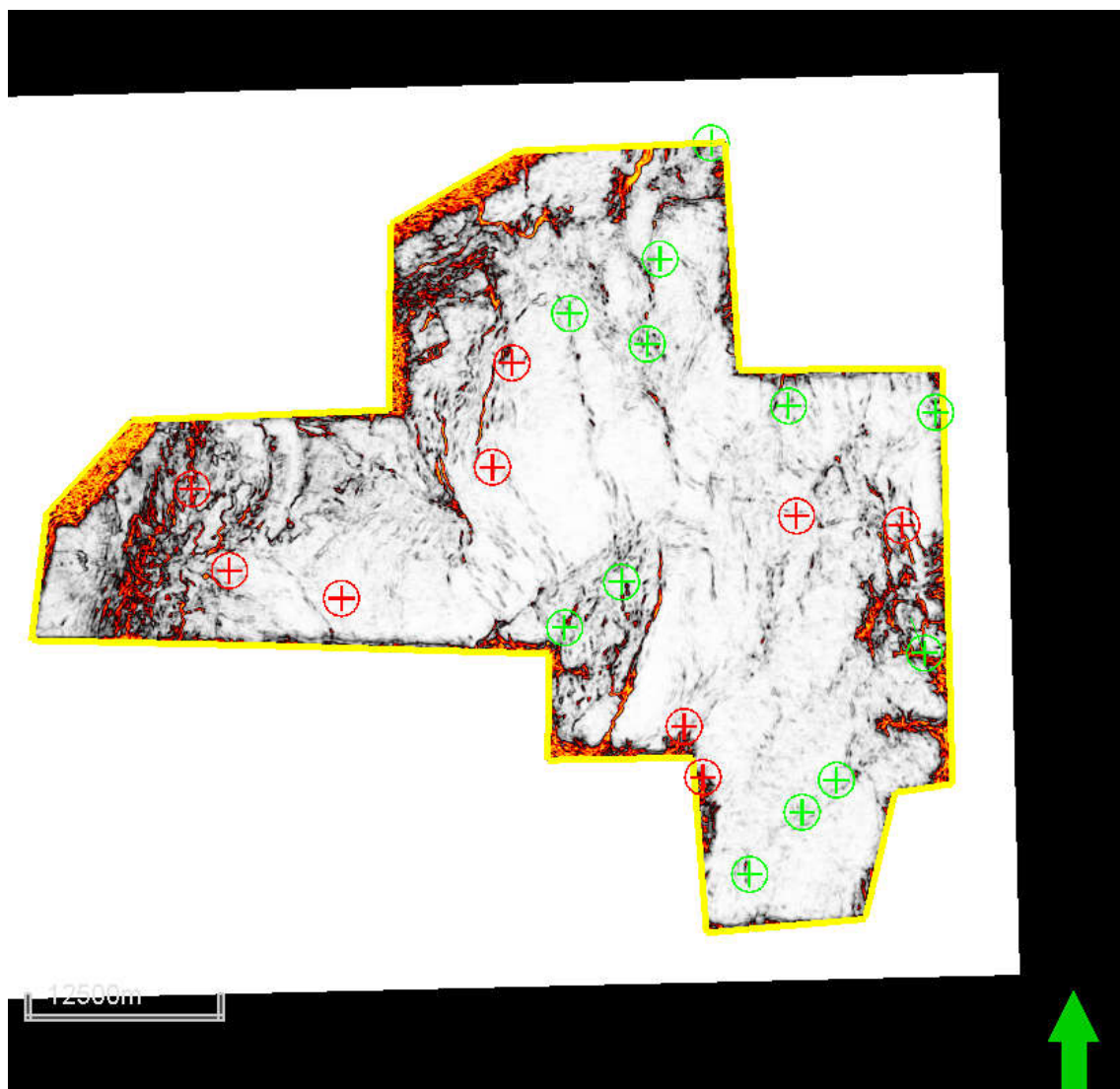


Рис. 4.2.2.7. Використання атрибуту дисперсії (Variance) для ідентифікації розломів та приурочення свердловин до них рівня -1890мс на поверхні Base Cretaceous. Основні тектонічні рушії див. рис. 3.2.1

Для виділення ділянок, перспективними для поставленої задачі, були використані атрибути RMS Amplitudes, GSD та Sweetness RMS Amplitude.

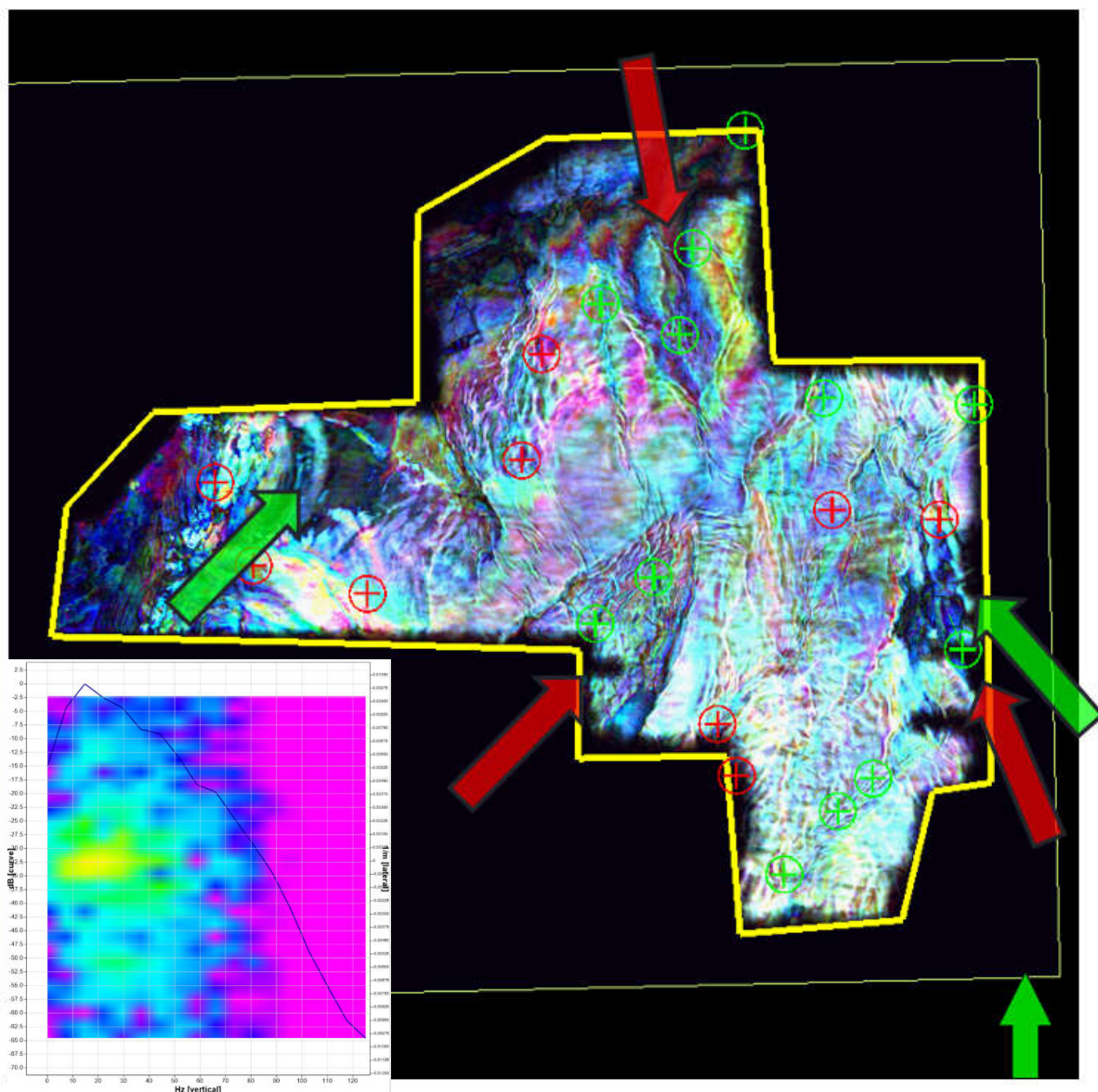


Рис. 4.2.2.8. Використання атрибуту Generalized Spectral Decomposition (RGB 10/25/35Hz) на рівні -1890мс поверхні Base Cretaceous для виділення стратиграфічних (зеленим) та структурних (червоним) об'єктів, а також вікна спектру в зоні інтересу, (результат плагіну Blueback Toolbox)

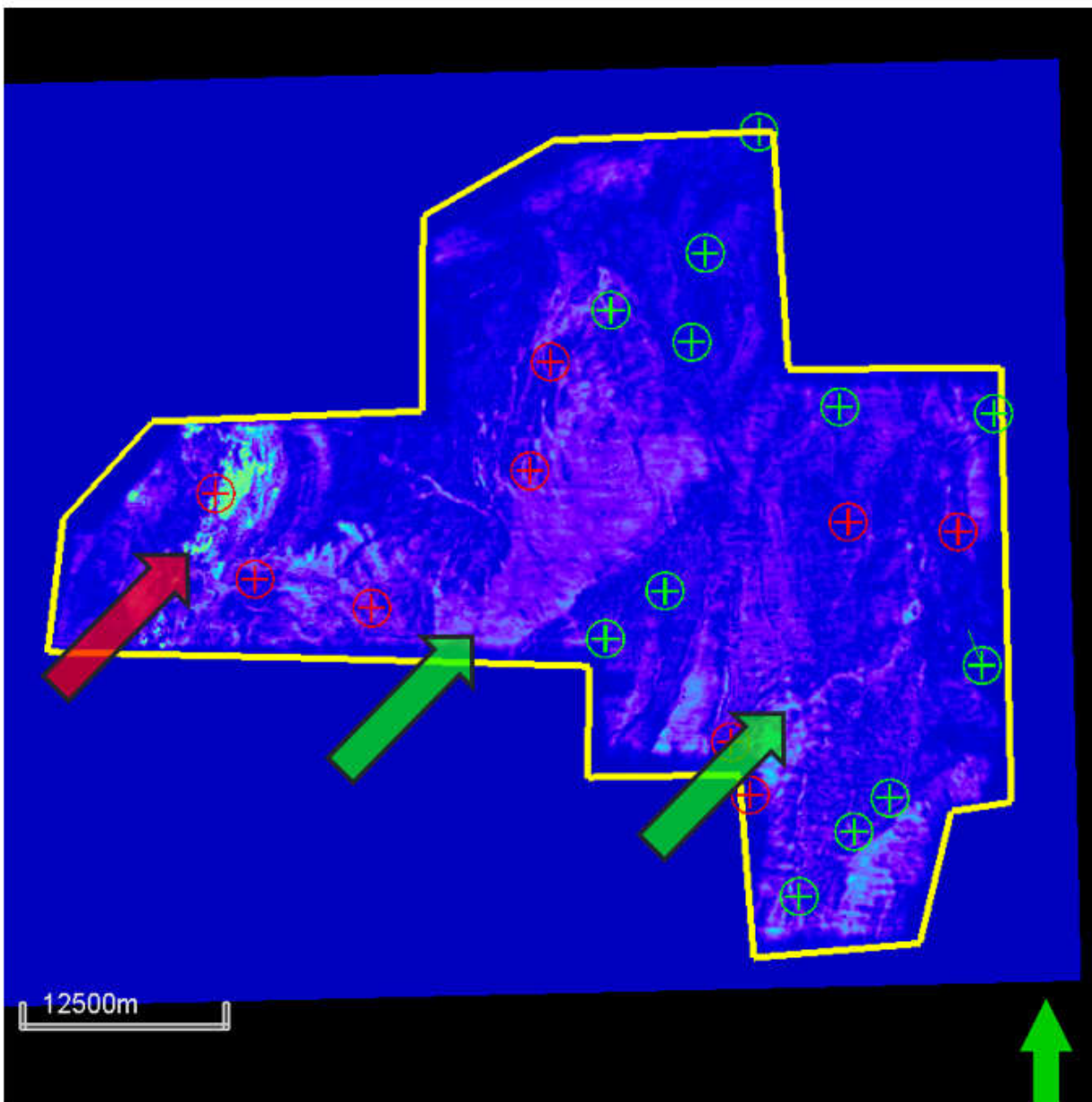


Рис. 4.2.2.9. Використання атрибуту Sweetness рівня -1890mc Base Cretaceous. Виділення стратиграфічних об'єктів, що допомагають пояснити осадко накопичення ділянки: зеленим стратиграфічні тіла, crevasse splay (центр) та руслові потоки (схід), перспективну ділянку (червоним кольором)

Завдяки даним атрибутам було ідентифіковано об'єкти, над якими проводився більш детальний аналіз (як структурний, так і стратиграфічний)

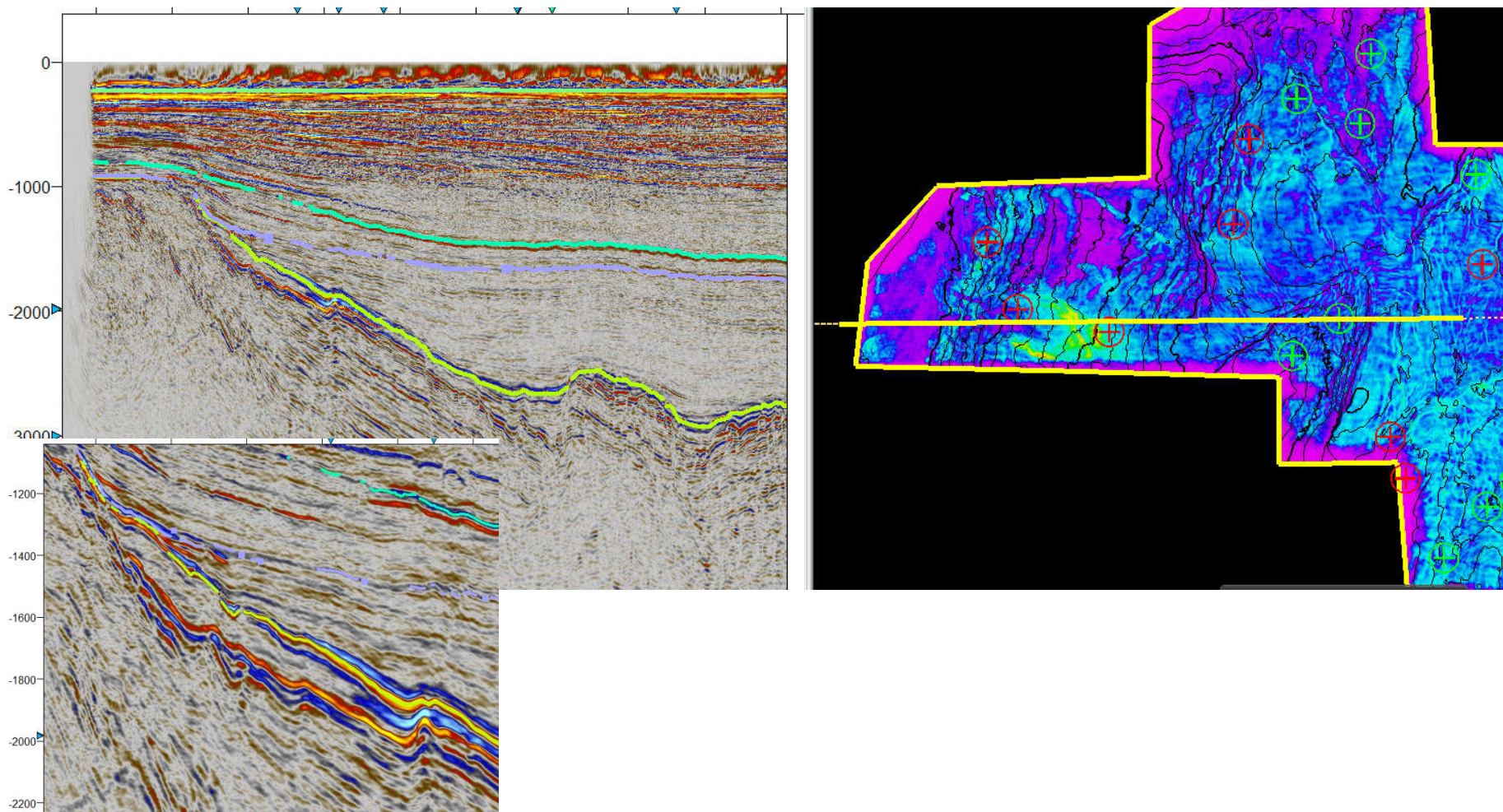


Рис. 4.2.2.10 Використання атрибуту RMS Amplitudes. Виділення стратиграфічного об'єкту (для подальшого його вивчення) з вікном 150мс, а також його відображення на розрізі, що відповідає відкладам Base Cretaceous- Top Jurassic

4.2.4 Виділення та картування перспективних об'єктів

Після проведення інтерпретації основних горизонтів та розломів, а також розрахунку атрибутів для контролю якості отриманих результатів, було виконано детальне картування перспективних пластів, а саме поверхні Base Cretaceous, які відповідають осадо накопиченню відкладів неглибоких морів та руслових тіл. Одним з основних факторів при виборі поверхні картування, була необхідність об'єкту відповідати характеристикам колектору для ПХГ. Як результат, було згенеровано більш детальні сейсмічні атрибути, а також вилучено геологічні тіла, за допомогою сейсмічних даних (Box Probe та Geobody)

Завдяки загального аналізу зони інтересу було виявлено два об'єкти інтересу – русло подібне тіло на заході ділянки (рис. 4.2.2.8), а також пласке тіло з хорошим акустичним імпедансом (рис. 4.2.2.10) та згенеровано ряд атрибутів для їх оцінки

Об'єкт 1 - Руслове тіло

Першим підходом аналізу була генерація атрибуту Sweetness для ділянок, які мають покращені відбивні властивості, що може бути пов'язано з колекторами, а також вуглеводнями, що містяться в них

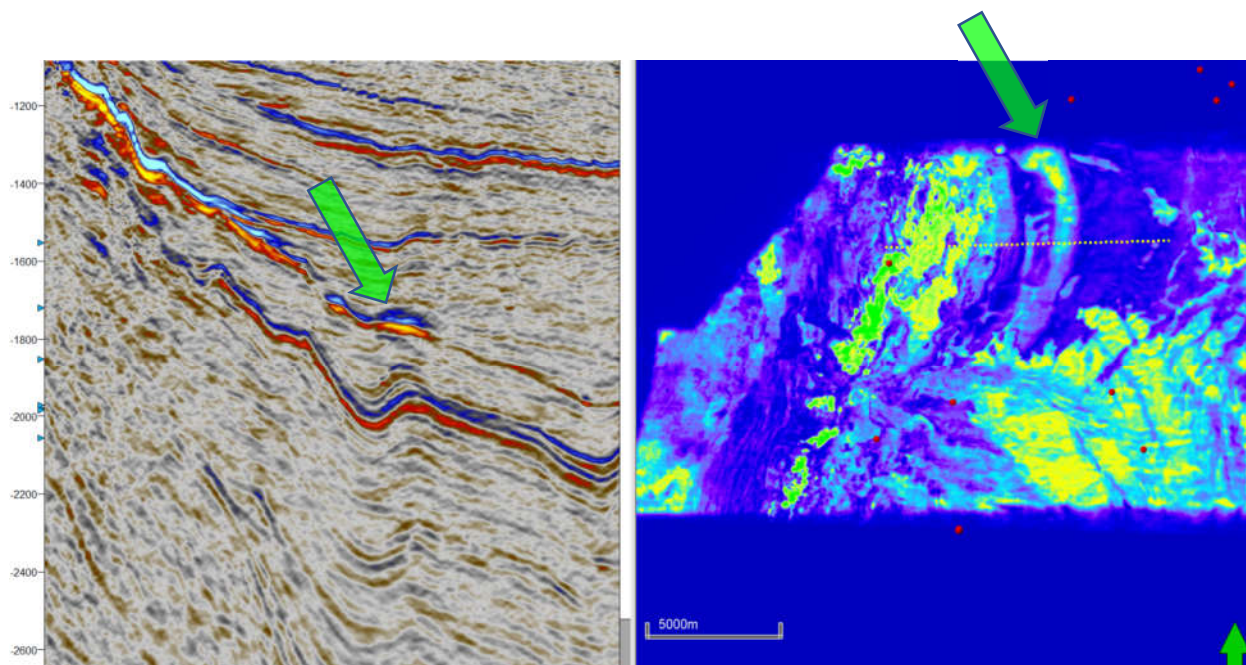


Рис. 4.2.3.1 Використання атрибуту Sweetness (праворуч) для горизонту Base Cretaceous вирівняному на рівні -1890мс. Зелена стрілка вказує на руслоподібне тіло, протяжністю приблизно 9км та шириною до 500м. Важливо підмітити, що ні одна з існуючих свердловин (червоні точки) не розкрила даний об'єкт. Ліворуч показаний сейсмічний розріз (праворуч проєкція показано жовтим кольором), що показує перспективність об'єкту, оскільки той має підвищений акустичний імпеданс, а також має антиклінальний характер

Для більш детального аналізу, був розрахований атрибут GLCM, що вважається доволі складним атрибутом та таким, що створений відносно недавно. Створений для класифікації текстури і є мірою того, як часто різні комбінації значень яскравості пікселів зустрічаються на зображенні (Eichkitz et al 2015); використовується для посилення геологічних об'єктів, таких як масові руслові комплекси та канали.

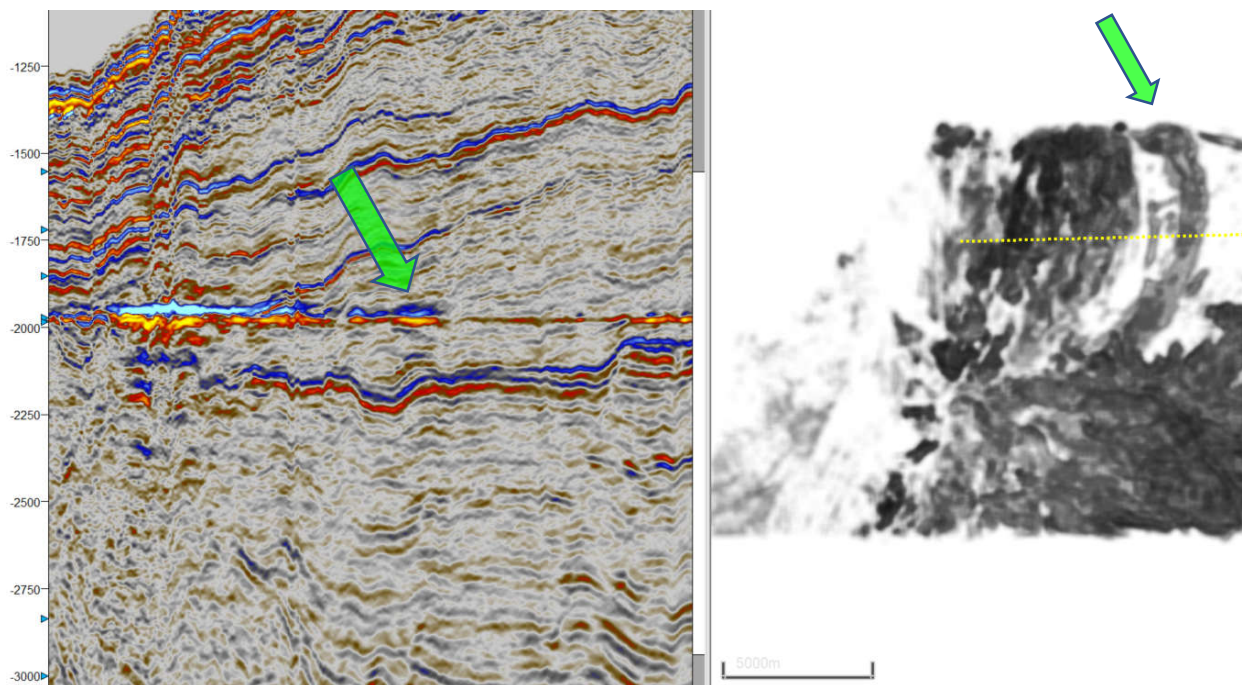


Рис. 4.2.3.2 Використання атрибуту GLCM (праворуч) для горизонту Base Cretaceous вирівняному на рівні -1890мс та зміщеному на рівень -1940мс. Зелена стрілка вказує на руслоподібне тіло, а також її архітектуру.

Праворуч – вирівняний розріз на поверхню Base Cretaceous

Об'єкт 2 – Catfish Prospect

Другим об'єктом інтересу є плаstopодібне тіло, якому було дано назву catfish prospect, через його структуру, схожу на сома. Для аналізу цього тіла було використано підхід розрахунку атрибутів GSD та GLCM.

Оскільки геометрія тіла є несиметричною, було створено ряд зрізів Z-рівня, для аналізу об'єкта на основі результатів спектрального розкладу. Було проаналізовано спектр корисного сигналу та створено ряд кубів з різними фільтрами по частотах, показані на рисунках нижче.

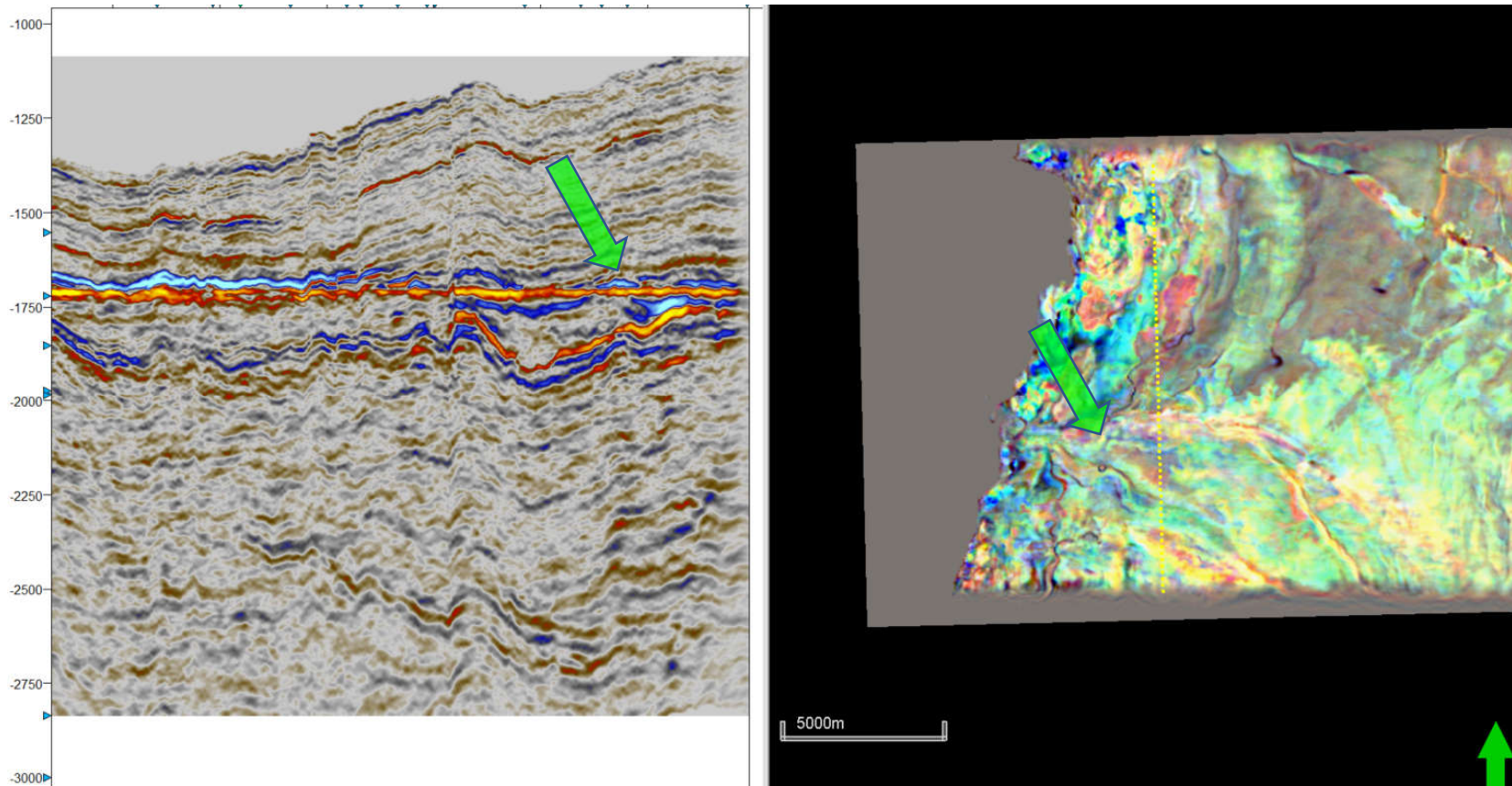


Рис. 4.2.3.3 Використання атрибуту Generalized Spectral Decomposition (RGB 15/25/35Hz) (праворуч) для горизонту Base Cretaceous вирівняному на рівні -1710мс, зміщеного на рівень -1720мс. Зелена стрілка вказує на руслоподібне тіло, що стає початком (з геологічної точки зору - кінцем) формування пластоподібного тіла.

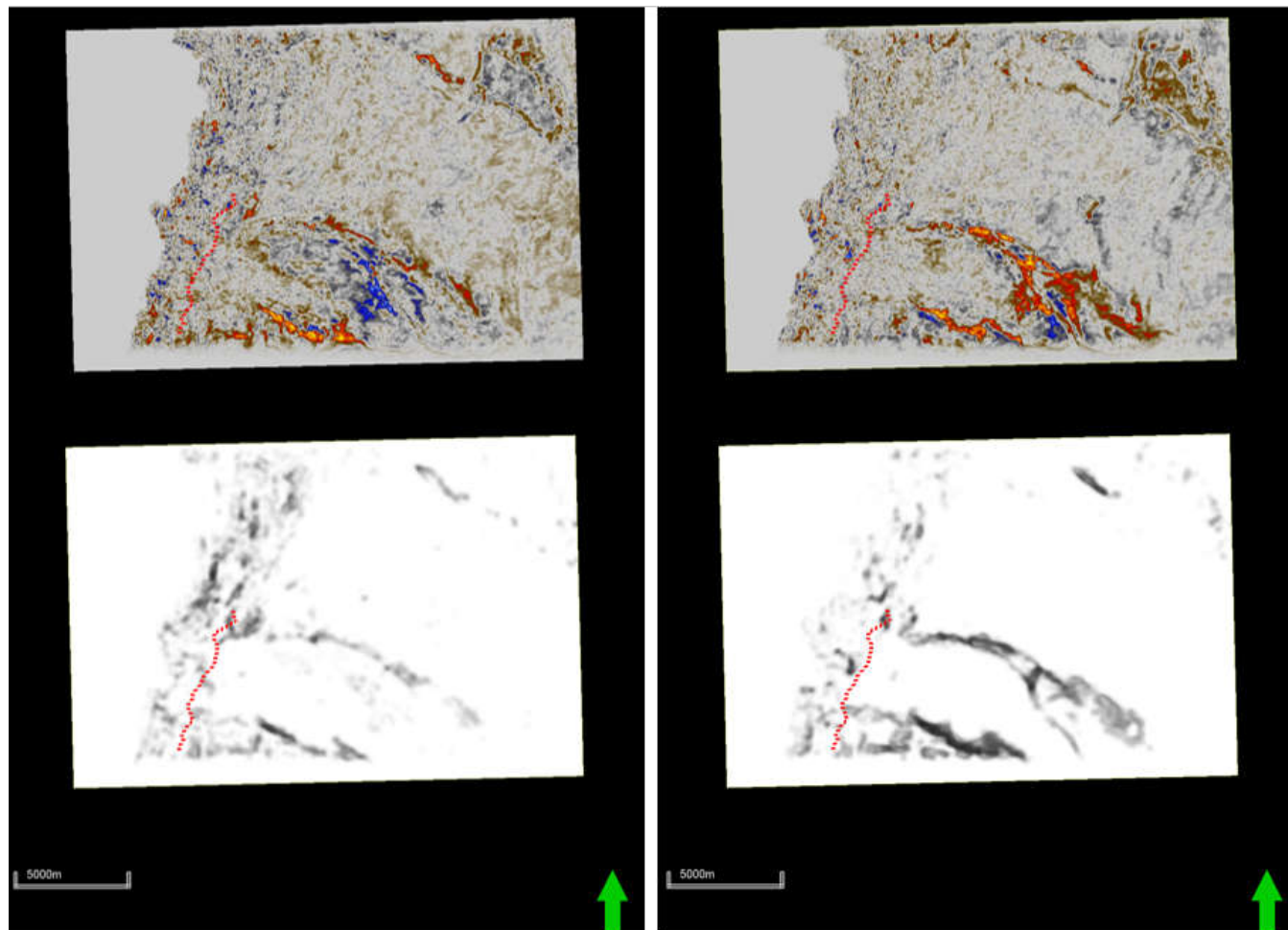


Рис. 4.2.3.4 Використання атрибутів First Derivative (зверху) та GLCM (знизу) для характеристики геометрії об'єкту. Ліворуч – зрізи на рівні -1748мс, праворуч -1768мс. Характерно видно границі структури, що характеризуються високим акустичним імпедансом, що може бути проінтерпретовано, як непроникні екрануючі відклади. Червоний колір – проекція розлому, в який “закривається” структура

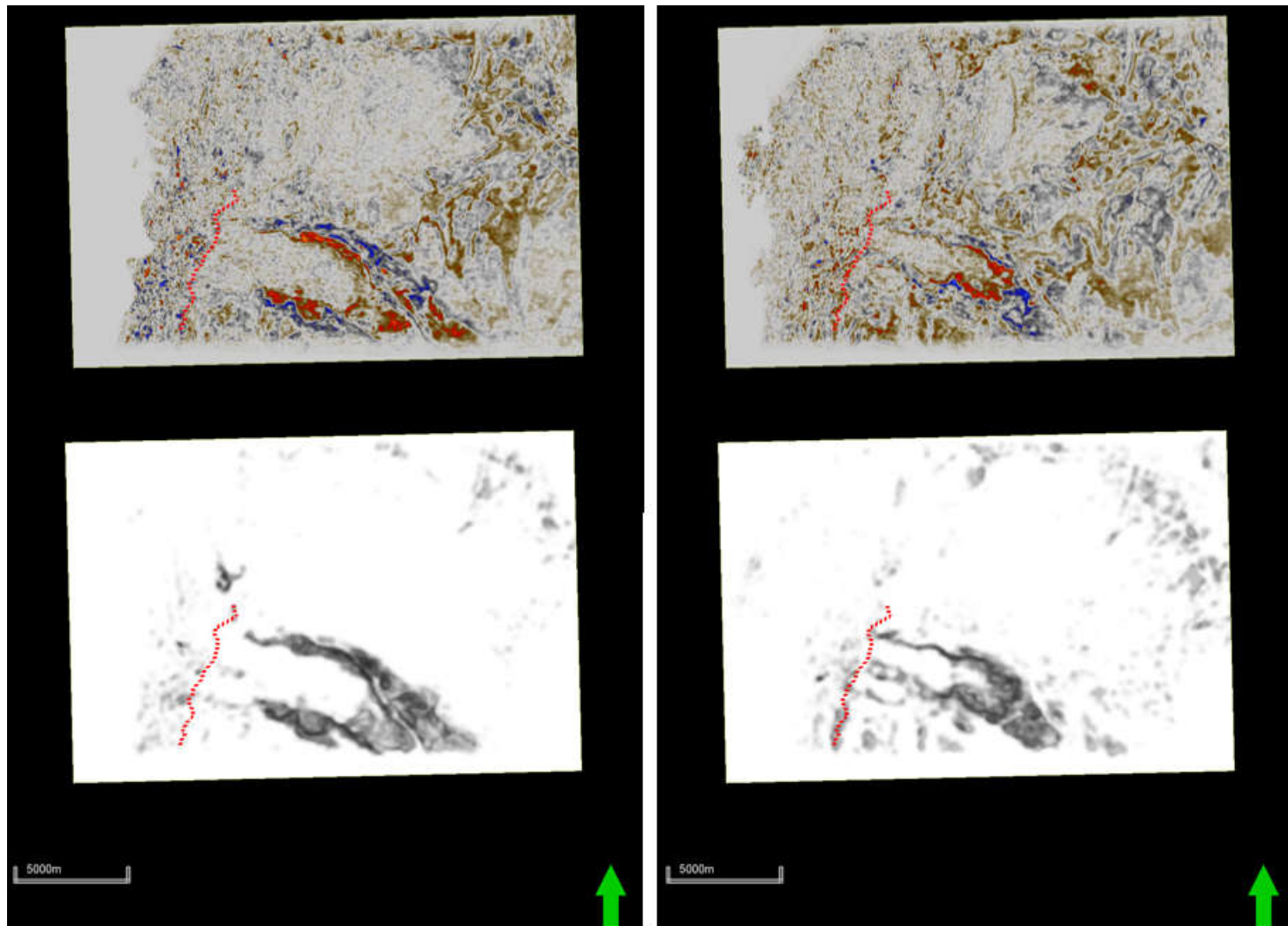


Рис. 4.2.3.5 Використання атрибутів First Derivative (зверху) та GLCM (знизу) для характеристики геометрії об'єкту. Ліворуч – зрізи на рівні -1800мс, праворуч -1832мс. Характерно видно закриття структури із збільшенням глибини. Червоний колір – проекція розлому, в який “закривається” структура

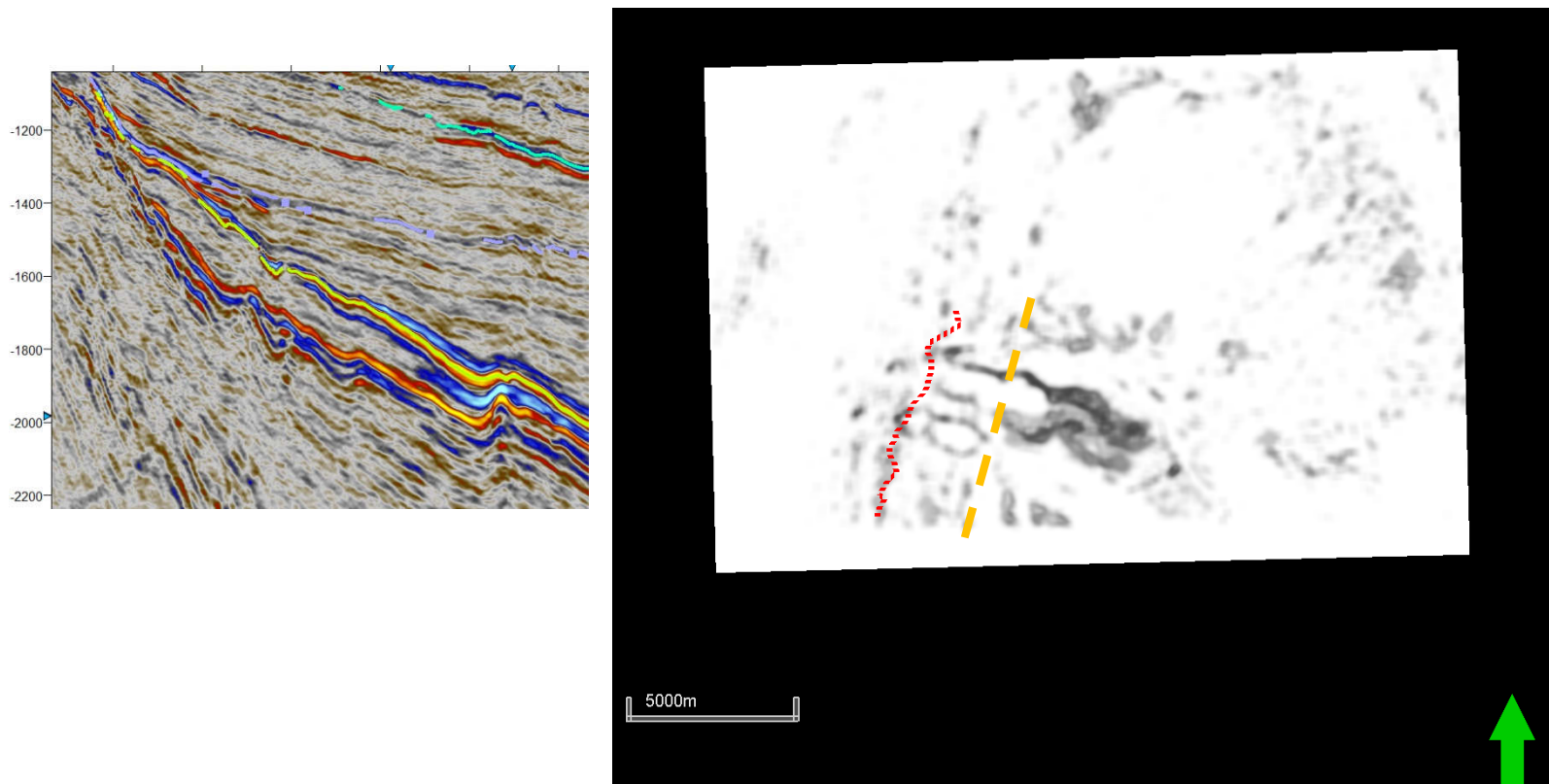


Рис. 4.2.3.5 Використання атрибуту GLCM (на рівні -1852мс поверхні Base Cretaceous) для характеристики геометрії об'єкту, а саме її закриття та переходу в руслоподібне тіло. Ліворуч – сейсмічний розріз з виділенням даного об'єкту (проекція на карті – жовта пунктирна лінія)

Як результат – даний об’єкт було проінтерпретовано як каньйоноподібне тіло, закрите з 3-х боків структурою – екрануючими породами з високим акустичним імпедансом, та розломом з одного боку. Ці результати попередньо підтверджено свердловинними даними каротажу гамма, що показує високі значення у покриві та підшві структури (виділені на сейсмічних зрізах раніше завдяки високого акустичного імпедансу) та низькими значеннями всередині тіла, що може бути проінтерпретовано як пористі відклади (рис.4.2.3.6). Безперечно, дані висновки повинні бути перевірені та оцінені спеціалістами петрофізиками

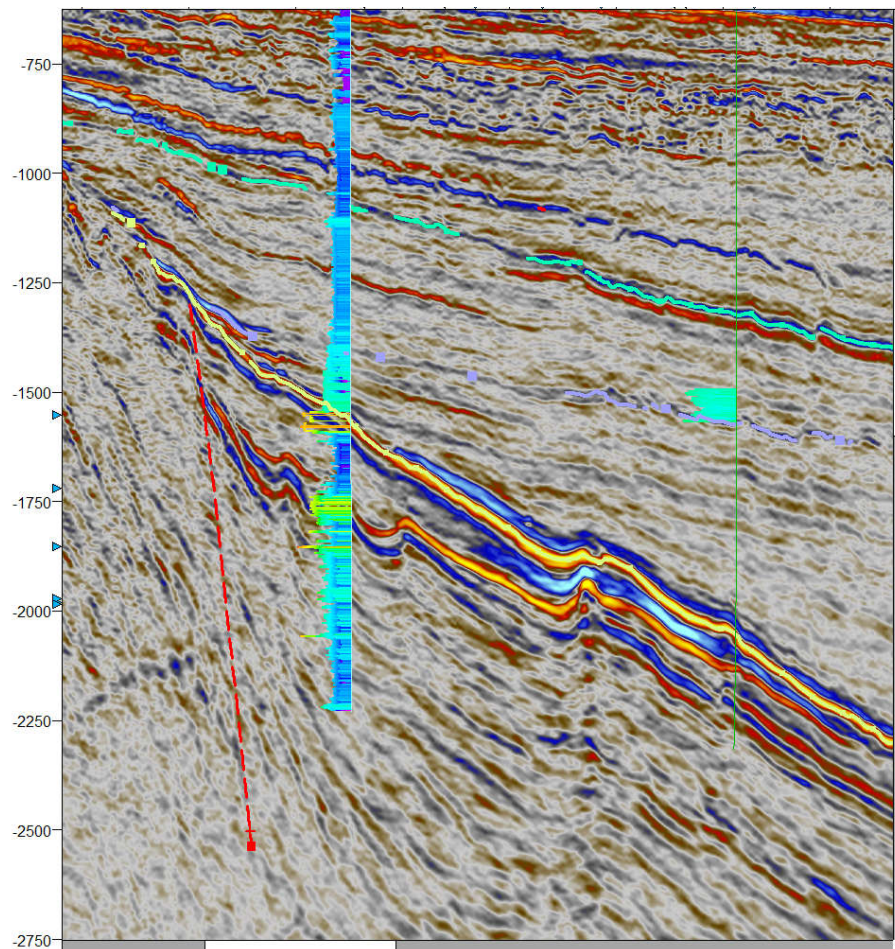


Рис. 4.2.3.6 Сейсмічний розріз через Catfish Prospect. Виділяється високі значення акустичного імпедансу поверхні та підшви структури, а також проекція свердловини та гамма каротажу

5 Оформлення результатів дослідження

Останнім етапом даної роботи було оформлення результатів дослідження, а оскільки дана робота виконувалась для моделювання майбутнього підземного сховища газу, було прийнято рішення картувати об'єкти в 3D просторі з використанням сучасних інструментів ПЗ Petrel, а саме Vox Probes та Geobody Extraction, які дають змогу виділити 3D об'єкти для їх подальшого використання у побудові геологічної 3D моделі. Об'єкти були отримані на основі сейсмічних кубів, створених методом Flattening на основі горизонту Base Cretaceous.

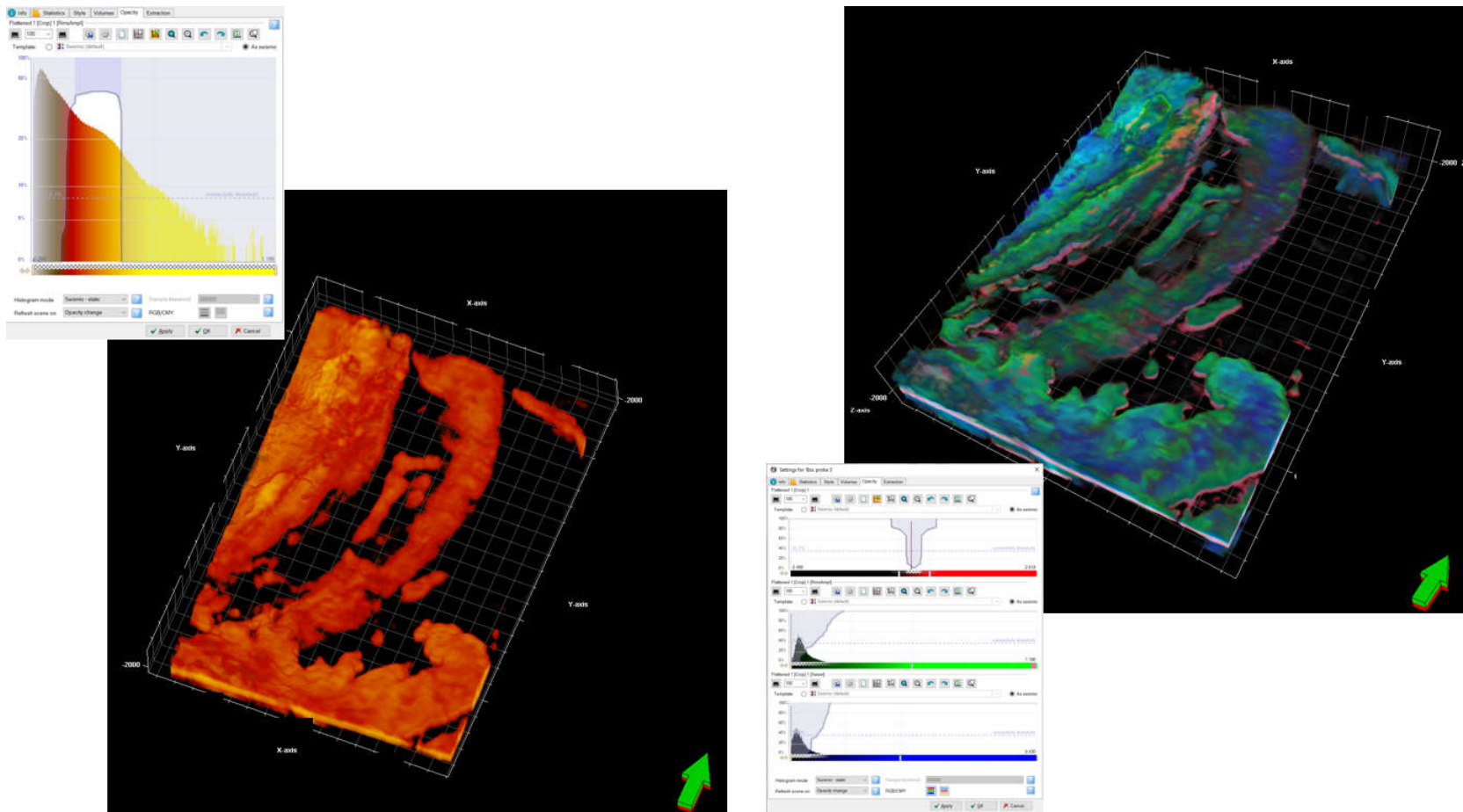


Рис. 5.1 Виділення об'єкту руслового тіла за допомогою Box probe - атрибуту RMS Amplitudes (ліворуч) та міксування трьох атрибутів Original Amplitudes, RMS Amplitudes, Sweetness (ліворуч). Обидва підходи дають змогу чітко виділити геологічний об'єкт руслового тіла, що ідентифікується на сейсміці

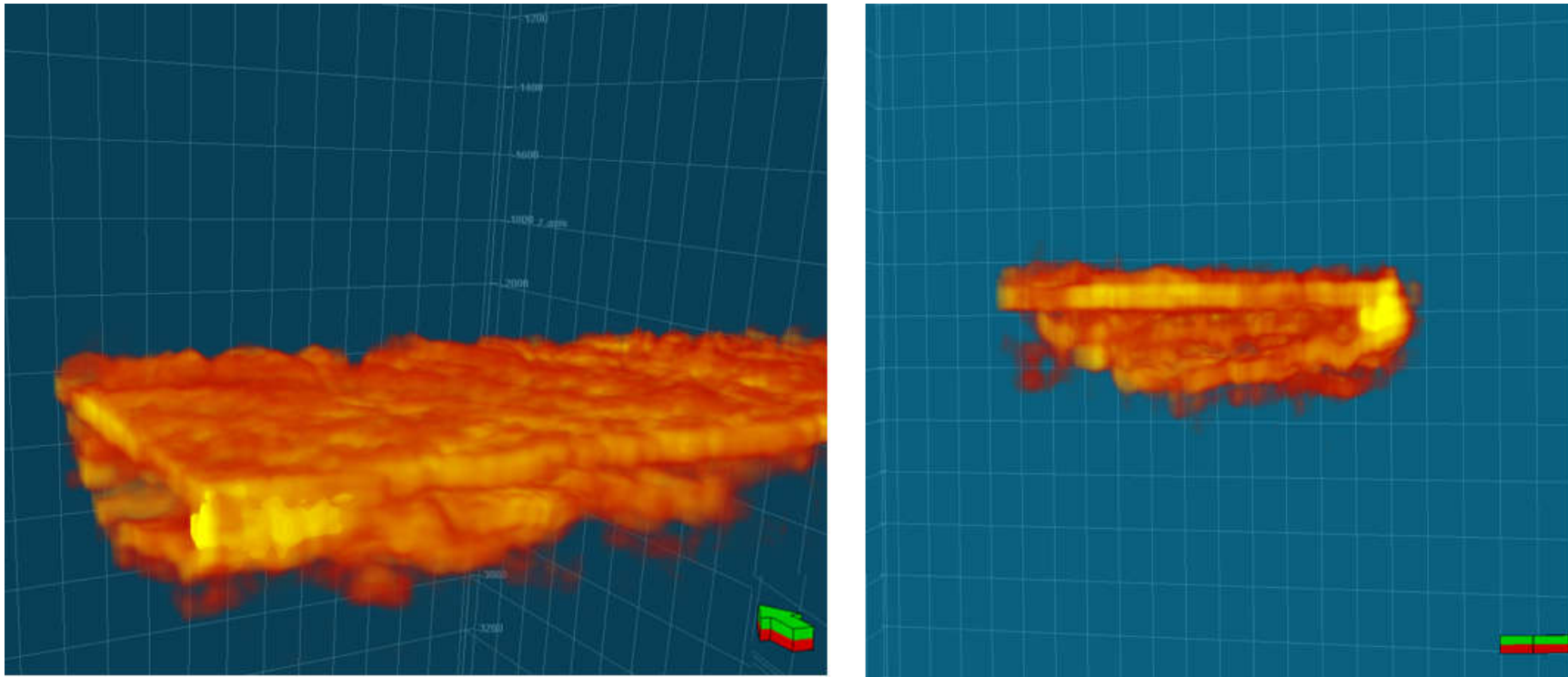


Рис. 5.2 Виділення об'єкту Catfish Prospect каньйоноподібного тіла на сейсмічному кубі, створеному методом Flattening на рівні -1890мс горизонту Base Cretaceous за допомогою Vox probe - атрибуту RMS Amplitudes. Чітко прослідковується каньйоноподібне тіло з високим акустичним імпедансом в покрівлі та підшві об'єкту та низького AI всередині (можливо пористе середовище)

Фінальний крок – вилучення даних, фільтрація їх та отримання тривимірних об'єктів Geobody Extraction з ціллю використання їх у майбутніх процесах 3D моделювання

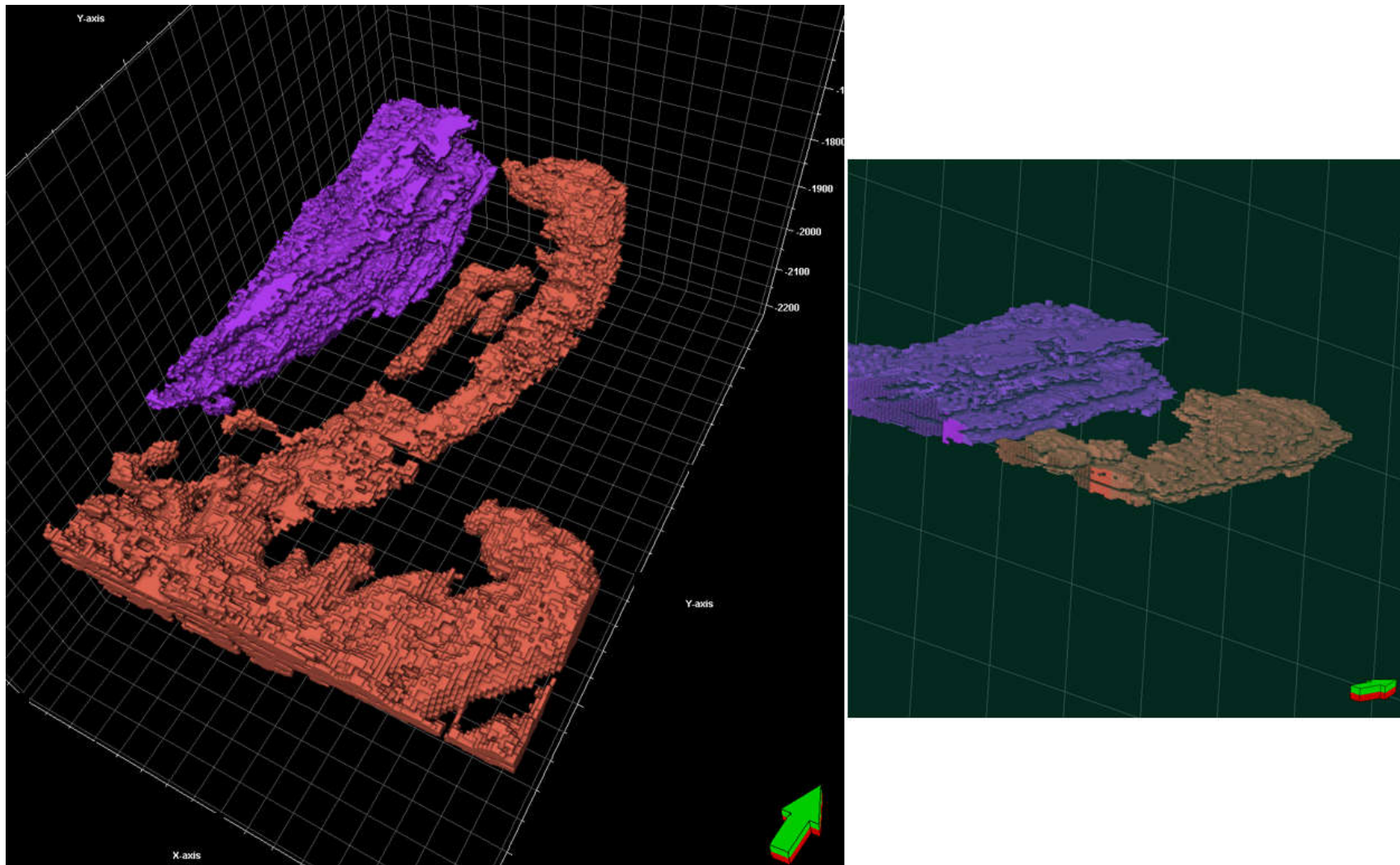


Рис. 5.3 Вилучення руслового тіла в тривимірному просторі за допомогою Geobody Extraction.
Червоне – руслове тіло, протяжністю 9 км та розмірністю у розрізі 50*500м (праворуч)

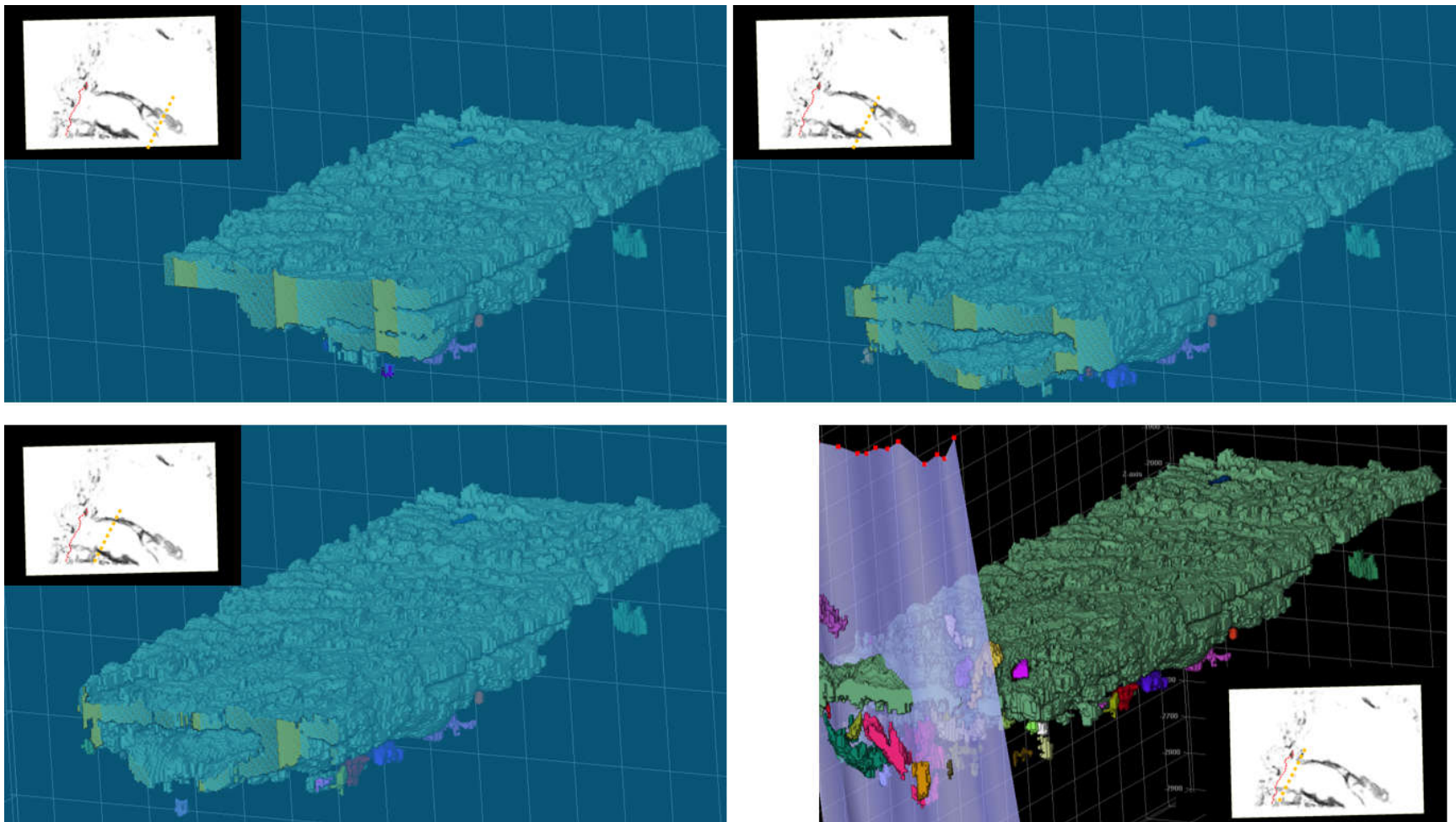


Рис. 5.4 Вилучення руслового тіла в тривимірному просторі за допомогою Geobody Extraction із розрізами вхрест тіла (NW-SE орієнтацією вздовж тіла) з картою GLCM (рівня -1768мс) та розрізом на ній (жовта пунктирна лінія)

6 Використання результатів виконаної роботи та інтеграція з вітчизняними даними шельфу Чорного моря

Використання знань, здобутих при виконанні цієї роботи може бути застосоване з метою інтеграції з вітчизняними даними шельфу Чорного моря. Ціль цієї роботи полягала у встановленні робочого процесу, що дасть змогу отримати результати, достатні для подальшого процесу моделювання та інтегрувати цей процес під дані шельфу Чорного моря. На жаль, у зв'язку із надзвичайною ситуацією в країні, змога практично використати цей робочий процес була неможливою.

З теоретичних аспектів, дані обох басейнів є схожими, виходячи з аналізу літератури та публікацій з даними Чорного моря (далі – приклади родовищ та структур з роботи О. Хрящевської 2009). Відповідно, робочий процес може бути успішно застосований для даних Одеського шельфу, а саме більш глибоководних структур Кримська, Штормова (рис. 6.1), а також ближче до суші – структури Західно-Крейдяна (рис. 6.2) [12, 13]

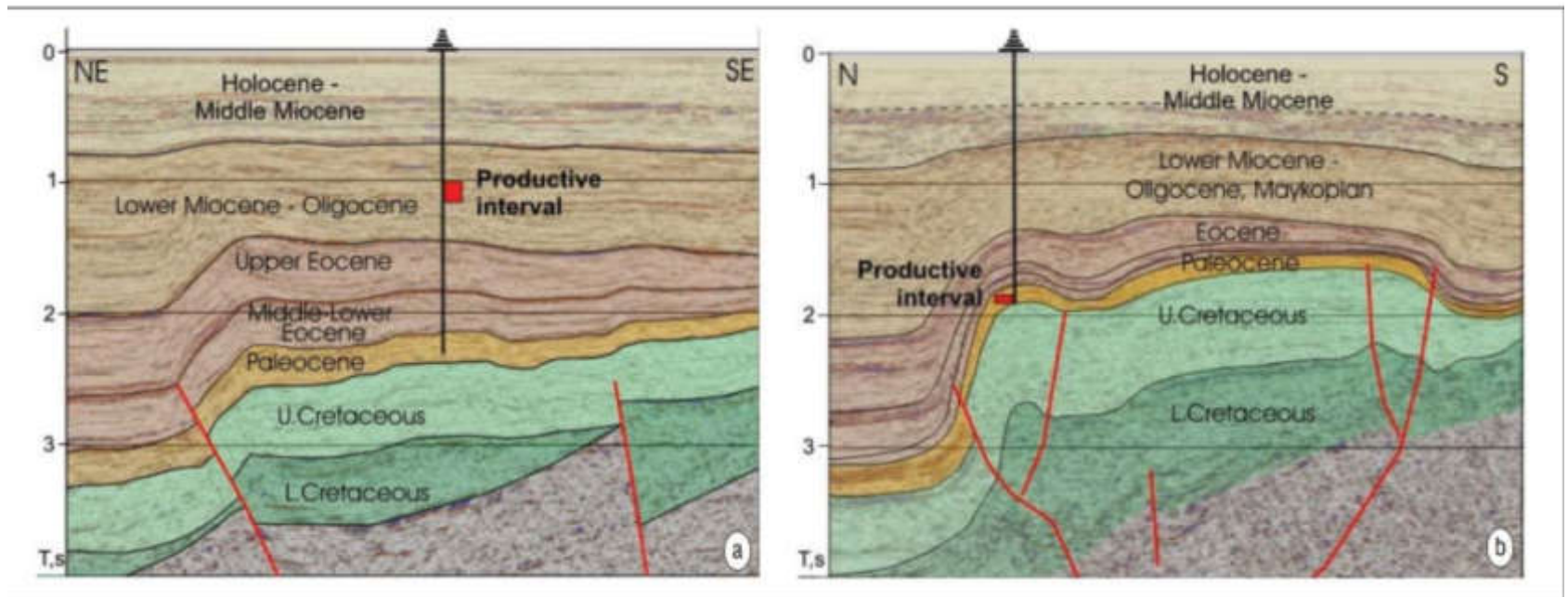


Рис. 6.1 Розрізи через структури Одеського шельфу – Кримська (ліворуч) та Штормова (праворуч).
 Чітко прослідковується схожий геологічний характер структур із даними Північного моря, що
 використовувались в даній роботі [10]

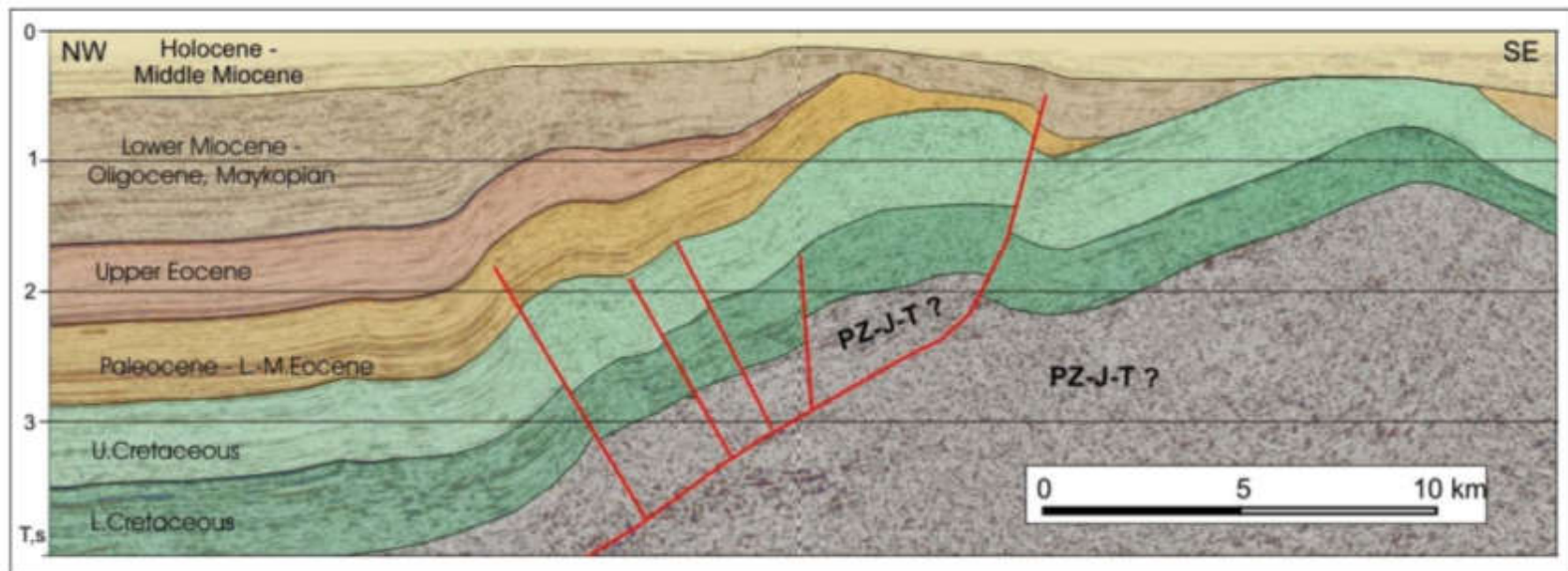


Рис. 6.2 Розріз через Західно-Крейдяну структуру Одеського шельфу. [10]

Окремий напрямок робочого процесу займає вилучення геологічних тіл (руслових та інших структур) з метою їх моделювання в тривимірному просторі. Цей процес дасть змогу якнайточніше вилучити корисну інформацію з сейсмічного сигналу та змоделювати потенційні колектори. Як відомо, такі об'єкти переважали в басейні шельфу Чорного моря у Міоцен-Пліоценовий період та можуть бути потенційними пастками нафтогазових покладів. Відповідно, виконання рекомендованого робочого процесу за допомогою ПЗ Petrel якнайкраще підходить під поставлену задачу

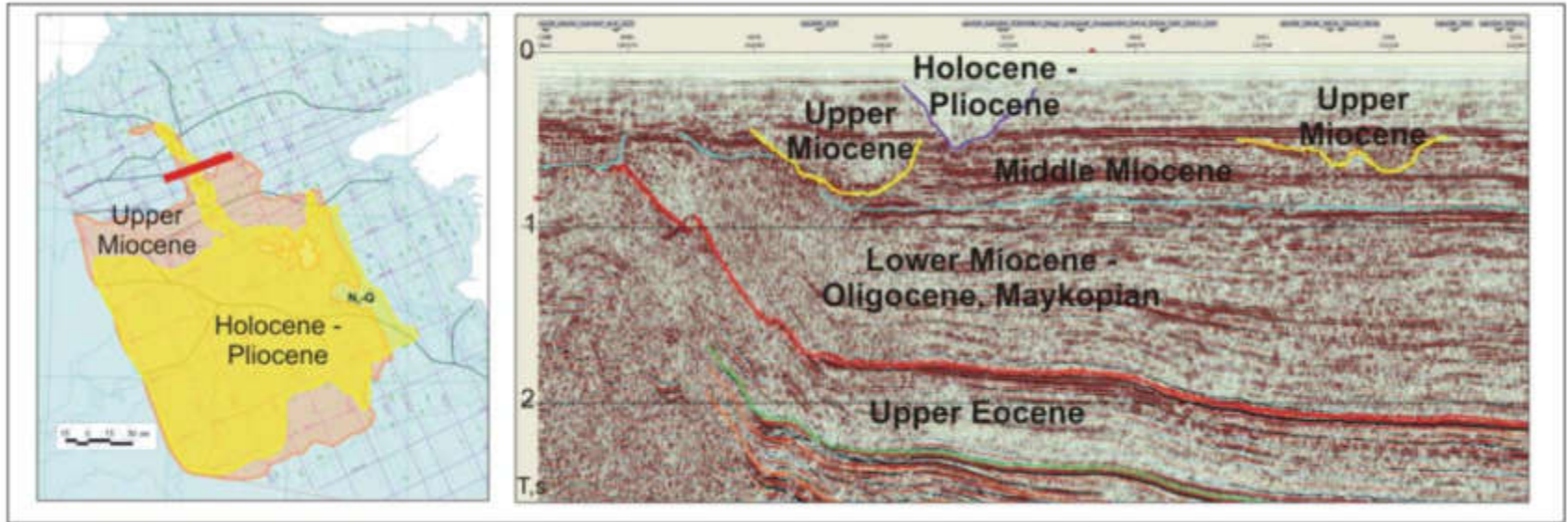


Рис. 6.3 Розташування та міграція Міоцен-Пліоценових палеоканалів в межах Одеського шельфу [10, 11]

Висновки

Магістерська робота за темою “ Використання сейсмічних даних для структурного та стратиграфічного аналізу шельфу Чорного та Північного морів ” була виконана та описана з використанням сейсмічних даних, отриманих завдяки компанії WesternGeco (Schlumberger). Дана робота, що складається з двох частин – теоретичної – і аналіз та аналогові характеристики родовищ Чорного та Північного морів та практичну – сейсмічну інтерпретацію даних родовища шельфу Північного моря, дала хороші результати для того, щоб зробити висновки подальшої інтеграції результатів на дані вітчизняних родовищ.

Окреме місце у корисності результатів полягає те, що аналіз сейсмічних даних був проведений вперше та дав якісні результати щодо оцінки ділянки як регіонально, так і у виділенні геологічних об’єктів – двох ділянок (руслового тіла та Catfish Prospect), перспективних для використання їх як підземних сховищ газу. Це у свою чергу є надзвичайно важливою темою досліджень геології та геофізики у перспективі коаліції ООН щодо 0 відходів (Net Zero Coalition).

Дана робота була виконана у повному обсязі власноруч – від завантаження даних до інтерпретації сейсмічних даних, їх геологічне тлумачення та вилучення тривимірних об’єктів. Результати, які я отримав були передані компанії Westerngeco Schlumberger, що включає у себе усю інтерпретацію, висновки та проект ПЗ Petrel. Згідно з рецензентом даної роботи – геофізиком та менеджером з проектів в Україні та Нідерландах компанії Schlumberger – Бенджаміном Медведєвим, дана робота є апробованою та показала корисний результат, що згодом буде використаний в роботі.

Використання результатів даної роботи може бути інтегровано до даних вітчизняних родовищ, а саме шельфу Чорного моря. Застосування використаного робочого процесу дасть змогу якомога точніше оцінити осадконакопичення, тектонічну будову, а також потенційні тривимірні пастки чи геологічні тіла, які є надзвичайно важливими для побудови 3D моделі родовища

Список використаних джерел

1. The Millennium Atlas: Petroleum Geology of The Central And Northern North Sea. D Evans, C Graham, A Armour and P Bathurst/ Published by The Geological Society of London 2003
2. UK National Data Repository <https://ndr.nstauthority.co.uk/>
3. North Sea Transition Authority <https://www.nstauthority.co.uk/>
4. Cross-border stratigraphy of the Northern, Central and Southern North Sea: a comparative tectono-stratigraphic megasequence synthesis. Stefano Patruno, Henk Kombrink and Stuart G. Archer. Geological Society, London, Special Publications, 494, 13-83, 9 December 2021, <https://doi.org/10.1144/SP494-2020-228>
5. Kay, Simon. "The Heather Field, Block 2/5, UK North Sea." Geological Society, London, Memoirs 20 (2003): 291 - 304.
6. <https://www.blacksea-seismicdata.com/data-catalogue/>
7. <https://www.shell.com/about-us/major-projects/penguins.html>
8. Syn-rift sediment gravity flow deposition on a Late Jurassic fault-terraced slope, northern North Sea. Fabian Tillmans, Robert L. Gawthorpe, Christopher A.-L. Jackson, Atle Rotevatn (2021)
9. Henrik Olsen, Nowell A. Briedis, David Renshaw, Sedimentological analysis and reservoir characterization of a multi-darcy, billion barrel oil field – The Upper Jurassic shallow marine sandstones of the Johan Sverdrup field, North Sea, Norway, Marine and Petroleum Geology, Volume 84, 2017, Pages 102-134, ISSN 0264-8172, <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.03.029>.
10. Hydrocarbon prospects in the Western Black Sea of Ukraine. Oxana Khriachtchevskaia, Sergiy Stovba, and Igor Popadyuk, Naftogaz of Ukraine. The Leading Edge September 2009

11. Introduction to this special section: The Black Sea Region Gabor Tari, Michal Nemcok, The Leading Edge September 2009
12. Basins Analysis and Petroleum Systems Modeling of Western Black Sea, Ukrainian Sector. Ivan Karpenko, Ihor Ischenko, Olha Nikolenko, Felipe Rodrigues, Serhii Levonyuk, Vitalii Glon, Bjorn Wygrala, and Vitalii Privalov, Naftogaz Group. SPE Eastern Europe Subsurface Conference, Kyiv, Ukraine, 23 - 24 November 2021
13. Basin-scale estimates on petroleum components generation in the Western Black Sea basin based on 3-D numerical modelling. Ewa Burwicz*, Matthias Haeckel. GEOMAR Helmholtz Centre for Ocean Research Kiel, Wischhofstr. 1-3, 24148 Kiel, Germany (2020)
14. Strategic Value of Basin Analysis Teams in Exploration – Applications in Ukraine. Bjorn Peter Wygrala, Ivan Karpenko, and Felipe Rodriguez Monreal, Naftogaz Group. SPE Eastern Europe Subsurface Conference, Kyiv, Ukraine, 23 - 24 November 2021