

КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМЕНІ
ТАРАСА ШЕВЧЕНКА

На правах рукопису

Петруняк Василь Дмитрович

УДК: 550.834:05

**ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ КАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ
ТА ДЕВОНСЬКИХ ВІДКЛАДІВ ПІВДЕННОЇ ПРИБОРТОВОЇ
ЧАСТИНИ ДДЗ (НА ПРИКЛАДІ ЛИВЕНСЬКОЇ ПЛОЩІ)**

Спеціальність 04.00.22 – геофізика

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Науковий керівник:
ВИЖВА Сергій Андрійович,
доктор геол. наук, професор

Київ – 2014

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
РОЗДІЛ 1 Теоретико-прикладні основи побудови комплексних об'ємних геолого-геофізичних моделей.....	10
РОЗДІЛ 2 Огляд геолого – геофізичної вивченості та історії досліджень Ливенської площі	48
2.1. Загальні відомості про ділянку досліджень.....	48
2.2. Геолого-геофізична вивченість.....	48
2.3. Стратиграфія	53
2.4 Тектоніка.....	69
2.5 Нафтогазоносність.....	73
РОЗДІЛ 3 Побудова комплексної геолого-геофізичної постійнодіючої моделі.....	80
3.1 Часова міграція до підсумовування	82
3.2 Моделювання вуглеводневих систем	91
3.3 Структурна інтерпретація	94
3.4 Інтерпретація даних ГДС	112
3.4.1. Умови проведення промислово-геофізичних досліджень, якість первинних даних	112
3.4.2. Методика інтерпретації даних ГДС.....	114
3.5 Методика проведення сейсмічної інверсії.....	118
3.5.1 Методика розрахунку акустичного імпедансу. Розрахунок кубу пористості	118
3.5.2 Методика розрахунку пружного імпедансу. Побудова карт флюїдонасичення	124
3.5.3 Розрахунок карт фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів.....	125
3.6 Сейсмофаціальний аналіз.....	131

3.7 Повнохвильове моделювання.....	139
РОЗДІЛ 4 Практичні результати створення комплексної постійнодіючої геолого–геофізичної моделі на прикладі Ливенської площі	144
ГОЛОВНІ ВИСНОВКИ.....	169
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	172

ВСТУП

Актуальність теми. Приріст запасів вуглеводнів є одним з найнагальніших завдань сучасної геологічної галузі, про що наголошують Енергетична стратегія розвитку України та Загальнодержавна програма розвитку мінерально-сировинної бази. На сьогоднішній день досягнення цієї мети здійснюється за рахунок двох основних напрямків. Перший – це розробка нових, як традиційних та і не традиційних родовищ вуглеводнів, другий – уточнення геологічної будови вже відомих родовищ, що призводить до більш ефективного їх використання. В цих напрямках необхідно досягти максимальної точності та повноти використання наявних даних. Саме для цього й постало питання в створенні комплексної постійнодіючої моделі геолого-геофізичних даних.

Побудова об'ємних моделей геологічного середовища вже давно стало невід'ємним етапом при вивченні геологічної будови родовищ вуглеводнів в Україні. Їх використання надає низку переваг в точності геологічних побудов, чого не можливо досягти при використанні традиційних загальноприйнятих методик дослідження геологічного середовища, заснованих на аналізі геологічних та структурних карт, кореляції свердловин, тощо. Разом з тим поняття геологічного моделювання часто трактується надзвичайно широко, що призводить, як до неоднозначності у визначенні самого поняття “об'ємної моделі геологічного середовища”, так і очікуваних результатів даного моделювання. У зв'язку з цим актуальною є розробка методики побудови комплексної постійнодіючої геолого-геофізичної моделі геологічного розрізу південної прибортової частини ДДз на прикладі Ливенської площі. Така модель дозволяє виконувати прогнозування геологічного середовища, зокрема відтворювати історію осадконакопичення, будувати модель термального режиму, проводити сейсмофаціальний аналіз, оцінювати фільтраційно-ємнісні властивості з можливістю оперативної кореляції при появі нових даних.

Проблеми побудови об'ємних геологічних моделей висвітлені в роботах великої кількості вчених, серед яких можна виділити Д. Джонсона, Ю. Ампілова, К. Закревського, Ю. Білібіна, О. Дюбурула та багато інших, але на даний момент не існує конкретики в визначеннях комплексної геолого-геофізичної моделі і тому кожна модель адаптується в залежності від геологічних умов регіону досліджень і наявних геолого-геофізичних даних, що використовуються, та задач, які ставляться перед дослідниками.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційну роботу виконано на кафедрі геофізики геологічного факультету Київського національного університету імені Тараса Шевченка в рамках теми “Розробка макетів автоматизованих систем та баз даних для побудови геолого-геофізичних моделей” (№11БФ049-02) та в рамках договорів про співпрацю Київського національного університету імені Тараса Шевченка з провідними компаніями-розробниками спеціалізованого геофізичного програмного забезпечення (Paradigm, Tesserall, Schlumberger, CGG Veritas, Інститут кібернетики ім.В.М.Глушкова НАН України у співпраці з УкрДГРІ).

Метою роботи є розробка комплексної методики побудови постійнодіючої геолого-геофізичної моделі розрізу південної прибортової частини ДДз на прикладі Ливенської площі за допомогою новітніх технологій обробки, інтерпретації та комплексного аналізу наявних геолого-геофізичних даних.

Основні завдання досліджень:

- Розробити алгоритми аналізу сейсмогеологічних умов південної прибортової частини ДДз та методологічні засади створення постійнодіючих геолого-геофізичних моделей.
- Виконати обробку та міграцію сейсмічних даних, змоделювати апріорні швидкісні характеристики порід регіону, що досліджується.
- Провести палеорекострукції тектонічних умов регіону, що досліджується.

- Провести інтерпретацію даних ГДС, виконати інверсію сейсмічних даних, розрахунок акустичного імпедансу та сейсмофаціальний аналіз кам'яновугільних та девонських відкладів південної прибортової частини ДДз з використанням петрофізичних характеристик.
- Адаптувати існуючі методики геолого-геофізичного моделювання родовищ нафти та газу у відповідності до умов південної прибортової частини ДДз та вимог до комплексних постійнодіючих моделей родовищ нафти та газу.

Об'єкт наукового дослідження: нижньокам'яновугільні та девонські відклади південної прибортової частини ДДз.

Предмет наукового дослідження: структурні особливості будови, сейсмічні та сейсмофаціальні характеристики порід колекторів нижньокам'яновугільних та девонських відкладів.

Методи досліджень. спеціалізовані алгоритми міграційних перетворень сейсмічних даних, сучасні методи комплексного аналізу геолого-геофізичних даних, технології побудови комплексних постійнодіючих геолого-геофізичних моделей.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Розроблено оригінальну авторську побудову комплексної постійнодіючої геолого-геофізичної моделі в умовах розрізу південної прибортової частини ДДз на прикладі Ливенської площі.

2. Вперше виконано аналіз вуглеводневих систем для прогнозу перспектив нафтогазоносності Ливенської площі.

3. Вперше в умовах розрізу південної прибортової частини ДДз використано повнохвильове моделювання сейсмічного поля для уточнення якості структурних побудов.

4. Розроблена методика комплексного сейсмофаціального аналізу амплітудних характеристик для відновлення умов осадконакопичення та прогнозу літофацій в умовах південної прибортової частини ДДз. На її основі

вперше отриманий набір літофацій перспективних візейських та серпуховських відкладів на прикладі Ливенської площі.

5. Уточнено та деталізовано існуючі моделі геологічної будови Ливенської площі південної прибортової частини ДДз, виділено та обґрунтовано перспективи нових об'єктів під час пошуків та розвідки вуглеводнів.

Практична цінність і впровадження результатів роботи.

1. Отримані результати надають можливість оптимізувати проведення подальших геологорозвідувальних робіт на перспективних об'єктах південної прибортової частини ДДз з врахуванням сейсмогеологічних особливостей розрізу.

2. Комплексна постійнодіюча геолого-геофізична модель продуктивної товщі кам'яновугільних та девонських відкладів зменшить геолого-економічні ризики при закладенні нових свердловин.

3. Отримані нові результати щодо геологічної будови Ливенської площі південної прибортової частини ДДз, що дозволяють уточнити уявлення про геологічну будову та розвиток геологічних процесів в південній прибортовій частині Дніпровсько-Донецького авлакогену.

4. Розроблені методики використовуються в навчальних курсах «Геологічна інтерпретація даних геофізичних досліджень», «Комплексування геофізичних методів», «Комп'ютерне моделювання родовищ корисних копалин».

Особистий внесок здобувача. Основні теоретичні положення та методичні результати, наведені в роботі, отримані дисертантом особисто та висвітлені в наукових (в т.ч. фахових) виданнях.

В роботах виконаних разом із співавторами, автору належить розробка графу обробки сейсмічних даних, побудова постійнодіючої геолого-геофізичної моделі нафтогазових покладів Ливенської площі, розробка методики комплексного сейсмофаціального аналізу амплітудних характеристик, літологічна ідентифікація порід за даними сейсмічної інверсії

та сейсмофаціального аналізу, удосконалена методика побудови комплексних постійнодіючих моделей родовищ вуглеводнів на основі геолого-геофізичних даних.

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертації та результати досліджень доповідалися на конференціях.

1. Студентський форум Баку (м.Баку, Азербайджан 2011р.)
2. X Міжнародна конференція “Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти” (м. Київ 2011р.)
3. III Міжнародна студентська конференція геовчених, (м.Белград, Сербія 2012р.)
4. 74th EAGE Conference & Exhibition. (Copenhagen, Denmark, 2012.)
5. X Міжнародна конференція «Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища». (м. Київ, 2012.)
6. VIII Международная конференция “Математическое моделирование в образовании, науке и производстве”. (Молдавия, г.Тирасполь)
7. V Міжнародна наукова конференція “Геофізичні технології прогнозування та моніторингу геологічного середовища”. (м.Львів, Україна)
8. 75th EAGE Conference & Exhibition. (London, UK, 2013.)
9. Міжнародна науково-практична конференція «Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи» (м. Київ, Україна. 2013р.)

Публікації. За темою дисертації опубліковано 14 наукових робіт, серед яких 6 статей у наукових журналах та збірниках наукових праць, що належать до списку затверджених ВАК України фахових видань, де мають бути опубліковані матеріали дисертаційних робіт, а також 8 тез та матеріалів конференцій. Основні результати дисертації подані у 6-ти публікаціях. У роботах [1,2,3] автору належить постановка задачі, виконання експериментальної частини та аналіз отриманих результатів. У роботах [4, 5,6] розробка алгоритму обробки та інтерпретації даних, аналіз результатів.

Структура і обсяг дисертації. Дисертаційна робота, загальним

обсягом 184 сторінок, складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел, що налічує 141 найменування. Основний текст роботи викладений на 139 сторінках; робота містить 80 рисунків та 2 таблиці.

Роботу виконано на кафедрі геофізики Київського національного університету імені Тараса Шевченка під час навчання в аспірантурі.

Автор висловлює щире подяку науковому керівнику, завідувачу кафедри геофізики, доктору геологічних наук, професору **Вижві Сергію Андрійовичу** за формування наукового світогляду, постійну допомогу, та сприяння при написанні дисертаційної роботи. Окрему подяку автор висловлює кандидатам геологічних наук **Кузьменку Павлу Миколайовичу** та **Тищенку Андрію Павловичу** та аспіранту кафедри геофізики геологічного факультету **Устенку Євгену Вікторовичу** за методичні поради до написання дисертації.

РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИКО-ПРИКЛАДНІ ОСНОВИ ПОБУДОВИ КОМПЛЕКСНИХ ОБ'ЄМНИХ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ МОДЕЛЕЙ

На сьогодні сейсмозв'язка серед геофізичних методів є головною й найбільш результативною. Та якщо раніше найбільш традиційною її задачею вважалося вивчення та картування структурних особливостей осадового чохла, то за останні роки вже більш виразно проявляється тенденція в постановці перед сейсмічними методами задач по визначенню внутрішньої структури середовища, її фізичних та геологічних властивостей [126, 131, 140, 141].

З появою на початку 70-х років методу СГТ (спільної глибинної точки) він став основним в сейсмозв'язці та ось уже понад 40 років розвивається еволюційно, і вдосконалюючись лише в техніко – механічному напрямку. Та ніякої альтернативи методу СГТ на даний час не існує. Й не дивлячись на велику кількість обмежень даного методу він і зараз є і довгий час буде основним інструментом в польовій геофізиці. [6, 8, 11, 84]

Можна виділити основний перелік задач, які вирішуються за допомогою сейсмозв'язки. Розставимо задачі по мірі важкості отримання результату.

Головне, що дає сейсмозв'язка – це структурні карти. Це перша й основна задача сейсмозв'язки, вона стара й вирішується з успіхом. Але підвищення точності структурних побудов, як база для будь-якої моделі родовища – задача досі важлива й актуальна. Для досягнення цієї мети необхідно проводити більше свердловинної сейсмозв'язки для детального вивчення швидкостей, гіроскопію у всіх свердловинах, використовувати 3D сейсмозв'язку та просторову міграцію.

Дані по геометрії піщаних тіл – відслідкувати їх навіть за допомогою експлуатаційного буріння не завжди вдається. В той самий час за даними просторової сейсмозв'язки за картами амплітуд, або інших параметрів, по картах класів сейсмічного запису або за допомогою прийомів

сейсмостратиграфії можливе картування досліджуваних тіл часто не лише в плані, але й по висоті. Задачу можливо вирішити не завжди, але ставити її треба [128].

Розломи можуть бути закартовані, в першу чергу, за даними сейсморозвідки. Це залежить від амплітуди розломів, але так само впливає обробка сейсмічних даних (необхідно не загладжувати горизонти). Картувати можна як по розрізах, так і по картах параметрів сейсмічного запису або часовим зрізам. Визначення властивостей розломів поки що залишається складною задачею для сейсморозвідки, але підвищення роздільної здатності та застосування нових алгоритмів аналізу даних в певній мірі дозволяють їх проаналізувати [50].

Дані про властивості пластів, або вміщуючих порід, також можуть бути отримані спираючись на дані сейсморозвідки й калібрування по свердловинним даним. Такі дані у вигляді карт, зазвичай, мають свою похибку, але вони реальні й несуть корисну інформацію в міжсвердловинному просторі. Для їх отримання необхідно вивчення петрофізичних властивостей керну, не тільки пластів, але й вміщуючих порід [94].

Дані по літології. Їх часто отримати важче, ніж данні по властивостям порід, в тому сенсі, що похибка може бути ще більшою. Однак цю задачу можливо розв'язати успішно при використанні 4-компонентної сейсморозвідки з урахуванням зміни амплітуд відбиття з віддаленням (так званий AVO або AVA) – точність значно підвищується.

Дані по насиченню – також задача, що може бути вирішена, успішно на газових родовищах. Знову ж необхідне використання аналізу AVO або AVA, а також лабораторні виміри параметрів керну: модулі зсуву й стиску, швидкість проходження поперчних хвиль [95].

Можливе визначення анізотропії властивостей гірських порід за сейсмічними даними. Це може бути пов'язане наприклад з тріщинуватістю. Для цього необхідна спеціальна обробка просторових даних (систему

спостережень краще всього одразу спроектувати з врахуванням можливих вимог), а також комплекс свердловинної й наземної 4-компонентної зйомки [83, 122].

Можна відмітити, що сейсмозв'язка може дати достатньо багато корисної й різнопланової інформації про будову родовищ.

В даній роботі показано використання основних методів сейсмозв'язки та найсучасніших геолого-геофізичних програмних пакетів для побудови комплексних геолого-геофізичних моделей.

Проблеми побудови об'ємних геологічних моделей висвітлені в роботах великої кількості вчених, серед яких можна виділити Д. Джонсона, Ю. Ампілова, К. Закревського, Ю. Білібіна, О. Дюбрула та багато інших.

В роботі Ю. Ампілова показано, що геологічне моделювання – найбільш загальний термін, який донедавна пояснювався дуже довільно. Кожен спеціаліст розумів під ним дещо своє в залежності від напрямку дослідження. І лише порівняно нещодавно, з появою великої кількості прикладних комп'ютерних програм, така різниця стала помітною [84].

При роботі з регіональними часовими розрізами під геологічною моделлю розуміли швидше за все сукупність геологічних гіпотез та припущень про умови формування осадових комплексів, що вивчаються: палеообстановка, джерела зносу, та інше. Оскільки особливих практичних наслідків ці роздуми не мали, то словосполучення «геологічна модель» не представляло собою якогось обов'язкового терміну, що потребував спеціального пояснення.

Приблизно так самі думки були у геологів, які працювали з площинною 3D сейсмозв'язкою при вивченні локальних об'єктів. Хоча тут в зв'язку з деяким підвищенням відповідальності (вибір точок закладення пошукових свердловин) акценти зміщувалися в сторону особливостей структурної побудови пасток, а також в сторону припущень про склад та основні властивості колекторів, покришок та флюїду.

На вже відкритих родовищах проблеми генезису вуглеводнів та геологічні гіпотези відходили на другий план, а «геологічна модель» ставала більш утилітарним поняттям й зводилося до сукупності структурних карт та сейсмогеологічних розрізів ув'язаних зі свердловинами.

З появою 3D сейсмозв'язки та розповсюдженням алгоритмів акустичної інверсії з подальшим прогнозом властивостей резервуарів в просторі між свердловинами цей метод набув нового значення. В даний час багато сейсмозв'язників абсолютно щиро під геологічною моделлю розуміють дещо на зразок кубу акустичного імпедансу, із якого через регресивні залежності можна дістати куби прогнозних підрахункових та геологічних параметрів: пористість, піщанистість, глинистість, насиченість та інше. Тобто фактично під геологічною моделлю сейсміки розуміють сучасну «розширену» сейсмогеологічну модель.

Багато геологів, що працюють в сервісних геофізичних компаніях під геологічною моделлю воліють мати на увазі скоріше щось подібне до літолого-фаціальної моделі іноді з елементами седиментологічних побудов та палеорекострукцій.

Три головні задачі, які стоять перед геологічною моделлю:

- інтеграція всіх геолого-геофізичних знань про родовище: каротажу по свердловинах, сейсмозв'язки, петрофізики.
- підрахунок запасів родовища та вивчення їх розподілу в просторі з урахуванням неоднорідностей колектору.
- створення основи для гідродинамічного моделювання розробки родовища.

Таким чином об'ємна геологічна модель – це сукупність елементарних комірок з постійними властивостями.

Основні складові процесу побудови геологічної моделі

Побудову геологічної моделі умовно можна розбити на наступні етапи:

- побудова структурного каркасу.
- розбиття на пласти та кореляція свердловин.

- вибір сіток з елементарними комірками.
- наповнення комірок атрибутами (моделювання властивостей).
- перемасштабування сітки зі збільшенням розмірів комірок (upscaling)

Побудова структурного каркасу включає в себе картування основних меж в просторі, а також простежування основних розривних порушень та їх ув'язку зі структурними поверхнями. картування гладких структурних поверхонь та введення їх в модель зазвичай ніяких ускладнень не викликає. Треба лише коректно підібрати параметри їх перерахунку на сітку. Найчастіше карти в контурах та сітках розрізняються.

А ось при побудові розривних порушень проблеми частіше всього виникають. Модель розривних порушень представляє собою систему різноорієнтованих поверхонь, що відповідають поверхням зміщувачів розломів. Розломи можуть бути такими, що пересікаються, розгалужуються, та вертикально урізаються. Падіння, азимут, довжина, та форма поверхонь зміщувачів визначається за допомогою так званих піларів. Кожен розлом для включення в модель має бути визначений піларами. Пілар – це вертикальна, лістрична чи викривлена лінія, що складається з точок, які об'єднують відрізками прямих чи кривих. набір субпаралельно орієнтованих піларів задає положення поверхні-зміщувача розривного порушення.

Пілари – невід'ємні елементи каркасу тривимірної моделі. Поверхня розривного порушення навіть без вертикального зміщення є боковою границею комірки й відповідно обмежувачим елементом латерального розподілу при моделюванні властивостей.

Після декількох років експлуатації різних пакетів моделювання деякі користувачі стали висловлювати думку, про те, що пілари з однієї сторони дуже жорстко фіксують каркас моделі, а з іншої недостатньо контролюють «тектонічну логіку» при різних взаємних пересіченнях розривних порушень. В результаті почали з'являтися й «безпіларні» технології при побудові каркасу (наприклад SKUA фірми PARADIGM).

Розбиття на пласти та кореляція свердловин особливо не відрізняється від процедур, до яких звикли геологи, що працюють з каротажними даними. Головне – прослідкувати основні пачки, щоб вони потім «не випали» з моделі, не помилитися з ідентифікацією покрівлі та підшви продуктивних пластів, прибігаючи для цього в тому числі й до опорних сейсмічних відбиттів. Загалом, даний етап тісно пов'язаний з першим – побудова структурного каркасу – й має виконуватися спільно з ним.

В свою чергу, Білібін Ю. в своїй праці “Технологія створення й супроводу тривимірних цифрових геологічних моделей нафтогазових родовищ” висвітлює, як на його думку має виглядати геолого-геофізична модель [114].

В процесі дослідження було встановлено, що технологія створення цифрових геологічних моделей має включати комплекс операцій, алгоритмів, методик та програмних комплексів, направлення на створення та моніторинг об'ємних 3D коміркових моделей, структура яких відображає структурно-тектонічну будову родовища, а кожна комірка має в собі дані літолого-фаціальних, фільтраційно-ємнісних властивостях гірських порід та характер насичення.

Метою технології побудови є розкладання на складові елементи процесу отримання кінцевого результату, тобто отримати цифрову 3D геологічну модель, яка б зіставлялась з вихідними даними, відповідала фундаментальним принципам геологічної науки й нафтової справи, давала можливість підрахувати запаси вуглеводнів й в решті решт, використовувалась для гідродинамічних підрахунків.

Розвиток технологій побудови моделей пов'язаний з ускладненням геологічної будови досліджуваних відкладів, необхідністю моделювання родовищ як єдиного об'єкту, збільшення об'єму використовуваної геолого-геофізичної й промислової інформації, необхідністю моделювання неоднорідної будови колектора, пласта та родовища в цілому.

Для детального підрахунку початкових балансових запасів в розроблених відкладах, проектування розробки необхідно створення математичної тривимірної, а точніше чотирьохвимірної (четверта вісь – час) коміркової геолого-технологічної моделі.

Тип моделі й способи її розрахунку визначається кінцевою задачею її створення. В практиці зазвичай використовують пошарові, “псевдотривимірні” та детальні тривимірні сіткові цифрові геологічні моделі (рис.2.1). Окрім геологічного вивчення цифрова геологічна модель є основою для створення фільтраційної моделі. Фільтраційна модель це сукупність гідродинамічної та імітаційної моделей [112].

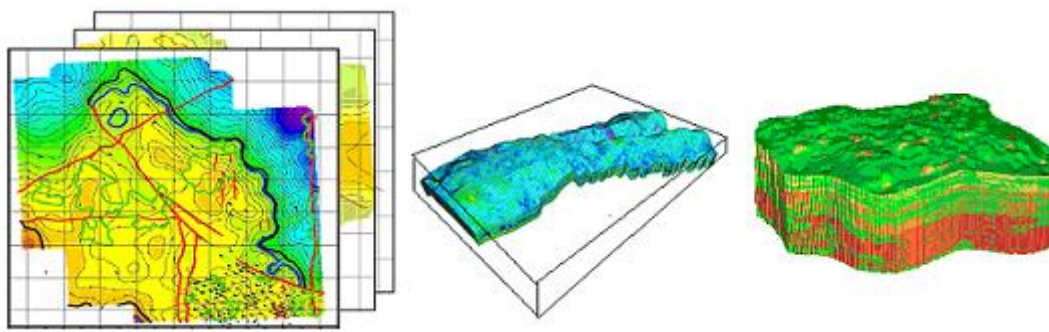


Рисунок 2.1 Цифрові геологічні моделі нафтових родовищ

Створення перших моделей показало необхідність ретельного збору і оцінки, а іноді й обробки вихідних даних. При побудові моделі більшу частину часу витрачається на створення інформаційної бази й оцінки її якості.

Використання 3D геологічної моделі для підрахунку геологічних запасів, що видобуваються, ознаменувало перехід від описово-цифрової геології при представленні родовищ до точної цифрової геології родовищ.

Надійність геологічної моделі визначається ступенем вивченості геологічного об’єкту – пласта, або родовища в цілому, а також важкість його будови. Надійність моделі буде вимірюватися часовим періодом, під час якого можна планувати геолого-технологічні параметри розробки родовищ вуглеводнів з використанням створеної геологічної моделі.

З позиції цифрових геологічних моделей поняття достовірності геологічної моделі слід розглядати як міру узгодженості всіх вихідних і вхідних даних, що складають геологічну модель. Оскільки достовірність повністю залежить від інформації, то з цим поняттям пов'язані такі якості інформації, як повнота, актуальність, достатність.

Точність геологічної моделі – точність встановлення числових значень геолого-промислових параметрів родовища, що визначають його конфігурацію, умову й характеристику залягання колекторів нафти та газу й промислову оцінку в цілому.

На початкових етапах розвитку геологічного моделювання на основі інтегрованої інтерпретації геолого-геофізичних й промислових даних вся технологія будувалась на принципі послідовного планування.

Основна особливість послідовного планування полягала в тому, що кожен етап може здійснюватися лише по завершенню попередніх. Це несе за собою обмежену інтеграцію, накопичення затримок, обмежену гнучкість.

В рамках інтегрованої технології моделювання можливий значний обмін інформацією між результатами інтерпретації даних сейсморозвідки та ГДС, сейсмогеологічною, статичною геологічною, гідродинамічною, та імітаційними моделями продуктивного пласта. Інтегрована технологія забезпечує можливість інтеграції, скорочення затримок, та зменшення часу реалізації. Така технологія в ідеалі значить, що різні етапи дослідження мають виконуватися одночасно. На практиці це виявляється не можливим, оскільки між різними дисциплінами завжди існує взаємозалежність.

Основні етапи технології включають не лише побудову тримірних комірок з геологічними параметрами та фільтраційно-ємнісними властивостями, що відображають будову родовища, але й площинне узагальнення результатів, які відбуваються на етапі створення цифрової геологічної моделі.

В результаті узагальнення досвіду побудови моделей встановлено, що в технологію мають бути включені наступні розділи:

1. Створення бази даних проекту й бази даних геологічної моделі.
2. Створення структурно – тектонічної моделі родовища.
 - 2.1. Кореляція розрізів свердловини за даними ГДС.
 - 2.2. Кінематична інтерпретація даних сейсмозв'язки – трасування горизонтів й виділення тектонічних порушень.
 - 2.3. Обробка та інтерпретація даних ГДС.
 - 2.4. Створення вибірки свердловин для прив'язки до результатів трасування горизонтів.
 - 2.5. Ув'язка результатів трасування горизонтів сейсмозв'язки з результатами кореляції розрізів свердловин по ГДС.
 - 2.6. Побудова сейсмічних структурних карт.
 - 2.7. Палеотектонічний аналіз.
 - 2.8. Виділення гідродинамічних систем (ГДС) в розрізі родовища й виділення підрахункових об'єктів.
 - 2.9. Аналіз абсолютних відміток міжфлюїдних контактів в пачці продуктивних пластів, при необхідності деталізації та розукріплення об'єктів.
 - 2.10. Ув'язка структурних поверхонь, відміток міжфлюїдних контактів, похибок інклінометрії, узагальнення та коректування результатів ГДС.
 - 2.11. Побудова структурної моделі родовища з виділенням типів й визначення геометрії покладів.
 - 2.12. Створення вибірки свердловин для структурних побудов.
 - 2.13. Побудова моделі тектонічних порушень.
 - 2.14. Створення структурно – тектонічного каркасу з вибором латеральної розмірності комірок сітки.
3. Створення концептуальної седиментаційної моделі родовища.
 - 3.1. Осереднення свердловинних даних по виділених пластах.
 - 3.2. Динамічна інтерпретація даних сейсмозв'язки.
 - 3.3. Сеймоседиментаційний та сейсмофаціальний аналіз.

3.4. Аналіз умов осадконакопичення пластів та їх тектонічний розвиток.

3.5. Створення принципової моделі.

4. Побудова 3D цифрової геологічної моделі родовища.

4.1. Створення структурної геометричної сітки по всім продуктивним пластам.

4.2. Створення вибірки свердловин для літолого–фаціального моделювання, петрофізичного моделювання, моделювання насиченості.

4.3. Осереднення результатів інтерпретації ГДС на сітку тривимірної моделі.

4.4. Побудова 3D літолого-фаціальної моделі пластів.

4.5. Побудова 3D моделі фільтраційно-ємнісних властивостей пластів.

4.6. Створення моделі перехідних зон й побудова 3D моделі насиченості пластів.

4.7. Об'єднання 3D цифрових моделей пластів в трьохмірну геологічну цифрову модель родовища.

4.8. Розрахунок стандартних карт (2D моделі).

4.9. Співставлення 2D та 3D моделей.

4.10. Розрахунок додаткових карт для проектування розробки.

5. Підрахунок геологічних запасів вуглеводнів.

5.1. Виділення зон підрахунку вуглеводнів, створення допоміжних кубів (категорії запасів, зони типу насичення, адміністративних кордонів, водоохоронних зон та інше).

5.2. Розрахунок площ та об'ємів *in situ* (об'єм продуктивного колектора, порового об'єму колектора, нафтонасиченого об'єму).

5.3. Розрахунок середніх підрахункових параметрів по об'ємах і співставлення з середніми підрахунковими параметрами по свердловинах, проведення необхідного коректування моделі.

5.4. Аналіз точності й достовірності створеної геологічної моделі.

Загальні принципи створення 3D цифрової геологічної моделі можна розглядати, як технологію створення стартової моделі. Метою супроводу стартової моделі на наступних етапах вивчення родовища є підтримка геологічної моделі в актуальному стані для оперативного прийняття рішення по управлінню процесами розвідки та розробки родовища. До задач супроводу геологічної моделі покладів можна віднести: поповнення існуючої бази даних новою інформацією; аналіз нової інформації та ув'язка її з існуючою; уточнення величини геологічних запасів та їх адресна диференціація по ділянкам і блокам розробки; планування і оцінка ефективності застосування геолого-технічної діяльності; оцінку відповідно до технологічних рішень по розробці геологічних особливостей родовища; представлення результатів розрахунків у вигляді 2D/3D цифрової геологічної моделі [34, 49].

Для вивчення геологічної будови родовищ використовується велика кількість методологічних підходів. Одним із них є сейсмофаціальний аналіз.

Метою сейсмофаціального аналізу є реконструкція обстановки осадконакопичення та прогноз літофацій за даними сейсмозвідки на основі аналізу зміни хвильової картини сейсмічного поля. В даний час ця технологія стає стандартною частиною процесу інтерпретації сейсмічних даних. В останнє десятиліття зросла кількість карт і кубів сейсмічних фацій й розширилася область їх застосування [76].

Сейсмічна фаціальна одиниця (сейсмофація) об'єднує групу відбиттів, й характеризується схожим набором параметрів, таких, як конфігурація, безперервність, амплітуда, частота. Кожен параметр вміщує в собі певну інформацію про геологічну будову інтервалу, що вивчається. Конфігурація відбиттів тісно пов'язана з основними характеристиками напластування, безперервність відбиттів – з неперервністю пластів, амплітуда показує співвідношення густини та швидкості, частота залежить від потужності пластів.

Методологічні основи аналізу форми сейсмічного сигналу та їх порівняння з сусідніми трасами з метою сейсмофаціального аналізу наведені в роботах таких вчених як Е. Андерсен, Дж. Бойд

Геологи компанії ExxonMobil розробили теоретичні основи принципово нового методу сеймостратиграфії. Даний метод досить ефективно дозволяє використовувати форми сейсмічного сигналу для аналізу умов осадконакопичення. Основні принципи сеймостратиграфії були представлені ще в 1975 році на щорічній конференції AAPG (American Association of Petroleum Geologists). Хоча, через відмову компанії оприлюднити теоретичні засади, досить довгий час метод викликав недовіру у спеціалістів.

Сейсмічна стратиграфія фокусує свою увагу на аналізі хвильового поля з метою виділення основних формацій та фацій, виявлення їх внутрішньої структури й особливостей формування. Основні етапи такого аналізу заключаються в наступному:

1. Виділення та кореляція сейсмічних комплексів, визначення їх віку;
2. Визначення та аналіз сейсмофацій.
3. Аналіз відносно зміни рівня моря.

Сейсмічний комплекс – це осадовий комплекс, що виділяють на сейсмічному розрізі, що представляє собою послідовність згідно залягаючи генетично пов'язаних пластів, обмежених згори та внизу поверхнями неузгодженостей.

Дослідженнями в галузі сеймостратиграфії займалась велика кількість вчених, серед яких можна виділити П. Векеена [66].

Ще в 80-ті роки радянські геофізики займалися запитаннями вивчення зміни амплітуд, фаз, частоти та конфігурації відбиттів. Були відомі такі системи, як ЗАЛЕЖЬ, ПРИПЯТЬ, ПОИСК, КОМПАК та інші. В Росії в середині 90-х компанія “Пангея” стала розвивати подібні технології й вести розробку однойменного програмного забезпечення. В той самий час на сході компанія CGG-Petrosystems стала активно вводити на ринку новий пакет

Stratimagic, призначений для геофізичного та геологічного аналізу великих об'ємів 3D сейсмічних даних.

Дослідженнями в галузях сейсмозвідки та моделювання родовищ вуглеводнів займалась велика кількість як вітчизняних, так і закордонних вчених. Однією з найбільш фундаментальних робіт є монографія Є. Козлова “Моделі середовища в розвідувальній сейсмології”. В ній детально розкрито проблеми класифікації пружних та непружних моделей суцільних та дискретних геологічних середовищ.

Теоретичні та практичні аспекти басейнового моделювання та моделювання вуглеводневих систем вивчали А. Аллен, Л. Магун, У. Доу, Ю. Бурлін, Ю. Галушкін.

Концепція вуглеводневих систем була розроблена Л. Магун та У. Доу і висвітлена в монографії “Вуглеводнева система: від джерела до пастки”, в якій розглянуто ключові елементи вуглеводневої системи; процеси, що впливають на утворення та міграцію вуглеводнів; наведено критерії кількісної оцінки та характеристик вуглеводневих систем [21, 39, 40, 88, 92].

Тривалий час при пошуках родовищ вуглеводнів дослідники спирались на сталі уявлення про будову осадового шару земної кори. Мається на увазі, що основним елементом пошуків були гірські породи та створювані ними структури – антиклінальні пастки. Такий підхід дозволяв отримати прийнятні результати, але не давав головної відповіді – як передбачити в якій частині осадового басейну існують вуглеводні, а в яких ні. Спроба дати відповідь на це питання породила велику кількість теорій походження нафти та газу, але на сьогоднішній день існує лише одна робоча концепція, що дозволяє «побачити» де і коли утворились вуглеводні, який шлях вони пройшли у своєму розвитку. Але основна перевага концепції полягає в тому, що вона дає відповідь на сакраментальне питання – в якій частині земної кори необхідно шукати вуглеводні, які вони матимуть властивості та які обсяги вуглеводневої сировини ми можемо видобути з відкритих покладів.

В останні десятиліття теорія вуглеводневих систем стала невід'ємним елементом геологорозвідувального процесу в західних країнах, але на жаль не використовується в Україні. Аналіз основних положень даної концепції та розробка методики, що дозволить її використання для прогнозу перспектив вугленосності українських родовищ і є основною метою даної роботи.

Концепція вуглеводневих систем є відносно новою галуззю геологічної науки, її формування починається лише в 80-х роках ХХ століття, а своє теоретичне оформлення вона отримала в 1994 році.

Дана теорія розглядає сукупні зв'язки між материнськими породами, породами-колекторами, покришками, можливими пастками та процесами утворення, міграції та акумуляції вуглеводнів. Саме врахування останніх процесів і є основною відмінною рисою концепції вуглеводневих систем.

Концепція вуглеводневих систем є однією з найбільш унікальних в комплексі сучасного геологічного знання. З одного боку, без моделі вуглеводневої системи на сьогодні не обходиться жодне дослідження родовищ вуглеводнів на «заході», а з іншого боку вона абсолютно не використовується на «сході», в тому числі і в Україні.

Хоча офіційною датою появи концепції вуглеводневих систем вважається 1994 рік [40, 41], на її формування знадобився тривалий час і синтез надбань всієї геологічної науки. Першою віхою стала публікація в 1669 році роботи датського натураліста Ніколауса Стено (1638-1686) «*De Solido*», в якій вперше було наведено основні принципи аналізу осадових порід. Але Стено не розглядав «час» як компоненту, що має значення для геології. Важливість часу було відмічено лише в 1788 році, коли Джеймс Хаттон (1726-1797) представив свої дослідження на розсуд Королівського товариства Едінбургу. Втім, його дослідження тривалий час залишались невизнаними. Необхідність розглядати гірські породи у комплексі з часовими межами була популяризована Чарльзом Лайєлем (1797-1875) в його роботі «*Принципи геології*». Його праця була перевидана 12 разів ще за життя Лайєля та стала однією з відправних точок теорії еволюції Чарльза Дарвіна,

оскільки змогла довести, що вік Землі набагато більший за шість тисяч років, а відтак давала час, необхідний для еволюції [40].

Другою, ключовою для концепції вуглеводневих систем дисципліною, є органічна геохімія. В 1936 році Альфред Трейбс зробив вірне припущення про генетичні зв'язки між хлорофілом, зеленим пігментом в живих рослинах, та порфіринами в нафті, вугіллі та сланцевих породах. В 1960 роках в серії публікацій результатів геохімічних досліджень Воссоевича, Ханта, Філліпі, Тіссота та інших було показано, що вуглеводні утворюються в добре відсортованих, багатих на органічну сировину материнських породах [40, 33].

В 1972 році УолліДоу та Джек Вільямс представили роботу, в якій було запропоновано концепцію *«нафтової системи»*, що залежала від кореляційних зв'язків між нафтою в родовищі та нафтоматеринськими породами і стала результатом майже десятирічних досліджень материнських порід басейнів СантаБарбара та Уіллістон, США[40].

Дана робота стала поштовхом для багатьох дослідників, що намагались розширити теорію та зробити її більш універсальною.

Так У. Доу в 1974 році зазначив, що основною метою нафтової системи є *«розуміння розповсюдження трьох основних типів нафт басейну Уіллістон... та місць, де кожен з цих трьох типів найімовірніше може бути знайденим в майбутньому»* [17].

Важливість роботи Доу в першу чергу полягала в визначенні того, що ключовим фактором для виділення системи є кореляційні зв'язки між нафтою та материнською породою, при описі кожної з систем Доу наводить порівняння теоретичної кількості нафти, що утворилась та резервів. Однак дана теорія містила низку недоліків. По-перше, використання терміну *«нафтова система»* виключало з досліджень родовища газу та конденсату. По-друге, Доу не наводить критеріїв використання його концепції за межами басейну Уіллістон, така можливість лише припускається [17, 41].

Термін «*вуглеводнева система*» («*petroleumsystem*») вперше запропонував А. Перродон в 1984 році. Він визначив вуглеводневу систему як комплекс геологічних критеріїв, що відповідають за розповсюдження родовищ вуглеводнів, тобто сукупність материнських порід, порід-колекторів та порід-покришок, що мають певне географічне простягання. Наслідком такого простягання є утворення системи родовищ, або вуглеводневої системи – набору природних елементів, що мають однакове походження та виконують однакові функції [41, 54, 55, 57].

Інший дослідник, Дж. Демайсон запропонував концепцію «*генеративного басейну*», Території, що знаходиться над зрілими материнськими породами він називає «вуглеводнегенеруючими депресіями» або «вуглеводневою кухнею». А генеративний басейн – це осадовий басейн, що містить одну або декілька вугледнегенуючу западину (вуглеводневу кухню). Картування вуглеводневих кухонь відбувається шляхом поєднання геохімічних даних, що описують ступінь зрілості порід та тип органічних фацій, з структурною та стратиграфічною інформацією, що можна отримати за результатами сейсмічних та свердловинних досліджень [13, 15].

Демайсон вважав, що поклади вуглеводнів, доказами наявності яких є зрілі материнські породи присутні в генеративних басейнах по всьому світу, а ризики буріння сухих свердловин можна зменшити, якщо при закладанні свердловин орієнтуватись на зрілі материнські породи. На відміну від концепції нафтової системи, генеративний басейн міг містити одну або декілька депресій, в яких утворювались вуглеводні, а також одну або декілька материнських порід [41, 13, 15, 45, 46].

В тому ж 1984 році Ф. Мейснер представляє концепцію «*вуглеводневої машини*». Вона визначається як сукупність всіх елементів, що беруть участь в процесі утворення вуглеводнів – від материнських порід до відповідно міграції та акумуляції [43, 73]. Автор відмічає, що використання такої концептуальної основи дозволить передбачувати комірки, або вуглеводневі машини, в яких відбувається утворення, міграція та акумуляція вуглеводнів.

А такі передбачення, в поєднанні з регіональними картами розповсюдження материнських порід, дадуть можливість пояснити розповсюдження вже відомих родовищ вуглеводнів та до подальшого виділення перспективних ділянок [41, 43, 73].

За своєю суттю теорія вуглеводневих машин Мейснера дуже схожа на нафтову систему Доу та вуглеводневу систему Перродона, але процеси утворення, міграції та акумуляції розглядаються як один узагальнений процес, що є незалежним від основних елементів вуглеводневої машини – материнської породи, колектора, покришки та пастки.

В 1986 році Дж. Ульмішек запропонував концепцію «незалежної нафтоносної системи» («*independent petroliferous system – IPS*») для опису стратиграфічних аспектів оцінки ресурсів вуглеводнів. Під незалежною нафтоносною системою автор розуміє сукупність гірських порід, починаючи від порід, відокремлених регіональними бар'єрами, до латеральної та вертикальної міграції флюїдів, включаючи нафту та газ. Вона складається з материнської породи, колектора, пастки та регіональної покришки, а отже є одиницею, що може бути використана для порівняльного аналізу різних факторів та генетичних досліджень вуглеводнів. При дослідженні погано вивчених регіонів незалежна нафтоносна система отримує ряд переваг в порівнянні з дослідженнями басейнів або окремих площ. Також ця концепція може бути використана для статистичної оцінки ресурсів вуглеводневої сировини та може значно підвищити достовірність такої оцінки [41].

Не дивлячись на явні переваги, концепція незалежної нафтоносної системи має і низку недоліків. По-перше, вона є аналогічною до теорії нафтової системи Доу та вуглеводневої машини Мейснера; основні фактори системи (материнська порода, пастка, колектор та покришка) такі ж як Мейснера; всі ключові фактори є виключно стратиграфічними (за винятком пастки, що переважно є структурною); при виділенні ключових одиниць ці фактори відокремлені від процесів (утворення, акумуляції, накопичення тощо); не враховуються процеси міграції. Загалом, незалежна нафтоносна

система розглядається лише як інструмент для оцінки та не опирається на результати буріння [41].

В 1987 році Л. Магун запропонував використовувати термін «елемент» для позначення материнської породи, шляхів міграції, породи колектора, покритишки та пастки. Він наголосив на необхідності розглядати всі елементи в просторово-часовому співвідношенні в якому могли утворитись родовища вуглеводнів [44].

Основою для виділення вуглеводневої системи слугували кореляційні зв'язки між нафтою та материнською породою, а назва вуглеводневої системи складалась з назви основної материнської породи, породи-колектора та супроводжувалась знаком, що позначав рівень достовірності такої системи. Також Магун вперше запропонував критерії для класифікації вуглеводневих систем[44].

Вуглеводнева система Магуна наголошувала генетичні зв'язки між певними материнськими породами та покладами вуглеводнів. При дослідженнях басейнів наголос робився на вивченні структурних депресій та осадових порід, що їх заповнювали незалежно від їх зв'язку з покладами вуглеводнів. А при дослідженні власне родовища основний наголос робився на тому чи може сучасна пастка містити вуглеводні [41, 23, 69].

Попередні дослідження були узагальнені та розвинені Магуном і Доу в роботі [41], що і лягла в основу сучасних уявлень про вуглеводневі системи, а рік її публікації – 1994 – вважається офіційною датою народження концепції.

Доу виділив нафтову систему на основі геохімічних даних. Ульмішек виділив незалежну нафтоносну систему як окремий елемент, незалежний від басейну чи родовища. Магун виділив рівні дослідження вуглеводневої системи.

Термін «вуглеводнева система» було обрано тому, що під терміном «вуглеводні» розуміються різні типи викопного палива (нафта, газ). А «система» наголошує на незалежності основних елементів (материнська

порода, порода-колектор, покришка, перекриваючі породи) та процесів (утворення пастки; утворення, міграція та накопичення вуглеводнів).

Унікальність вуглеводневої системи полягає в кореляційних зв'язках між вуглеводнями та материнською породою і базуються на дослідженнях Доу, в той час як такі поняття як рівень достовірності, географічне та стратиграфічне простягання, час акумуляції були запровадженні Магуном [41].

Згідно з концепцією вуглеводневих систем ключовими елементами для утворення родовищ вуглеводнів є: материнська порода, породи-колектори, перекриваючі породи-покришки, та процеси, що призводять до утворення пасток та генерації-міграції-накопичення вуглеводнів. Всі ці елементи мають знаходитись в просторовому і часовому співвідношенні для того, щоб могли утворитись родовища нафти і газу [25, 33, 41].

Материнські породи – це породи, які містять органічну речовину в достатній кількості, так що після накопичення в осадовому басейні та нагрівання вони генеруватимуть вуглеводні (нафту та газ). Високі вмісти органічної речовини накопичуються в регіонах з застійним водним режимом та високою продуктивністю рослинного та тваринного світу. Такими зонами можуть бути заболочені ділянки, багаті поживними елементами прибережні зони, неглибокі моря та озера. Однак, більшість органічної речовини, що накопичується в таких системах, переробляється протягом одного життєвого циклу. Для збереження органічної речовини, вміст кисню в придонних водах має бути дуже низьким. Такі умови можуть виникнути при появі занадто великої кількості органічної речовини, або в середовищах, де погана циркуляція води призводить до застійного режиму [27, 42].

Різні види органічної речовини призводять до утворення різних видів вуглеводнів. Органічна речовина, багата на м'які тканини, як у водоростей, призводить до утворення нафти з супровідними газом, в той час як деревина призводить до генерації лише газу. Але газ може виділятися і з

нафтогенеруючих порід, якщо при накопиченні вони підпадають впливу високих температур [25, 69].

Органічний матеріал накопичується в двох фракціях – розчинній у воді (бітумах) та нерозчинній (керогені). Кероген є найпоширенішою органічною речовиною на Землі і часто цей термін використовують для назви різноманітних та складних систем, склад яких залежить від джерела накопичення органічної сировини.

Традиційно виділяють чотири типи керогену в залежності від вмісту первісної органічної речовини.

Ліптиніт (тип 1) має велике співвідношення водню до вуглецю, але мале співвідношення кисню до вуглецю. Це переважно нафтогенеруючий тип, з значним відсотком виробки (до 80%). Він утворюється переважно з водоростей, багатих на ліпіди, що формуються в лагунних та озерних обстановках. Ліптиніт флюоресцує під ультрафіолетовим випромінюванням.

Екзиніт (тип 2) має середні значення співвідношень водень/вуглець та кисень/вуглець. Цей тип генерує нафту і газ, відсоток виробки становить 40-50 %. Джерелом утворення екзиніту є плівкові залишки рослин (спори, пилок, м'які тканини рослин), фітопланктон та бактеріальні мікроорганізми морських осадових порід. Екзиніт флюоресцує під ультрафіолетовим випромінюванням.

Вітриніт (тип 3) має низький вміст водню та високий вміст кисню, генеруючи незначні об'єми вуглеводнів, переважно газу. Основним джерелом вітриніту є залишки вищих рослин, що знаходяться у вугіллі або вуглистих породах. Вітриніт не флюоресцує під ультрафіолетовим випромінюванням, але має надзвичайно високу відбиваючу здатність на вищих стадіях зізрівання, а отже може використовуватись як індикатор ступені зрілості материнської породи.

Інертиніт (тип 4) – це продукт будь-якого з перелічених вище типів керогену, що не флюоресцує під ультрафіолетовим випромінюванням. Він має високі вмісти вуглецю і низькі вмісти водню. Він не має значного

потенціалу для генерації нафти та газу, за що одержав назву «мертвого вуглецю»[19, 23].

Під впливом температури великі молекули керогену розпадаються на менші молекули рідких та газоподібних вуглеводнів.

Оскільки нафта та газ мають меншу густину ніж вода, то після міграції з нафтоматеринських порід вони починають підніматись по осадовим породам. Ці флюїди будуть підніматись під впливом сил плавучості доти, доки не досягнуть породи-покришки. Це, як правило, дрібнозернисті або кристалічні породи з дуже низькою проникністю. Типовими прикладами є глини та сланці, зцементовані вапняки, кременисті сланці, ангідрит та сіль (галіт). Багато нафтоматеринських порід в той же час можуть бути і високоякісним покришками. Покришки для потоку вуглеводнів можуть утворюватись також вздовж зон тріщинуватості та розломів.

Наявність покришок є дуже важливим фактором в формуванні родовищ нафти і газу. Без покришок, вуглеводні продовжуватимуть підніматись доти, доки не досягнуть поверхні Землі, де під впливом поверхневих хімічних процесів, таких як діяльність бактерій, нафта буде зруйнована. Не дивлячись на те, що наявність покришок є ключовим фактором родовища, жодна з них не є ідеальною – всі покришки пропускають якусь частину вуглеводнів [1, 27, 69].

Під пасткою розуміється геометричний опис структури, в якій міститься нафта і газ. Нафта, що піднімається під впливом сил плавучості не накопичуватиметься, якщо покришка має синклінальне залягання. Вуглеводні продовжуватимуть мігрувати вздовж підшви цієї породи, доки не досягнуть межі і тоді продовжать міграцію вгору. Однак, якщо породи-покришки мають антиклінальне залягання, то ця пастка ловитиме всі вуглеводні, що до неї потраплятимуть.

Під колектором розуміється пориста та проникна порода, в якій накопичуються вуглеводні.

Розуміння часу міграції та його співвідношення з часом осадконакопичення є дуже важливим при аналізі родовищ нафти і газу. Якщо міграція нафти починається до утворення колекторів/покришок, то вуглеводні не зможуть накопичуватись. Якщо міграція проходить до того, як почались структурні деформації і утворились пастки, то вуглеводні не будуть накопичуватись. Для того щоб визначити чи зможуть колектори, покришки та пастки захоплювати вуглеводні, що мігрують, необхідне чітке розуміння історії геологічного розвитку території.

Процес міграції вуглеводнів розділяється на три стадії:

1. Первинна міграція – вивільнення вуглеводнів з материнської породи.
2. Вторинна міграція – міграція вуглеводнів від материнської породи до пастки.
3. Третинна міграція – просочування вуглеводнів на денну поверхню.

Кожен з зазначених елементів оцінюється окремо, але має однакову вагу. Якщо будь-який елемент відсутній (0), то родовище буде неперспективним. Якщо присутні всі елементи (1) – то родовище міститиме економічно вигідні об'єми вуглеводнів. Отже, кожен з незалежних компонентів оцінюється за шкалою від нуля до одиниці (0 – 1.0) [42].

Для кожного незалежного компонента необхідно оцінити низку субкомпонентів (які також є незалежними). Наприклад, для оцінки пастки необхідно мати точну карту породи-колектора та дослідити їх властивості з використанням основних геолого-геофізичних методик. Кожен з субкомпонентів має бути оцінений за шкалою від 0 до 1,0, які представлятимуть незалежний компонент - пастку.

Дослідження вуглеводневих систем дозволяє ідентифікувати систему, розрахувати ступінь достовірності, відkartувати географічну, стратиграфічну та часову протяжність вуглеводневої системи. Основні компоненти, на які необхідно звертати увагу при дослідженнях:

- геохімічна кореляція між вуглеводнями;
- геохімічна кореляція між вуглеводнями та материнськими породами;
- історія осадконакопичення;
- картування вуглеводневих систем;
- побудова розрізів вуглеводневих систем;
- побудова таблиць основних подій;
- побудова таблиць накопичення вуглеводнів;
- визначення якості генерації-акумуляції.

Першим кроком дослідження вуглеводневих систем є визначення їх наявності. Найпростіший спосіб – це визначення наявності вуглеводнів (навіть дуже незначна кількість вуглеводнів є свідченням наявності вуглеводневої системи).

Другим кроком є визначення розміру вуглеводневої системи. Для цього поєднуються генетично пов'язані прояви вуглеводнів з використанням геохімічних характеристик.

Наступний крок – це визначення материнської породи використовуючи кореляційні зв'язки вуглеводні-материнська порода. Далі визначається розповсюдження комплексу материнських порід, що відповідають за генетично пов'язані прояви вуглеводнів. Результатом є таблиця накопичень для визначення кількості вуглеводнів в вуглеводневій системі і того, які колектори міститимуть найбільшу кількість вуглеводневої сировини. Після виконання цих кроків, вуглеводневій системі присвоюється назва [1, 2, 25, 42].

В роботі [41] наголошується, що назва вуглеводневої системи має містити інформацію про наступні елементи:

1. материнська порода;
2. колектор, в якому накопичилась найбільша кількість вуглеводнів;
3. символ, що визначає ймовірність існування системи.

Ступінь ймовірності визначається за трибальною шкалою: достовірна, гіпотетична та суперечлива.

Під достовірною вуглеводневою системою мається на увазі система з достовірно відомою кореляцією між нафтою чи газом та материнською породою. Для позначення цього ступеню ймовірності пропонується використовувати символ «(!)».

Гіпотетичною вважається вуглеводнева система у випадку відсутності достовірних кореляцій між вуглеводнями та материнськими породами, але за існування певних геохімічних доказів. Для позначення пропонується символ «(.)».

Суперечливою вважається вуглеводнева система, існування якої базується лише на геологічних чи геофізичних даних. Для позначення пропонується символ «(?)».

Отже назва вуглеводневою системи має виглядати наступним чином: «Мандал-Екофіск(!)». В цьому прикладі формація мандал (J3 - K1) – основна материнська порода. Формація екофіск (K2) – колектор, в якому накопичилась найбільша кількість вуглеводнів. «(!)» вказує на існування позитивних кореляцій більшості критеріїв.

Подібний підхід до позначення вуглеводневих систем є нехарактерним для України, але автор вважає за необхідне дотримуватись саме його, оскільки це є міжнародновизнаним стандартом і сприятиме розумінню результатів дослідження світовими вченими.

В часовому розповсюдженні вуглеводневої системи є три аспекти: вік, критичний момент та час накопичення.

Під віком системи розуміється час, необхідний для процесу генерації-міграції-акумуляції вуглеводнів. Критичний момент – це час, що найкраще відображає генерацію, міграцію та акумуляцію вуглеводнів. Карти та розрізи, побудовані в період критичного моменту найкраще описують географічне та стратиграфічне простягання системи.

Час накопичення починається в момент початку процесів генерації-міграції-акумуляції та триває досі. Вона враховує всі зміни в накопиченні вуглеводнів протягом цього періоду. За цей час може відбутись реміграція, фізичний або біологічний розпад або повне руйнування вуглеводнів. Вуглеводні можуть ремігрувати (третинна міграція) і накопичитись в колекторах, що накопичились після формування вуглеводневої системи. Процеси реміграції виникають лише у випадку інтенсивної тектонічної діяльності – складкоутворення, появи розломів, підняття блоків або ерозії. Якщо ж тектонічна активність є незначною, то третинної міграції не відбувається.

Географічне простягання вуглеводневої системи визначається в критичний момент. Вона обмежується положенням материнських порід та всіх родовищ і проявів вуглеводнів, що пов'язані з даною материнською породою.

Стратиграфічне простягання – це інтервал літологічних одиниць, що оточують ключові елементи в межах географічного простягання вуглеводневої системи. Стратиграфічне простягання відображається на картах обстановок осадконакопичення та розрізах, побудованих на час критичного моменту [41, 27, 42].

Окрім даних про гірські породи, час їх утворення та географічне поширення для моделювання вуглеводневої системи ключовим є ряд параметрів, визначення яких не є традиційним для Української геологорозвідувальної галузі. В першу чергу це загальний вміст органічного вуглецю ТОС (TotalOrganicCarbon) та водневий індекс НІ (HydrogenIndex). Ці два параметри характеризують материнські породи, визначаючи ймовірну кількість органічної речовини, що міститься в породі, та здатність цієї речовини перетворюватись у нафту та газ [41, 71].

Визначення параметру ТОС можливе як в лабораторних умовах, так і в результаті інтерпретації даних ГДС. Для визначення параметру НІ необхідно проводити лабораторні дослідження піролізу.

Піроліз – це перетворення органічних сполук в результаті деструкції під впливом високих температур.

Водневий індекс визначається як [69]:

$$HI = \frac{S_2}{TOS \cdot 100},$$

де HI – водневий індекс, TOS – загальний вміст органічної речовини, S_2 – коефіцієнт піролізу.

Лабораторні дослідження дозволяють отримати досить точні дані про властивості порід, але вони мають ряд загальновідомих недоліків – це висока вартість досліджень та значний час, необхідний на їх проведення, – починаючи від відбору кернового матеріалу до його транспортування в лабораторію та власне очікування результатів досліджень.

З іншого боку, оцінка даних параметрів за результатами інтерпретації даних ГДС дозволить значно зекономити як час на проведення досліджень, так і фінансові витрати, оскільки комплекс методів, необхідний для визначення параметрів вмісту органічної речовини входить в стандартний комплекс методів ГДС і зазвичай виконується у всіх свердловинах [30, 64].

Вперше методика визначення загального вмісту органічного вуглецю була розроблена в американській компанії ExxonMobil [12, 52]. В роботі [71] наводиться загальний огляд методів ГДС та їх можливостей для визначення параметру TOS. Встановлено, що найкращі результати отримуються при порівняльній інтерпретації даних акустичного каротажу та позірного опору. Візуальний аналіз дозволяє виділити материнські породи та визначити основні їх характеристики. Для ідентифікації сланців також можуть використовуватись дані гамма-каротажу. Акустичний каротаж використовують для оцінки пористості середовища, але у випадку його відсутності можливе використання розрахунків нейтронної пористості [47, 51, 52].

При візуальному аналізі робиться зіставлення кривих акустичного каротажу та даних позірного опору, відображеному в логарифмічному

масштабі. Необхідно добитись, щоб крива акустичного каротажу (АК) повністю співпадала з кривою опору в районі сланцевих порід. Сланці, що мають низький опір не вважаються материнськими породами і з дуже низькою ймовірністю можуть бути цільовими при пошуках сланцевого газу. Сланці та алеврити, що мають материнський потенціал, будуть характеризуватись значним розходженням між кривими АК та опору, як позначено на рис. 2.

Для розрахунку загального місту органічного вуглецю запропоновано ряд методик, серед яких можна виділити методи Пассі, Іслера та Хендерсона.

За методом Пассі вміст органічної речовини розраховується наступним чином [30]:

$$DlogR = \log\left(\frac{RESD}{RESD_{base}}\right) + 0,02 \cdot (DTC - DTC_{base}) \quad (1)$$

$$W_{TOC} = DlogR \cdot 10^{0,297 - 0,1688 \cdot LOM} \quad (2)$$

$$WT\%_{TOC} = 100 \cdot W_{TOC} \quad (3)$$

де: RESD – позірний опір будь-якого пласта (омм·м); RESDbase – позірний опір в не материнських породах (омм·м); DTC – значення АК для будь-якого пласта (мкс/м); DTCbase – значення АК в не материнських породах (мкс/м); DlogR – число Пассі; LOM – рівень зрілості органічної сировини; W_{TOC} – загальний вміст органічного вуглецю (масова доля); $WT\%_{TOC}$ – загальний вміст органічного вуглецю (у відсотках).

Якщо дані акустичного каротажу не доступні, їх можна замінити результатами ГГМ-щільнісного або нейтронною пористістю. В цьому випадку константа 0,02 в рівнянні (1) має бути замінена на -2,5 для ГГМ-щільнісного або 4,0 для нейтронної пористості.

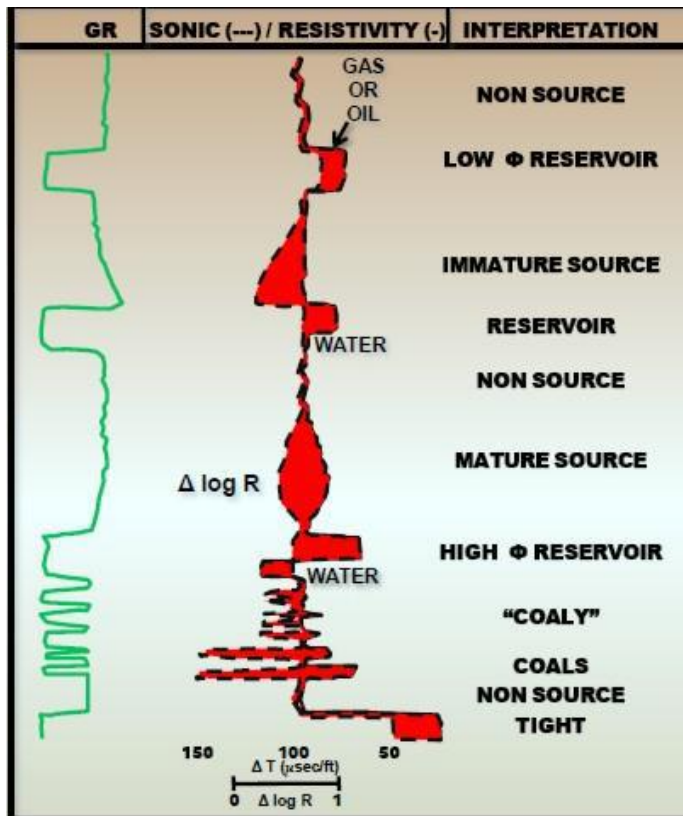


Рисунок 2.2 Зіставлення результатів акустичного каротажу та позірного опору з метою виділення материнського потенціалу органічних порід [71].

Одним з важливих параметрів для розрахунку ТОС за методикою Пассі та для прогнозу генераційного потенціалу материнської породи в цілому є визначення ступеню зрілості материнської породи. Вона має пряму залежність від відбиваючої здатності вітриніту, що може розраховуватись лабораторно або моделюватись з урахуванням історії розвитку басейну в спеціалізованих програмних пакетах, таких як PetroMod компанії Schlumberger [4, 5, 28, 29].

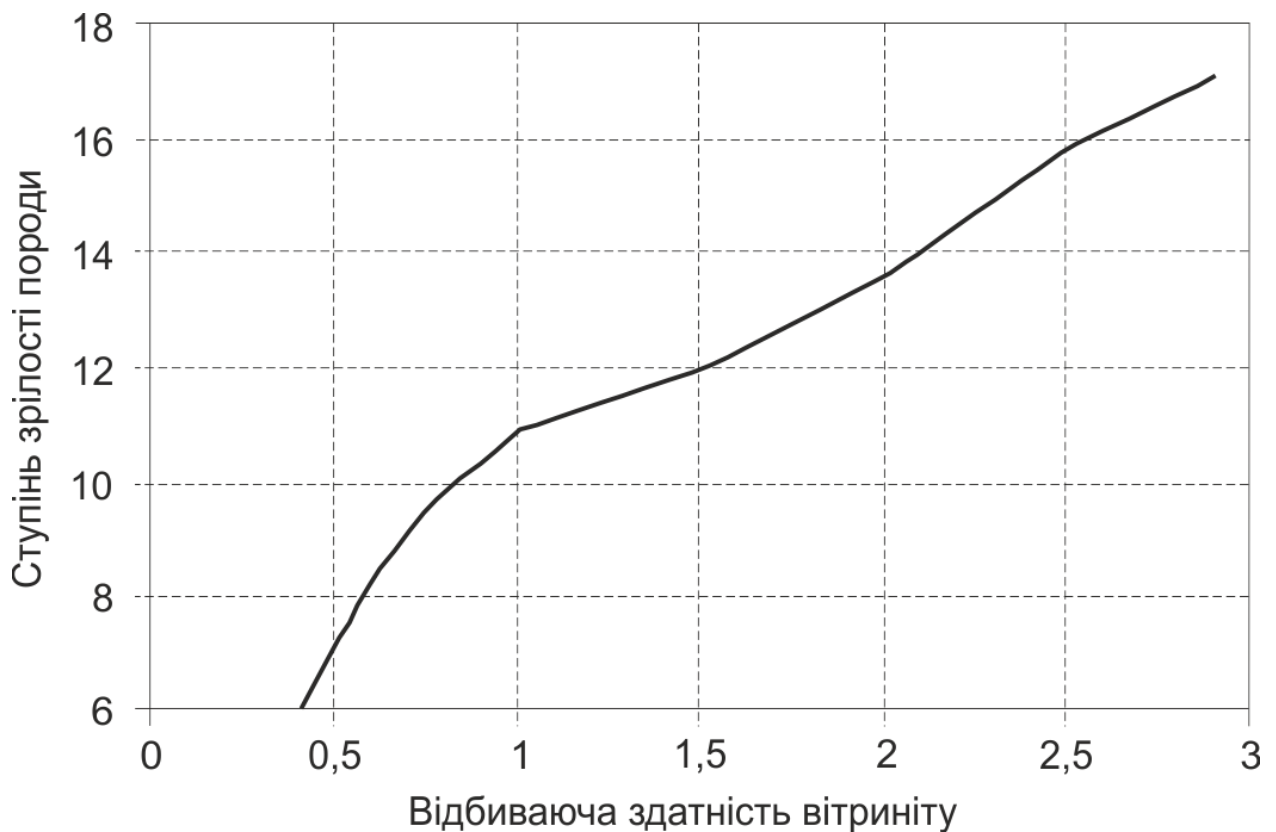


Рисунок 2.3. Залежність відбиваючої здатності вітриніту від ступеню зрілості материнської породи (за [7]).

Недоліком методики Пассі є те, що вона була розроблена для аналізу материнського потенціалу переважно сланців і не підходить для середовищ, де переважають пісковики. Методика Пассі була удосконалена Хендерсоном для можливості оцінки загального вмісту органічного вуглецю для будь-яких порід – від чистих пісковиків до сланців. Відхилення від базових значень за методикою Хендерсона дозволяють ідентифікувати як материнські породи, так і породи колектори. Це робить дослідження набагато зручнішими, адже за одним комплексом розрахунків ми фактично можемо розділити розріз на всі ключові елементи вуглеводневої системи та визначити важливі характеристики материнської породи [68, 71].

Іслер пропонує визначення параметру ТОС за аналізом кросплоту акустичного щільнісного каротажу та позірного опору. Значення ТОС визначаються за співвідношеннями лінії тренду та теоретичними значеннями параметрами ТОС на кросплоті [71].

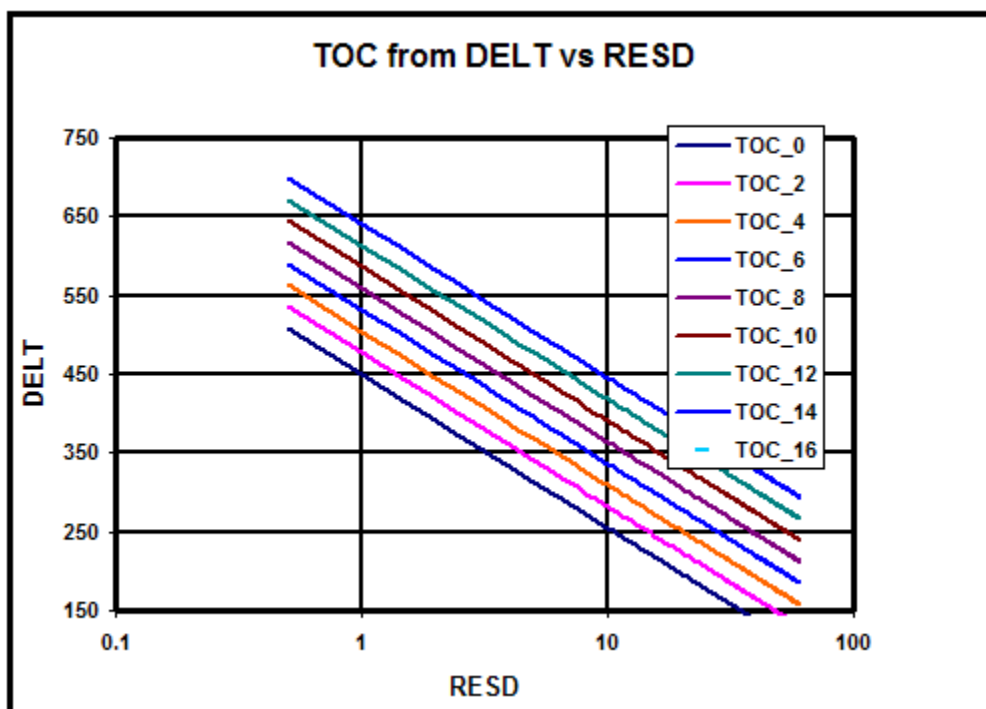


Рисунок 2.4. Кроссплот значень АК та позірного опору для визначення значення ТОС за методикою Іслера[71].

Порівняльний аналіз результатів досліджень материнських порід в західних регіонах України та східних регіонах Польщі свідчить про те, що дослідження властивостей материнських порід, таких як ступінь їх зрілості, генераційний потенціал тощо, в Україні фактично не проводяться, що не дозволяє достовірно оцінити вуглеводневий потенціал перспективних районів Західної України[24]. Подібні дослідження виконуються лише для основної української нафтогазової провінції – Дніпрово-Донецької западини, але переважно австрійськими вченими[62].

Кількість публікацій, присвячена проблемам моделювання вуглеводневих систем невинно зростає починаючи з 1994 року, а загальна кількість посилань на термін «вуглеводнева система» в науковій літературі становить понад 2700 [40]. Разом з тим, побудова моделей вуглеводневих систем вже давно стала невід'ємною складовою геологорозвідувального процесу на Заході. В даному розділі будуть розглянуті основні методологічні переваги використання даної концепції при дослідженні перспектив нафтогазоносності вуглеводневих басейнів світу.

Дослідження вуглеводневих систем починається на початковому етапі дослідження басейнів. Воно проводиться після побудови загальної геологічної моделі басейна, але має передувати детальним дослідженням перспективних родовищ. Власне кажучи, саме модель вуглеводневої системи має дати відповідь про перспективність наявності вуглеводнів в тій чи іншій пастці.

Перший крок в побудові моделі представляє собою одновимірне моделювання вздовж свердловини. Воно дозволяє отримати модель історії осадконакопичення, модель тиску та температурного режиму вздовж стовбуру свердловини та оцінити потенційну кількість вуглеводнів, що утворились з материнських порід [50]. Перевагою такої моделі є висока точність та кореляція зі свердловинними даними. Недоліком – власне те, що вона описує середовище лише в одній точці басейну.

Подальшими кроками є побудова 2D та 3D моделей – вздовж профілів, бажано зі свердловинами по яким виконано одновимірне моделювання та по площі. Прикладом великомасштабної тривимірної моделі площі є модель Північнонімецького басейну [72]. В роботі проаналізовано площу 812x528 км, тобто понад 400 тисяч квадратних кілометрів. Було обрано комірку 4x4 км. За результатами моделювання було виділено регіональний газовий тренд, що дозволяє прогнозувати закладання нових свердловин [72].

Дослідження [36, 57] наведено особливості реконструкції температурного режиму в Панонському басейні. Аналіз тектонічних факторів

дозволяє оцінити ймовірну еволюцію температурного режиму та спрогнозувати ступінь зрілості та виробленості материнських порід. Температура є основним фактором, що впливає на утворення так званого газового та нафтового вікон – моментів коли починається генерація більшості вуглеводнів та коли вона припиняється.



Рисунок 2.5. Нафтове та газове вікно. Температури утворення вуглеводнів (за [31]).

Так, більшість нафти з нафтоматеринських порід генерується при температурах від 65,5 до 150 °C. За більших температур починається генерація газу. При температурах більше 170 °C нафта руйнується [31].

Окрім свердловинних та лабораторних даних, що використовуються традиційно, високу ефективність при побудові моделей вуглеводневих систем представляє використання результатів інверсії сейсмічних даних [35]. Інверсія дозволяє отримати розподіл ключових петрофізичних властивостей

порід по площі, а отже і більш точно спрогнозувати властивості міжсвердловинного середовища при заданні основних параметрів моделі.

Основна перевага моделювання вуглеводневих систем полягає в можливості зменшити ризики при бурінні свердловин [19, 63]. Визначення часу генерації вуглеводнів, їх типів та основних порід, що можуть слугувати колекторами для вуглеводнів дозволяє не просто точно прорахувати потенціал території та коректно передбачити ресурси вуглеводневої сировини, а й оптимізувати комплекс геологорозвідувальних методів [3, 58].

Традиційно вважається, що моделювання вуглеводневих систем знаходиться на доекономічному етапі розвідки родовищ. З моделі ми не отримаємо даних, на які компанії можуть опиратись при складанні економічних звітів або при оголошенні прибутків. Разом з тим, значне звуження території пошуків дозволяє економити час та фінансові ресурси, а отже робить пошуки вуглеводнів більш економічно рентабельним [79].

З іншого боку, якщо за традиційними даними ми можемо використовувати результати геологічних досліджень для відновлення геологічної історії басейні чи просторового поширення ключових порід, то відкритою залишається проблема коректного передбачення їх властивостей в цілому побасейну. На разі більшість моделей спирається в першу чергу на свердловинні дані, але для площ в сотні тисяч квадратних кілометрів такий аналіз міститиме відносно велику похибку. Для уникнення цього і збільшення точності моделей розробляються нові технології, що дозволили б використовувати дані сейсмічних досліджень для встановлення фізичних властивостей порід та їх кореляції зі свердловинними даними [35, 58]. Подібні дослідження є надмірними при побудові регіональних моделей, але при аналізі вуглеводневого потенціалу невеликих слабо розвіданих площ є вкрай необхідними.

Питання якісної та динамічної інтерпретації сейсмозвідувальних даних, методики контролю їх якості висвітлені в роботах Ф. Хілтермана, С.

Чопра, А. Браун, Г. Мавко, С. Магапатра, Ю. Ампілова, А. Авербуха та багатьох інших.

А. Браун в своїй фундаментальній праці “Інтерпретація 3Д сейсморозвідки” розглядає в першу чергу аспекти якісної інтерпретації сейсмічних даних, приділяючи особливу увагу стандартам візуалізації, структурній та стратиграфічній інтерпретації, наводить основи кількісного аналізу властивостей колекторів [8].

На результати кількісної інтерпретації сейсмічних даних в значній мірі впливають анізотропні характеристики середовища. Дослідженнями анізотропії займались Л. Томпсен, І. Цванкін, В. Гречка, Г. Лісний, Г.Продайвода [107, 122].

Теоретичні основи сеймостратиграфії були розроблені компанією ExxonMobil. Даний метод досить ефективно дозволяє використовувати форми сейсмічного сигналу для аналізу умов осадконакопичення. Хоча, через відмову компанії оприлюднити теоретичні засади, досить довгий час він викликав недовіру у спеціалістів. Дослідженнями в галузі сеймостратиграфії займалась велика кількість вчених, серед яких можна виділити П. Векеена [37].

Методологічні основи аналізу форми сейсмічного сигналу та їх порівняння з сусідніми трасами з метою сеймофаціального аналізу наведені в роботах таких вчених як Е. Андерсен, Дж. Бойд.

К. Акі, Р. Річардс, Дж. Кастанья, Д. Хамсон, Б. Рассел, К. Філіппова та інші розробили теоретичні та практичні засади інверсії сейсмічних даних та AVO аналізу з метою ідентифікації літологічних характеристик геологічного розрізу та його флюїдонасичення [81].

Аспектами повнохвильового моделювання сейсмічних полів займались В. Роганов, А. Костюкевич, М. Мармалєвський, В. Тульчинський.

Проблеми побудови об’ємних геологічних моделей висвітлені в роботах великої кількості вчених, серед яких можна виділити Д. Джонсона, Ю. Ампілова, К. Закревського, Ю. Білібіна, О. Дюбрула та багато інших [99].

О. Дюбрул в монографії “Використання геостатистики для інтеграції сейсмічних даних в геологічну модель” розглядає використання методів математичної статистики для аналізу наявних геолого-геофізичних даних та прогнозування фізичних властивостей міжсвердловинного простору; наводяться основні відомості про детерміністичні та стохастичні моделі; використання математичної статистики для інверсії сейсмічних даних [98].

В Україні проблемами створення об’ємних геолого-геофізичних моделей займалися такі вчені як С. Вижва, Г. Продайвода, Д. Кекух, П. Кузьменко, Тищенко А.П., В. Маляр, О. Петровський, С. Стівба, Ю. Тяпкін, Ю. Філатов та інші.

Розвиток геологічного моделювання в Україні є дещо сповільненим в порівнянні з іншими країнами світу. Однією з основних причин цього є відсутність стандарту “геологічної моделі”, критеріїв її створення та вимог до кінцевого результату. Часто це призводить до обмеженого використання можливостей, що можуть надавати комплексні постійнодіючі геолого-геофізичні моделі.

Моделювання родовищ вуглеводнів являє собою складну науково-технічну задачу, в якій однією з визначальних проблем є великий об’єм геологічних, геолого-геофізичних, промислових даних, що накопичуються за всю історію розробки родовища або історію геолого-геофізичних досліджень перспективних в нафтогазовому відношенні територій [121].

Одним з основних критеріїв кондиційності геологічних побудов, який є підґрунтям для корегування, а в деяких випадках і для створення принципово іншої геологічної моделі, - є аналіз відповідності та узгодженості всіх наявних геолого-геофізичних даних.

В зв’язку з цим, на першому етапі геологічного моделювання окремих об’єктів досліджень або при плануванні геолого-розвідувальних робіт, традиційно виконується збір та аналіз всієї наявної геолого-геофізичної інформації. На даний час, переважно, такий аналіз частково носить якісний характер, що обумовлено неузгодженістю форматів представлення існуючої

геологічної інформації, та відсутністю методики трансформації апріорних геологічних даних в робочі інтерпретаційні проекти.

На початковому етапі апріорну геологічну модель, яка формується в цифровому вигляді на основі всієї наявної інформації, планується використовувати в якості підґрунтя для визначення, планування та розрахунку параметрів необхідних геофізичних досліджень. На етапі супровіду проекту та формування структурно-параметричної моделі, апріорна геологічна інформація, у випадку її кондиційності, узгодженості з новими даними та при умові визначення існування необхідних корелятивів цієї моделі з параметром, що розраховується, - може залучатись в якості трендових залежностей при об'ємній інтерполяції–екстраполяції геологічних параметрів [129].

Основну інформаційну базу для створення структурно-параметричної моделі традиційно складають сейсмічні та свердловинні дані. Тому головний акцент при створенні та наповненні локальної бази даних на етапі формування проекту робиться на трансформацію свердловинної та сейсмічної інформації, а також на трансформацію результатів їх попередньої інтерпретації – структурно-тектонічних побудов – в часову або глибинну область інтерпретаційного середовища.

Безпосередньо до апріорної геолого-геофізичної інформації, яка генерується в базі даних проекту, можна віднести геологічні побудови, результати обробки-інтерпретації свердловинної інформації та результативне хвильове сейсмічне поле. Геолого-геофізичні дані, які представлені в загальноприйнятих стандартних форматах (SEG-Y, LAS, GRD і т. і.), начитуються та зберігаються у відповідних директоріях діючого проекту [65].

Окрему увагу хотілось би зосередити на трансформації даних, які по тих чи інших причинах відсутні в відповідних стандартних форматах (не оцифровані аналогові записи сейсмічної інформації в результаті фізичного пошкодження магнітних стрічок, на яких вони зберігалися, структурно -

тектонічні та параметричні побудови минулих років, сканобрази каротажних діаграм).

Слід зазначити, що специфіка роботи вітчизняних нафтових компаній доволі часто передбачає прийняття оперативних управлінських рішень, ефективність та цілеспрямованість яких напряму залежить від правильного розуміння та оперування наявною геологічною інформацією. В зв'язку з цим на практиці доволі часто виникають ситуації, в яких висновки про достовірність моделі та геологічні рішення, фахівці вимушені приймати на основі ілюстрацій у звітних матеріалах попередніх років [91].

Висновки до розділу:

На основі аналізу літературних джерел можна зробити висновок, що поняття «геологічна модель» не була точно визначеною. Різні спеціалісти воліють розуміти під цим поняттям своє значення. Разом з тим, геологічна модель є невід'ємним елементом сучасного процесу вивчення родовищ вуглеводнів.

Необхідність побудови об'ємних геологічних моделей в першу чергу пов'язана з ускладненням геологічної будови досліджуваних відкладів, необхідністю моделювання родовищ як єдиного об'єкту, значне збільшення геолого-геофізичної інформації.

1. Геологічна модель – це сукупність елементарних комірок з постійними властивостями.

2. Головні задачі, які стоять перед геологічною моделлю:

- інтеграція всіх геолого-геофізичних знань про родовище: каротажу по свердловинах, сейсмозвідки, петрофізики.

- підрахунок запасів родовища та вивчення їх розподілу в просторі з урахуванням неоднорідностей колектору.

- створення основи для гідродинамічного моделювання розробки родовища.

3. Традиційно коміркові геологічні моделі будуються з використанням так званих «піларних» алгоритмів, хоча в останній час було запропоновано низку нових методик, таких як програмне забезпечення SKUA компанії Paradigm, або методика VBM (volume based modeling) компанії Schlumberger.

4. Якість геологічної моделі залежить не лише від якості вхідних геологічних та геофізичних даних, а і від комплексу методів їх обробки та інтерпретації, таких як сейсмофаціальний аналіз, моделювання вуглеводневих систем, інверсія, верифікація структурної моделі шляхом моделювання повнхвильового сейсмічного поля тощо, дозволяють значно підвищити інформативність моделі та точність геолого-розвідувального процесу в цілому.

РОЗДІЛ 2. ОГЛЯД ГЕОЛОГО – ГЕОФІЗИЧНОЇ ВИВЧЕНОСТІ ТА ІСТОРІЇ ДОСЛІДЖЕНЬ ЛИВЕНСЬКОЇ ПЛОЩІ

2.1 Загальні відомості району дослідження

В адміністративному відношенні Ливенська площа розташована на території Кобеляцького та Новосанжарського районів на півдні Полтавської області і Царичанському районі Дніпропетровської області України в 16 км на північний схід від районного центру – міста Кобеляки [115,130, 142].

(рис.2.1)

2.2 Геолого-геофізична вивченість

До 1965 р. на території робіт геолого-геофізичні дослідження носили регіональний характер і проводились з метою вивчення геологічної будови Дніпровсько-Донецької западини. Варіометричною зйомкою в 1948-1949 рр. (Шаповал І.І.) було виявлено Ливенський регіональний мінімум сили тяжіння, який пов'язували з наявністю девонських соляних мас над зануреним блоком фундаменту.

Магнітометричною зйомкою в 1948 р. в межах площі досліджень встановлено спокійне магнітне поле, в якому локальні структурні форми осадового чохла не знаходять відображення.

Електророзвідувальними роботами в 1961 р. встановлено занурення опорного горизонту на північний схід, в напрямку регіонального занурення шарів осадової товщі до приосьової частині Дніпровського грабену.

У 1965 р. сейсмічними дослідженнями партії 41/65 по перегину шарів у серпуховських відкладах було виявлене Ливенське підняття, існування якого було підтверджено тематичними дослідженнями [124].

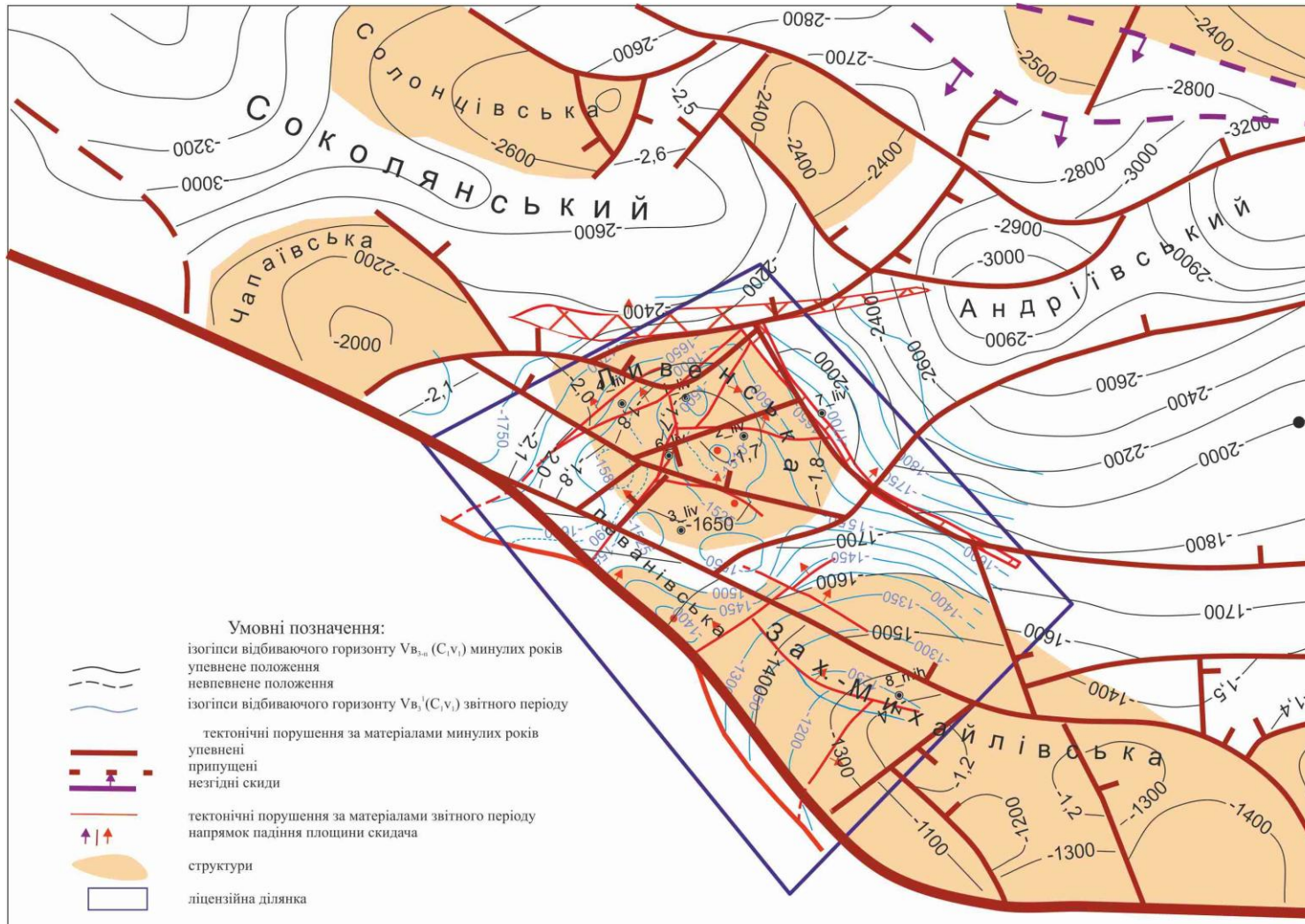


Рисунок 2.2.1 – Ливенська площа. Оглядова карта району робіт

В 1967-1969 рр. за результатами структурно-пошукового буріння було підтверджене Ливенське підняття у башкирських відкладах [105].

В 1969-1970 рр. на північно-східному крилі Ливенської структури пробурена свердловина № 19 Новомиколаївська, під час випробування девонських відкладів якої в інтервалі 3299-3314 м отримано слабкий приток мінералізованої води з розчиненим газом.

У 1970 р. сейсмозвідувальними роботами МВХ Ливенська структура була підтверджена, вивчена і підготовлена до глибокого буріння по відкладах середнього і нижнього карбону [96].

Регіональними сейсмозвідувальними роботами МВХ і КМЗХ, проведеними в 1971-1976 рр. по регіональних профілях Білики-Охтирка, Царичанка-Кирилівка, Остап'є-Голубівка, встановлена глибина залягання кристалічного фундаменту та уточнена будова осадового чохла.

У 1973 р. Ливенська структура разом з Чапаївським склепінням була введена до фонду підготовлених об'єктів. Але за результатами буріння пошукової свердловини № 1-Чапаївська, в розрізі якої не було виявлено продуктивних горизонтів, в 1975 р. Ливенська структура виключена з цього фонду. В період 1981-1997 рр. будова Ливенської структури уточнювалась сейсмозвідувальними дослідженнями МСГТ (с.п. 43/81, 39/86) та тематичними дослідженнями (т.п. 45/95) по відкладах нижнього карбону (відбиваючі горизонти $V_{В1}^3$ та $V_{В3}^1$).

У 2001 р. ДК „Укргазвидобування” НАК „Нафтогаз України” отримала ліцензію на користування надрами Ливенської площі. У цьому ж році Ливенська площа за даними тематичного перегляду наявної геолого-геофізичної інформації була включена до фонду виявлених і підготовлених структур. Рідка сітка сейсмічних профілів, недостатньо інформативні часові розрізи по відпрацьованих профілях попередніх років не дали змогу виконати детальну побудову Ливенської структури. В той же час, розміщення структури поблизу Зачепилівського, Михайлівського, Новомиколаївського та

Руденківського родовищ, вказували на перспективність серпуховських, візейських і турнейських відкладів в межах площі робіт.

У 2002 р. сейсмозвідувальною партією 2/2002 Київської геофізичної розвідувальної експедиції ДГП „Укргеофізика” проведені роботи МСГТ із застосуванням невибухових джерел збудження коливань та 960-канальної сейсмостанції „І/О 2000”, які дозволили уточнити геологічну будову Ливенської структури по нижньокам’яновугільних та девонських відкладах. При цьому було встановлено, що Ливенська структура по відкладах нижнього карбону являє собою брахіантиклінальну складку, ускладнену системою тектонічних порушень, а по підсольових відкладах верхнього девону – це монокліналь, розчленована повздожніми порушеннями амплітудою 300-400 м, за якими вона ступенеподібно занурюється до осі западини.

В 2005 р. за матеріалами деталізаційних невибухових сейсмічних досліджень МСГТ, виконаних в 2004 р. Київською ГРЕ (с.п. 2/2002) та матеріалами доповнення до паспорту на Ливенську структуру (складеного по результатах сейсмічних досліджень с.п. 2/2002, КГРЕ ДГП „Укргеофізика”) в відділі газових ресурсів УкрНДІгазу було складено „Проект пошуково-розвідувальних робіт на Ливенській площі”. Відповідно до проекту пошуково-розвідувальних робіт, в 2007 р. в склепінній частині припіднятого північного блоку Ливенської структури була забурена пошукова свердловина № 1 глибиною 3150 м з метою уточнення геологічної будови і виявлення покладів вуглеводнів у візейському ярусі нижнього карбону та девону. При випробуванні в свердловині № 1 нижньовізейських відкладів (горизонт В-25-26) в інтервалі 1658-1652 м було отримано промисловий приплив газу дебітом $Q_7^r=98,0$ тис.м³/доб.

У 2007 р. Ливенське родовище прийняте на Державний баланс запасів корисних копалин України.

В 2008 р. пробурено пошукову свердловину № 2 глибиною 1800 м з метою вивчення геологічної будови окремого південного блоку Ливенської

структури та пошуків покладів вуглеводнів у серпуховських та візейських відкладах нижнього карбону, в якій при випробуванні через фільтр нижньовізейські відкладів (горизонт В-25-26) отримано приплив газу дебітом $Q_{10}^r=224,2$ тис.м³/доб.

В 2008 р. в окремому південно-західному блоці пробурена пошукова свердловина № 3 глибиною 2000 м (D_{3fm}) з метою вивчення його геологічної будови та оцінки перспектив нафтогазоносності серпуховського, візейського ярусів нижнього карбону та надсольового девону. В свердловині випробувано три об'єкти: I об'єкт випробуваний в інтервалі 1728-1724 м (горизонт В-25-26), отримано приплив пластової води дебітом 1,3 м³/доб.; II об'єкт випробуваний вибірково в інтервалі 1670-1657 м, (горизонт В-25-26) – припливу не отримали; III об'єкт в інтервалах 1639-1634 м, 1630-1619 м, 1615-1605 м (горизонти В-25-26, В-22-23) – припливу не отримали.

Свердловина № 3 була ліквідована по I категорії, як така, що виконала своє призначення, але опинилась в несприятливих для її подальшого використання геологічних умовах.

В 2008 р. з метою розвідки покладів розкритих свердловиною № 1 в північному блоці Ливенської структури пробурена розвідувальна свердловина № 4. Після досягнення свердловиною проектної глибини 1850 м (С_{1v1}), з метою визначення характеру насичення пластів, розкритих нею в інтервалі 1796-1850 м (горизонт В-25-26), було виконане випробування за допомогою випробувача пластів на трубах. Отримано приплив води, розрахований дебіт якої склав 145 м³/доб.

Свердловина № 4 ліквідована по I категорії, як така, що виконала своє призначення, але виявилась пробуреною в несприятливих геологічних умовах.

З метою розвідки покладів газу, розкритих свердловиною № 2 в 2009 р. пробурена розвідувальна свердловини № 6 глибиною 1800 м (D_{3fm}). За результатами ГДС і даних відбору керну в експлуатаційній колоні, було

випробувано три об'єкти в горизонтах В-25-26, В-22-23, які виявились водоносними.

Свердловина № 6 була ліквідована по першій категорії, як така, що виконала своє призначення, але виявилась пробуреною в несприятливих геологічних умовах.

В 2009 р. в окремому східному блоці Ливенської структури пробурена пошукова свердловина № 7 до глибини 3500 м (D_{3fr}) з метою вивчення геологічної будови та пошуку покладів газу в горизонтах В-22-23, В-25-26 візейського ярусу нижнього карбону та в верхньодевонських відкладах.

В результаті випробування трьох об'єктів (горизонти В-25-26, В-22-23, В-20), рекомендованих за висновками ГДС, одержано припливи пластової води.

З метою уточнення геологічної будови навколосвердловинного простору та тектонічної будови родовища в цілому в свердловинах №№ 1, 2, 3, 4, 6 проведено сейсмічні дослідження методом ПМ ВСП.

Станом на 1.01.2011 року на Ливенському родовищі пробурено шість свердловин, дві з яких виявились продуктивними.

На Ливенському родовищі проведені регіональні і площадні сейсморозвідувальні роботи, структурно-пошукове, пошукове та розвідувальне буріння. З січня 2009 року родовище знаходиться в дослідно-промисловій розробці.

2.3 Стратиграфія

В геологічній будові Ливенської площі беруть участь породи кристалічного фундаменту, на яких залягають утворення палеозойського, мезозойського і кайнозойського віку.

Стратиграфічне розчленування розрізу свердловин Ливенської площі проведене за аналогією розчленування розрізів свердловин Солонцівської, Чапаївської та Західно-Михайлівської площ, які подібні з одновіковими відкладами досліджуваної площі у фаціальному відношенні, за літологічним

складом і характеристиці за даними методів ГДС. Результати стратиграфічного розчленування розрізів свердловин приводяться в таблиці 1.1.

Таблиця 2.1. Глибини залягання підшвів стратиграфічних комплексів розрізів свердловин Ливенської площі

Стратиграфічний індекс	№ свердловини / альтитуда стола ротору, м								
	Західно- Михайлівська	Ливенська							
	№ 8	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 6	№ 7	№ 19	
	84,3	87,1	97,09	87,8	86,54	86,74	96,18	102,7	
Q + N + P	120	123	133	124	120	122	128	142	
J	196	229	238	220?	236	231	224	249	
T _Г	290	329	339	309	326	322	343	389	
T _{ПК}	318	363	376	340	361	355	382	421	
T _П	366	421	409	373	393	392	445	489	
T _{ПГ}	496	554	558	526	547	540	570	618	
P ₁	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	
C ₃	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	
C _{2m}	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	
C _{2b}	695	805	843	814	836	835	819*	837*	
C _{1s2}	796	935	936*	941	964	974	990	1054	
C _{1s1}	1048	1246	1265	1249	1283	1298	1353	1395	
C _{1v2}	XI м.ф.г.	1213	1399	1420	1389	1457	1444	1551	1643
	XII м.ф.г.	1273	1504	1519	1482	1632	1505	1624*	1673*
	XIIa м.ф.г.	1340	1527*	1586*	1593	1682*	1588*	1737	1788
C _{1v1}	XIII м.ф.г.	1410*	1650	1689	1724	1789	1709	1919	1959
	XIV м.ф.г.	1583	1859	1800 ^x	1945	1850 ^x	1800 ^x	1992*	2251
C _{1tb-d}	1608	розмив		розмив			розмив	розмив	
D _{3fm2} (oz-ch)	1733	2532		2006 ^x			2495	2996	
D _{3fm2} (dn-lb)	1963	2977					2911	3350 ^x	
D _{3fm1} (zd-el)	2190 ?	3150 ^x					3262		
D _{3fr3} (ev-lv)	2200 ^x						3500 ^x		
Скиди: глибина амплітуда скиду, м	<u>230*</u>	<u>1518*</u>	<u>873*</u>		<u>1682*</u>	<u>1573*</u>	603*/50	<u>690*</u>	
	15	90	60		до 150	40	<u>1985*</u>	190-200	
	<u>1410*</u>		<u>1579*</u>				170-200	<u>1670*</u>	
	100		60					150	

Закінчення таблиці 2.1

	Новомиколаївська		Шедіївська				Ливенська		
	№ 6	№ 11	№ 1	№ 2	№ 3	№ 10	№ 24	№ 27	№ 28
	106,5	91,3	81	95	82	79	81	83	78
Q + N + P	146	134	118	130	117	113	116	116	114
J	298	285	193	223	209	210	233	211	208
T _г	442	421							
T _{пк}	478	459	335		349	356	389	357	362
T _п	543	535					440	414	411
T _{пг}	701	690	555	591	576	587	624	586	595
P ₁	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив
C ₃	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив
C _{2m}	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив	розмив
C _{2b}	1112	1047	852	854	851	830	930	890	888
C _{1s2}	1419	1233	982	928	974	1005	1088	1001	1032
C _{1s1}	2000	1706	1152 ^x	1150 ^x	1150 ^x	1057 ^x	1196 ^x	1192 ^x	1191 ^x
C _{1v2}	XI м.ф.г.	2282	1999						
	XII м.ф.г.		2495						
	XIIa м.ф.г.	2444	2691						
C _{1v1}	XIII м.ф.г.	2636	2950 ^x						
	XIV м.ф.г.	2890							
C _{1tb-d}	3000 ^x								
D _{3fm2} (oz-ch)									
D _{3fm2} (dn-lb)									
D _{3fm1} (zd-el)									
D _{3fr3} (ev-lv)									
Скиди: глибина амплітуда скиду, м	<u>2290*</u> 270								

Примітки: ^x – вибій, ^{*} – порушення

Стратиграфічні розбивки за даними УкрНДІгаз з коригуванням автора

Докембрійські утворення

Породи кристалічного фундаменту поблизу площі робіт розкриті свердловинами №1-Чапаївська на глибині 3550 м та № 23-Західно-Михайлівська на глибині 1251 м і представлені мігматитами і гнейсами.

Палеозойська ератема (Pz)

Палеозойська ератема представлена девонською та кам'яновугільною системами.

Девонська система (D)

Девонські відклади розкриті свердловинами на Ливенській, Новомиколаївській, Західно-Михайлівській площах і представлені в об'ємі верхнього відділу.

Верхньодевонський відділ в межах Ливенської площі складений відкладами франського та фаменського ярусів.

Франський ярус (D_{3fr})

Франський ярус представлений верхньофранським під'ярусом в об'ємі євланівського й лівенського (переважно нерозчленованих) горизонтів.

Євлано-лівенський горизонт (D_{3f₃} ev-lv)

Євлано-лівенські відклади на площі робіт розкриті свердловинами № 7 Ливенською та № 8 Західно-Михайлівською і літологічно представлені в нижній частині кам'яною сіллю з прошарками аргілітів, у верхній частині – пісковиками з прошарками аргілітів та алевролітів. Сіль кам'яна сіра, біла прозора, на окремих ділянках з коричневатим відтінком крупнокристалічна. Товщина солі, розкритої в розрізі свердловини № 7, складає 170 м.

Розкрита товщина горизонту становить 238 м.

Фаменський ярус (D_{3fm})

Фаменські відклади представлені нижньофаменським і верхньофаменським під'ярусами.

Нижньофаменський під'ярус ($D_3 fm_1$)

Нижньофаменські відклади неузгоджено залягають на франських утвореннях. Нижньофаменський під'ярус представлений задонсько-єлецьким горизонтом (нерозчленованим).

Дані відклади розкриті свердловиною № 7, частково свердловиною № 1, свердловиною № 8 Західно-Михайлівською і літологічно представлені перешаруванням пісковиків, алевролітів та аргілітів.

Пісковики сірі, світло-сірі, темно-сірі на окремих ділянках з зеленуватим відтінком мезоміктові, аркозові дрібно-тонкозернисті, дрібнозернисті, різнозернисті, переважно грубо-, середньо-, крупнозернисті на окремих ділянках з дрібним гравієм та дресвою середньо- та міцноцементовані глинистим, карбонатним та карбонатно-глинистим цементом. Текстура пологохвиляста, пологохвилястошарувата.

Алевроліти темно-сірі глинисті середньоцементовані глинистим цементом горизонтально- та пологохвилястошаруваті.

Аргіліти чорні, іноді з блакитним та зеленуватим відтінком, місцями вапнисті алевритисті пологохвилястошаруваті з дрібним вуглефікованим рослинним детритом.

Найбільша товщина 351 м нижньофаменського під'ярусу розкрита в свердловині № 7.

Верхньофаменський під'ярус ($D_3 fm_2$)

Верхньофаменські відклади неузгоджено залягають на нижньофаменських утвореннях і представлені данківсько-лебедянським та озерсько-хованським горизонтами.

Данківсько-лебедянські відклади на площі робіт розкриті свердловинами Ливенськими №№ 1, 7, Західно-Михайлівською № 8 та частково свердловиною № 19 Ливенською.

Літологічно дані відклади представлені перешаруванням пісковиків з алевролітами та аргілітами.

Пісковики світло-сірі, сірі, темно-сірі мезоміктові, поліміктові, дрібно-тонкозернисті, дрібнозернисті, різнозернисті, переважно грубо-, середньо-, крупнозернисті на окремих ділянках з дрібним гравієм та дресвою середньо- та міцнозцементовані глинистим, карбонатним та карбонатно-глинистим цементом. Текстура пологохвиляста, пологохвилястошарувата.

Алевроліти темно-сірі глинисті середньозцементовані глинистим цементом горизонтально- та пологохвилястошаруваті.

Аргіліти чорні, алевритисті, місцями вапнисті пологохвилястошаруваті з дрібним вуглефікованим рослинним детритом.

Товщина данківсько-лебедянських відкладів складає від 230 м (свердловина № 8 Західно-Михайлівська) до 445 м (свердловина № 1 Ливенська).

Озерсько-хованські відклади на площі робіт розкриті свердловинами № 8 Західно-Михайлівською, Ливенськими №№ 1, 7, 19 і частково № 3.

Літологічно дані відклади представлені перешаруванням пісковиків з алевролітами та аргілітами.

Пісковики світло-сірі, сірі, темно-сірі на окремих ділянках з зеленуватим відтінком мезоміктові, аркозові дрібно-тонкозернисті, дрібнозернисті, різнозернисті, переважно грубо-, середньо-, крупнозернисті на окремих ділянках з дрібним гравієм, середньо- та міцнозцементовані глинистим, карбонатним та карбонатно-глинистим цементом. Текстура пологохвиляста, пологохвилястошарувата.

Алевроліти темно-сірі глинисті середньозцементовані глинистим цементом горизонтально- та пологохвилястошаруваті.

Аргіліти чорні, іноді з блакитним та зеленуватим відтінком алевритисті, місцями вапнисті пологохвилястошаруваті з дрібним вуглефікованим рослинним детритом.

Товщина озерсько-хованських відкладів складає від 128 м (свердловина № 8 Західно-Михайлівська) до 745 м (свердловина № 19 Ливенська).

Кам'яновугільна система (С)

В межах досліджуваної площі кам'яновугільна система представлена нижнім та середнім відділами.

Нижньокам'яновугільні відклади (C_1) на Ливенській площі представлені турнейським, візейським та серпуховським ярусами.

Турнейський ярус (C_{1t})

Турнейські відклади неузгоджено залягають на верхньофаменських утвореннях і представлені в об'ємі XV мікрофауністичного горизонту (аналог зони Донбасу – $C_{1t_{b-d}}$).

XV мікрофауністичний горизонт літологічно складений товщею вапняків з прошарками аргілітів і мергелів.

Вапняки від темно-сірих до світло-сірих з коричневим відтінком, щільні, міцні, дрібно-тонкозернисті, перекристалізовані, ділянками доломітизовані з нечисленними фауністичними залишками.

Відклади $C_{1t_{b-d}}$ на площі досліджень розкриті лише свердловинами № 8 Західно-Михайлівська та № 6 Новомиколаївська, де їх товщина відповідно складає 25 м і 110 м.

Візейський ярус (C_{1v})

Візейські відклади представлені нижньовізейським та верхньовізейським під'ярусами.

Нижньовізейські відклади неузгоджено залягають на відкладах фаменського віку або $C_{1t_{b-d}}$ і розкриті свердловинами №№ 1, 3, 7 та частково № 2, 4, 6 Ливенського родовища, № 8 Західно-Михайлівською і №№ 6, 19 Ливенською. Під'ярус розглядається в об'ємі XIII-XIV мікрофауністичних горизонтів.

До нижньовізейських відкладів приурочені поклади газу, виявлені свердловинами №№ 1, 2 Ливенської площі, які в нижній частині – продуктивний горизонт В-26 – літологічно представлені теригенними породами, а в верхній частині – продуктивний горизонт В-24-25 – карбонатними породами з малопотужними прошарками аргілітів.

XIV мікрофауністичний горизонт літологічно складений переважно пісковиками з прошарками аргілітів згрупованими в літологічну пачку В-26.

Пісковики сірі, темно-сірі аркозові, мезоміктові, дрібнозернисті, різно-, крупнозернисті. Кластичний матеріал складає 80 %. Цемент карбонатний порового типу, глинистий, гідрослюдястий плівково-порового типу. Текстура пологохвиляста та субгоризонтальношарувата.

Алевроліти сірі вапнисті піщанисті вуглефіковані слюдясті міцноцементовані глинистим гідрослюдястим вуглефікованим цементом плівково-порового типу.

Аргіліти темно-сірі алевритові вапнисті вуглисті піритизовані ущільнені.

Товщина XIV мікрофауністичного горизонту складає від 173 м (№ 8 Західно-Михайлівська) до 292 м (№ 19 Ливенська).

XIII мікрофауністичний горизонт в свердловинах №№ 1, 2, 3, 4, 6, 7 Ливенського родовища літологічно складений вапняками з малопотужними прошарками аргілітів. В свердловинах № 8 Західно-Михайлівській і № 19 Новомиколаївській горизонт складений перешаруванням теригенних порід (пісковиками, алевролітами, аргілітами) з тонкими прошарками вапняків.

Вапняки сірі, темно-сірі та з коричневатим відтінком афанітові (тонко-, дрібнозернисті), органогенно-детритові, у верхній частині уламкові, глинисті, вуглефіковані на окремих ділянках доломітові. Органічні залишки, які складають 45-70 %, інколи до 90 %, представлені фрагментами органогенних споруд (поліпняки колоніальних організмів (корали, моховатки, водорості), скупченнями члеників кріноїдей, черепашками і відбитками брахіопод, поодинокими коралами, остракодами, рідше кріноїдеями і форамініферами. Органічні залишки піритизовані, перекристалізовані, кородовані, частково вилуговані з утворенням пустотілих пор розміром до 0,7 мм, з прожилками бітумінозної речовини. В свердловинах №№ 2, 3, 4 на окремих ділянках спостерігаються тріщини, виповнені білим кальцитом та прожилки піритизованого окисленого бітуму.

Аргіліти темно-сірі алевритові вапнисті вуглисті піритизовані ущільнені.

Товщина карбонатної товщі XIII мікрофауністичного горизонту становить від 102 м (свердловина № 2 Ливенська) до 182 м (свердловина № 7 Ливенська).

Товщина нижньовізейського під'ярусу на Ливенській площі складає 168-463 м.

Верхньовізейські відклади на Ливенській площі розкриті всіма свердловинами і неузгоджено залягають на нижньовізейських відкладах. Під'ярус розглядається в об'ємі XIIa, XII та XI мікрофауністичних горизонтів.

XIIa мікрофауністичний горизонт в більшості свердловин представлений перешаруванням пісковиків, вапняків, аргілітів, глин, рідко мергелів. В свердловинах №№ 1, 4 Ливенської площі він складений глинистими породами з прошарками алевролітів, а в свердловині № 7 – переважно карбонатними породами з малопотужними прошарками пісковиків, аргілітів та глин аргілітоподібних. Породи згруповані в літологічну пачку В-22-23. За даними ГДС в свердловині № 2 Ливенській виявлено газонасичений пласт в інтервалі 1536,4-1540,2 м.

Керном охарактеризовані вапняки сірі, темно-сірі та з коричневатим відтінком, органогенно-детритові, мікро-тонкозернисті, глинисті, уламкові, піритизовані, вуглефіковані, на окремих ділянках з поодинокими тріщинами. Текстура брекчієвидна, пологохвиляста та горизонтальношарувата. Порода щільна міцна.

Мергелі темно-сірі до чорних, глинисті тонкозернисто-пелітоморфні алевритисті вуглефіковані піритизовані з органічними залишками (5-25 %).

Аргіліти темно-сірі до чорних алевритові вапнисті тонкослюдисті з органічними залишками горизонтально- та пологохвилястошаруваті.

Глини аргілітоподібні чорні вапнисті.

Пісковики сірі дрібно-середньозернисті міцно-середньозцементовані карбонатно-глинистим цементом пологохвилястошаруваті.

Алевроліти сірі вапнисті піщанисті вуглефіковані міцнозцементовані глинистим цементом.

Товщина XIIa мікрофауністичного горизонту складає 23-115 м.

XII мікрофауністичний горизонт незгідно залягає на породах XIIa мікрофауністичного горизонту і літологічно представлений глинистими породами з поодинокими прошарками алевролітів та пісковиків. Всі різновиди порід згруповані в пачки В-20, В-19 та В-18.

Пісковики сірі середньо-, дрібнозернисті міцно-середньозцементовані глинистим цементом, пологохвилястошаруваті.

Алевроліти сірі глинисті субгоризонтальношаруваті, середньої та низької міцності.

Глини аргілітоподібні сірі та темно-сірі алевритові.

Товщина XII мікрофауністичного горизонту на Ливенській площі складає 60-134 м.

XI мікрофауністичний горизонт незгідно залягає на породах XII мікрофауністичного горизонту. Літологічно представлений перешаруванням пісковиків з глинисто-алеєвритовими породами. Всі різновиди порід згруповані в літологічні пачки В-16, В-15, В-14.

Пісковики світло-сірі тонкозернисті, тонко-, дрібнозернисті, дрібнозернисті з глинистим цементом та вуглефікованим рослинним детритом. Текстура коса, косохвиляста, пологохвиляста. Порода середньої та низької міцності.

Алевроліти сірі глинисті низької міцності.

Аргіліти темно-сірі алевритові вуглефіковані тонкослюдисті дресовидні.

Глини аргілітоподібні сірі алевритисті.

Товщина XI мікрофауністичного горизонту складає 140-248 м.

Серпуховський ярус (C_{1s})

На Ливенському родовищі ярус представлений в об'ємі нижнього та верхнього під'ярусів.

Нижньосерпуховські відклади (C_{1s1}) на площі розкриті всіма свердловинами. Вони згідно залягають на підстилаючих верхньовізейських відкладах і представлені ІХ-Х мікрофауністичними горизонтами. Літологічно відклади представлені переважно аргілітами та глинами аргілітоподібними, які чергуються з алевролітами та з прошарками пісковиків, вапняків та кам'яного вугілля. Всі різності порід згруповані в літологічні пачки С-23, С-22, С-21, С-19-20, С-18, С-17, С-16.

Пісковики світло-сірі тонкозернисті, тонко-дрібнозернисті слабко-, середньо- та міцнозцементовані глинистим, карбонатним та карбонатно-глинистим цементом пологохвилястощаруваті.

Аргіліти темно-сірі алевритові тонкослюдисті вуглефіковані.

Глини аргілітоподібні темно-сірі алевритисті з вуглефікованим рослинним детритом.

Вапняки темно-сірі прихованокристалічні з органогенним детритом.

Товщина нижньосерпуховського під'ярусу складає 252-363 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (C_{1s2}) трансгресивно залягає на розмитих нижньосерпуховських відкладах. Верхня і нижня границя під'ярусу приурочені до перерви в осадконакопиченні. Нижня границя проведена в підшві маркуючого вапняку C_5 . Літологічно під'ярус на Ливенському родовищі представлений глинистими породами з прошарками вапняків, алевролітів та пісковиків, приурочених переважно до верхньої половини розрізу під'ярусу. Всі породи згруповані в горизонти С-9, С-8, С-6-7, С-5.

Пісковики світло-сірі, сірі з коричнюватим відтінком дрібнозернисті, різнозернисті кварцові міцно-, середньозцементовані глинистим та карбонатно-глинистим цементом слюдисті з вуглефікованим рослинним детритом.

Аргіліти темно-сірі вуглефіковані алевритисті або сидеритизовані.

Алевроліти сірі та темно-сірі польовошпато-кварцові, шаруваті міцноцементовані тонкослюдисті з вуглистим детритом.

Вапняки темно-, світло-сірі до білих з бурими плямами, кристалічні глинисті шламово-детритові.

Товщина верньосерпуховського під'ярусу складає 93-217 м.

Середньокам'яновугільний відділ на Ливенській площі представлений лише башкирським ярусом.

Башкирський ярус (C_2b)

Башкирський ярус трансгресивно залягає на серпуховських відкладах і представлений в об'ємі нижньобашкирського та верхньобашкирського під'ярусів.

Нижньобашкирський під'ярус (C_2b_1) представлений в об'ємі світ C_1^5 та C_2^1 .

Світа C_1^5 представлена глинистими породами з прошарками пісковиків та вапняків. Всі породи згруповані в горизонти Б-12 та Б-11.

Пісковики сірі, зеленувато-сірі дрібно-тонкозернисті слюдисті глинисті.

Вапняки світло та темно-сірі прихованокристалічні з відбитками макрофауни.

Глини аргілітоподібні темно-сірі, зеленувато-сірі піщанисті слюдисті з вуглефікованими рослинними залишками.

Алевроліти темно-зеленувато-сірі карбонатні.

Аргіліти сірі, темно-сірі й строкатокольорові.

Товщина світи C_1^5 становить 25-36 м.

Світа C_2^1 літологічно складена переважно глинистими породами з прошарками пісковиків, алевролітів та вапняків. Всі породи згруповані в літологічну пачку Б-10.

Аргіліти зеленувато-сірі, сірі до чорних з прошарками глин строкатокольорових та вугілля.

Алевроліти темно й зеленувато-сірі слабшаруваті збагачені детритовим матеріалом.

Вапняки світло-сірі з зеленуватим відтінком прихованокристалічні, місцями піщанисті з органічними залишками.

Пісковики зеленувато-сірі, сірі дрібнозернисті.

Товщина світи C_2^1 становить 40-49 м.

Верхньобашкирський під'ярус (C_2b_2) представлений в об'ємі світ C_2^2 та C_2^3 , світа C_2^4 відсутня внаслідок розмиву.

Світа C_2^2 літологічно представлена перешаруванням глин аргілітоподібних, алевролітів, пісковиків та прошарками вапняків. У світі виділені дві літологічні пачки Б-9 та Б-8.

Пісковики світло-сірі, сірі з зеленуватим відтінком дрібно-середньозернисті поліміктові.

Вапняки сірі і темно-сірі тонкозернисті глинисті піщанисті з органічними залишками.

Глини аргілітоподібні сірі та темно-сірі дуже піщанисті.

Алевроліти сірі, темно-сірі глинисті слюдисті шаруваті.

Товщина світи C_2^2 становить 97-106 м.

Світа C_2^3 на Ливенській площі представлена не в повному об'ємі, поскільки її верхня частина приурочена до перерви в осадконакопиченні. В літологічному відношенні світа представлена чергуванням алевролітів, пісковиків та глин аргілітоподібних. Усі різновиди порід згруповані в горизонти Б-7, Б-5-6.

Пісковики світло-сірі, середньо-, дрібнозернисті, середньо-, слабкозцементовані карбонатно-глинистим та глинистим цементом з тонкими прошарками вуглисто-слюдистого матеріалу.

Алевроліти зеленувато-сірі, глинисті середньозцементовані.

Глини аргілітоподібні зеленувато-сірі алевритисті субгоризонтально-шаруваті.

Товщина світи C_2^3 в свердловинах Ливенського родовища 72-121 м, в свердловині № 8 Західно-Михайлівській – 15 м.

Мезозойська ератема (Mz)

Мезозойська ератема представлена тріасовою та юрською системами.

Тріасова система (T)

Тріасові відклади трансгресивно залягають на розмитій поверхні середньокам'яновугільних утворень, а саме відкладах башкирського віку.

За літолого-фаціальними ознаками відклади розділені на чотири товщі: піщано-глинисту, піщану, піщано-карбонатну та глинисту.

Піщано-глиниста товща (Тпг) представлена перешаруванням зеленувато-сірих дрібно-, середньозернистих пісковиків та алевролітів з червоно-бурими, коричневими, сіро-зеленими глинами.

Товщина Тпг становить 124-158 м.

Піщана товща (Тп) складена пісковиками світло-сірими різнозернистими глинистими, місцями вапняними слюдистими.

Товщина Тп складає 32-63 м.

Піщано-карбонатна товща (Тпк) представлена чергуванням строкатокольорових пісковиків різнозернистих вапняних, строкатокольорових піщаних глин з поодинокими прошарками вапняків зеленувато-сірих.

Товщина Тпк складає 30-38 м.

Глиниста товща (Тг) представлена глинами строкатокольоровими (блакитно-сірими, цегельно-червоними) щільними піщанистими слюдистими з прошарками пісків і пісковиків світло-сірих кварцових різнозернистих глинистих.

Товщина Тг складає 94-121 м.

Юрська система (J)

Відклади юрського періоду залягають зі стратиграфічною та кутовою незгідністю на породах тріасової системи. В розрізах свердловин Ливенської площі вони представлені середнім відділом.

Середній відділ (J₂)

У складі середнього відділу виділений байоський ярус.

Байоський ярус в нижній частині літологічно представлений пісковиками сірими і темно-сірими кварцовими різнозернистими, в верхній частині – глинами сірими та темно-сірими.

Товщина байоського ярусу становить 76-97 м.

Кайнозойська ератема (Kz)

Кайнозойська ератема представлена палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами.

Палеогенові відклади з кутовою та стратиграфічною незгідністю залягають на розмитих юрських утвореннях і представлені в об'ємі еоцену та олігоцену.

Еоцен (P₂)

Еоцен представлений в об'ємі бучацького та київського горизонтів.

Бучацький горизонт (P₂bč) представлений пісками сірими, зеленувато-сірими дрібно-, середньозернистими кварцово-глауконітовими слюдистими.

Товщина горизонту становить 34-37 м.

Київський горизонт (P₂kv) представлений мергелями блакитно- та зеленувато-сірими слюдистими щільними.

Товщина горизонту складає 28-33 м.

Олігоцен (P₃)

Олігоцен представлений харківським горизонтом.

Харківський горизонт (P₃ch) складений пісками зеленувато-сірими дрібнозернистими кварцево-глауконітовими слюдистими глинистими з прошарками глин сіро-зелених щільних.

Товщина горизонту складає 28-50 м.

Неогенова та четвертинна системи (Q+N)

Неогенова та четвертинна системи на Ливенській площі розглядаються спільно і незгідно залягають на підстилаючих відкладах. Літологічно представлені глинами коричнювато-бурими щільними вапнистими, пісками сірими різнозернистими кварцовими, лесовидними суглинками жовтувато-бурими та рослинно-грунтовою верствою. Товщина відкладів 12-24 м [89, 108].

2.4 Тектоніка

В тектонічному відношенні Ливенська площа знаходиться в південній прибортовій зоні Дніпровського грабену і частково охоплює південний борт западини. Границею борта і грабену є південний крайовий розлом, який картується в південно-західній частині площі.

За даними КМЗХ поверхня фундаменту моноклінально занурюється в північно-східному напрямку. В плані по поверхні фундаменту виділяється обширний Руденківський виступ, розбитий розломами, субпаралельними крайовому, на окремі ступені. Глибина залягання фундаменту на південному борту складає 1,25 км, в грабені – до 5,5 км (рис. 2.4.2).

Для осадового чохла на площі робіт характерна інтенсивна дислокованість, обумовлена як процесами соляного тектоногенезу, так і знакоперемінними рухами блоків фундаменту, а також неспівпадання структурних планів підсольового девону (горизонт відбиття VI₅) з структурними планами надсольового девону і нижнього карбону [130].

Підсольові відклади девону, як і поверхня фундаменту, у вигляді монокліналі занурюються на північний схід. Монокліналь ускладнена розлогими структурними носами і розривними порушеннями, які успадкували блокову будову кристалічного ложа.

В надсольових девонських і кам'яновугільних відкладах на площі робіт виділяються Західно-Михайлівське, Леванівське, Ливенське і Новомиколаївське підняття, Соколянський і Андріївський прогини [130].

Леванівське підняття виділялось у верхньосерпуховських відкладах (відбиваючий горизонт V_{B1}²) у вигляді брахіантиклінальної асиметричної складки, розвинутої уздовж південного крайового розлому. В нижньовізейських відкладах, згідно побудов ТЦ ДГП «Укргеофізика», склепінню відповідала північно-західна перикліналь Західно-Михайлівського підняття [130].

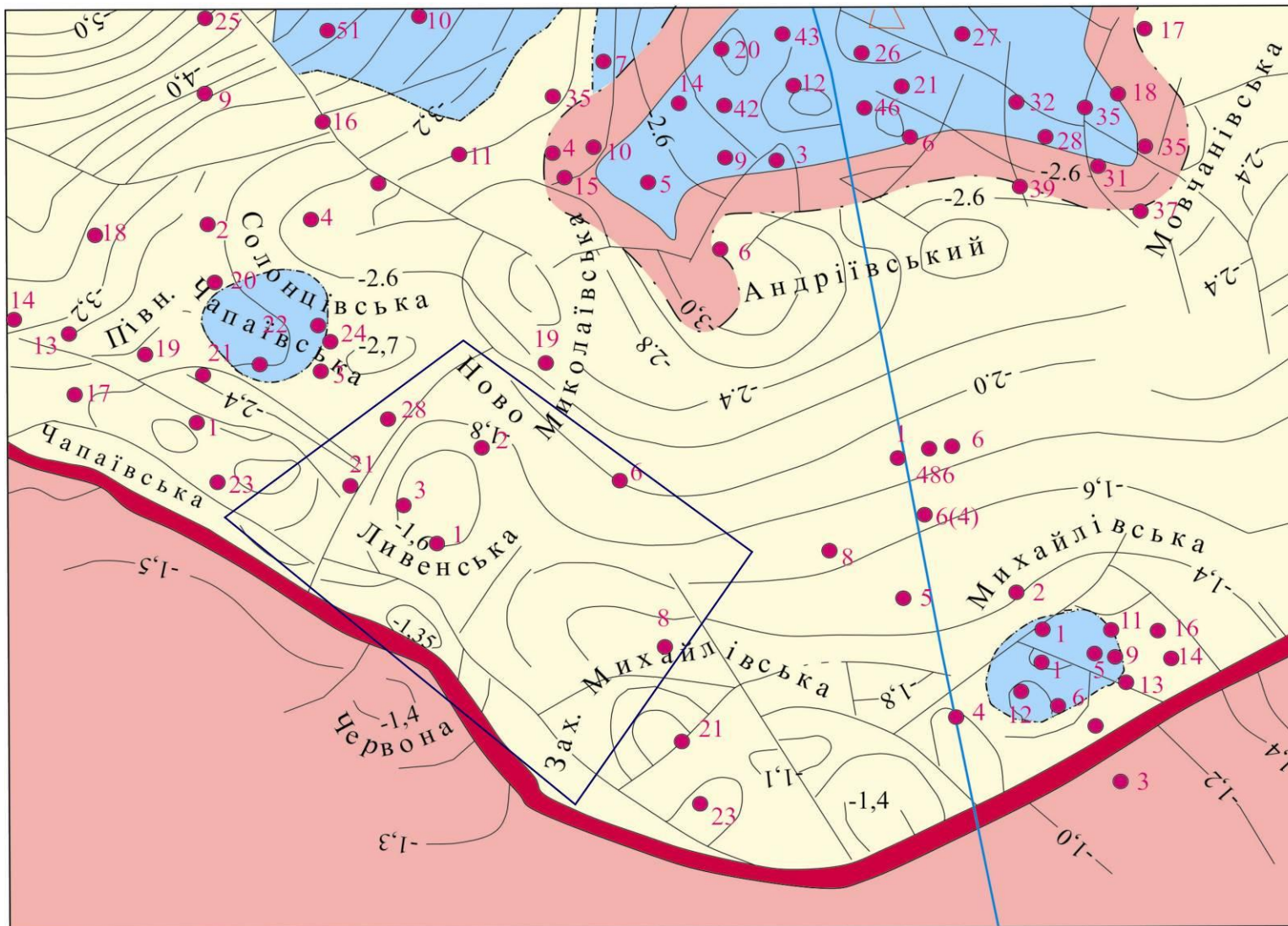


Рис. 2.4.1 – Фрагмент тектонічної карти ДДз під редакцією Дворянина Є.С. з нанесеним контуром ділянки

Ливенська структура по нижньо- і верхньовізейському структурних планах являє собою складнобудовану брахіантиклінальну складку, ускладнену серією різнонаправлених тектонічних порушень. Ядро підняття складено сіллю пізньодевонського віку.

Від Новомиколаївського підняття Ливенська структура відокремлюється сідловиною, а від Західно-Михайлівської структури – Андріївським прогином.

Західно-Михайлівська структура по нижньовізейських відкладах являє собою брахіантиклінальну складку з пологим і протяжним північно-східним і коротким північно-західним крилами. Північно-західна перикліналь Західно-Михайлівської складки ускладнена тектонічними порушеннями.

Новомиколаївська структура розташована на північний схід від Ливенської складки. По нижньовізейських відкладах підняття являє собою брахіантиклінальну складку субмеридіонального простягання, розташовану в зануреному блоці. Амплітуда порушення, яке обмежує занурений тектонічний блок з південного заходу складає 200-250 м.

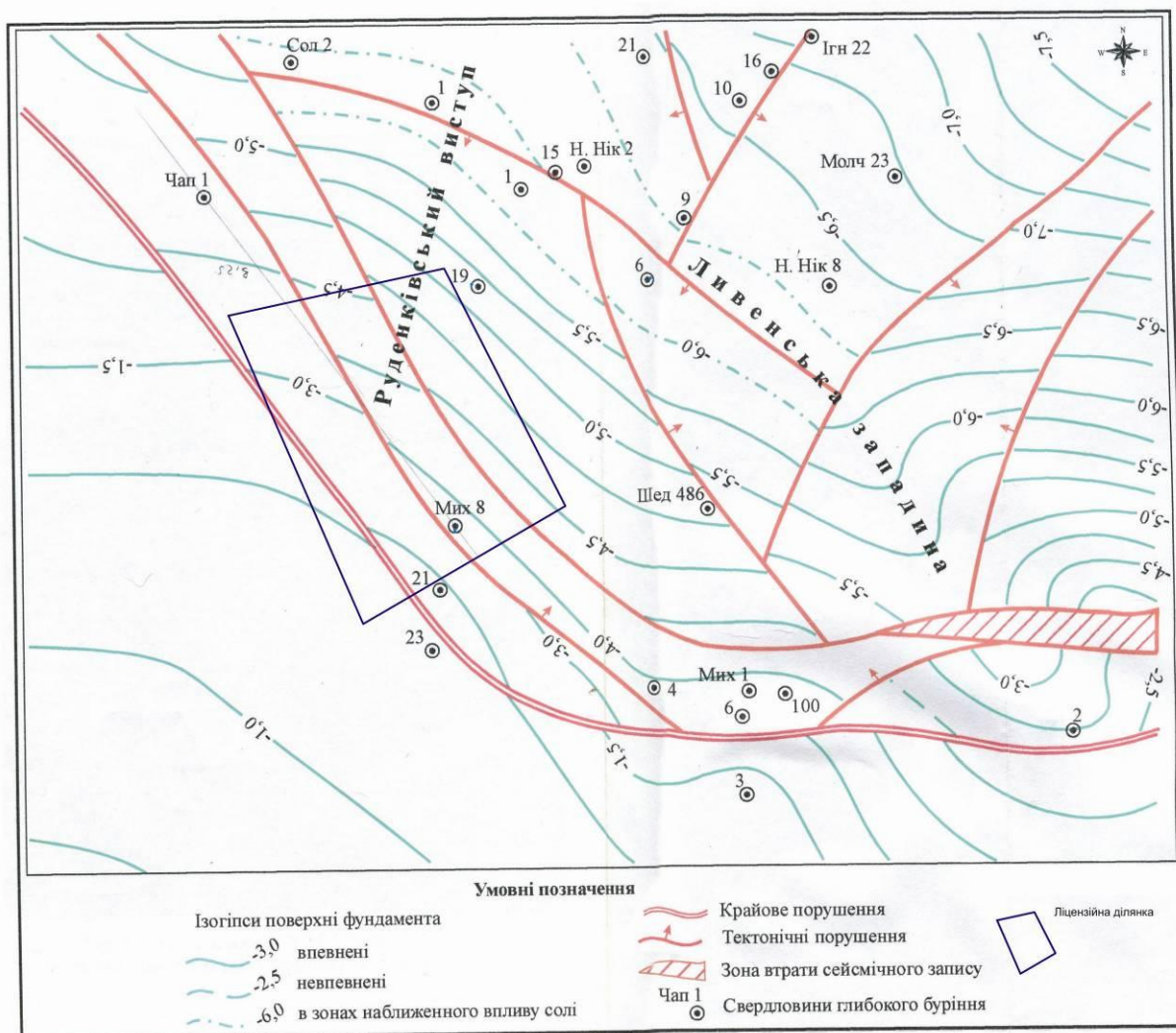


Рис. 2.4.2 – Фрагмент карти докембрійського фундаменту ДДз з нанесеною ділянкою досліджень

2.5 Нафтогазоносність

Ливенське газоконденсатне родовище знаходиться в межах південної прибортової зони Дніпровського грабену та входить до складу родовищ Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області. Поряд розташовані Новомиколаївське, Мовчанівське та Михайлівське родовища, поклади вуглеводнів на яких приурочені до візейського і турнейського (Новомиколаївське), турнейського (Мовчанівське) і візейського (Михайлівське) ярусів нижнього карбону.

За результатами буріння і ГДС поклади газу на Ливенському родовищі виявлені в горизонтах В-22-23, В-24-25, В-26 візейського ярусу нижнього карбону і приурочені до склепінневої частини складки в двох центральних блоках: блок свердловини № 1 і блок свердловини № 2. Колекторами служать вапняки і пісковики, в окремих випадках алевроліти.

Горизонт В-22-23 розкритий всіма свердловинами. Товщина горизонту змінюється від 25,0 м в свердловині № 1, де нижня частина горизонту відсутня внаслідок порушення, до 95,0 м в свердловині № 7 Ливенського родовища, а в свердловині № 19 Ливенській – до 104 м. В межах горизонту виділяється пласт пісковіку, який добре простежується в розрізі свердловин №№ 2, 3, 6 і характеризуються за ГДС хорошими ємнісними властивостями ($K_p=17,0-22,0\%$). В розрізі свердловини № 1 пласт відсутній внаслідок порушення, а свердловини №№ 4, 7 розкрили його щільні аналоги.

Продуктивність горизонту В-22-23 визначена за даними ГДС. В свердловині № 2 верхня частина пласта В-22-23 газонасичена в інтервалі 1536,4-1540,2 м ($K_p=20,5\%$, $K_g=81,0\%$, $h_{ef}=3,8$ м), ГВК за даними ГДС визначається на глибині 1540,2 м.

Горизонт В-24-25 розкритий всіма свердловинами. Загальна товщина горизонту на Ливенському родовищі змінюється від 102 м (свердловина № 2) до 182 м (свердловина № 7). В межах родовища горизонт літологічно представлений органогенно-детритовими вапняками (за описом керну).

Газоносність горизонту В-24-25 встановлена в свердловинах №№ 1, 2, причому в свердловині № 1 продуктивні прошарки вапняків мають кращі колекторські властивості: сумарна ефективна товщина складає 38,8 м, $K_p=5,5-10,5\%$, $K_r=63,0-83,0\%$. В свердловині № 2 продуктивні прошарки з сумарною ефективною товщиною 7,4 м мають пористість 7,0-8,5 %, газонасиченість 63,0 %. Пористість водоносних вапняків горизонту в свердловинах №№ 3, 4, 6, 7 змінюється в межах 5,5-12,0 %.

Горизонт В-26, що складений теригенними породами і простежується по всій площі досліджень, виявився газоносним лише в свердловинах №№ 1, 2. В свердловині № 1 сумарна ефективна товщина продуктивних піщано-алевролітових прошарків складає 6,4 м, пористість 10,0-21,5 %, газонасиченість 64,5-82,0 %. Газоводяний контакт за даними ГДС в свердловині № 1 визначається на глибині 1668,4 м. В свердловині № 2 газоносні прошарки пісковиків мають сумарну ефективну товщину 5,0 м, пористість 17,5-19,5 %, газонасиченість 56,5-60,5 %. За даними ГДС в свердловині № 2 визначається ГВК на глибині 1697,0 м. Пористість водоносних піщано-алевролітових прошарків змінюється в межах 10,0-21,5 %.

В продуктивному розрізі свердловини № 1 Ливенській випробувано наступні об'єкти:

- горизонт В-26 в інтервалах 1652-1655 м, 1656-1658 м – отримали приплив газу з конденсатом, дебіт яких через 8 мм штуцер склав відповідно 64,4 тис.м³/добу і 0,22 м³/добу.

- горизонт В-24-25 в інтервалі 1566-1601 м – притоку не отримано.

- горизонт В-24-25 в інтервалі 1536-1556 м – притоку не отримано.

З метою інтенсифікації припливу пластового флюїду в свердловині № 1 була проведена соляно-кислотна обробка, в результаті отримали незначний приплив газу з інтервалу 1570-1577 м (за даними ГДС). Були проведені роботи по інтенсифікації притоку газу методом змінних тисків (5 разів) – приплив газу збільшився (через 5 мм штуцер дебіт газу склав 3,0 тис.м³/доб.).

Для збільшення припливу газу була проведена повторна інтенсифікація шляхом СКО – отримали приплив газу, конденсату, води. Після неодноразового освоєння свердловини методом змінних тисків отримали пластову воду з ознаками газу. За даними ГДС приплив газу в свердловину зафіксований з верхнього перфорованого інтервалу та покрівлі нижнього інтервалу, конкретизувати надходження рідини не вдалося. При повторному освоєнні свердловини методом аерації відмічалось збільшення надходження пластової води з газом з інтервалу 1547-1556 м (за даними ГДС), крім цього дані ГДС свідчать про надходження води з нижньої частини розрізу (1583 м – зупинка приладу). Після встановлення цементного моста в інтервалі 1586-1575 м, свердловина була двічі освоєна методом аерації, отримали слабкий приплив газу (за даними ГДС) з інтервалу 1556-1546 м, слабкий приплив води в межах глибини 1575-1573 м. В процесі виконаних робіт відмічено зменшення надходження газу і збільшення поступлення води в свердловину. Свердловина № 1 практично обводнилась і була передана на баланс ГПУ «Полтавагазвидобування».

В продуктивному розрізі свердловини № 2 Ливенської випробувано горизонт В-24-25 в інтервалі 1579-1680 м (фільтр). Отримано промисловий приплив газу. За результатами газодинамічних досліджень дебіт газу через 4,0 мм штуцер склав 10,1 тис.м³/добу, конденсату – 0,09 м³/добу. Для збільшення дебіту газу була виконана соляно-кислотна обробка. Після проведення СКО дебіт газу через 4,3 мм штуцер склав 45,4 тис.м³/добу, через 10,3 мм штуцер – 224,2 тис.м³/добу, дебіт конденсату – 56,1 м³/добу, води – 100,9 м³/добу. Свердловина була передана на баланс ГПУ «Полтавагазвидобування».

Результати випробування розрізу свердловин Ливенського родовища наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати випробування свердловин Ливенського родовища

№ свердловини, категорія св., альтитуда ротору,м	Термін буріння, <u>початок</u> <u>закінчення</u>	Глибина, м <u>проектна</u> <u>фактична</u>	Вік відкладів, <u>проектний</u> <u>фактичний</u>	Інтервал випробування, м	Продуктивні горизонти	Результати досліджень	Стан свердловини на 1.01.2011 р.
1	2	3	4	5	6	7	8
1 пошукова	28.01.07 03.08.07	3150 3150	D _{3fm1} ev-lv D _{3fm1} zd-el	3132-3128	D _{3fm1}	Притоку не отримано	В експлуатації на горизонти В-26, В-24-25
				3028-3024	D _{3fm1}	Приплив пластової води Q ^B =3,1 м ³ /д	
				2976-2974 2968-2964 2958-2956	D _{3fm2}	Слабкий приплив пластової води Q ^B =0,3 м ³ /д	
				2925-2921 2916-2914 2902-2898 2891-2885	D _{3fm2}	Слабкий приплив води Q ^B =0,7 м ³ /д	
				2788-2785 2782-2777 2776-2773 2715-2711	D _{3fm2}	Приплив пластової води Q ^B =5,3 м ³ /д	
				1658-1656 1655-1652	В-26	Промисловий приплив газу Q ^Г ₇ =55,4 тис.м ³ /д	
				1601-1566 1556-1536	В-24-25	Приплив газу Q ^Г ₅ =3,0 тис.м ³ /д	

Продовження таблиці 2.2

<u>№ свердловини,</u> <u>категорія св.,</u> альтитуда ротору,м	<u>Термін</u> <u>буріння,</u> <u>початок</u> <u>закінчення</u>	<u>Глибина,</u> <u>м</u> <u>проектна</u> <u>фактична</u>	<u>Вік</u> <u>відкладів,</u> <u>проектний</u> <u>фактичний</u>	Інтервал випробування, м	Продуктивні горизонти	Результати досліджень	Стан свердловини на 1.01.2011 р.
<u>2</u> пошукова	<u>25.01.08</u> <u>16.04.08</u>	<u>1800</u> 1800	<u>C₁v₁</u> D ₃ fm ₁ zd-el	1668-1590 (фільтр)	В-24-25	Промисловий приплив газу Q ₅ ^r =61,7 тис.м ³ /д	В експлуатації на горизонти В-26, В-24-25
<u>3</u> пошукова	<u>25.05.08</u> <u>17.08.08</u>	<u>2000</u> 2000	<u>D₃fm₂oz-ch</u> D ₃ fm ₂ oz-ch	1728-1724	В-26	Приплив пластової води Q ^B =1,3 м ³ /д γ=1,083 г/см ³	Ліквідована по І-й категорії
				1670-1663 1663-1660 1660-1657	В-24-25	Припливу не отримано	
				1639-1634 1630-1619 1615-1605	В-24-25	Припливу не отримано	
<u>4</u> розвідувальна	<u>21.09.08</u> <u>09.12.08</u>	<u>1850</u> 1850	<u>C₁v₁</u> C ₁ v ₁	1850-1796 КП	В-24-25	Приток пластової води Q ^B =145 м ³ /д ρ=1060 кг/м ³	Ліквідована по І-й категорії
<u>6</u> розвідувальна	<u>01.02.09</u> <u>12.04.09</u>	<u>1800</u> 1800	<u>C₁v₁</u> D ₃ fm ₂ oz-ch	1709-1696	В-24-25	Приплив пластової води Q=2,3 м ³ /д γ=1,088 гр/см ³	Ліквідована по І-й категорії
				1645-1589	В-24-25	Приплив пластової води Q=1,8 м ³ /д γ=1,072 гр/см ³	
				1552-1546	В-22-23	Приплив пластової води Q=2,6 м ³ /д γ=1,087 гр/см ³	

Закінчення таблиці 2.2

<u>№ свердловини,</u> <u>категорія св.,</u> альтитуда ротору,м	Термін буріння, <u>початок</u> <u>закінчення</u>	Глибина, м <u>проектна</u> <u>фактична</u>	<u>Вік</u> <u>відкладів,</u> <u>проектний</u> <u>фактичний</u>	Інтервал випробування, м	Продуктивні горизонти	Результати досліджень	Стан свердловини на 1.01.2011 р.
7 розвідувальна	16.06.09 29.10.09	3500 3500	D_3f_3 D_3f_3	1900-1730 (фільтр)	В-24-25	Приплив пластової води $Q=0,9 \text{ м}^3/\text{д}$ $\gamma=1,12 \text{ гр}/\text{см}^3$	В очікуванні ліквідації
				1731-1676	В-22-23	Приплив пластової води $Q=4,1 \text{ м}^3/\text{д}$ $\gamma=1,072 \text{ гр}/\text{см}^3$	
				1636-1634	В-22-23	Слабкий приплив пластової води $Q=0,3 \text{ м}^3/\text{д}$ $\gamma=1,108 \text{ гр}/\text{см}^3$	

Висновки до другого розділу: Основною проблемою визначення геологічної будови площі є складна розломна тектоніка, яку не можливо точно інтерпретувати на основі даних 2D та в певній мірі 3D сейсморозвідки.

За наявними даними чотири з 6 свердловин не дали бажаного результату в зв'язку з несприятливими геологічними умовами. Як показали результати досліджень основна продуктивна структура приурочена до антиклінального підняття, розбитого розломами. Свердловини № 1 та 2 були пробурені в пастку та виявились продуктивними. Теоретично перспективні інтервали свердловини № 4 опинились нижче рівня ГВК, що стало наслідком відсутності вуглеводнів. Основною причиною цього є некоректність швидкісної моделі та глибинних побудов попередників. Буріння свердловин № 3 та 6 планувалось в окремі блоки, однак за уточненими даними вони знаходяться в одному блоці, що не містить вуглеводнів. Свердловина № 7 також опинилася в окремому блоці, екранованому розломом, що утворився до початку міграції вуглеводнів.

Таким чином постає задача розробки нової комплексної постійнодіючої геолог-геофізичної моделі.

РОЗДІЛ 3. ПОБУДОВА КОМПЛЕКСНОЇ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНОЇ ПОСТІЙНОДІЮЧОЇ МОДЕЛІ

Розроблено методику повноцінної інтеграції геологічних, геофізичних петрофізичних та інших даних в єдину систему, що дозволяє проводити контроль якості даних, аналізувати їх взаємну кореляцію, і як наслідок робити прогноз будови геологічного середовища та прогнозувати запаси вуглеводнів з набагато вищою точністю. Дана методика складається з чотирьох етапів (рис. 3.1).

Попередній етап складається з 1) формування банку даних геолого-геофізичної інформації, 2) використання провідних алгоритмів обробки та інтерпретації даних, 3) розробка унікальних авторських алгоритмів та методик обробки та інтерпретації даних та їх інтеграція з загальноприйнятим світовим програмним забезпеченням.

Першим, і одним з ключових кроків, є формування банку даних геолого-геофізичної інформації, що включає в себе як регіональну геологічну інформацію, так і дані по властивостям гірських порід, результати геофізичних та польових геологічних досліджень, результати досліджень керну тощо. Підхід формування банку даних геолого-геофізичної інформації дозволяє фактично миттєве, за потреби, її використання при прогнозуванні властивостей порід.

Загальним підходом при формуванні бази програмного забезпечення є вибір одного програмного продукту, або лінійки програмного забезпечення певного виробника, навколо якого і формується робочий процес компанії. В роботі пропонується кардинально інший підхід. Необхідно розуміти, що цінність програмного продукту в першу чергу представлена алгоритмами, що в нього закладені. Їх ефективністю, ресурсоемкістю тощо. На сьогоднішній день необхідно констатувати, що жодна компанія не створила «ідеального» програмного комплексу, який би дозволяв в повній мірі прогнозувати геологічне середовище, а отже і зорієнтованість на один програмний комплекс не завжди є виправданою. На разі на геологічному факультеті сформовано комплекс з програмних продуктів провідних компаній світу, таких як Schlumberger, Paradigm, OpendText, SMT Kingdom, CGG Veritas, Tesserai, Інститут кібернетики

ім.В.М.Глушкова НАН України та інші. Частково, програмні продукти компаній-конкуrentів мають схожий набір функцій. Але з іншого боку, кожна з них має і низку унікальних особливостей. Так, OpendTest дозволяє розраховувати величезну кількість сейсмічних атрибутів, використання яких в комплексі з іншими даними дозволяє уточнити інтерпретацію складнобудованих родовищ. Програмний пакет SKUA компанії Paradigm дозволяє будувати моделі родовищ без використання традиційної коміркової моделі середовища.

Третім елементом підготовчого етапу, якому приділяється значна увага – це розробка власних унікальних алгоритмів та методик і їх залучення як в навчально-дослідний, так і в виробничий процеси. Серед інших варто визначити розробки алгоритмів AVO-аналізу з використанням сучасних методів математичного моделювання, методика розділення карбонатно-хемогенних порід за окремими літотипами за даними комплексу ГДС для міжсольових відкладів карбону Дніпровсько-Донецької западини, розробка графу обробки сейсмічних даних на площах ДДЗ тощо.

Другий етап складається з трьох комплексів на яких систематизуються інформація про геологічну будову родовища, проводиться інтерпретація геологічних та геофізичних даних, лабораторні дослідження тощо. Кожен з трьох комплексів характеризується різною масштабністю досліджень. Так перший комплекс має регіональний характер, другий зосереджений на просторовому дослідженні зони найбільшого інтересу. Третій комплекс характеризується дослідженнями високої роздільної здатності. Однак безперечно програє в масштабі.

Третій етап присвячений власне побудові геолого-геофізичної моделі. Різномасштабні дані інтегруються в єдину, взаємопов'язану систему, що має враховувати всі кореляційні зв'язки між різними типами даних.

Кінцевим, четвертим етапом є створення постійнодіючої моделі. Її базою стає модель, створена на третьому етапі. Разом з тим постійнодіюча модель має характеризуватись тісною взаємодією з усіма попередніми етапами. Поява нових даних не має призводити до повторення циклу моделювання, а навпаки має

уточнювати вже наявну інформацію. Повторення циклу є доцільним лише при використанні даних, що мають принципово відмінні параметри точності та можуть призвести не до уточнення, а до перегляду уявлень про геологічну будову певного родовища.

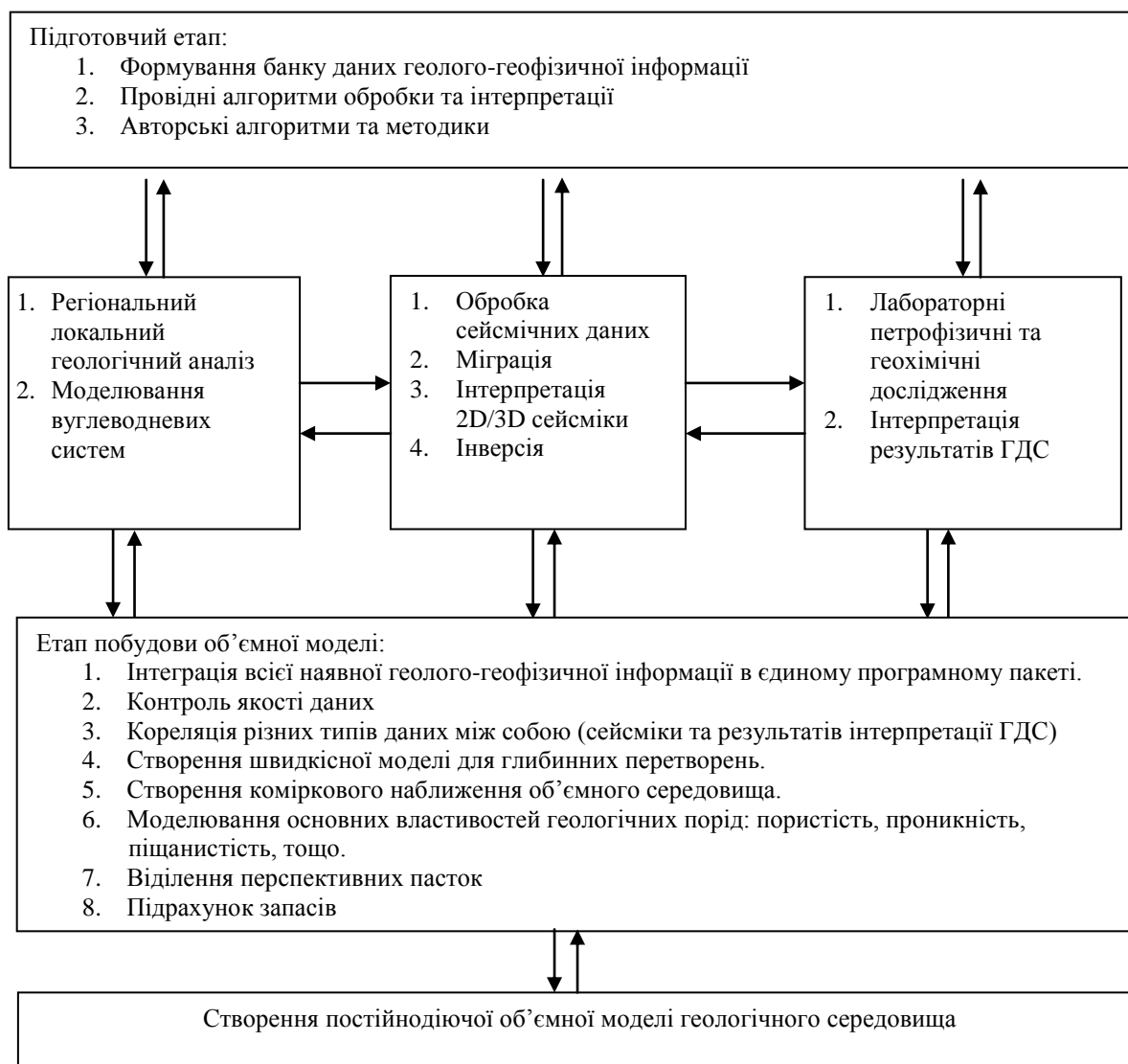


Рисунок 3.1. Схема побудови постійнодіючої моделі геологічного середовища

3.1 Часова міграція до підсумовування.

Обсяг польових сейсмічних досліджень 3D, використовувався для обробки, складає 4665 фізичних спостережень, довжиною запису 5 с, з дискретизацією 2 мс, з відстанню між пунктами збудження 50 м та відстанню між лініями збудження 300 м, кроком між пунктами спостереження 100 м та лініями спостереження 250 м.

Було отримано польові сейсмограми (корелограми)(рис. 3.1.1.), записані на DVD- дисках в форматі SEG-D, вхідні данні сформовані у внутрішньому форматі системи обробки Focus (DSK-файли), SPS- файли, узагальнені вихідні SPS- файли з альтитудами пунктів збудження і приймання зйомки 3D, рапорти оператора в електронному вигляді та апріорні статичні поправки. Апріорні статичні поправки були розраховані на основі даних вибухових сейсмічних досліджень МСГТ попередніх років. Рівень приведення статичних поправок - 100 м.

Вибір швидкостей міграції та часова міграція до підсумовування (Kirchhoff PSTM Power 2D/3D) виконувались в системі GeoDepth. Для аналізу швидкостей міграції за основу були взяті згладжені швидкості підсумовування. Максимальна частота міграції складала 80 Гц, апертура становила 6000 м [87, 90, 93, 102].

Послідовність отримання кінцевого мігрованого кубу включала:

1. Побудова кубу швидкостей міграції.
2. Часова міграція до підсумовування по лініях виконання аналізу швидкостей.(рис. 3.1.2. – 3.1.4.)
3. Визначення залишкових кінематичних зсувів.
4. Підсумовування мігрованих сейсмограм з уточненими кінематичними поправками. (рис. 3.1.5.)

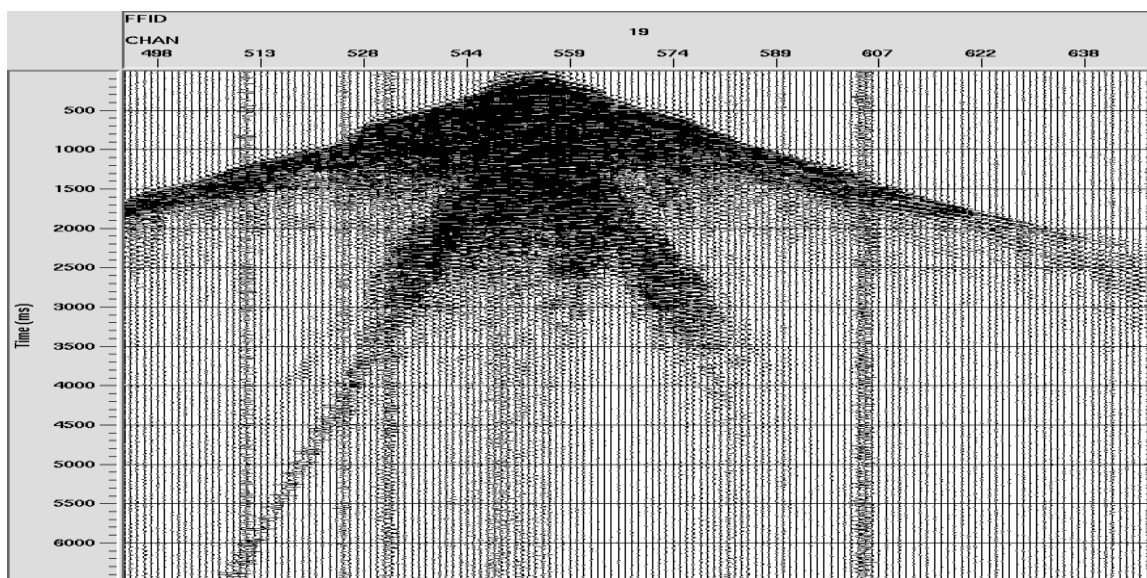


Рисунок 3.1.1. – Фрагмент польової сейсмограми до ручної редакції

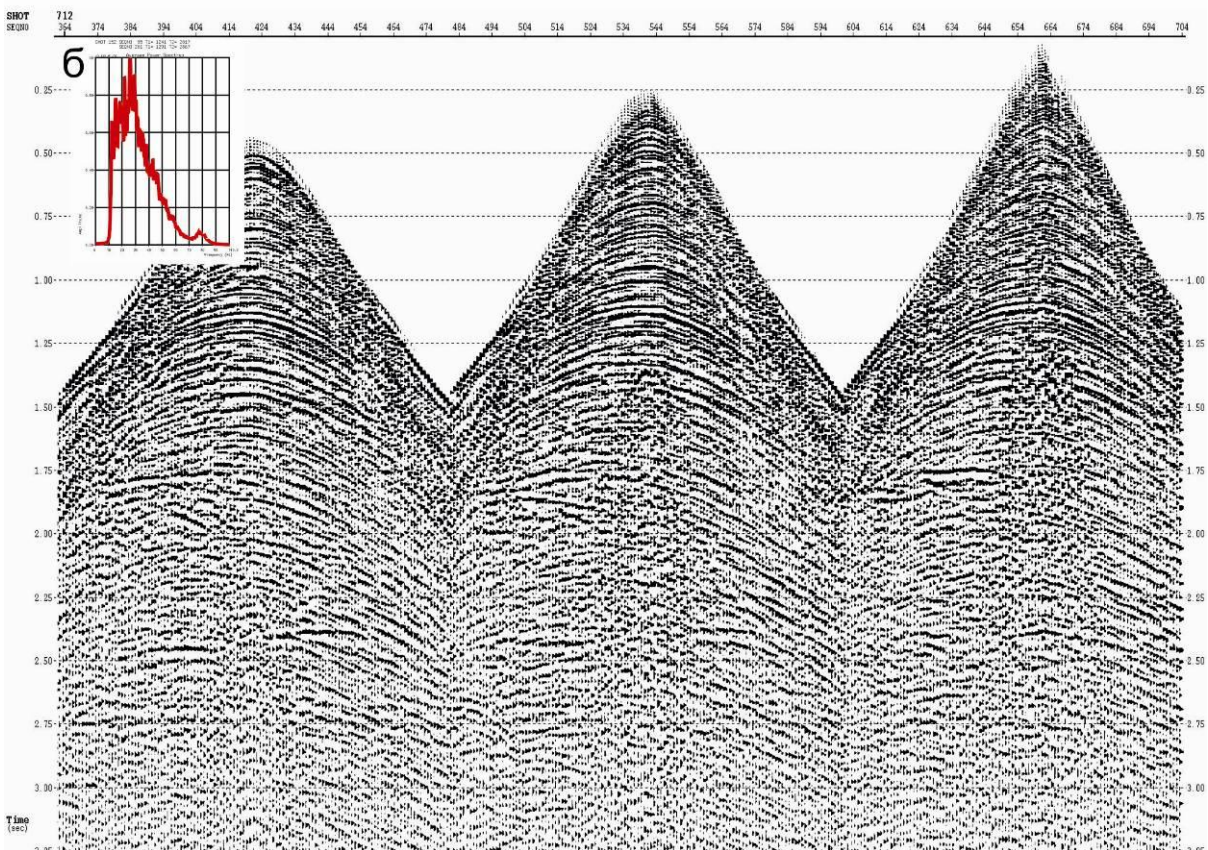
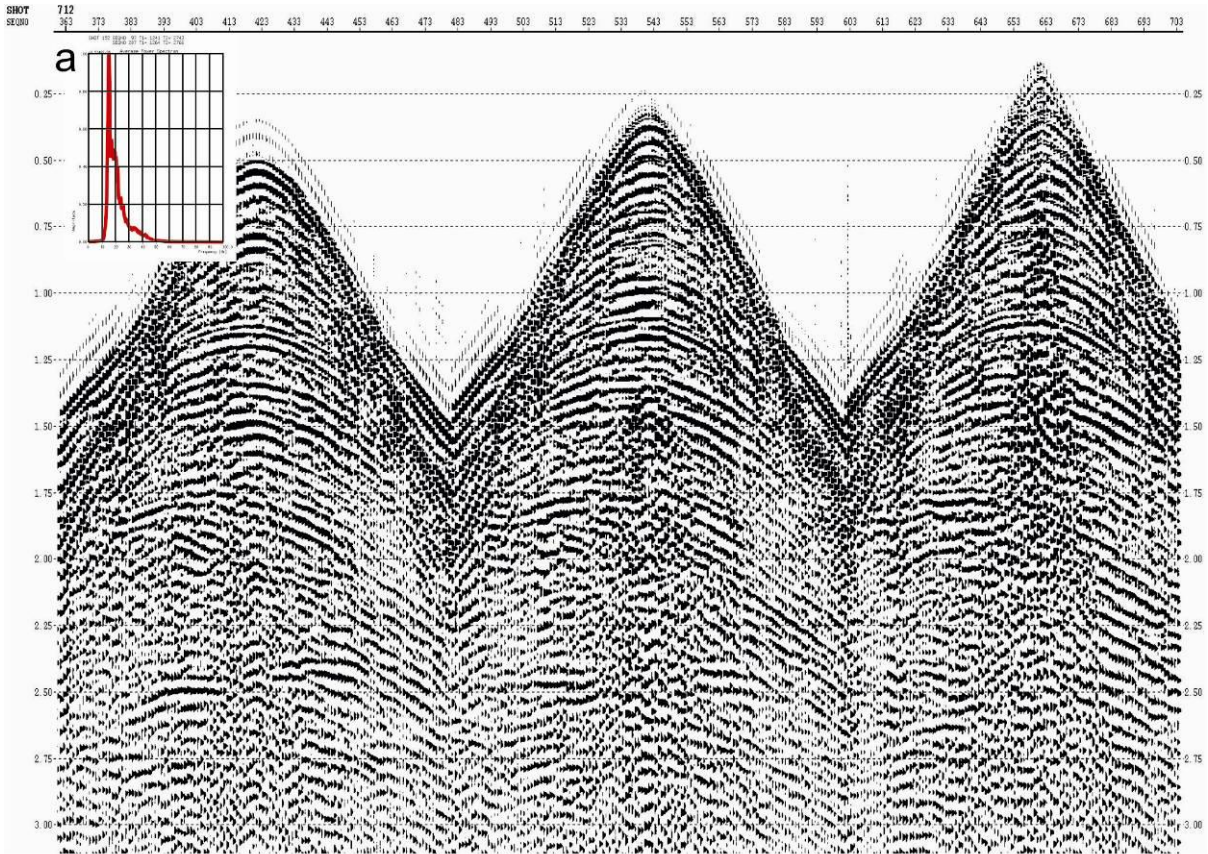


Рисунок 3.1.2. Фрагмент вхідної сейсмограми та її частотний спектр: а) до деконволюції; б) після деконволюції

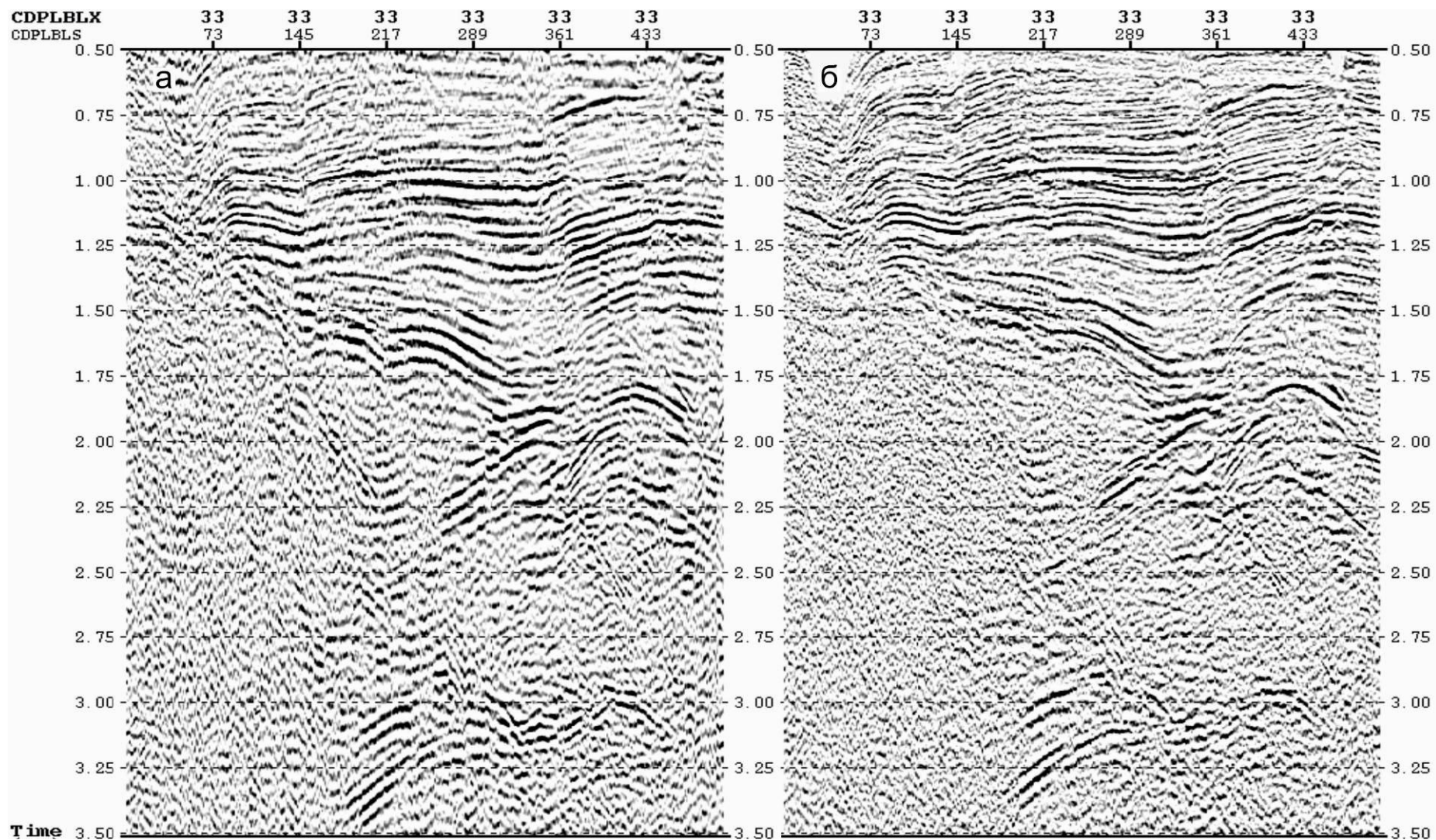


Рисунок 3.1.3. Crossline 33

Фрагмент вертикального апріорного часового зрізу: а) до деконволюції; б) після деконволюції

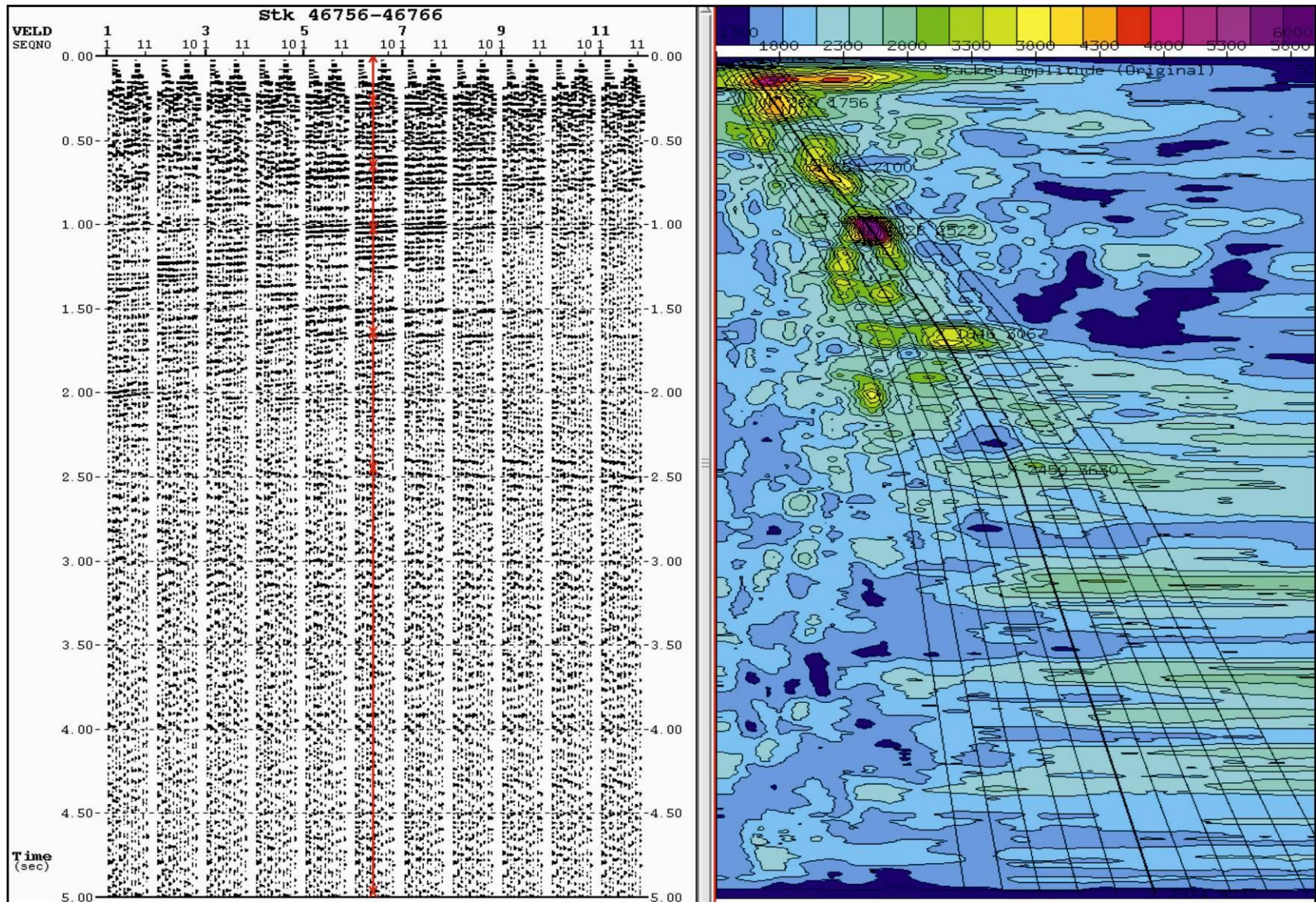


Рисунок 3.1.4. Приклад виконання аналізу швидкостей до підсумовування

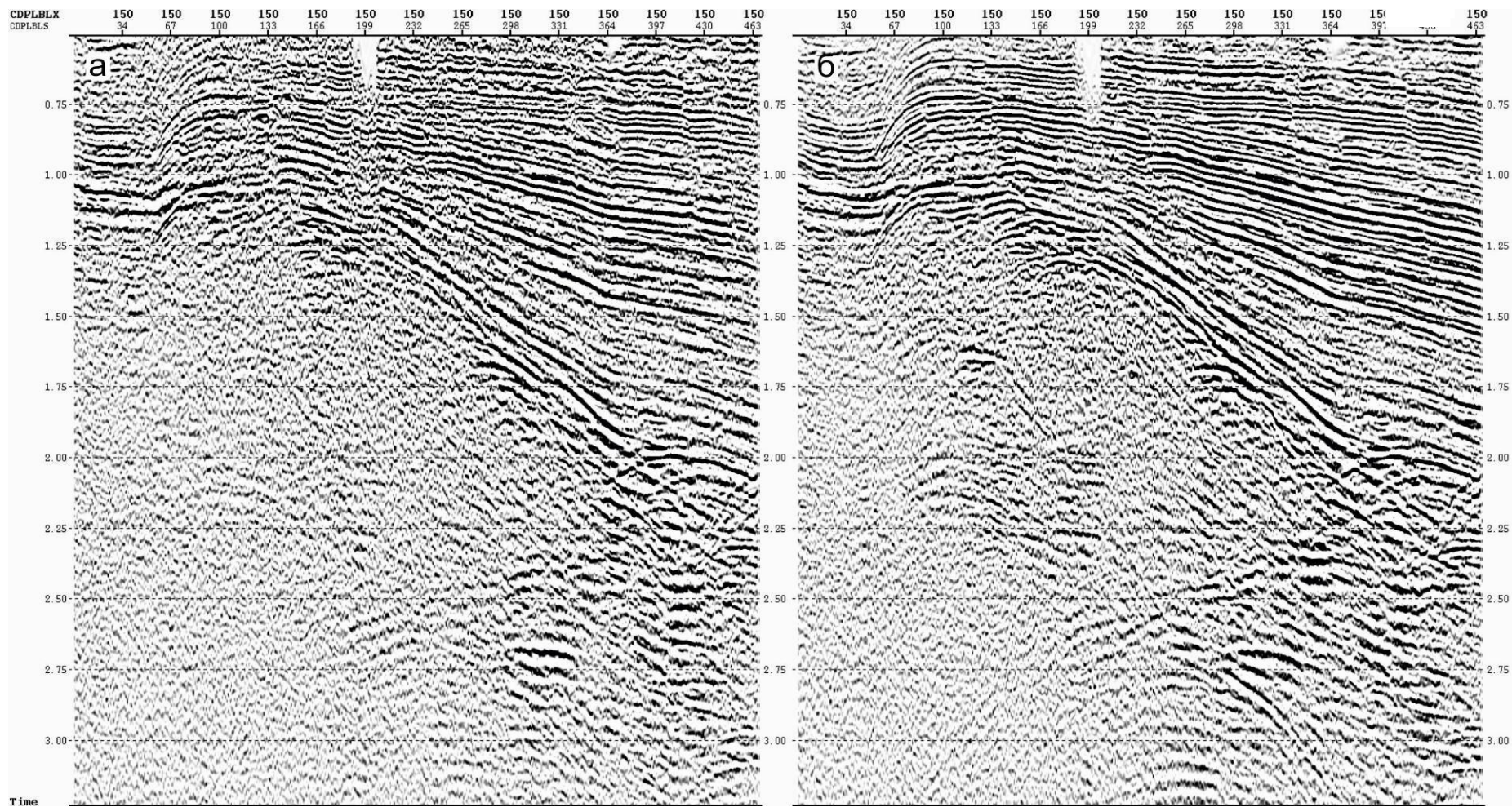


Рисунок 3.1.5. Crossline 150

а) часовий вертикальний зріз після деконволюції; б) часовий вертикальний зріз після повного циклу корекції статичних та кінематичних поправок.

5. Для оцінки результату міграції на рисунках 3.1.6. – 3.1.8. показано співставлення часових вертикальних зрізів кубу 3D до та після проведення часової міграції до підсумовування. Після міграційних перетворень значно покращилось динамічне відображення елементів хвильового поля, особливо в місцях порушень та круто нахилених горизонтів відбиття, та значно підвищилась роздільна здатність (рис. 3.1.9.) [60,77,117,138].

Пре-стек міграція на основі інтеграла Кірхгофа дозволяє достатньо просто отримати зображення безпосередньо по первинним сейсмограмам, оминаючи етап побудови часового розрізу СГТ (куб часових розрізів у випадку 3D). За рахунок цього досягається суттєве підвищення стійкості до завад сейсмічного зображення. Додатковою перевагою пре-стек міграції на основі інтеграла Кірхгофа є можливість побудови сейсмічних зображень для анізотропних середовищ, а також не лише для монотипних, але й для обмінних (наприклад типу PS) хвиль, при цьому у рівнянні використовуються різні швидкості v_1 та v_2 для падаючого та висхідного шляхів хвилі відповідно. Додаткова ефективність пре-стек міграції може бути підвищена шляхом застосування адаптивних вагових коефіцієнтів [101,119,120].

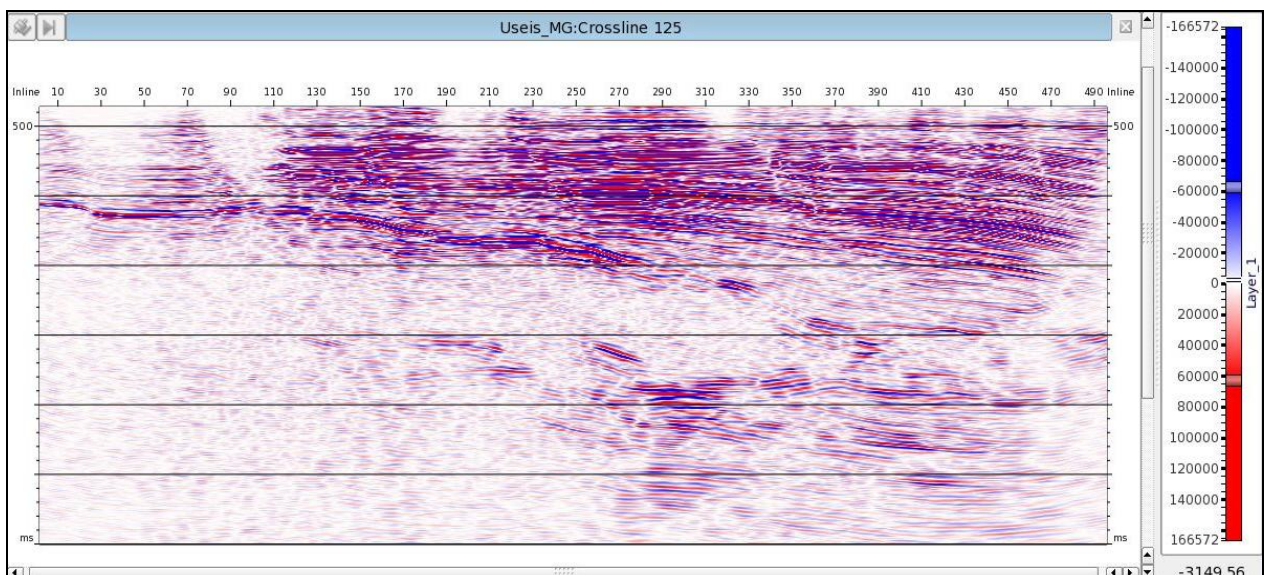


Рисунок 3.1.6. Фрагмент результатів обробки, попередні результати

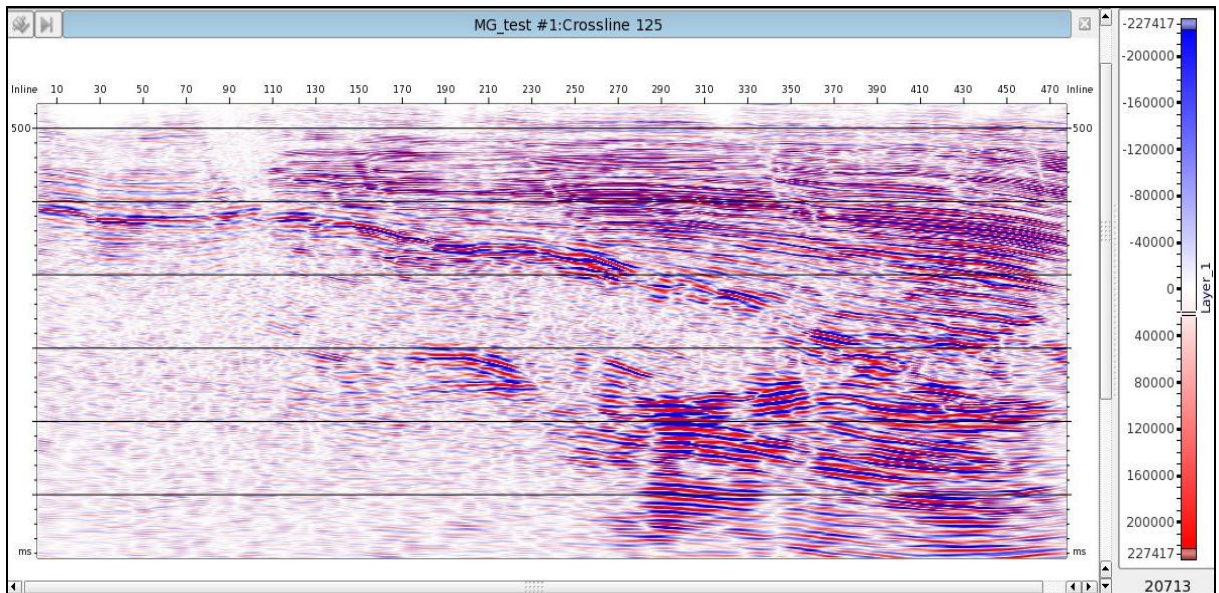


Рисунок 3.1.7. Фрагмент результатів обробки, ізотропна міграція Кірхгофа (VTI)

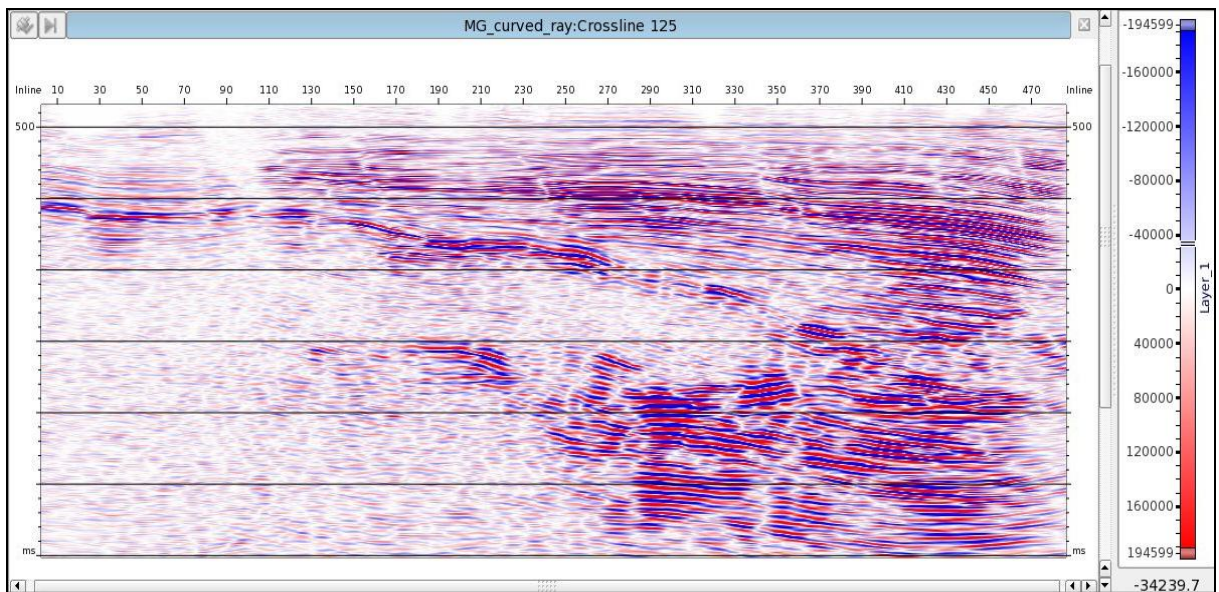


Рисунок 3.1.8. Фрагмент результатів обробки, ізотропна міграція Кірхгофа по криволінійним променям

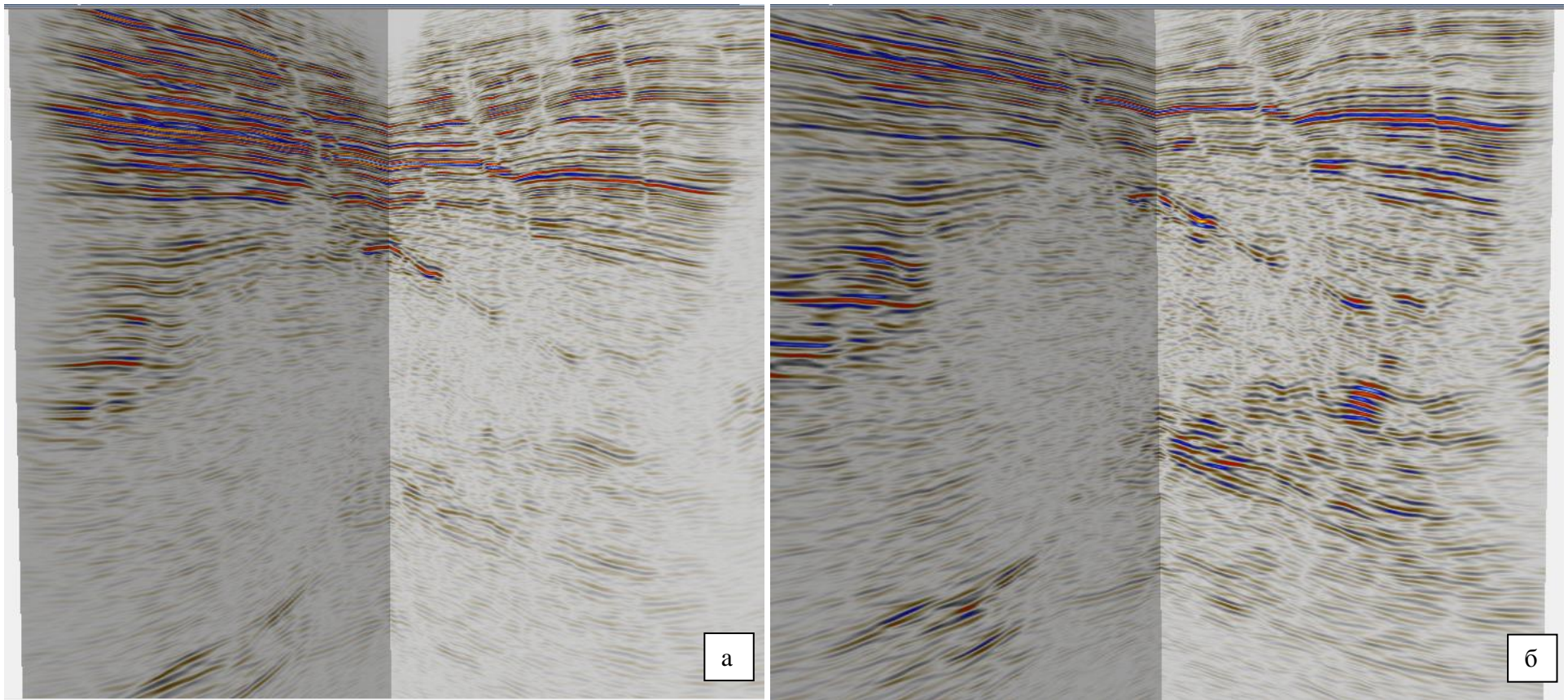


Рисунок 3.1.9. 3D візуалізація мігрованих кубів: а) попередня обробка; б) ізотропна міграція Кірхгофа по криволінійним променям

3.2 Моделювання вуглеводневих систем

PetroMod – це програмний продукт для моделювання нафтогазоносних систем, що комбінує сейсмічні та свердловинні данні та геологічну модель, для створення динамічної моделі нафтогазоносного басейну. Програмний продукт PetroMod дозволяє визначити історію генерації вуглеводнів певної області в масштабі геологічного часу, шляхи міграції, число і тип накопичення нафти та газу в поверхневих та пластових умовах.

В пакеті PetroMod використовується унікальна гібридна технологія моделювання міграції вуглеводнів, завдяки якій можлива побудова детальної моделі дуже високої якості на основі складних фізичних перетворень. Ця технологія забезпечує найточніше розв'язання основної проблеми моделювання залежності між потужністю геологічного розрізу та проривами через пласти-покришки й набагато перевищує за точністю методи, що ґрунтуються на характері течії флюїду по закону Дарсі – ця технологія відкритої системи реалізована лише в пакеті PetroMod.

Результати цих робіт дозволили скласти стратегію розробки та оптимізувати економічні показники даного родовища, приймаючи до уваги наступні фактори:

- Реконструкція історії занурення з врахуванням ущільнення порід.
(рис.3.2.1.)
- Моделювання історії прогріву.(рис.3.2.2.-3.2.3)
- Моделювання локальних процесів, таких, як процеси нафтогенерації та первинної міграції, цементування та утворення вторинної пористості та інше.
- Гідрогеологічне моделювання осадових басейнів.
- Моделювання вторинної міграції та акумуляції вуглеводнів.
(рис.3.2.4.-3.2.5)

Моделювання дозволило сформулювати та перевірити чітку послідовність гіпотез, що допомогли оцінити, як перспективність газоносності, так і типи порід, їх занурення, термічну історію, якість

материнської породи, дренажні системи тощо. Завдяки точним аналізам чітке формулювання задач допомагає встановити ключові параметри і оцінити можливий ризик для прогнозованих перспективних ділянок. В цьому сенсі моделювання це інструмент пошуково-розвідувальних робіт на нафту. При моделюванні забезпечується інтеграція всіх даних ув'язаних між собою (сидиментологічних, термічних, геохімічних, гідравлічних, структурних)[133].

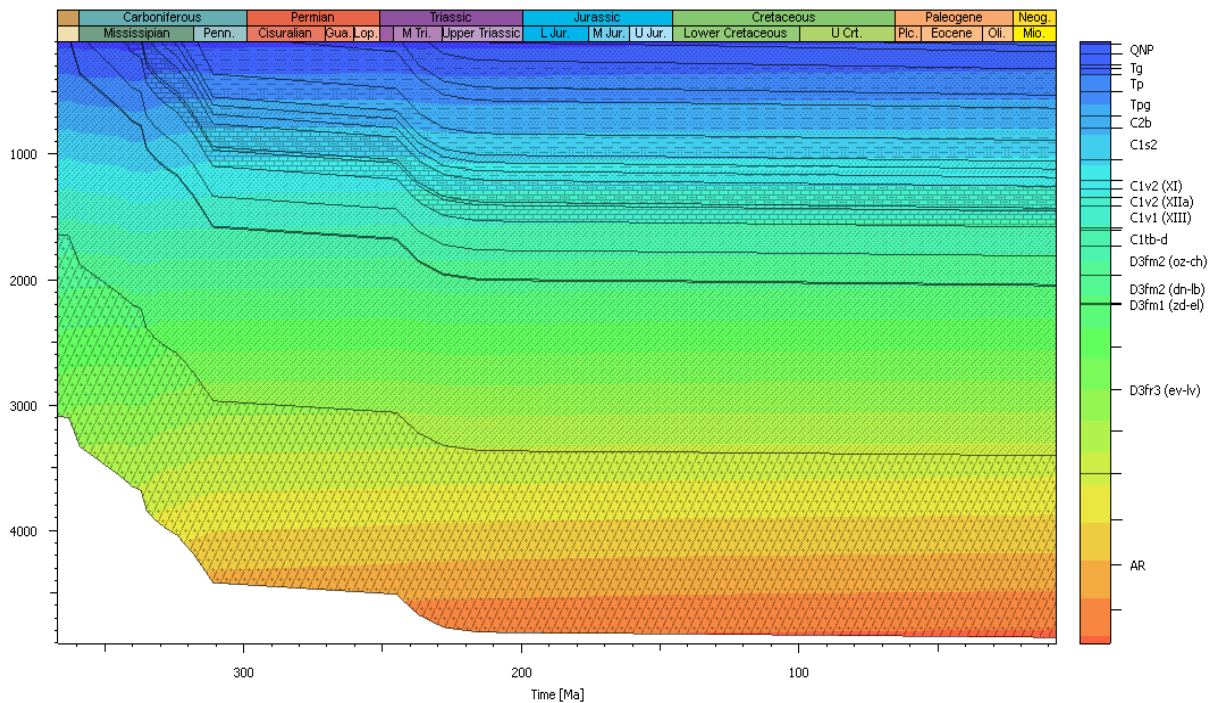


Рисунок 3.2.1. Моделювання історії занурення басейну

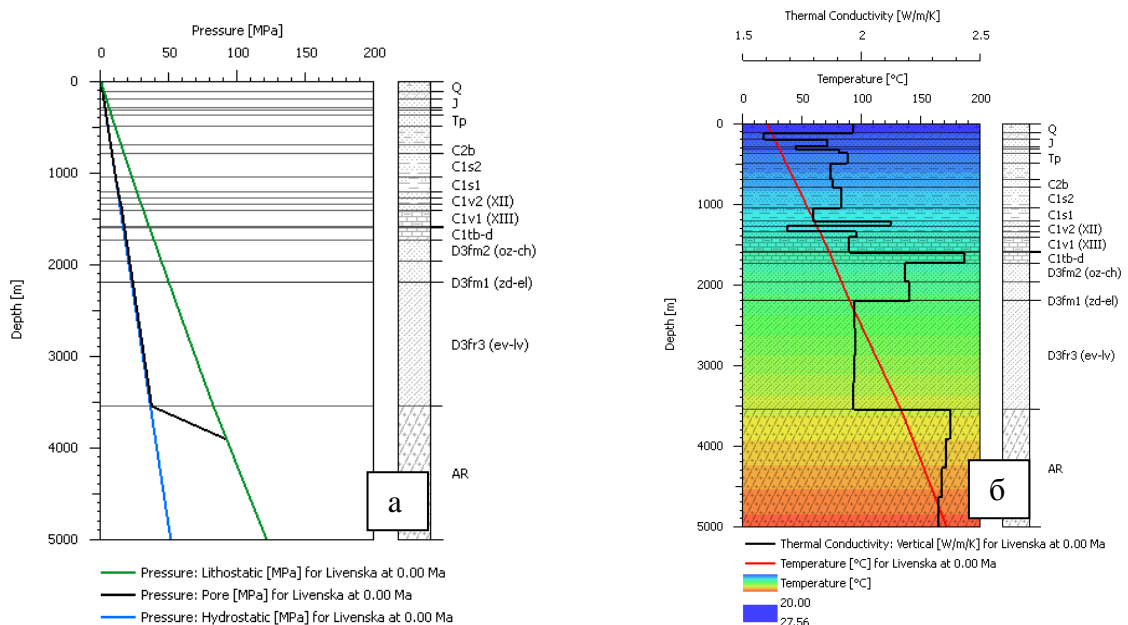


Рисунок 3.2.2. Модель тисків (а) та температурного режиму (б).

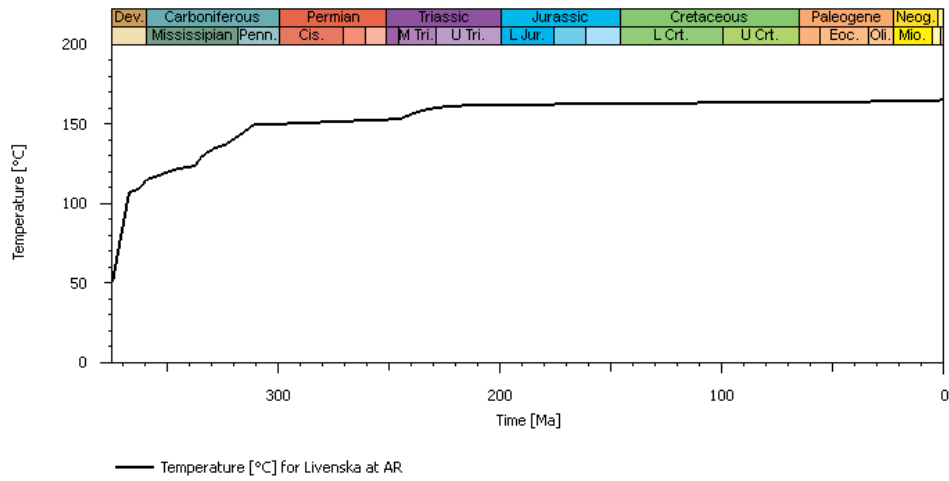


Рисунок 3.2.3. Модель зміни термічних властивостей

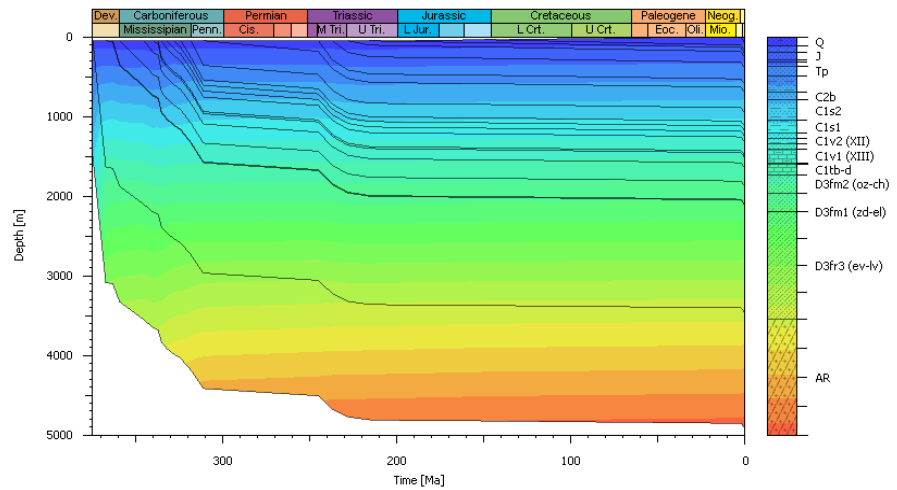


Рисунок 3.2.4. Модель температурного режиму

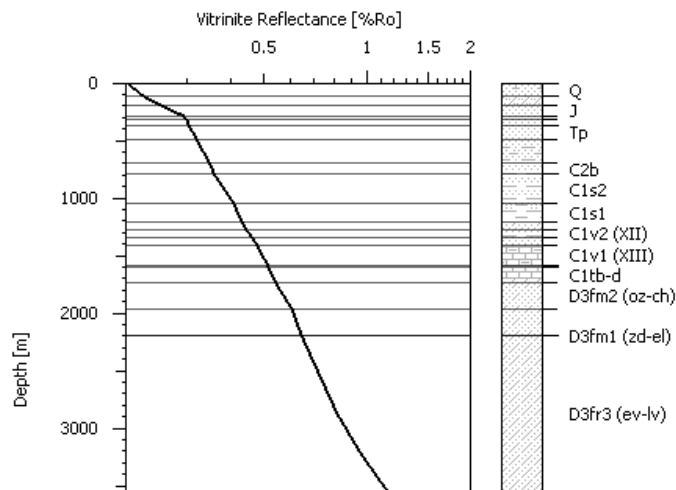


Рисунок 3.2.5.. Модель зрілості нафтогазоматеринських порід (відбивної здатності вітриніту %Ro).

3.3 Структурна інтерпретація

Структурна інтерпретація виконувалась в пакетах SeisEarth, 3D Canvasta та Petrel, що надають можливість в єдиному проекті проводити інтерпретацію при одночасній роботі декількох фахівців з використанням різних типів візуалізації. Сучасна технологія дозволяє мінімізувати час на інтерпретацію за рахунок автоматичної та напівавтоматичної кореляції горизонтів відбиття та тектонічних порушень, розрахунку додаткових атрибутів сейсмічного запису, використання об'ємних зображень поверхонь горизонтів та площ тектонічних порушень, можливості мобільного виконання палеорекоконструкцій [16, 20, 26, 67].

В пакеті Stratimagic виконується автоматична класифікація сейсмічного запису в інтервалах, що характеризують продуктивні горизонти, на основі аналізу форми траси із застосуванням нейронних мереж, алгоритмів ієрархічної класифікації та гібридної кластеризації. В результаті отримуються куби та карти розподілу сейсмофацій, які дозволяють виділяти геологічні тіла, прогнозувати різні зони і умови осадконакопичення, фаціальну неоднорідність в міжсвердловинному просторі, картувати палеоруслу, зони заміщення та виклинювання горизонтів.

В пакеті Vanguard виконуються акустична та пружна інверсії, створюється геоакустична об'ємна модель на основі даних ГДС, розраховуються куби пористості, будуються карти пористості, проникності, піщанистості, газонасичення по продуктивних горизонтах.

Перед початком інтерпретації було виконано збір та аналіз фондової геолого-геофізичної інформації, результатів попередніх геофізичних досліджень в межах площі робіт, даних буріння, даних по розміщенню свердловин та даних ГДС.

Отриманий після обробки в системі Echos4 мігрований по вхідних сейсмограмах часовий куб 3D по Ливенській площі було введено в створений в програмному комплексі проект інтерпретації. Дані про місцезнаходження

кожної сейсмічної траси по крослайнах та інлайнах кубу 3D вводились в локальній системі координат, зорієнтованій в напрямку південь-північ.

В базу даних були введені координати свердловин в локальній системі координат, дані інклінометрії, дані сейсмокаротажу, глибини залягання стратиграфічних горизонтів, результати ГДС. Всього в проект було введено дані по 6 свердловинах, що потрапляють в контур робіт по Ливенській площі.

Інтерпретація сейсмічних матеріалів розпочиналась із загального аналізу хвильового поля по крослайнах та інлайнах, горизонтальних зрізах кубу 3D в інтервалі від подошви башкирських відкладів до відкладів підсольового девону та прив'язки його до розрізу свердловин глибокого буріння із застосуванням швидкісних залежностей, визначених на основі даних сейсмокаротажу по свердловинах №№ 1, 2, 3, 4, 6, 7 (рис. 3.3.1).

Горизонти відбиття ототожнювались зі стратиграфічними границями, по яких виконувались подальші структурні побудови (табл. 1.1).

З метою більш впевненої прив'язки горизонтів відбиття до стратиграфічних границь, в системі SeisEarth було проведено одномірне геосейсмічне моделювання на основі даних сейсмокаротажу та акустичного каротажу. Таким чином проводилась прив'язка відображень шляхом порівняння та ототожнення відбиттів на реальних сейсмічних трасах, отриманих поблизу свердловин, з відбиттями на синтетичній трасі, розрахованій для моделі, що відображає вертикальний розріз акустичного імпедансу. Значення імпедансу задавалось за даними акустичного каротажу модельної свердловини.

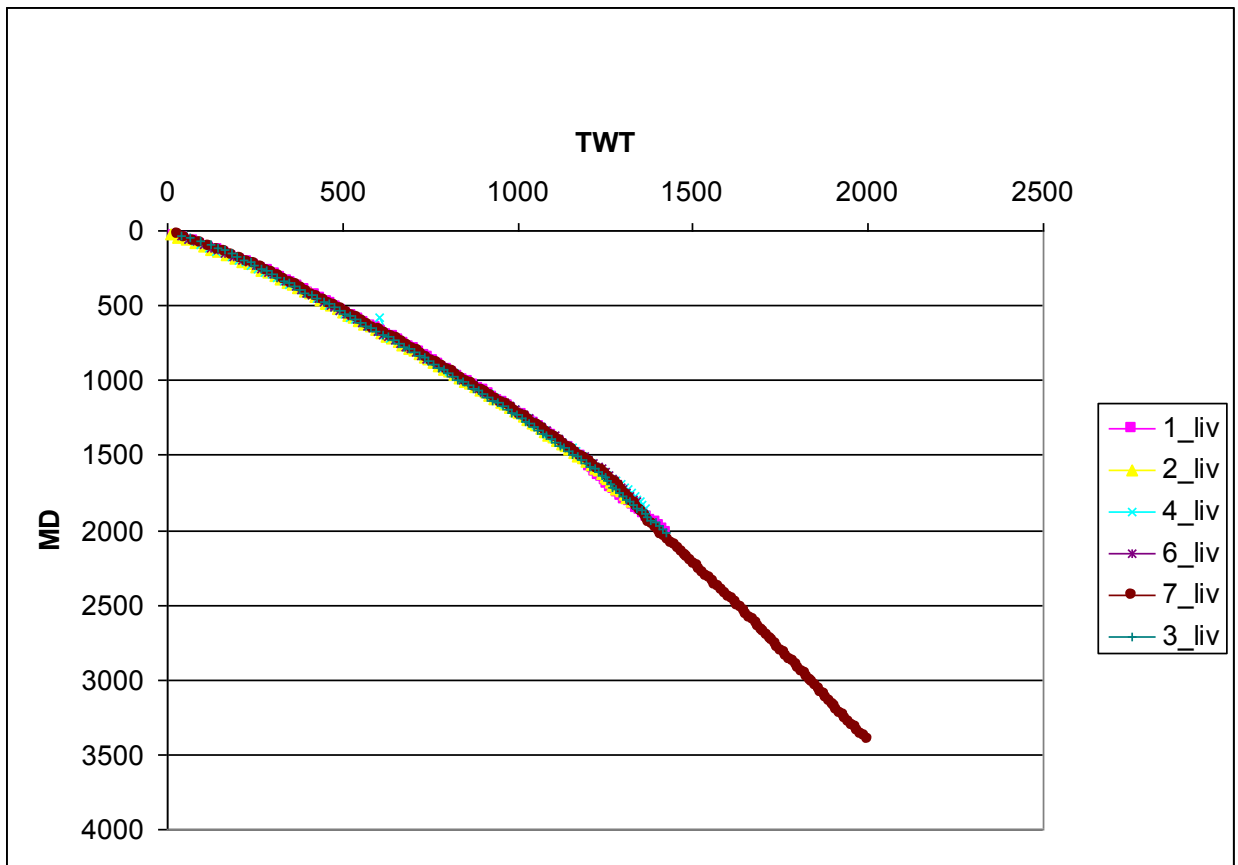


Рисунок 3.3.1 – Графіки залежності час-глибина по свердловинах з проведеним СК

При надійній моделі імпедансу і близької до реальності форми сейсмічного імпульсу, що використовується для розрахунку синтетичної траси, остання виявляється близькою до реальної траси, що забезпечує детальну прив'язку відбиття до відповідної стратиграфічної границі (рис.3.3.2) [120].

Можливість прив'язки відбиттів, особливо нижньої частини розрізу, до свердловин глибокого буріння дало змогу досить надійно виконати структурні побудови. Отримане в результаті обробки хвильове поле насичене динамічно вираженими відбиттями в діапазоні часу від 0,6 до 3,5 секунд, що дає змогу виконувати структурні побудови на глибинах від 0,8 до 6,1 км з достатнім ступенем впевненості.

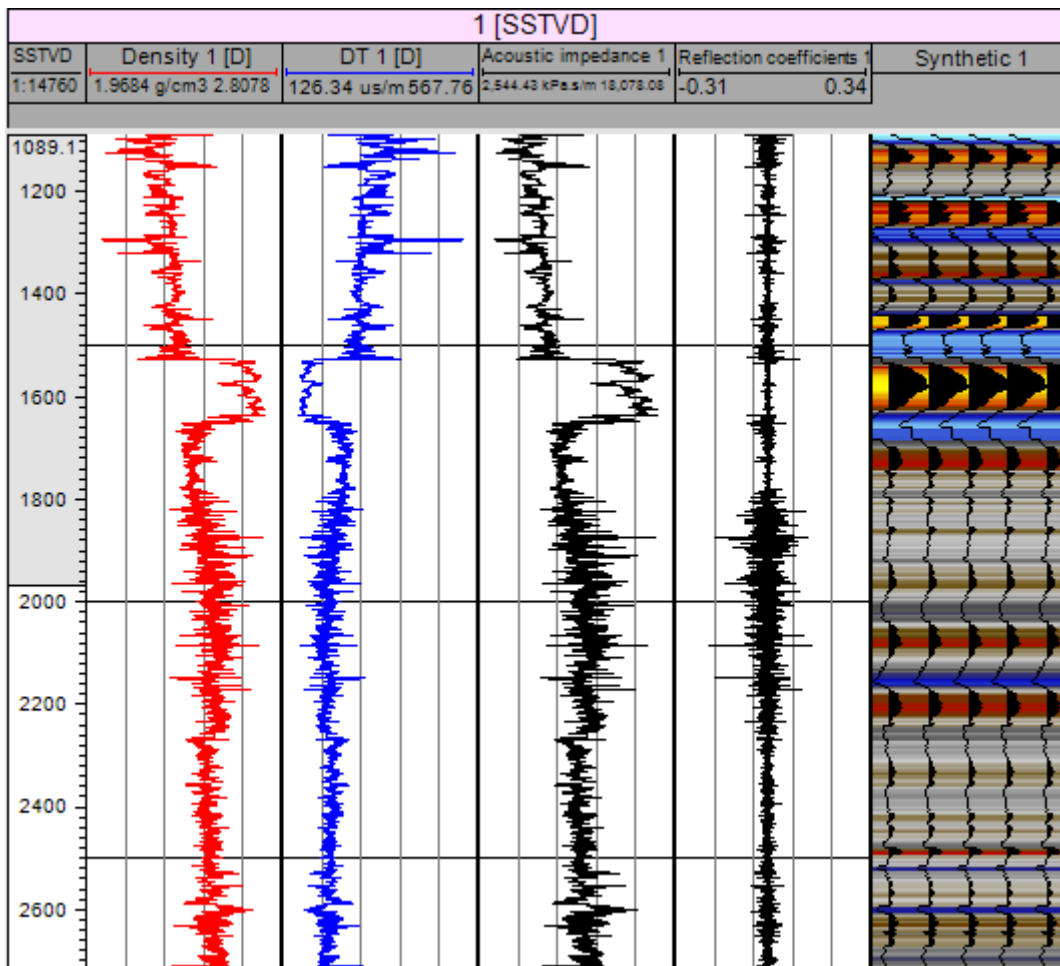


Рисунок 3.3.2 – Розрахунок синтетичних сейсмотрас з використанням даних ГДС по свердловині № 1 Ливенській

Кореляція горизонтів відбиття виконувалась як по ортогональних вертикальних розрізах мігрованого кубу, з кроком 25 м по інлайнах та крослайнах, так і по довільних напрямках. Також використовувалась можливість кореляції в об'ємному зображенні та контроль розташування і кореляції тектонічних порушень на горизонтальних зрізах сейсмічного кубу.

Виділення тектонічних порушень проводилось по локальних змінах структури хвильового поля – змінах динамічного рівня коливаль, викривленнях границь поблизу порушень, втраті простеження відбиттів та з урахуванням даних інтерпретації ГДС [39,74].

Після отримання поверхонь горизонтів в часовому масштабі, були розраховані карти середніх швидкостей та виконані глибинні побудови.

На рис. 3.3.3 – 3.3.13 наведені приклади характеру сейсмічного запису, демонструються горизонтальні, вертикальні зрізи і об'ємні зображення часового мігрованого кубу, який був використаний Ливенській площі для кореляції описаних нижче відбиваючих горизонтів.

Блокова будова кристалічного фундаменту, що ступенеподібно занурюється північному напрямку, чітко прослідковується в межах сейсмічного кубу по Ливенській площі

Сейсмічний горизонт VI_5 , що був вибраний для кореляції у верхній частині підсольового девону, відображає характер його залягання і наслідують тектонічну будову фундаменту в межах площі робіт. Сейсмічні відбиття динамічно виражені, мають протяжні осі синфазності і досить рівномірно простежуються по всій площі робіт. Досить впевнено в цій частині розрізу слідкуються тектонічні порушення, які простежуються до кристалічного фундаменту і відображають його складну блокову будову. Прив'язка даного горизонту відбиття не впевнена, тому можливі переходи на інші стратиграфічні рівні.

Найдревнішими відкладами, розкритими свердловинами на Ливенській площі, є девонські – кам'яна сіль та теригенні відклади євлано-ливенського горизонту верхньофранського під'ярусу, надсольові – теригенні породи задонсько-елецького, данково-лебедянського і озерсько-хованського горизонтів фаменського ярусу. Палеоаналіз розвитку Ливенського підняття в верхньодевонський і нижньокам'яновугільний час (рис. 3.3.17) дає можливість зробити припущення про присутність в розрізі в склепінній частині верхньої солі – данковсько-лебедянського віку. Динаміка відбиттів в цих відкладах є змінною. При аналізі хвильового поля в інтервалі простеження відкладів девону розрізняється характер запису від динамічно вираженого в підсольовій частині розрізу до прозорого – в сольовій та надсольовій.

Відбиваючий горизонт VI_{1-n} за даними свердловини № 7 Ливенської приурочений до подошви відкладів фаменського ярусу верхнього девону і

характеризує морфологію покрівлі сольових відкладів франського ярусу, розкритих свердловиною на 238 м. Горизонт динамічно невиражений, має переривчасті осі синфазності і нерівномірно слідкується по площі робіт.

Відбиваючий горизонт V_{B_3} , що ототожнюється з відкладами нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону, за даними інтерпретації даних ГДС Ливенського родовища, був прив'язаний до глинистого пласта, який слідкується у всіх свердловинах в продуктивному горизонті В-26 і для площі досліджень є репером. Горизонт відображає морфологію нижньої частини комплексу нижньовізейських відкладів, зокрема збільшення товщини пісковиків горизонту В-26 в північному напрямку та в сідловині, що відокремлює Ливеньке підняття від Західно-Михайлівського, і простежений по досить виразних відбиттях в межах склепіння складки та менш чітких – на північно-східному крилі структури.

Запис хвильового поля, що характеризує нижньовізейський сейсмокомплекс та відповідає продуктивній карбонатній частині розрізу (горизонт В-24-25), має досить високу роздільну здатність, високочастотну характеристику, що дає можливість виконати структурні побудови по горизонтах відбиття $V_{B_3}^2$ і $V_{B_3}^1$.

Відбиваючий горизонт $V_{B_3}^2$, що ототожнюється з реперним вапняком R4 в подошві вапняків продуктивного горизонту В-24-25 (графічні додатки 25, 26), простежується на границі між пісковиками продуктивного горизонту В-26 і вапняками продуктивного горизонту В-24-25.

Сейсмокомплекс, що розташований вище від сейсмичного горизонту $V_{B_3}^2$, насичений інтенсивними відбиттями в межах склепіння складки та в напрямку південного крайового розлому. Динаміка відбиттів погіршується в північному напрямку, запис набуває „прозорого” вигляду, що свідчить про інший літологічний склад цих відкладів. Відбиваючий горизонт $V_{B_3}^1$ приурочений до глинистого реперного для площі робіт пласта, простеженого на каротажних діаграмах, в товщі нижньовізейських карбонатів продуктивного горизонту В-24-25.

На границі між нижньовізейським і верхньовізейським сейсмокомплексами простежено відбиваючий горизонт $V_{B2-п}$, що відповідає подошві верхньовізейських відкладів і наслідує морфологію верхньої частини карбонатної споруди, складеної органогенно-детритусовими вапняками.

В покрівлі продуктивного горизонту В-22-23 прослідковано відбиваючий горизонт V_{B2}^3 , що відображає характер залягання верхньовізейського комплексу порід.

Сейсмічний запис, що характеризує товщу відкладів нижньосерпуховського під'ярусу, має добре виражену динамічну характеристику відбиттів з протяжними та неперервними осями синфазності. Характер запису зумовлюється переважно глинистою складовою цих відкладів у нижній частині розрізу, відсутністю витриманих по площі піщаних горизонтів значної потужності та змінюється в районі тектонічних порушень, в основному скидів, де осі синфазності мають нечіткий вигляд або перериваються. В подошві комплексу простежено горизонт відбиття V_{B1}^3 , що має менш круті кути падіння, ніж нижні горизонти.

Хвильове поле, що відповідає верхньосерпуховським відкладам, має характерний, добре простежуваний по всій площі робіт, запис. Це багатофазний динамічний досить добре виражений комплекс відбиттів, зумовлених наявністю витриманих по площі потужних пісковиків продуктивних горизонтів С-5–С-8. У подошві цього сейсмокомплексу слідкується відбиваючий горизонт V_{B1}^2 .

Подібним сейсмічним записом характеризується також частина розрізу, що представляє відклади нижньої частини башкирського ярусу. В подошві даного сейсмокомплексу простежується відбиваючий горизонт $V_{B2-п}$.

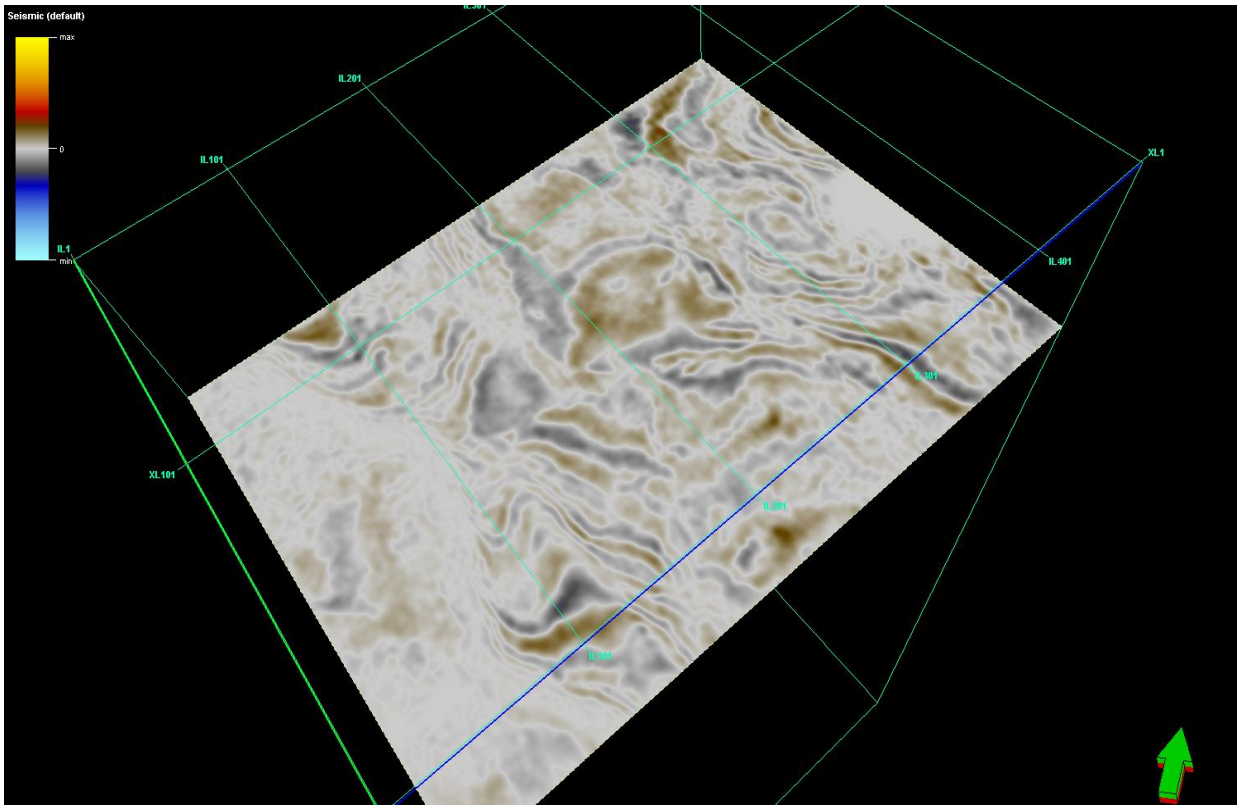


Рисунок 3.3.3 – Горизонтальний зріз часового мігрованого кубу на рівні башкирських відкладів середнього карбону ($2T=694$ мс)

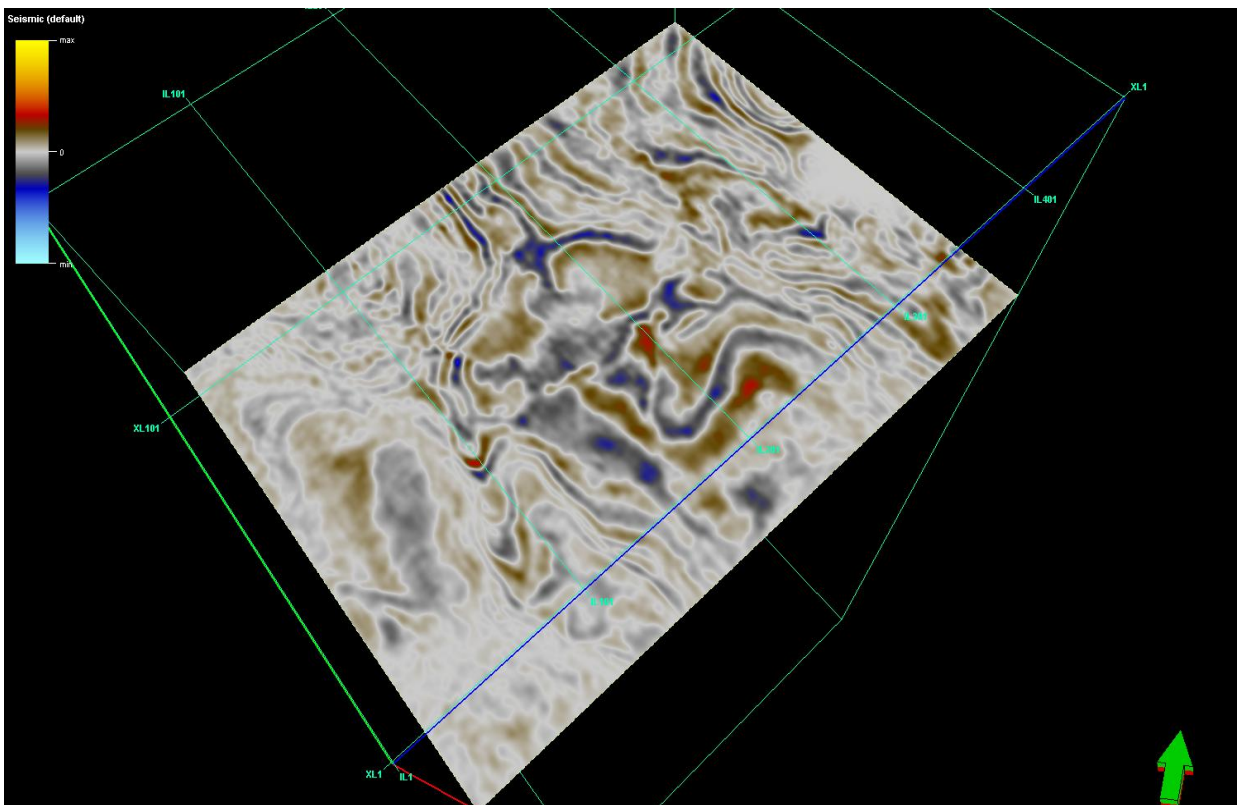


Рисунок 3.3.4 – Горизонтальний зріз часового мігрованого кубу на рівні верхньосерпуховських відкладів нижнього карбону ($2T=894$ мс)

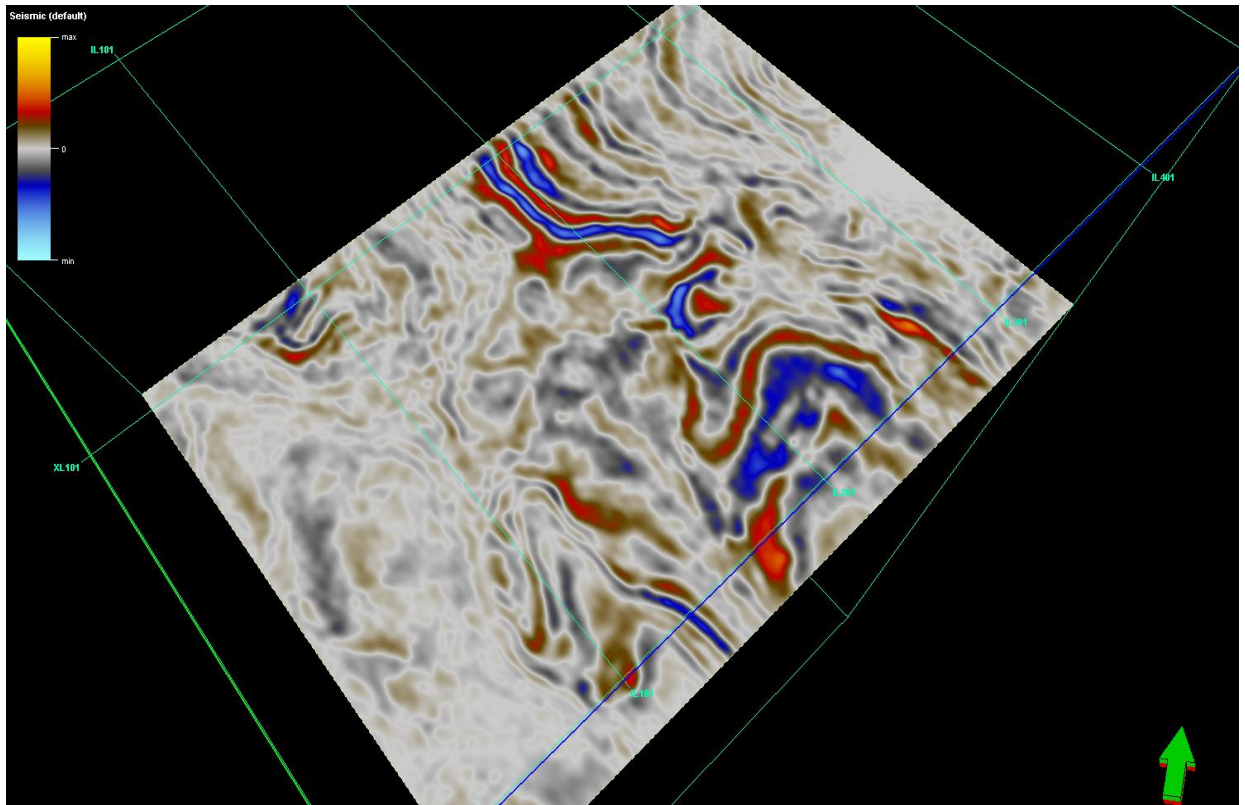


Рисунок 3.3.5 – Горизонтальний зріз часового мігрованого кубу на рівні нижньосерпуховських відкладів нижнього карбону ($2T=1000$ мс)

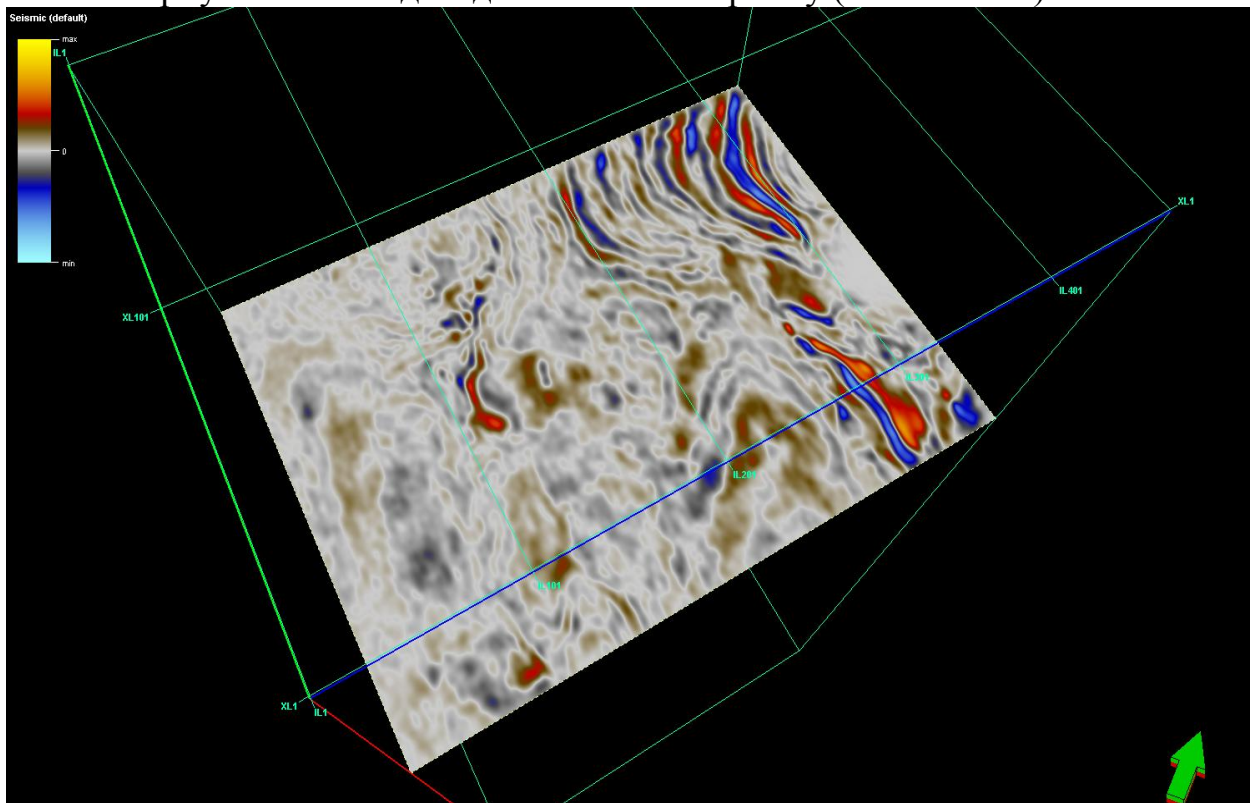


Рисунок 3.3.6 – Горизонтальний зріз часового мігрованого кубу на рівні верхньовізейських відкладів нижнього карбону ($2T=1200$ мс)

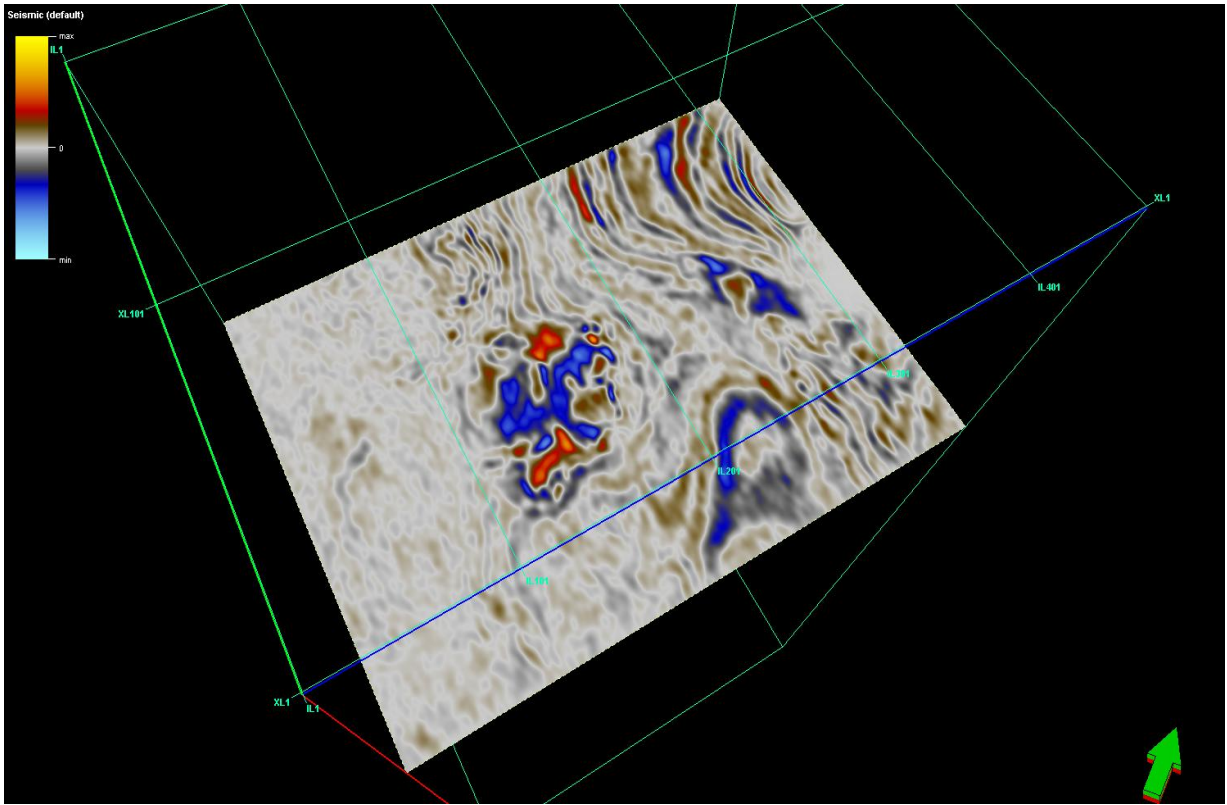


Рисунок 3.3.7 – Горизонтальний зріз часового мігрованого кубу на рівні нижньовізейських відкладів нижнього карбону ($2T=1300$ мс)

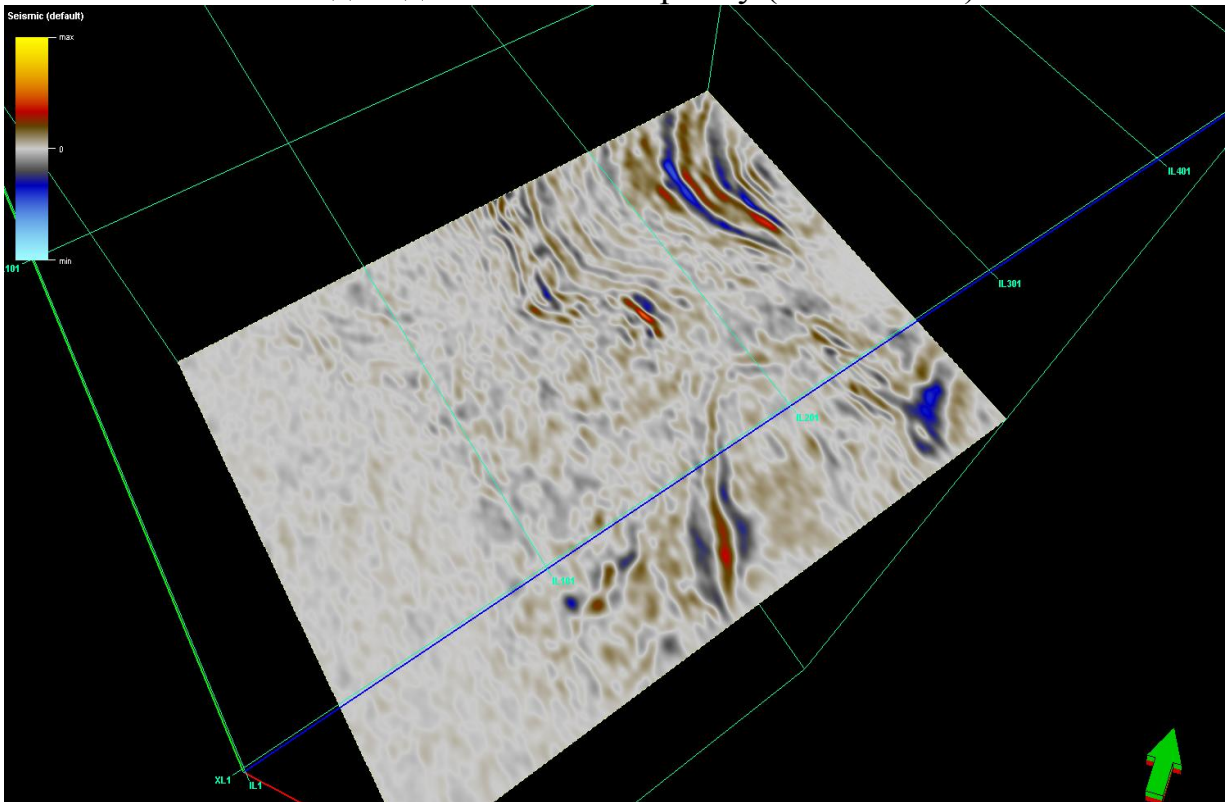


Рисунок 3.3.8 – Горизонтальний зріз часового мігрованого кубу на рівні верхньофаменських відкладів верхнього девону ($2T=1500$ мс)

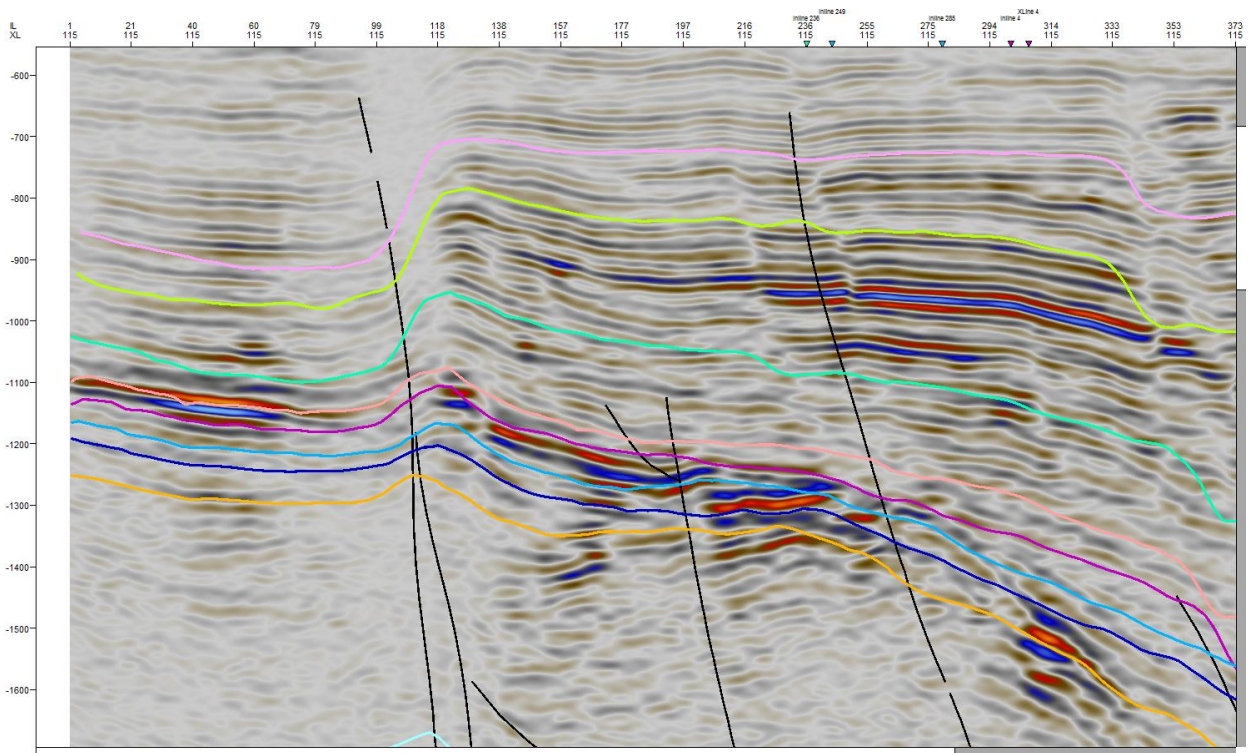


Рисунок 3.3.9 – Вертикальний перетин часового кубу 3D по крослайну 115

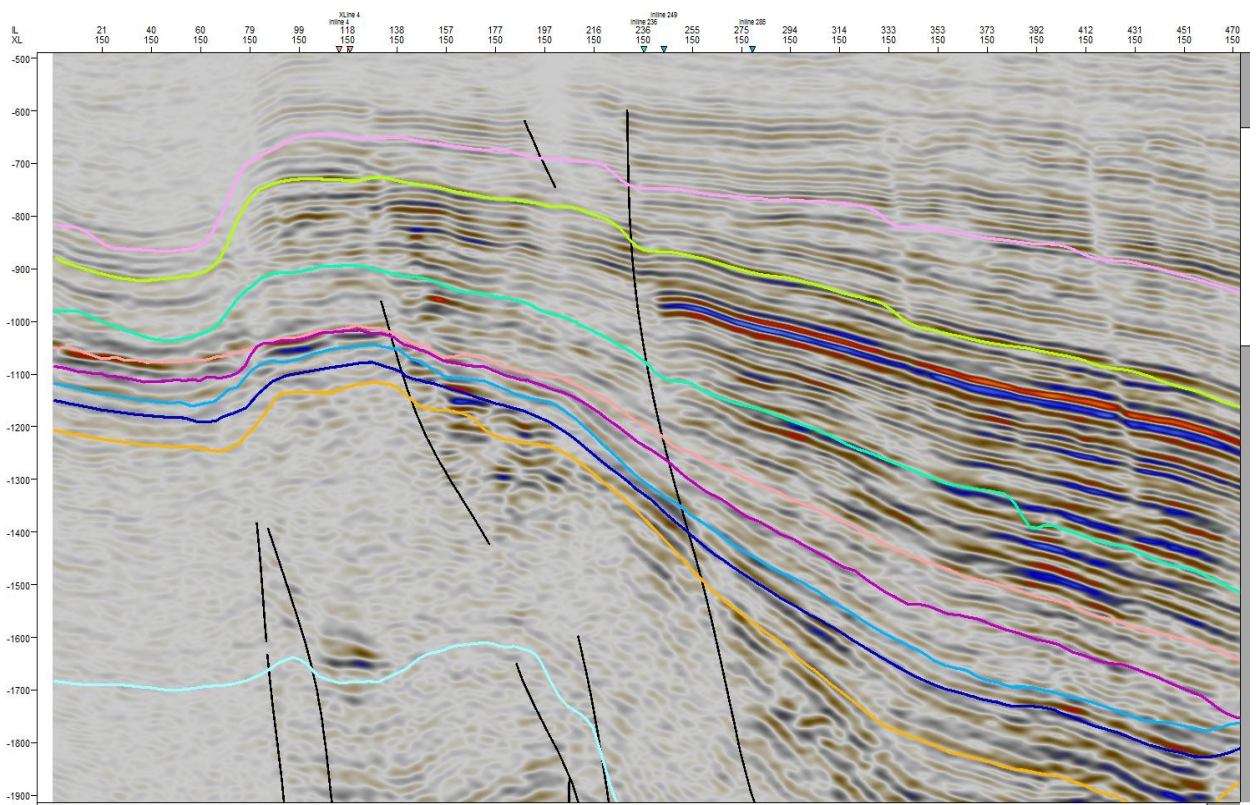


Рисунок 3.3.10 – Вертикальний перетин часового кубу 3D по крослайну 150

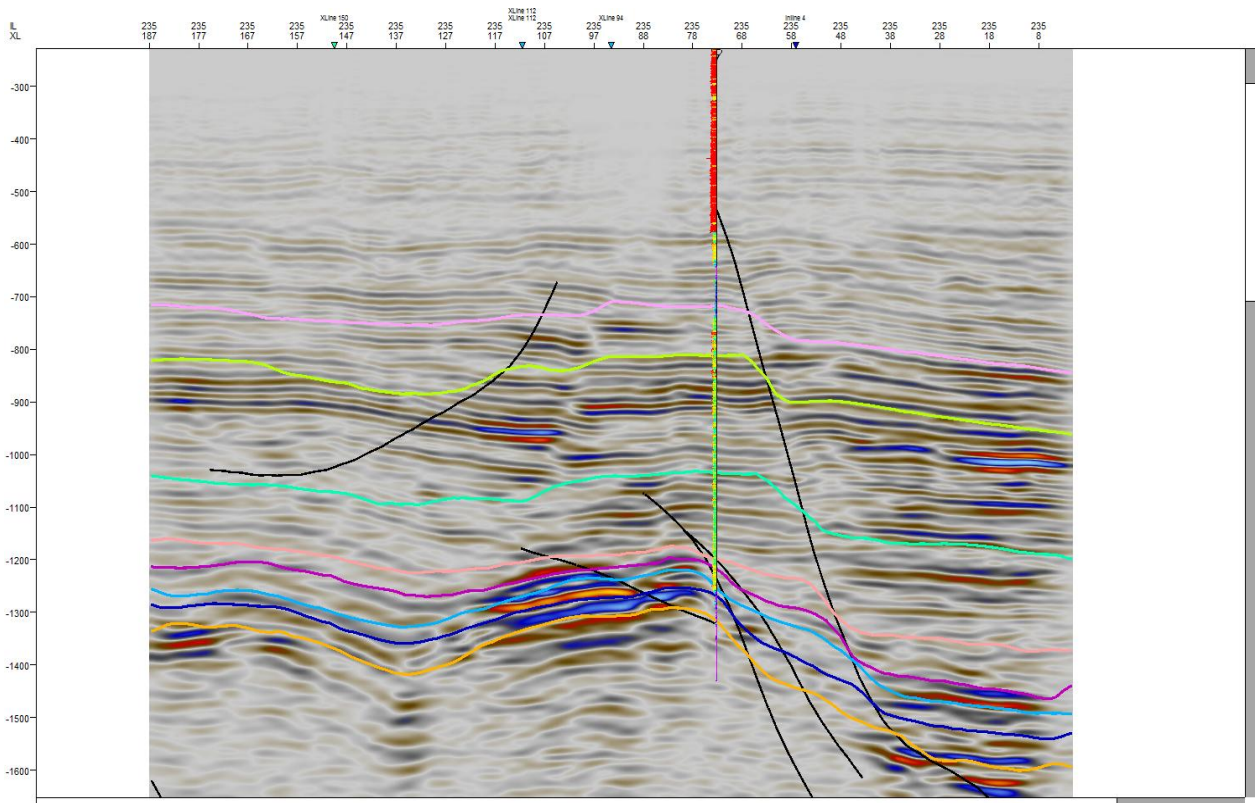


Рисунок 3.3.11 – Вертикальний перетин часового кубу 3D по інлайну 235

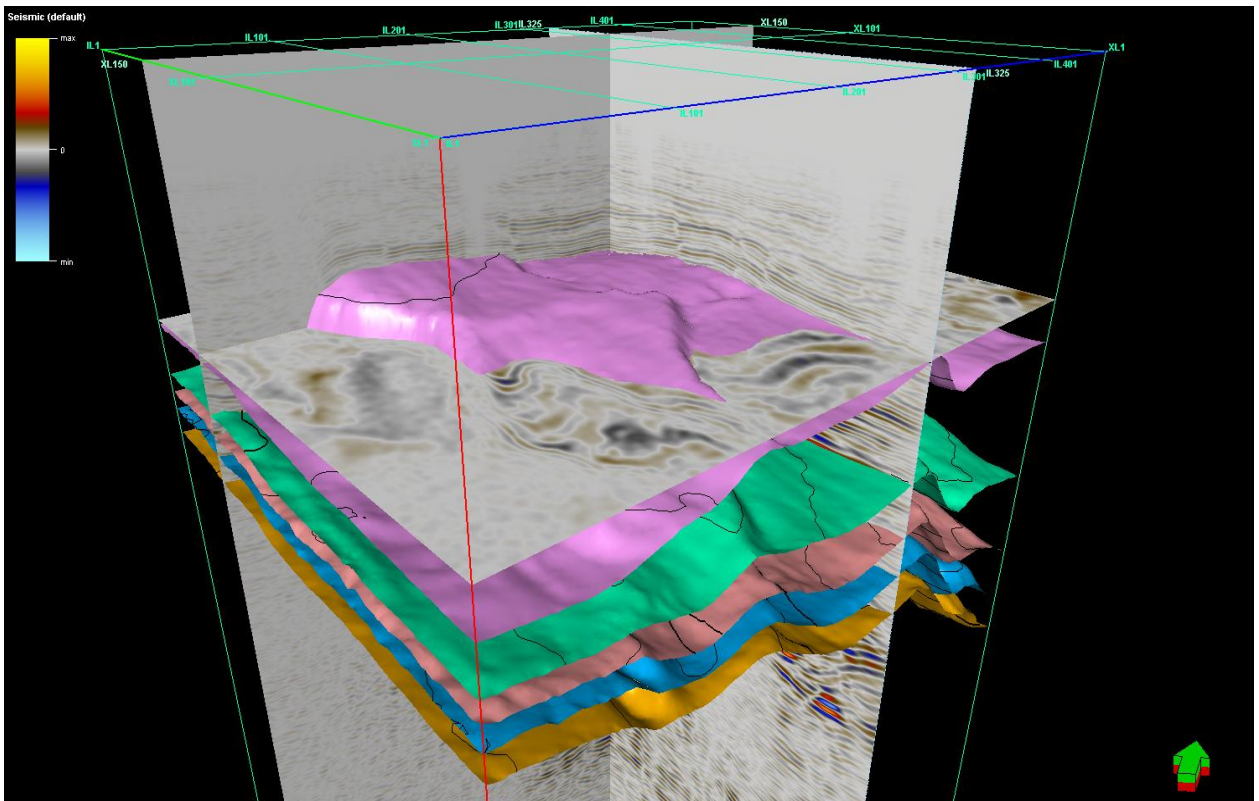


Рисунок 3.3.12 – Зображення об'ємної структурної моделі Ливенської площі

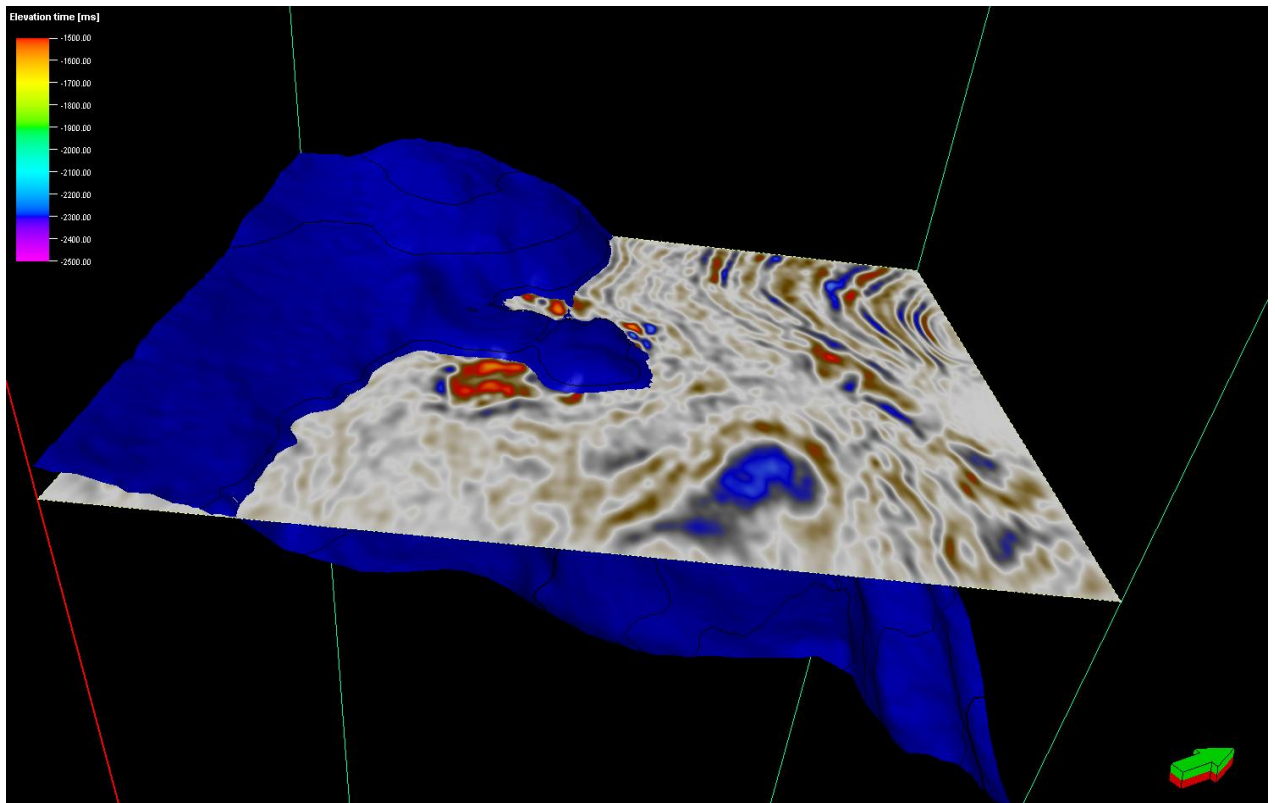


Рисунок 3.3.13 – Об'ємне зображення горизонтального зрізу мігрованого кубу ($2T=1312$ мс) і горизонту відбиття V_{v3}^1 у верхній частині нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону

В процесі інтерпретації для уточнення положення тектонічних порушень був використаний один з розрахованих в проекті кубів когерентності. На рис. 3.3.14 чітко видно траси тектонічних порушень на рівні серпуховських відкладів і вище по розрізу. На рис. 3.3.15 демонструється поповерхневий зріз, на рис. 3.3.16 - вертикальний перетин кубу когерентності по крослайну 115, де при різних способах візуалізаціях наглядно демонструються особливості запису, характерні для таких кубів [9, 10, 38, 59, 61].

Допоміжним засобом при кореляції горизонтів відбиття, що відповідають різновіковим товщам в умовах складної тектонічної будови Ливенської структури, було проведення палеовирівнювань на окремі сейсмічні горизонти. Це допомагало відновити геологічну історію Ливенської складки і пояснити літологічні зміни в розрізі, що були спричинені існуванням палеоструктур у відповідному часі. Можливості

програмного пакету SeisEarth дозволяли виконувати кореляцію як на звичайних вертикальних перетинах кубу, так і на тих, де проводилось вирівнювання на певні горизонти. На рис. 3.3.17, 3.3.18 наведені деякі приклади палеовирівнювань, що проводились в процесі інтерпретації.

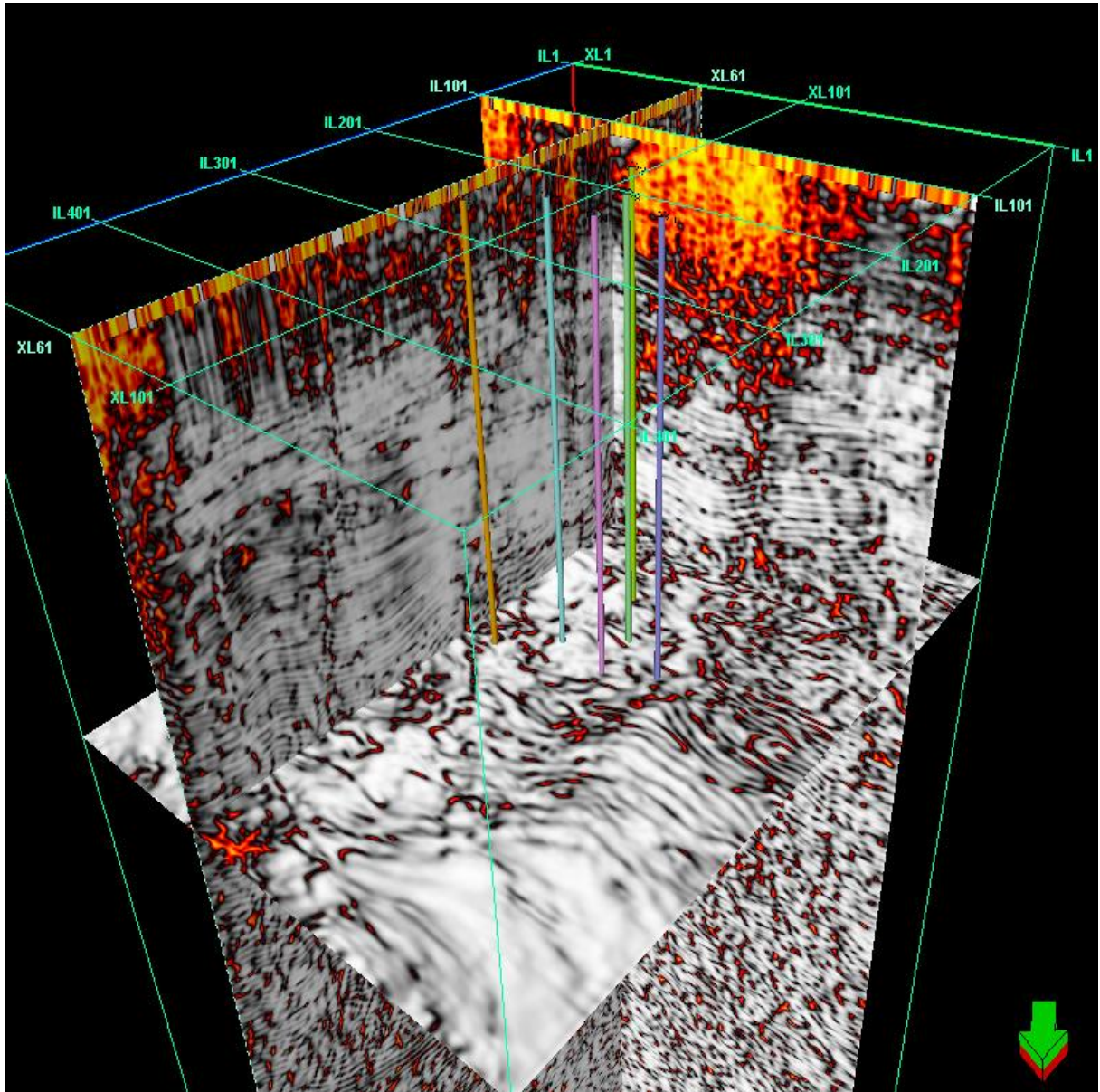


Рисунок 3.3.14 – Об'ємне зображення вертикальних та горизонтального перетинів кубу когерентності

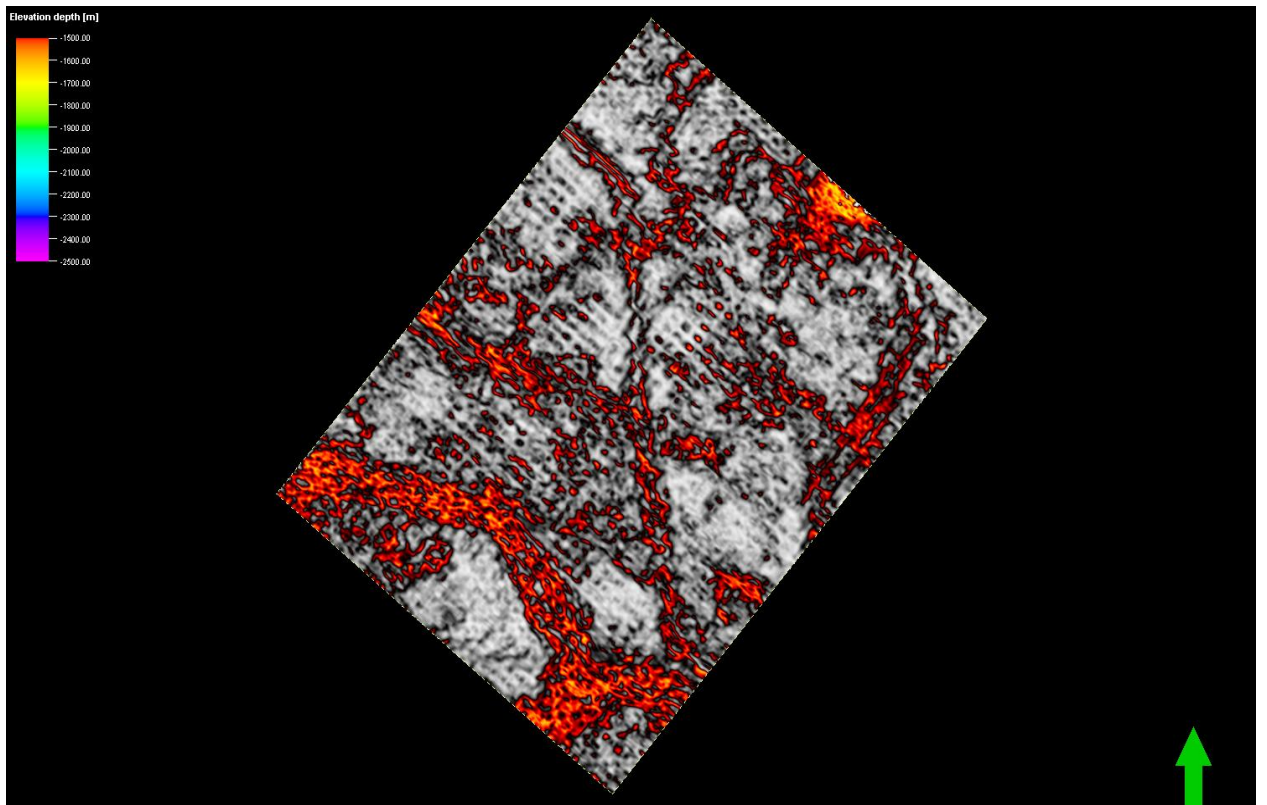


Рисунок 3.3.15 – Поверхневий зріз з кубу когерентності в товщі верхньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону

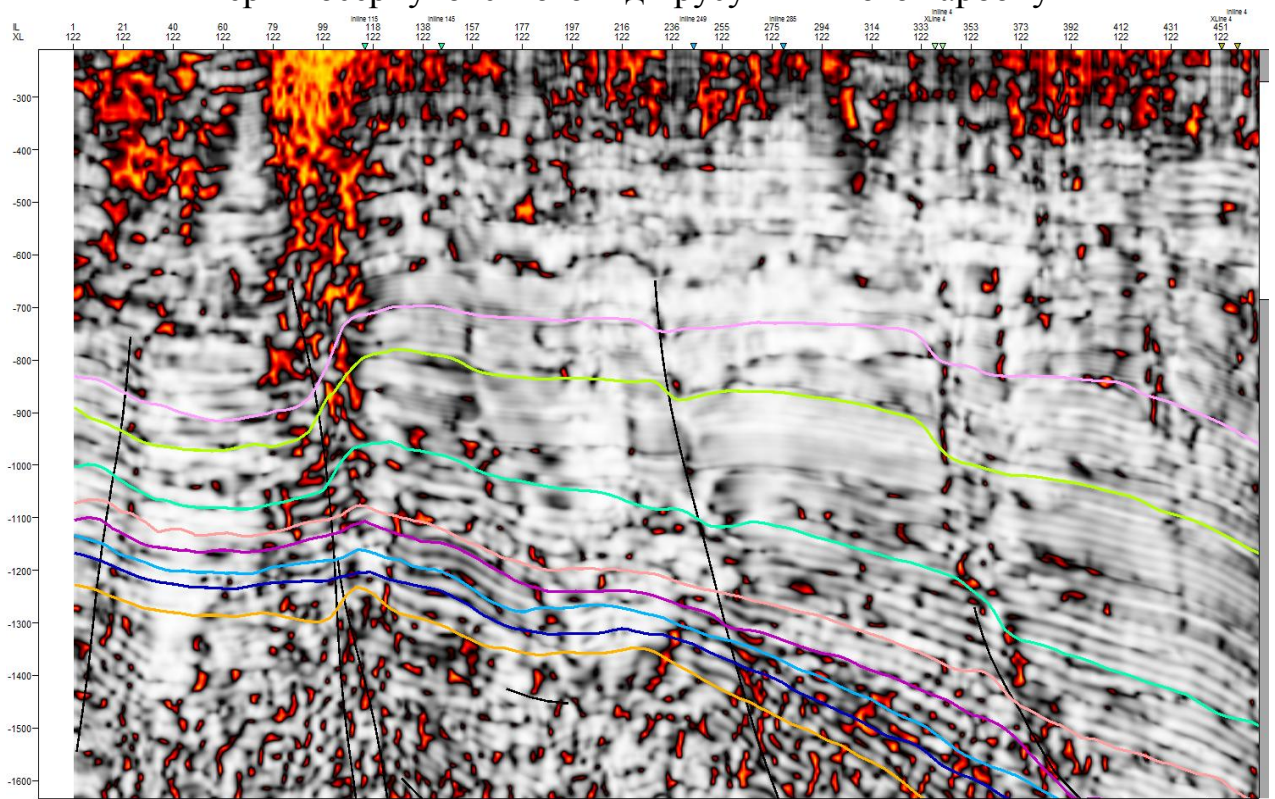
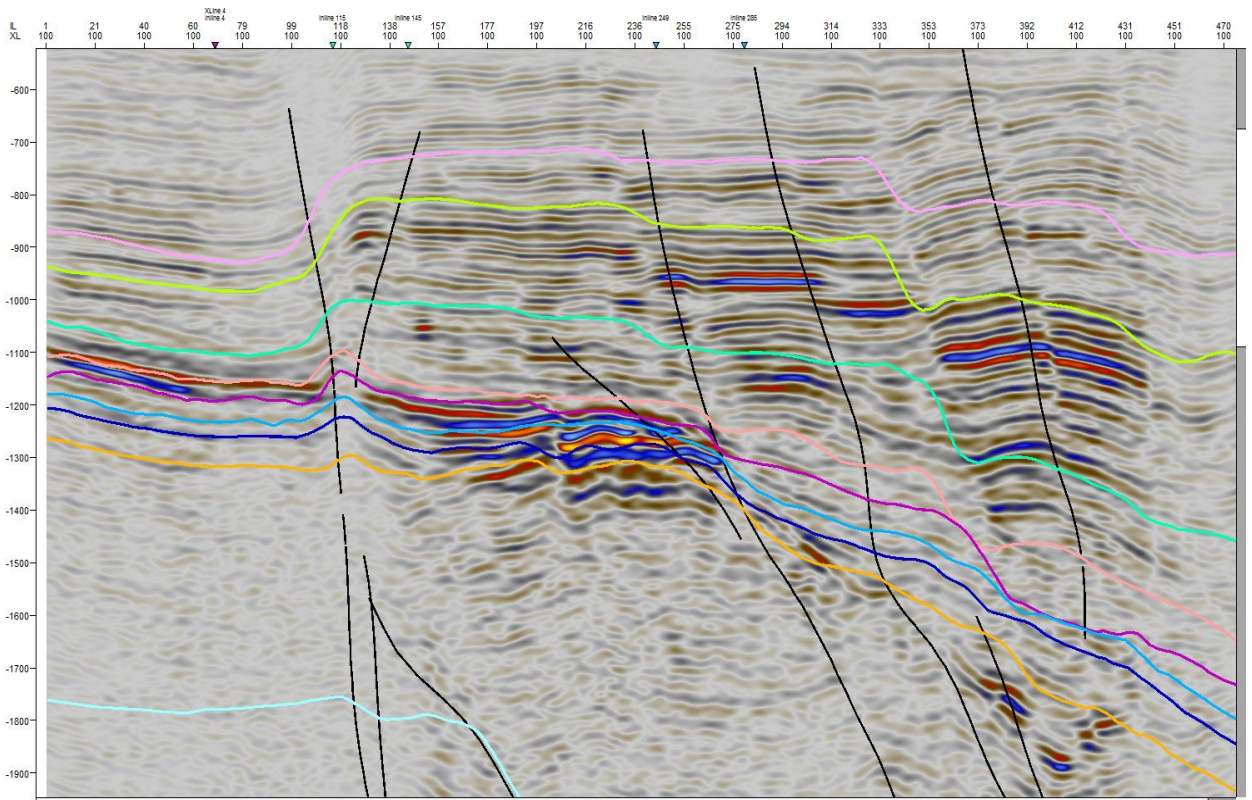
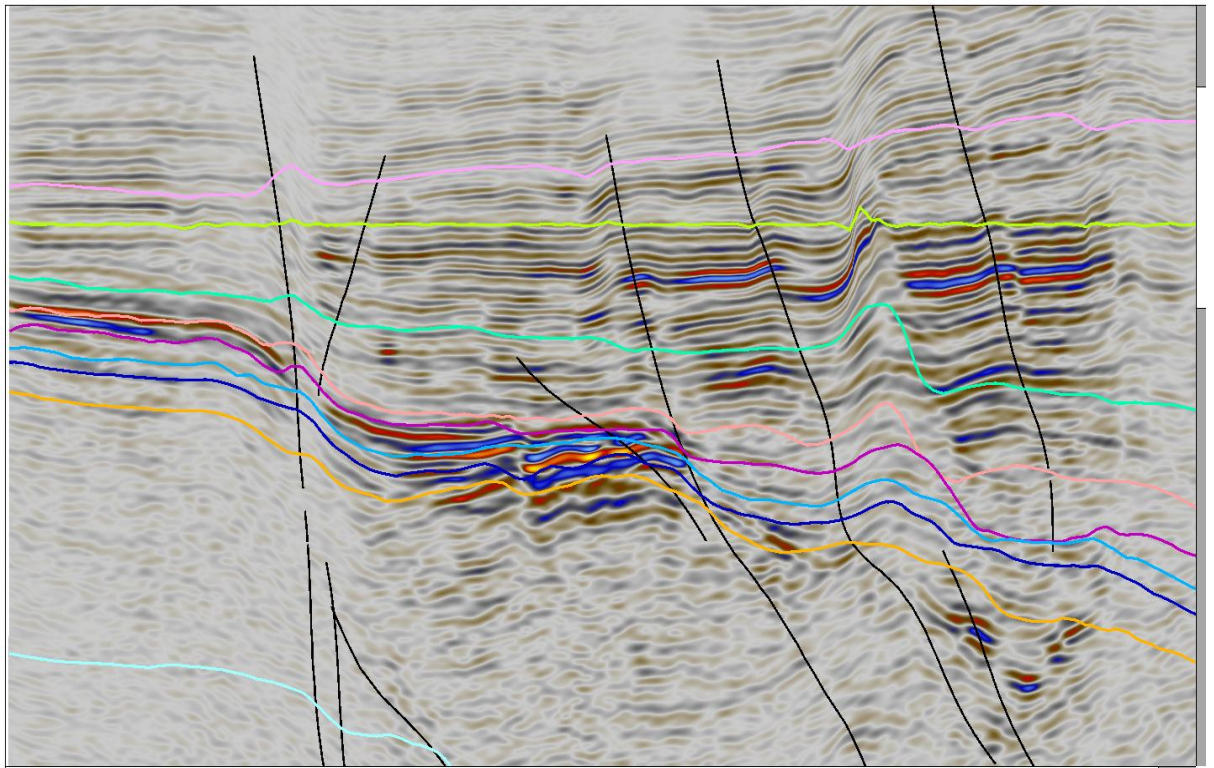


Рисунок 3.3.16 – Вертикальний перетин кубу когерентності по крослайну 115

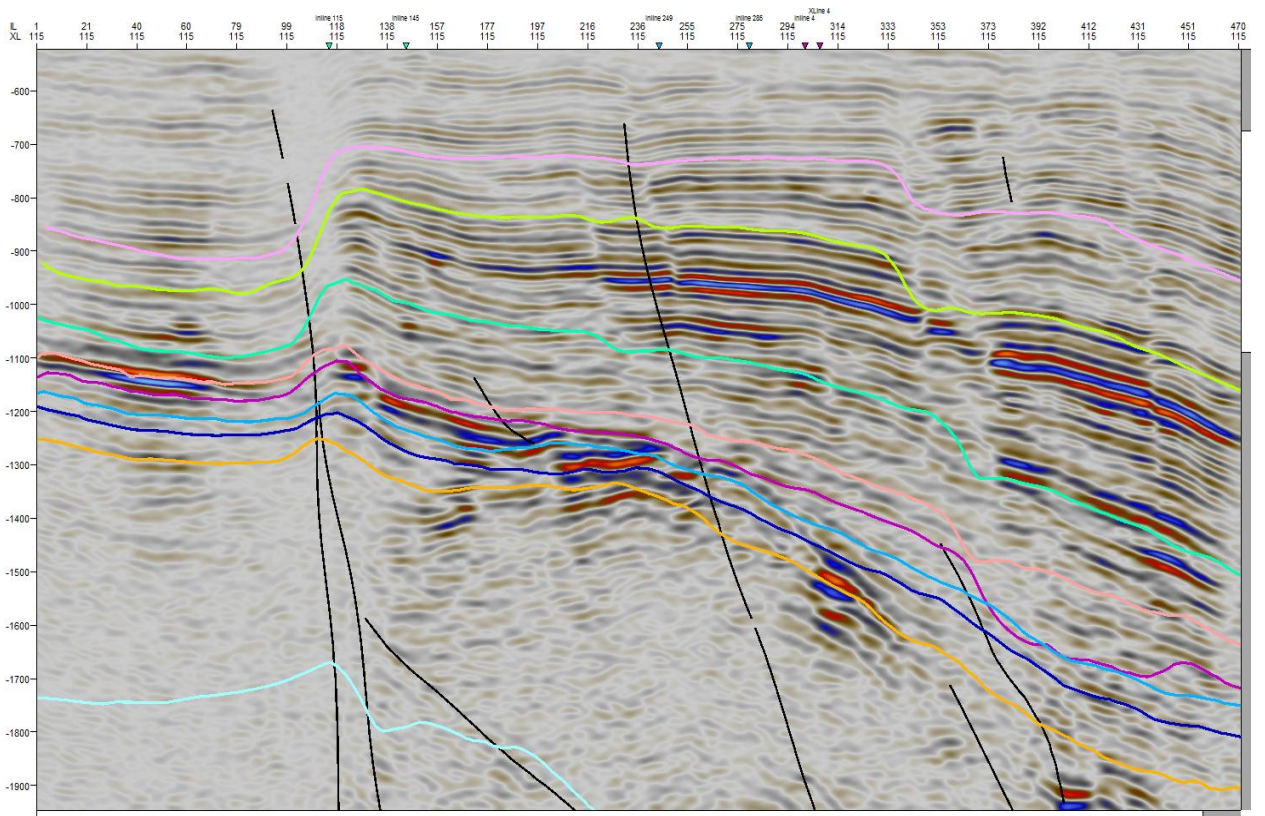


а)

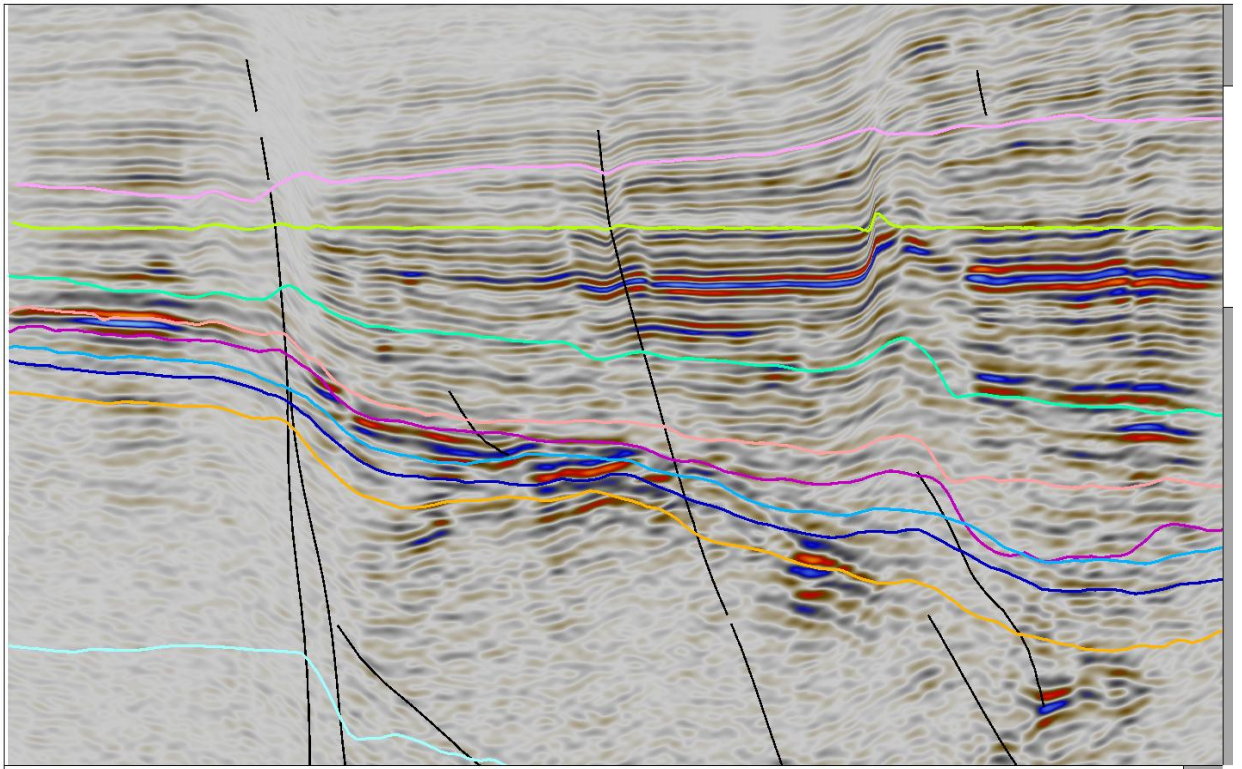


б)

Рисунок 3.3.17 – Фрагмент вертикального перетину часового кубу 3D по крослайну 100: а) звичайна візуалізація, б) візуалізація з вирівнюванням на сейсмічний горизонт $V_{B_3}^2 (C_{1V_1})$



а)



б)

Рисунок 3.3.18 – Фрагмент вертикального перетину часового кубу 3D по крослайну 115: а) звичайна візуалізація, б) візуалізація з вирівнюванням на сейсмічний горизонт V_{b2-p} (C_1V_2)

Для побудови об'ємної структурної моделі родовища автором вперше в Україні було використано методику VBM.

Новий метод для моделювання горизонтів Volume Based Modeling (VBM) включає в себе інноваційні алгоритми, що створені для побудови структурних моделей зі складною мережею розломів.(рис 3.3.19)

VBM одночасно моделює всі узгоджено залягаючі горизонти, як окрему послідовність, що виключає пересічення горизонтів які зазвичай виникають при невеликій потужності пластів[118,132,134].

В основі VBM лежить розрахунок ізостратиграфічних властивостей, які контролюють геометрію всіх вихідних даних. За рахунок цього горизонти не тільки відповідають вихідним даним, але й зберігають стратиграфічну цілісність, що відображається в узгодженості товщ і зміщень вздовж розломів.

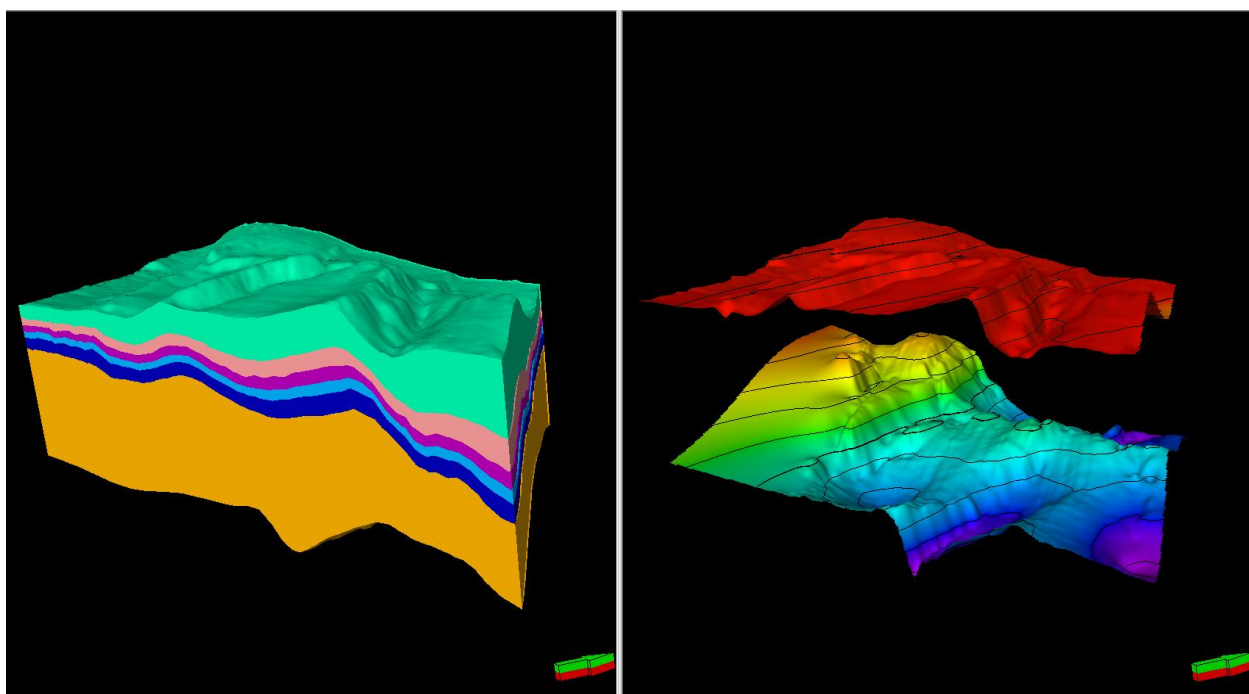


Рисунок 3.3.19. Порівняння структурної моделі за методом VBM (Volume Based Modeling) та традиційного структурного моделювання

3.4 Інтерпретація даних ГДС

3.4.1. Умови проведення промислово-геофізичних досліджень, якість первинних даних.

На Ливенському родовищі пробурено 6 глибоких свердловин з метою пошуків, розвідки і експлуатації покладів вуглеводнів у відкладах візейського ярусу нижнього карбону і верхнього девону.

Промислово-геофізичні дослідження проводились в свердловинах типової конструкції. Верхня частина розрізу розбурювалась долотами Ø393,7 мм, 295,3 мм і перекривалась технічними колонами відповідно Ø 324 мм до глибини 130-238 м та Ø 245 мм до глибини 1030-1500 м з метою перекриття водоносних пісковиків, а також нестійких аргілітів, здатних поглинати промивальну рідину та утворювати обвали. Продуктивна частина розрізу розкривалась долотами Ø 215,9 мм та обсаджувалась експлуатаційною колоною Ø 140x168 мм в інтервалі глибин 1579-3150 м в залежності від знаходження об'єктів, рекомендованих до випробування. В свердловині № 2 нижня частина експлуатаційної колони в інтервалі 1579-1680 м обладнана фільтром.

Буріння та промислово-геофізичні дослідження продуктивної частини розрізу проводилось на гуматно-акрилово-калієвій промивальній рідині з наступними параметрами: густина 1,16-1,18 г/см³, в'язкість 25-80 сек, водовіддача 4-6 см³/30 хв, питомий опір 0,5-1,2 Ом·м.

Пластові води продуктивних горизонтів Ливенського родовища відносяться до хлоркальцієвого типу. Їх мінералізація, визначена шляхом хімічного аналізу проб пластової води, відібраної безпосередньо із свердловин при випробуванні водоносних об'єктів, становить 115,5-149,3 г/л.

Питомий електричний опір пластової води продуктивних горизонтів в пластових умовах на Ливенському родовищі змінюється від 0,035 Ом·м до 0,050 Ом·м.

Вимір термоградієнта на родовищі проведено в свердловинах № 1 до глибини 3148 м та № 7 до глибини 1500 м. Температура в межах

продуктивних горизонтів змінюється від 48°C до 64°C. Згідно цих даних геотермічна ступінь в межах продуктивної товщі складає 34,5 м на 1°C, відповідно середнє значення градієнту становить 2,9°C на 100 м.

Для вивчення розрізу продуктивних горизонтів родовища застосовувався перевірений на багатьох родовищах ДДЗ обов'язковий комплекс ГДС, який дозволив успішно вирішувати як загальногеологічні задачі по літологічному розчленуванню та кореляції розрізів, так і промислово-геофізичні по виділенню колекторів, оцінці їх ефективної товщини, пористості, характеру насичення, коефіцієнтів газонасичення, відбивці контактів та контролю технічного стану свердловин.

Комплекс геофізичних досліджень в свердловинах включав наступні методи:

- 1) стандартний каротаж і СП;
- 2) БКЗ, СП;
- 3) кавернометрія та профілеметрія;
- 4) радіоактивний каротаж (ГК, ННК-Т, ІННК);
- 5) мікрокаротаж (МК);
- 6) боковий каротаж (БК);
- 7) боковий мікрокаротаж (БМК);
- 8) індукційний каротаж (ІК);
- 9) акустичний каротаж (АК);
- 10) термометрія;
- 11) інклінометрія;
- 12) газовий каротаж;
- 13) прямі методи дослідження свердловин:
 - а) випробування пластів випробувачами на трубах (ВПТ);
 - б) випробування пластів випробувачами на каротажному кабелі (ВПК);
- 14) акустичний цементомір (АКЦ), відбивання цементного кільця (ВЦК);

15) перфорація та контроль якості перфорації.

Дослідження пошукового масштабу (масштаб глибин 1:500) виконувались по всьому стволу свердловини, а детальний комплекс (масштаб глибин 1:200) в інтервалах, перспективних у нафтогазоносному відношенні.

Для уточнення характеру насичення та фільтраційно-ємнісних властивостей проводились випробування у відкритому стволі за допомогою випробовувача пластів на трубах (ВПТ) та відбір проб приладами на каротажному кабелі (ВПК). Виконувались роботи по вивченню технічного стану свердловин і контролю за розробкою родовища.

Всього на Ливенському родовищі досліджено 6 свердловин, які при вибої розкрили нижньовізейські (свердловини №№ 2, 4, 6) та верхньодевонські відклади (свердловини №№ 1, 3, 7).

Матеріали ГДС разом із керновими даними і даними випробування пластів в процесі буріння дозволили вирішити наступні геологічні задачі:

- літолого-стратиграфічне розчленування розрізів свердловин, кореляція їх між собою, уточнення геологічної будови родовища;
- виділення колекторів в розрізах, розкритих свердловинами, і кількісна оцінка їх фільтраційно-ємнісних властивостей;
- дані інклінометрії використовувались при геологічних побудовах.

3.4.2. Методика інтерпретації даних ГДС

З метою вивчення розкритих свердловинами розрізів були проаналізовані відповідні геолого-геофізичні матеріали: результати геофізичних досліджень свердловин (ГДС), заключні висновки по результатах обробки та інтерпретації даних ГДС, дослідження керну, дані випробувань свердловин як в процесі буріння, так і в експлуатаційній колоні.

Літологічне розчленування та інтерпретація розрізів за матеріалами ГДС виконувались згідно прийнятій методиці для карбонатних і теригенних порід Дніпровсько-Донецької западини. Задача кореляції вирішувалась по комплексу геофізичних методів, перш за все, по стандартному, радіоактивному, акустичному каротажах та кавернометрії, а також в процесі

деталізації комплексу ГДС масштабу 1:200, аналізу палеонтологічних та петрографічних досліджень [21, 22, 97, 106].

Розріз Ливенського родовища, представлений породами різного літологічного складу, добре диференційований за фізичними властивостями: питомим електричним опором, природною та наведеною радіоактивністю, швидкістю повздовжніх хвиль та ін.. Така різноманітність фізичних властивостей дозволяє за рядом ознак визначити в розрізі породи різного літологічного складу (пісковики, алевроліти, вапняки, аргіліти та ін.) і виділити характерні репери, по яких можна прослідкувати окремі горизонти та виконати міжплощинну і регіональну кореляцію. Результати кореляції наведено в таблиці 1.1.

Для обчислення коефіцієнтів пористості розрізів, розкритих свердловинами використані статистичні залежності між даними досліджень кернів (K_p^k) та геофізичними параметрами (ΔT , $\Delta \gamma$, α_{sp}). При визначенні пористості в досліджуваних пісковиках, в основному, використовувались залежності типу $K_p = f(\Delta T, \Delta \gamma)$ з урахуванням глибини. В поліміктових пісковиках, у зв'язку з впливом на покази кривої ГК підвищеної радіоактивності, значення K_p оцінювались по залежностях $K_p = f(\Delta T, \alpha_{sp})$ з урахуванням глибини.

$$K_p = -12,7832 + 0,1575 \Delta T + 16,7792 \alpha_{sp} - 3,4720 \ln H, \quad R=0,909, \quad (3.1)$$

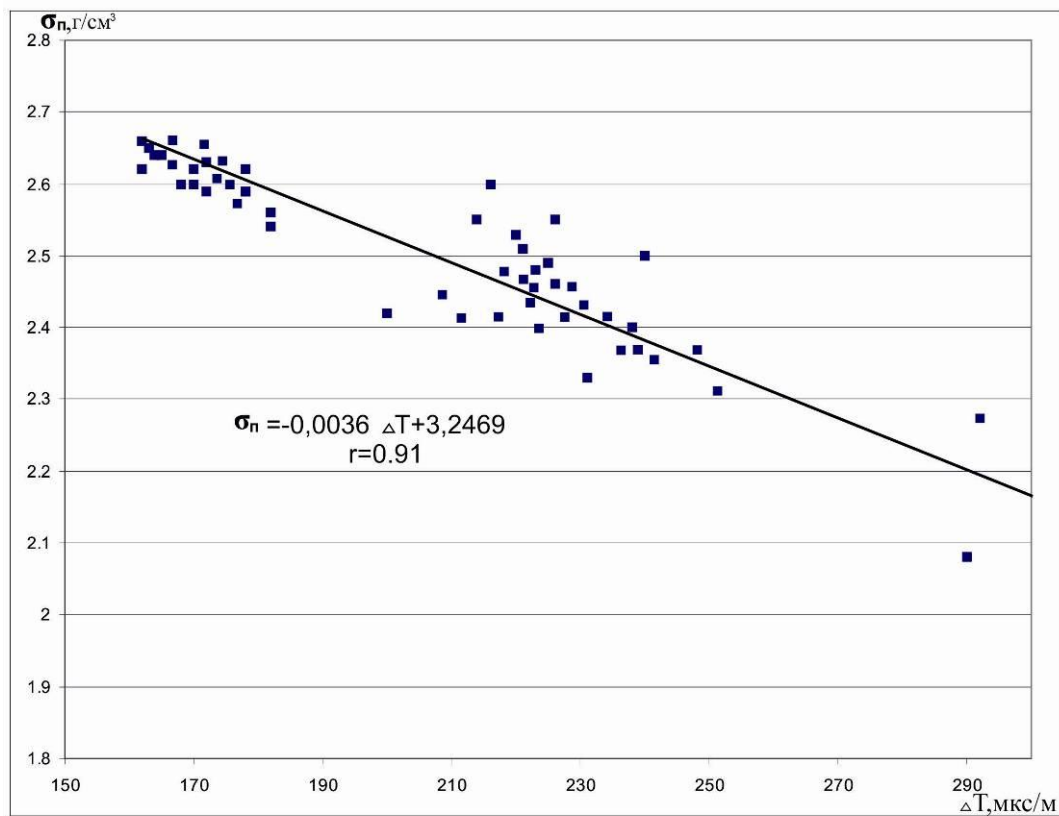
$$K_p = 19,1730 + 0,1514 \Delta T - 18,9800 \Delta \gamma - 5,2490 \ln H, \quad R=0,885. \quad (3.2)$$

В карбонатному розрізі використовувалась загальна залежність для карбонатних порід ДДз, яка має вигляд:

$$K_p = -31,73 + 0,213 \Delta T - 6,825 \Delta \gamma \quad (3.3)$$

На етапі встановлення кореляційного зв'язку між відкритою пористістю, визначеною за даними ГДС і сейсмічним імпедансом виникли певні труднощі. Оскільки гама-гама-щільнісний каротаж (ГГК-Щ) не виконувався в жодній свердловині Ливенського родовища, то для створення теоретичних кривих щільнісного каротажу були використані статистичні

залежності між густиною, визначеною за даними керну, та інтервальним часом пробігу поздовжньої хвилі ΔT за виміром АК (рис 3.4.1).



ΔT - інтервальний час пробігу поздовжньої хвилі за даними АК, мкс/м

σ_p - густина гірських порід, г/см^3

Рисунок 3.4.1 – Залежність інтервального пробігу поздовжньої хвилі (ΔT) від густини гірських порід (σ_p)

Рівняння регресії має вигляд:

$$\delta_{\text{п}} = -0.0036 \cdot \Delta T - 3.2469,$$

де $\delta_{\text{п}}$ – густина, г/см³;

ΔT – інтервальний час пробігу поздовжньої хвилі за даними АК, мкс/м.

Інтерпретація даних ГДС і побудова кроспловів для одержання кореляційних залежностей між фільтраційно-ємнісними властивостями колекторів і параметрами ГДС виконувались за допомогою комп'ютеризованої технології „Геопошук” [100, 110].

Отримані масиви вхідних даних щільнісного гама-гама-каротажу, відкритої пористості та акустичного імпедансу за промислово-геофізичними даними по свердловинах дозволили знайти кореляційні залежності між цими величинами (рис 3.4.2), які лягли в основу побудови кубів розподілу пористості на Ливенській площі.

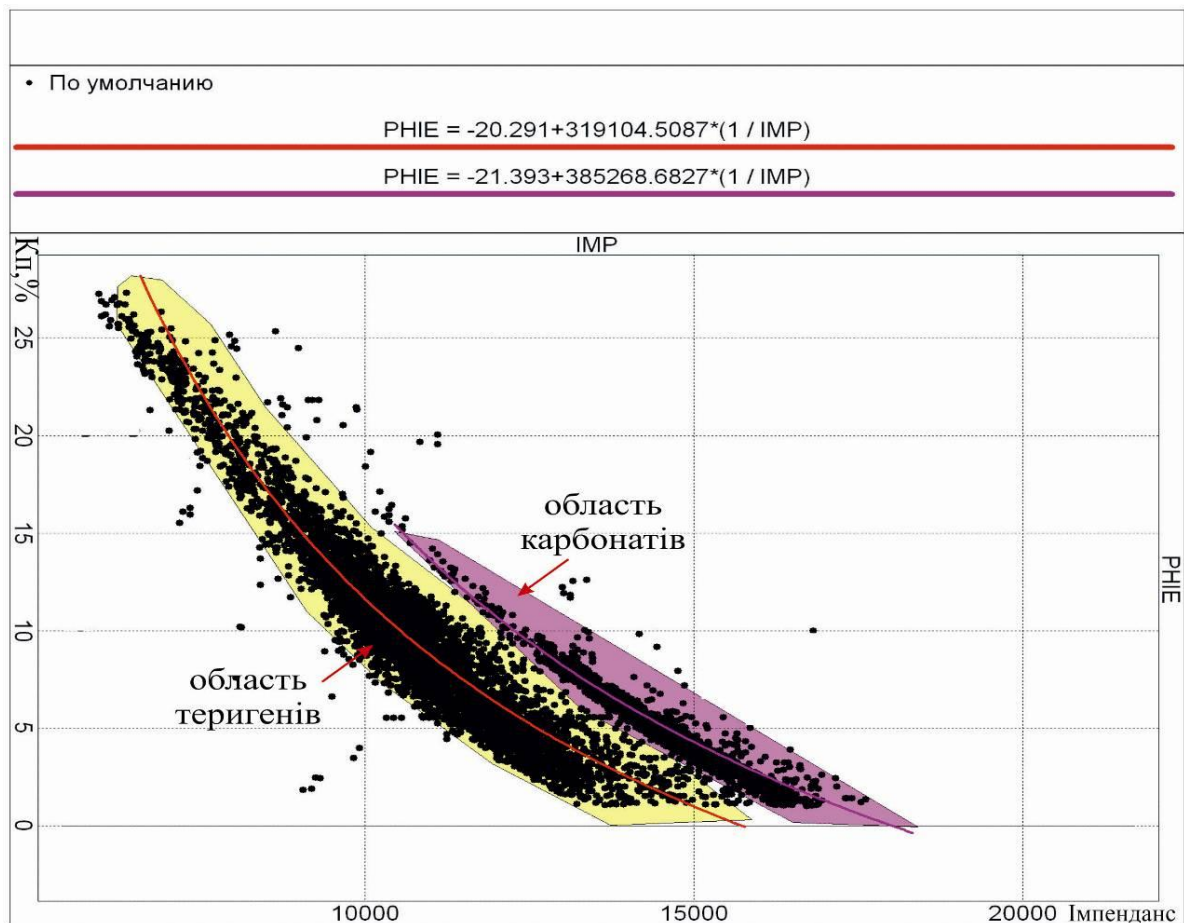


Рисунок 3.4.2 – Зв'язок відкритої пористості, визначеної за даними ГДС, з акустичним імпедансом для теригенних і карбонатних порід Ливенського родовища

3.5 Методика проведення сейсмічної інверсії

Сейсмічна інверсія – це процес трансформації сейсмічних даних в дані петрофізичних властивостей середовища методом розрахування моделі акустичного імпедансу з використанням даних ГДС. Під нею розуміють перетворення часового розрізу в розріз акустичного імпедансу $\chi = \delta_n * V$:

де δ_n – густина, V – швидкість.

Для отримання якісного кубу акустичного імпедансу велике значення має не тільки вхідний сейсмічний матеріал, достатня кількість пробурених свердловин, але і кондиційність каротажних кривих, які лягли в основу сейсмічної інверсії.

При виконанні сейсмічної інверсії використовується свердловинна інформація для побудови трендової моделі, а також для встановлення регресивних залежностей між розрахованими кривими акустичного імпедансу та ємнісно-фільтраційними властивостями, які надалі використовуються при перерахунку отриманого матеріалу в кубі (розрізи) петрофізичних властивостей [111, 113, 139].

3.5.1 Методика розрахунку акустичного імпедансу.

Розрахунок кубу пористості

При прогнозуванні колекторських властивостей перспективних інтервалів розрізу в складнопобудованих резервуарах використовуються сучасні технології комплексної інтерпретації даних сейсмозвідки та ГДС. Така технологія закладена в програмному продукті Vanguard, компанії Paradigm, яка дозволяє створювати структурні моделі резервуару, працювати в інтерактивному режимі з даними ГДС, які надалі використовуються при сейсмічній інверсії. Дані перетворення складаються з розрахунку як акустичного так і пружного імпедансу і пов'язані із виконанням наступних процедур трансформації сейсмічної та каротажної інформації:

1. Перетворення кривих акустичного каротажу у швидкості повздовжних хвиль.
2. Розрахунок кривих густини.

3. Мультисвердловинна калібровка даних ГДС та сейсморозвідки.
4. Розрахунок кривих P-impedance (S-impedance)
5. Створення фонові моделі.
6. Розрахунок кубів (розрізів) акустичного (Acoustic-impedance) та пружного (Elastic- impedance) імпедансів.
7. Розрахунок кубу (розрізу) синтетичних трас.
8. Встановлення регресивної залежності між кривими акустичного (P-impedance) імпедансу, пористістю та піщанистістю.
9. Розрахунок кубу (розрізів) пористості та флюїдонасичення.
10. Побудова карт пористості та флюїдонасичення в межах продуктивних інтервалів розрізу.

Алгоритм побудови моделі акустичного імпедансу з подальшим перерахунком їх в петрофізичні властивості зображено на рис. 3.5.1.

Одним з важливих шляхів виконання інверсійних перетворень є розрахунок синтетичної сейсмограми (рис. 3.5.2) та виділення елементарного імпульсу. Для цього при виконанні інверсії на Ливенській площі використовувались дані акустичного, щільнісного гама-гама-каротажу та ВСП по 6 свердловинах Ливенського родовища, які знаходяться в різних геологічних умовах (№№ 1, 2, 3, 4, 6, 7). Для прикладу на рисунку 3.5.2 представлені криві густини, пористості, швидкості пружних хвиль по свердловині № 1 Ливенська. За допомогою розрахованої синтетичної сейсмограми для глибинно-часової прив'язки каротажних даних була виконана мультисвердловинна калібровка даних ГДС і сейсморозвідки (рис. 3.5.3). Це дало змогу підвищити якість отриманих результатів в першу чергу кубу акустичного імпедансу, який лежить в основі подальших трансформацій.

На жаль, на площі досліджень щільнісний гама-гама-каротаж не проводився, тому для розрахунку кривої P-impedance використовувалися залежності між акустичним каротажем і щільністю порід визначених за даними керну [18, 19, 32, 80].

Наступним етапом проведення сейсмічної інверсії було створення фонові моделі з використанням розрахованої кривої P-impedance (рис. 3.5.4), необхідної для виконання амплітудної інверсії. Vanguard дає можливість створювати фонову модель геостатистичним методом, шляхом інтерполяції каротажних даних за методом Крігінга вздовж мікро та макро поверхонь.



Рисунок 3.5.1. – Схема алгоритму розрахунку фільтраційно-ємнісних властивостей середовища з використанням акустичної інверсії

Після побудови кубу акустичного імпедансу (рис. 3.5.5) розраховувались регресивні залежності між кривими акустичного імпедансу (P-impedance) та пористості, які в подальшому приймали участь в

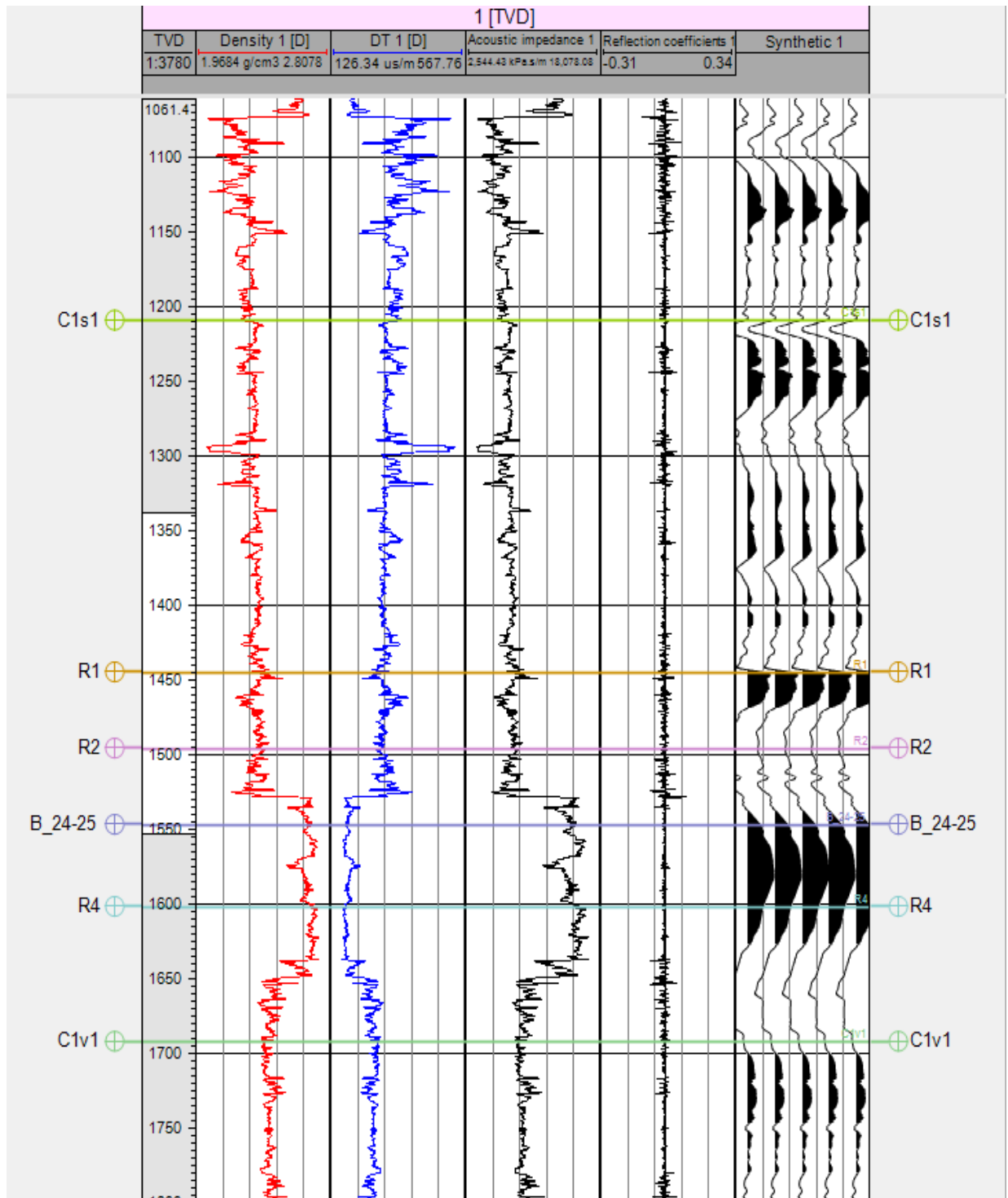


Рисунок 3.5.2 – Вхідні дані для розрахунку трендової моделі по свердловині № 1 Ливенська

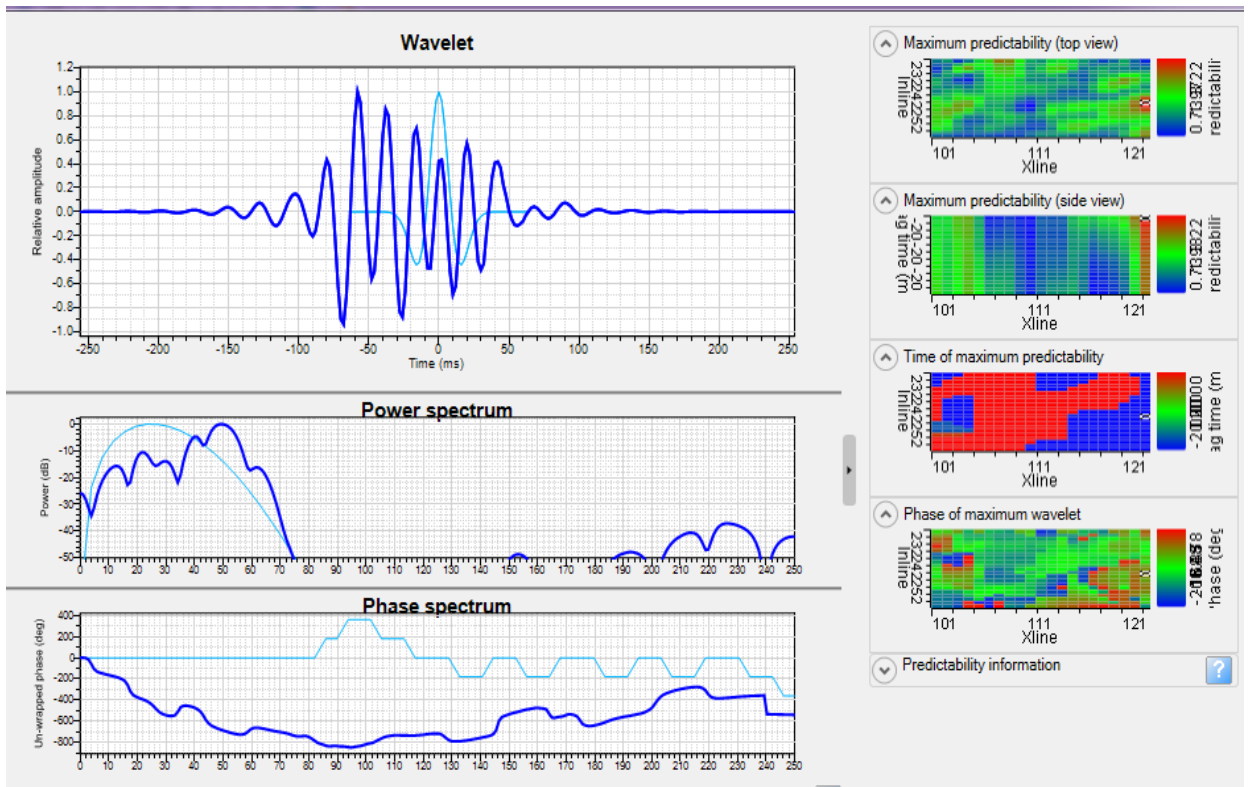


Рисунок 3.5.3 – Мультивердловинна калібровка даних ГДС та сейсморозвідки

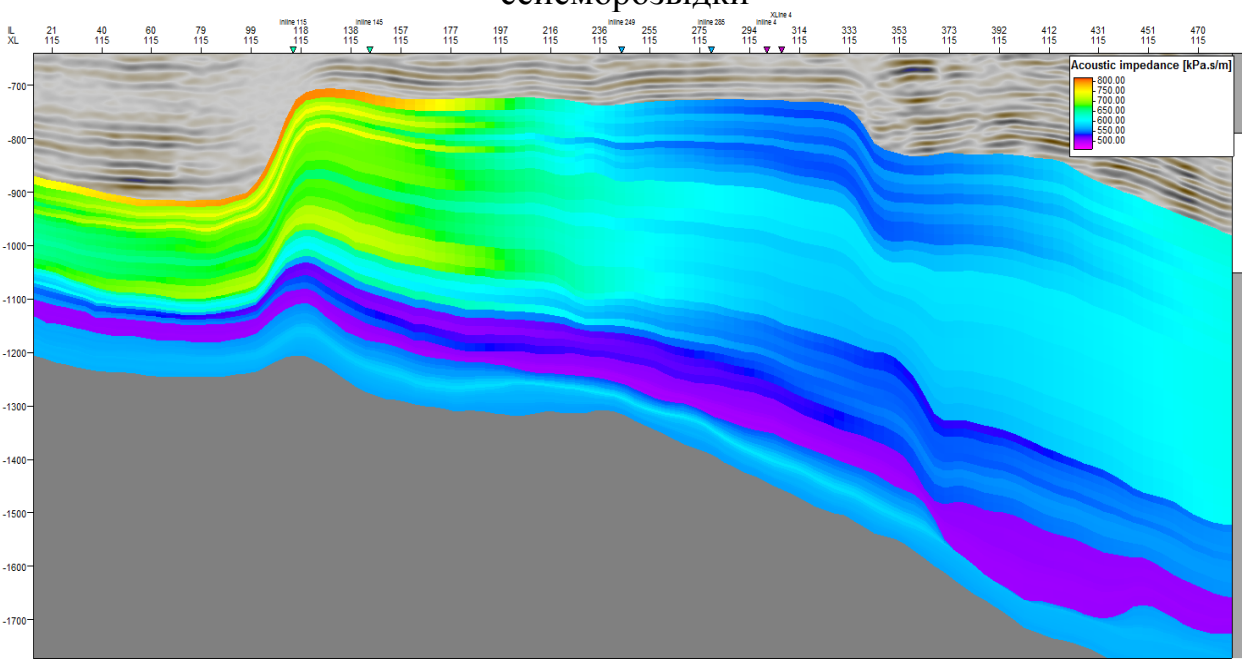


Рисунок 3.5.4 – Розрахунок фонові моделі з використанням розрахованих даних P-impedance (фрагмент Inline 240)

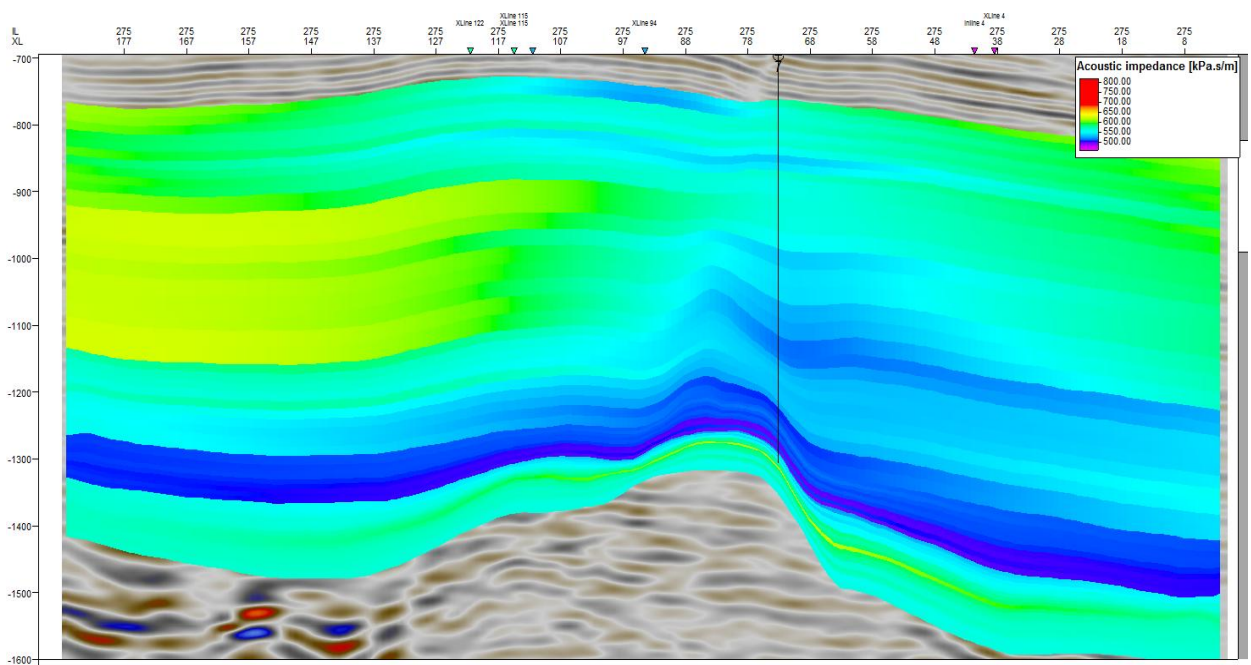


Рисунок 3.5.5 – Розрахунок кубу акустичного імпедансу в заданому інтервалі розрізу (профіль Inline 275 через свердловину № 7 Ливенської площі)

розрахунку кубу пористості (рис. 3.5.6). У визначенні залежності використані дані по 6 свердловинах, де попередньо була розрахована відкрита пористість. Коефіцієнт кореляції одержаної залежності в межах Ливенської площі становить 0,92.

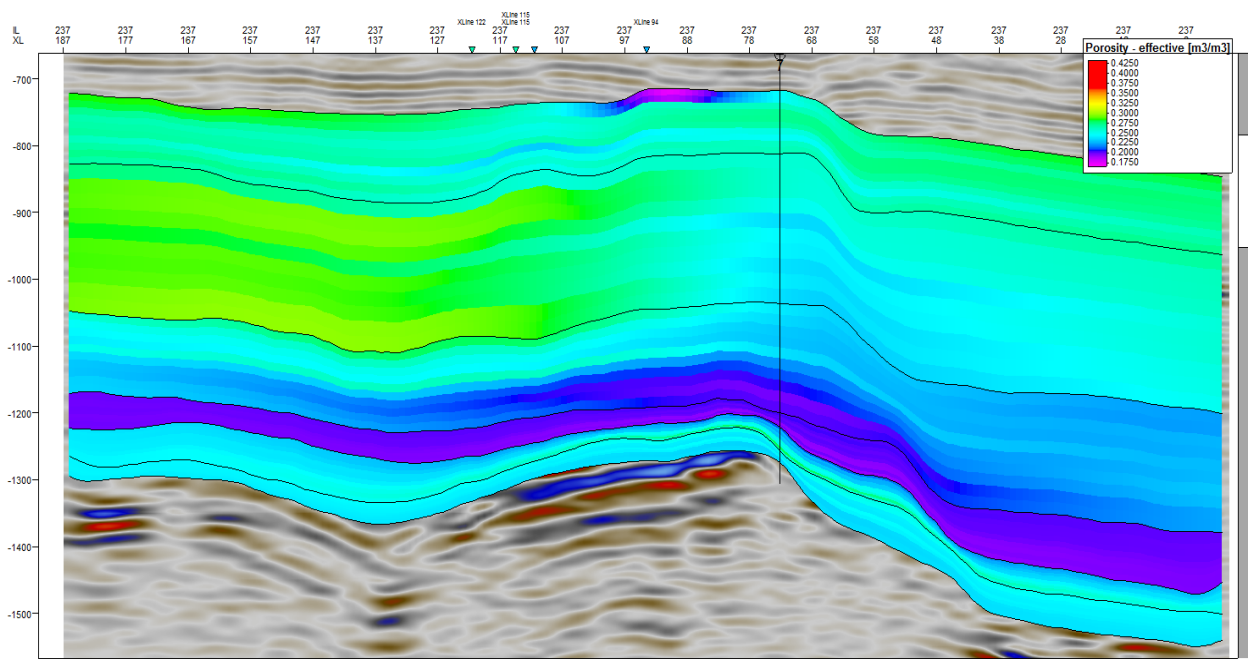


Рисунок 3.5.6 – Розрахунок кубу пористості в заданому інтервалі розрізу (профіль Inline 237 через свердловину № 7 Ливенської площі)

При використанні стандартних часових розрізів виділення та слідкування літологічної мінливості в межах продуктивного горизонту дуже невпевнене, тому для виділення зон з покращеними колекторськими властивостями використовувались розраховані розрізи пористості, де можна виділити окремі зони, які відповідають продуктивним пластам, виділеним за даними інтерпретації ГДС, товщиною 10-15 м та більше.

Для визначення розповсюдження пісковиків по площі, та виділення зон з покращеними ємнісно-фільтраційними властивостями, розраховувалися карти пористості вздовж кожного продуктивного горизонту [81].

3.5.2 Методика розрахунку пружного імпедансу. Побудова карт флюїдонасичення

Не менш важливою та актуальною задачею є аналіз впливу пластових флюїдів, насиченість порід, на густину та швидкість як поздовжніх так і поперечних хвиль. З метою визначення істинних характеристик порід застосовується моделювання пружних властивостей середовища. Вихідними даними при цьому є криві отримані за результатами інтерпретації даних ГДС: пористість, коефіцієнт газо-, водонасичення, апіорна інформація про літологічний склад порід. В результаті петрофізичного моделювання отримують криві пружних властивостей осадових порід (інтервальний час пробігу поздовжньої та поперечної хвилі та щільність). Нажаль, як зазначалося раніше на даній території відсутні дані як щільнісного каротажу так і АКШ (швидкість поперечних хвиль), тому нестача даних компенсувалася теоретично розрахованими кривими. В основу розрахованої густини лягло визначення залежності між ΔT та густиною визначеною за лабораторними дослідженнями кернавого матеріалу.

Під пружною інверсією розуміють знаходження по розподілу амплітуд на сейсмограмах пружних параметрів середовища V_p (швидкість поперечної хвилі), V_s (швидкість поздовжньої хвилі) та ρ .

Методика розрахунку пружного імпедансу суттєво не відрізняється від акустичного методика розрахунку якого описана в попередньому розділі. Основною відмінністю є розрахунок швидкості розповсюдження поперечних хвиль (V_p).

Для розрахунку швидкості поперечних хвиль були використані результати багаточисельних вимірів акустичного хвильового каротажу, сейсмозвідки та лабораторних даних, в результаті було встановлено, що для різних літологічних різностей V_s має майже лінійну залежність з V_p . Для "аргіліто-глинистої лінії" вона має наступний вигляд:

$$V_s = 0.86 V_p - 1172 \text{ ("mudrock line")}$$

Розраховані дані V_p лягли в основу розрахунку кривих Elastic-impedance, які в подальшому інтерполюються в міжсвердловинному просторі з врахуванням поведінки відбиваючих горизонтів на весь об'єм сейсмічного матеріалу.

Для визначення залежності між кривими Elastic-impedance та флюїдонасичення в кожній свердловині вивчаються кросплоти (розраховані залежності) в межах продуктивного інтервалу В-26.

Карти флюїдонасичення розраховувалися в теригенних відкладах продуктивного горизонту В-26 де по результатах буріння був встановлений газоводяний контакт.

3.5.3 Розрахунок карт фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів

Розрахунок карт ФЄВ проводилось в три етапи.

На першому етапі в розкритих свердловинами розрізах, за якісними ознаками ГДС, проводилось їх літологічне розчленування і виділення інтервалів пластів, що можливо володіють колекторськими властивостями.

На другому етапі розраховувались кількісні фільтраційно-ємнісні параметри виділених інтервалів, на основі петрофізичних зв'язків типу

«керна-ГДС», які вивчалась за даними лабораторних досліджень зразків керну та геофізичними методами.

Лабораторні дослідження керну виконувались в петрофізичній лабораторії геологічного факультету Київського національного університету імені Тараса Шевченка.

Виходячи з подібності колекторських та геофізичних властивостей, досліджувані відклади були розділені на 2 групи: карбонатні породи візейського ярусу нижнього карбону (продуктивні горизонти В-24-25) і теригенні породи візейського ярусу нижнього карбону (продуктивні горизонти В-22-23, В-26).

За даними досліджень керну відкрита пористість вапняків (по окремих зразках) змінюється в діапазоні 0,2-7,5 %, пористість пластів колекторів складає 5,4 %, 5,7 % (горизонт В-24-25). За ГДС пористість продуктивних колекторів дорівнює 5,5-10,5 %, водоносних – 5,5-12,0 %. Проникність вапняків змінюється від $<0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $11,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, причому більшість досліджених зразків має проникність близьку до $0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Карбонатність становить 42,4-99,9 %, частіше – 84,0 %

Аналіз лабораторних визначень кернів теригенних порід показує, що коефіцієнти пористості та проникності цієї групи колекторів змінюються відповідно в діапазоні 2,1-23,84 % та $(0,01-788,19) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Пористість колекторів змінюється в межах 10,3-23,84 % (в середньому 17,1 %), проникність – від $1,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $788,19 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (середні значення $1,4 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). За геофізичними даними пористість колекторів дорівнює 10,0-21,5 %.

Для обґрунтування нижніх границь параметрів колекторів вивчався весь комплекс промислово-геофізичних матеріалів, петрофізичні залежності, дані випробування і розробки.

Одним із основних параметрів, які визначають промислову цінність колекторів, є проникність. Відомо, що навіть при наявності значної ємності, але відсутності фільтрації пласти не можуть бути колекторами (глинисті пісковики, алевроліти, водоростеві вапняки і т.п.).

Для піщано-алевролітових порід були зіставлені величини ефективної та абсолютної проникності (рис. 3.5.7) [98, 99]. Одержана залежність при високих значеннях $K_{пр}$ підпорядковується нормальному закону розподілу. При $K_{пр.абс.} < 1,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ $K_{пр.еф.}$ різко зменшується, прямуючи до 0. Можна вважати, що нижче цієї межі пласти пісковиків втрачають якості колектора. Виходячи з цього для піщано-алевролітових порід Ливенського родовища за граничне значення абсолютної проникності приймається величина $K_{пр.абс.} = 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Ця величина не протирічить загальноприйнятій для теригенних відкладів ДДз.

Одним із важливих взаємозв'язків, які використовуються не тільки при обґрунтуванні граничних значень параметрів колекторів, які здатні акумулювати і віддавати вуглеводні та воду, а й при розробці покладів на тому чи іншому родовищі, є зв'язок між пористістю і проникністю. При зіставленні величин відкритої пористості і абсолютної проникності, одержаних в результаті лабораторних досліджень кернів, для піщано-алевролітових порід спостерігається тісна кореляційна залежність між цими параметрами (рис. 3.5.8) [104, 109].

Розкиданість точок в межах окремої залежності обумовлена, в основному, впливом мінерального та гранулометричного складу пісковиків. В даному випадку по відомій величині $K_{пр}^{р.}$, визначеній за залежністю ефективної проникності від абсолютної, яка складає для пісковиків $1,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, граничні значення $K_{п}$ дорівнюють 10,0 %.

Для карбонатних порід зв'язок між відкритою пористістю і абсолютною проникністю відсутній, що характерно для порід зі складною структурою пустотного простору – тріщинуватих і кавернозних.

Граничне значення проникності карбонатів прийняте за літературними даними $0,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ [95, 110, 127].

Граничні значення пористості визначалися також по співставленню розподілів значень $K_{п}$ для колекторів і неколекторів з використанням результатів випробування свердловин. При формуванні вибірки „сухо”, у

зв'язку з відсутністю випробуваних інтервалів з від'ємним результатом, використовувались значення K_p пластів (визначених по ГДС і керну), які по комплексу ГДС однозначно характеризуються як неколектори. При формуванні вибірки „приплив” були використані значення K_p пластів з припливних інтервалів випробування з мінімальним числом пластів, які по комплексу ГДС характеризуються як колектори. Зіставлення диференційних та інтегральних кривих розподілу пористості в „сухих” і „припливних” інтервалах показує, що значення $K_p^{гр.}$ для піщано-алевролітових порід складає 10,0 % (ефективність – 91 %) (рис. 3.5.9), а для карбонатів – 5,5 % (ефективність – 92 %) (рис. 3.5.10) [104].

$K_{пр\text{ еф.}^k}, \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$

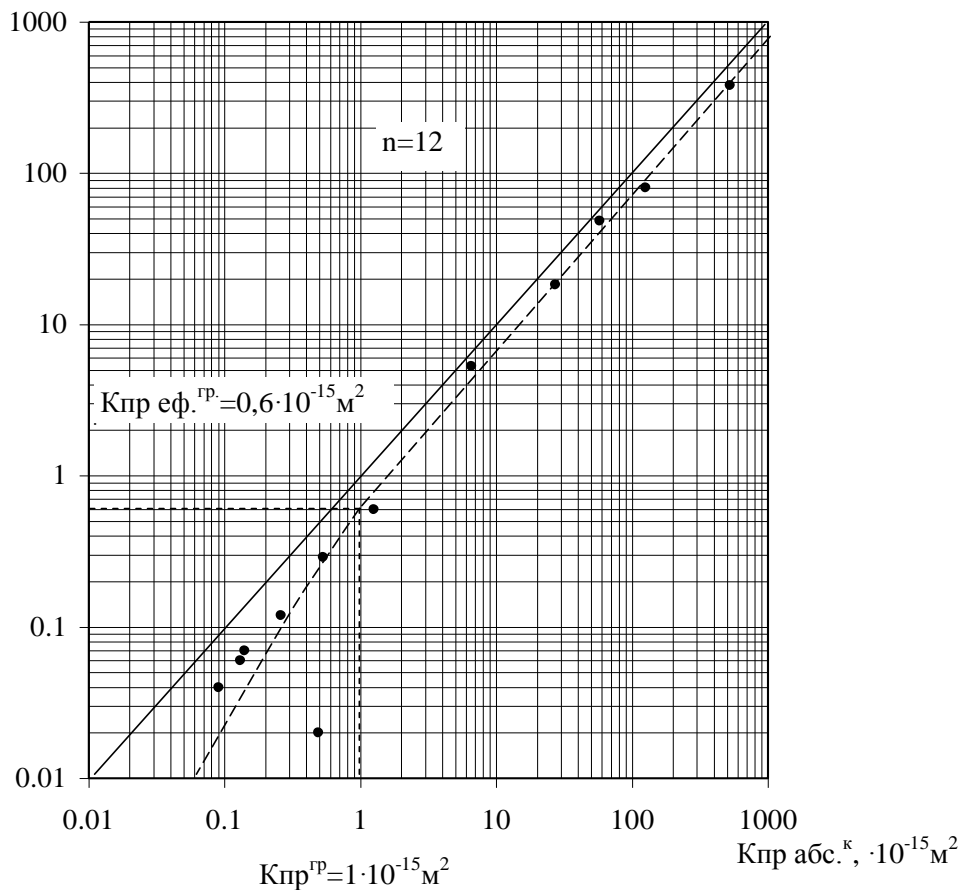


Рисунок 3.5.7 - Зіставлення ефективної проникності з абсолютною проникністю для піщано-алевролітових порід

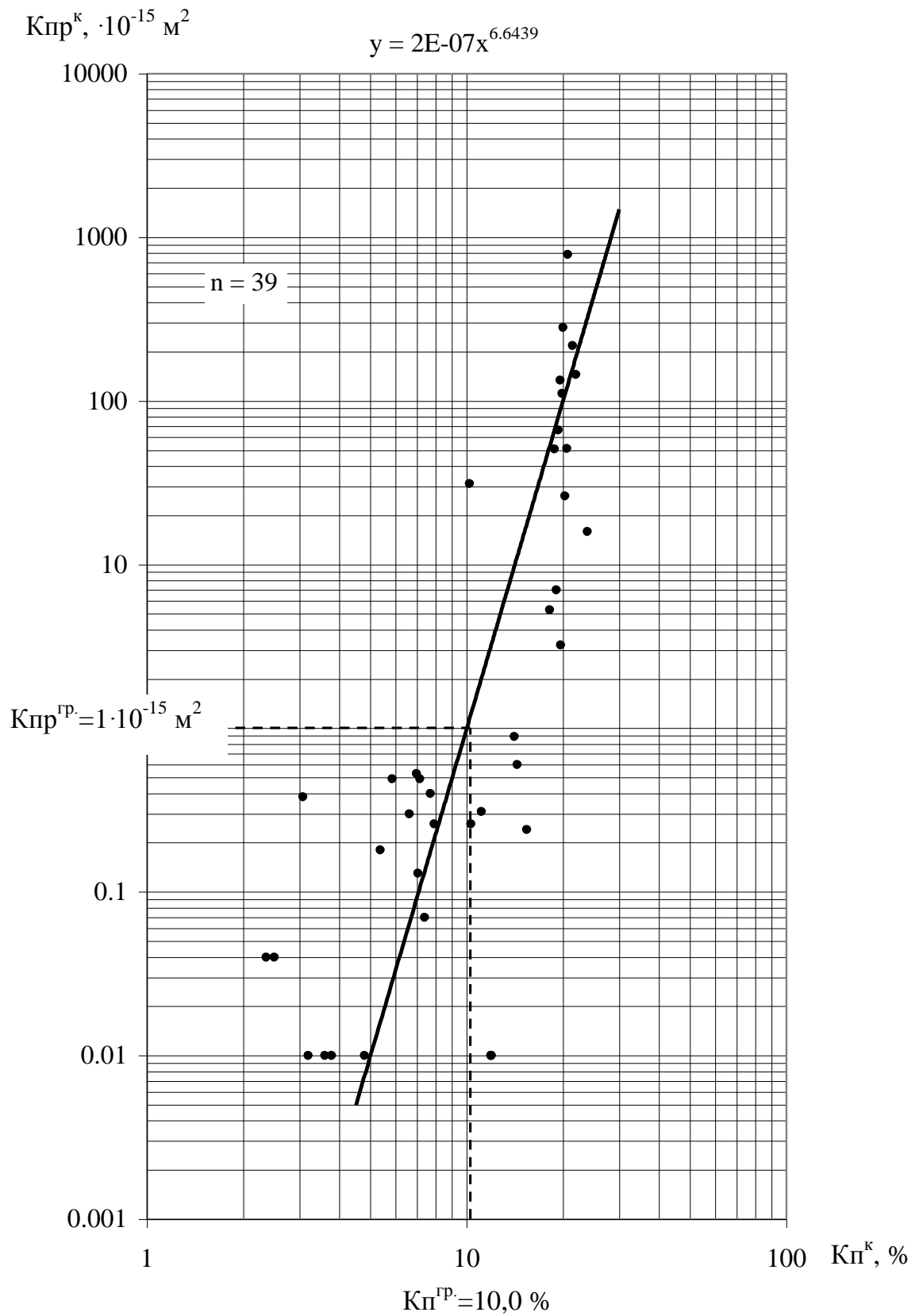


Рисунок 3.5.8 - Зіставлення пористості та проникності піщано-алевролітових порід

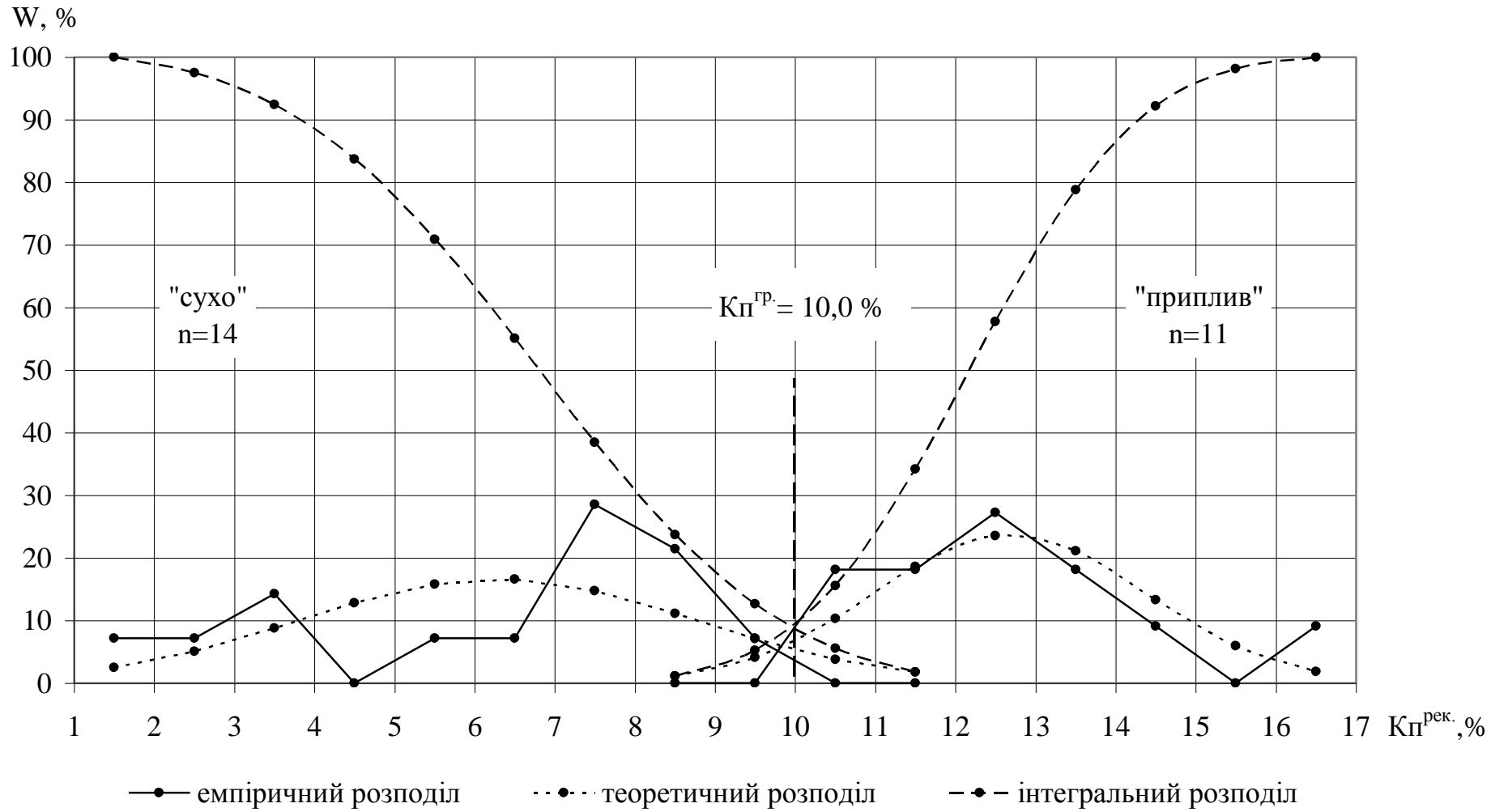


Рисунок 3.5.9 - Диференційні та інтегральні криві розподілу пористості піщано-алевролітових пластів

Отриманий розподіл ФЄВ колекторів по свердловинах ліг в основу побудови карт пористості і проникності продуктивних горизонтів В-22-23, В-24-25, В-26.

На третьому етапі розраховувались карти піщанистості горизонту В-26. Для розрахунку карт піщанистості використовувались розраховані куби імпедансу. В основу розрахунків покладені кореляційні зв'язки між акустичною жорсткістю пластів і коефіцієнтом піщанистості.

3.6 Сейсмофаціальний аналіз

Сейсмофаціальний аналіз на Ливенській площі проводився методом виділення сейсмофацій на основі аналізу зміни хвильової картини. В даний час ця технологія стає стандартною частиною процесу інтерпретації сейсмічних даних.

Метою сейсмофаціального аналізу є відновлення умов осадконакопичення та прогноз літофацій за даними сейсморозвідки. Однак прямої кореляції між певним типом малюнку хвильової картини та літологічного складу порід не існує. Так, наприклад, низькоамплітудні відбиття можуть відповідати як дуже тонким пластам, так і зонам розвитку порід одного літологічного типу. Але аналіз мінливих характеристик відбиттів у комплексі з усіма наявними даними, в першу чергу з даними ГДС, керну, випробувань, а у разі відсутності свердловин – апріорної геологічної інформації про район робіт, дають можливість зробити прогноз умов осадконакопичення та оцінити літологічний склад досліджуваного розрізу.

Якщо провести групування за ознакою вхідних і вихідних даних, можна виділити три основні групи процедур сейсмофаціального аналізу:

- класифікація ділянок трас за їх формою;
- класифікація набору карт, погоризонтних і пропорційних зрізів;
- об'ємна класифікація.

Найбільш ефективною вважається класифікація ділянок трас за їх формою з використанням технології нейронних мереж (Neural Network

Technology - NNT), що дає змогу визначати, аналізувати та інтерполювати детальні характеристики колекторів, які не виявляються іншими способами. В основі NNT лежить застосування нейронної мережі, що самоорганізовується, для розпізнавання і оцінки зміни форми сейсмічного сигналу в досліджуваному інтервалі. Здатність NNT виявляти стійкі залежності в умовах перешкод, що зустрічаються в неоднорідному середовищі, та відображати всі тонкощі сейсмічного хвильового поля дає можливість підвищити точність результату під час оцінки колекторів і геометризації їх кордонів[75].

В результаті проведеного сейсмофацального аналізу були отримані сейсмофаціальні карти, які створювались в три етапи.

На першому етапі реальні траси в досліджуваному інтервалі систематизувались за формою. Форма визначалась, як функція швидкості зміни траси від одного її відліку до іншого, тобто нахилами відрізків траси між сусідніми відліками. Таким чином, абсолютні значення амплітуди траси вважаються менш значущими, ніж її форма.

На другому етапі визначались форми модельних трас. Їх кількість фіксується користувачем і розглядається як число різних класів трас. Неодноразово перевіряючи себе, система змінює модельні траси при кожній ітерації для підбору остаточних форм, які найбільш повно описують весь діапазон зміни хвильової картини по площі.

На третьому етапі модельні траси послідовно порівнювались з реальними сейсмічними даними (траса за трасою). Кожній реальній трасі присвоювався номер того модельного класу „сейсмофацій”, до якого вона найбільш близька за „критерієм ідентичності”.

Кінцевий результат являє собою детальну карту сейсмофацій і набір модельних трас (рис. 3.6.1), що спільно описують різноманітність форм сигналів(рис.3.6.2.) по всій площі в заданому інтервалі. У процесі класифікації враховується розташування кожної траси або атрибута щодо сусідньої траси (атрибута). Тому сейсмофації, що розпізнані в результаті

класифікації, розподілені по площі в порядку, що має логічний зміст (тобто, дані, класифіковані як фації 1, повинні бути розташовані біля даних, класифікованих як фації 2, і т.д.). Кількість класів не є критичним параметром, на відміну від інших методів кластеризації (групування), оскільки модельні траси утворюють послідовність, в якій кожна дана модельна траса має найбільшу схожість зі своїми безпосередніми „сусідками”.

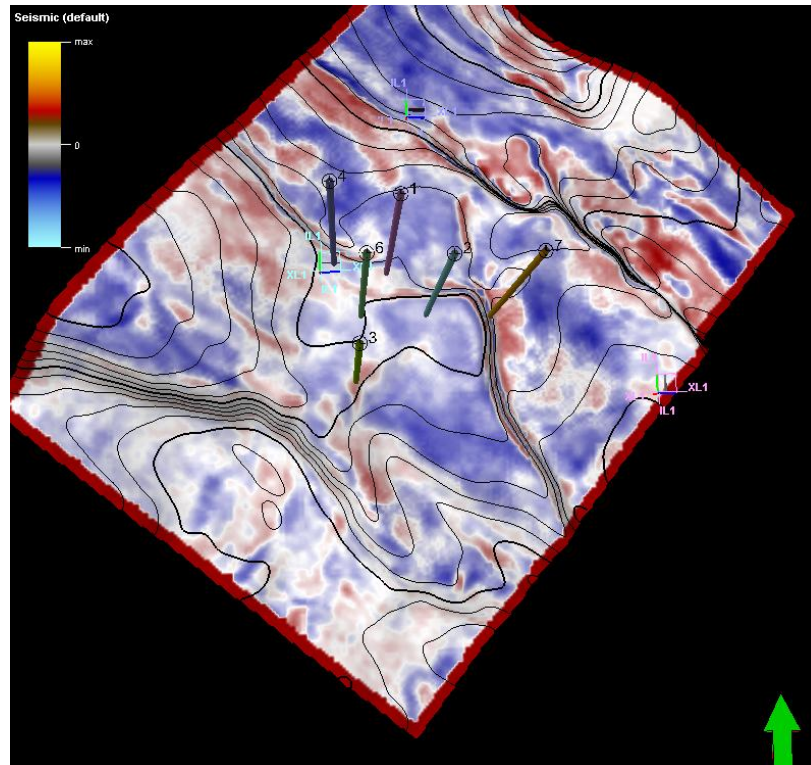


Рисунок 3.6.1 – Набір модельних трас для сейсмофацій в заданому інтервалі

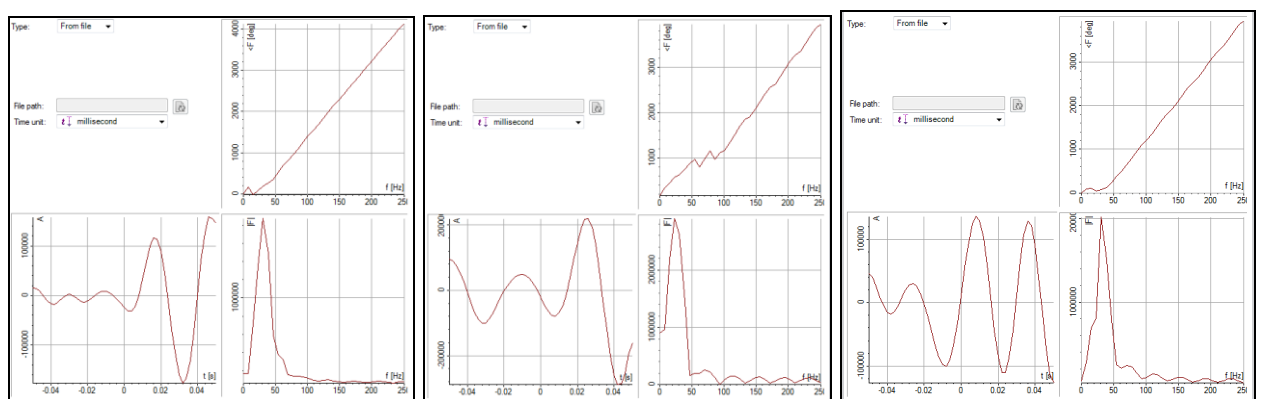


Рисунок 3.6.2. Властивості сейсмічного сигналу для виділення сейсмофацій

Розріз візейських відкладів на площі робіт має складну геологічну будову, ефективні товщини продуктивних горизонтів невитримані по латералі і по вертикалі, тому в хвильовій картині переважають інтерференційні відбиття, динамічні і кінематичні характеристики, які не вдається розпізнати без істотних похибок. Проведення кількісного прогнозу колекторських властивостей за даними свердловин на підставі зіставлення з динамічними параметрами сейсмічного запису для цього інтервалу є досить складною та енергоємною за часом роботою. Сейсмофаціальний аналіз у даному випадку був досить швидким та достатньо точним методом прогнозу зон з покращеними колекторськими властивостями.

Зручним способом контролю за процесом автоматичної класифікації і своєрідною підказкою для інтерпретації отриманих результатів є розрахунок та аналіз ряду спеціальних карт, графіків і кроспловів. Прикладом може бути розрахунок кореляційної кривої (червоного кольору на рис. 3.4.1), що представляє собою послідовність коефіцієнтів кореляції i -ї та j -ї модельних трас як функції різниці $|i - j|$ номерів цих трас. В ідеалі це має бути пряма лінія, що відображає зменшення коефіцієнта кореляції пари трас у міру зростання різниці $|i - j|$. Інтерпретація даної лінії обумовлюється зворотною кількістю класів фацій. Якщо кореляційні лінії криві, то цьому може бути кілька пояснень:

- недостатня кількість ітерацій під час вибору послідовності модельних трас (етап 2);
- занадто мало модельних трас;
- у вибраному інтервалі розрізу траси мають обмежену кількість N основних форм з кількома проміжними формами або зовсім без них;
- різка літологічна мінливість.

У такому випадку кореляційний крива може бути використана як індикатор наявності N (двох або більше) різних геологічних середовищ.

В результаті ми отримуємо карту кореляції (рис. 3.6.3). В процесі класифікації кожна сейсмічна траса порівнюється з модельними трасами, їй

присвоюється колір і номер модельної траси з найкращою кореляцією. Проте, значення коефіцієнта кореляції може бути низьким. Карта якості кореляції показує просторовий розподіл цього коефіцієнта. Синім та фіолетовим кольорами відображається висока кореляція модельних і реальних трас, голубим та зеленим кольорами, відповідно, низька кореляція.

Ще однією допоміжною картою є карта диференціації. Вона відображає різницю між присвоєної моделлю (найкраща кореляція) і наступною (найближча кореляція до найкращої). При слабкій різниці між цими значеннями зрозуміло, що „найкраща кореляція” є лише однією з безлічі. У той же час, велика різниця може служити ознакою межі різних зон осадконакопичення.

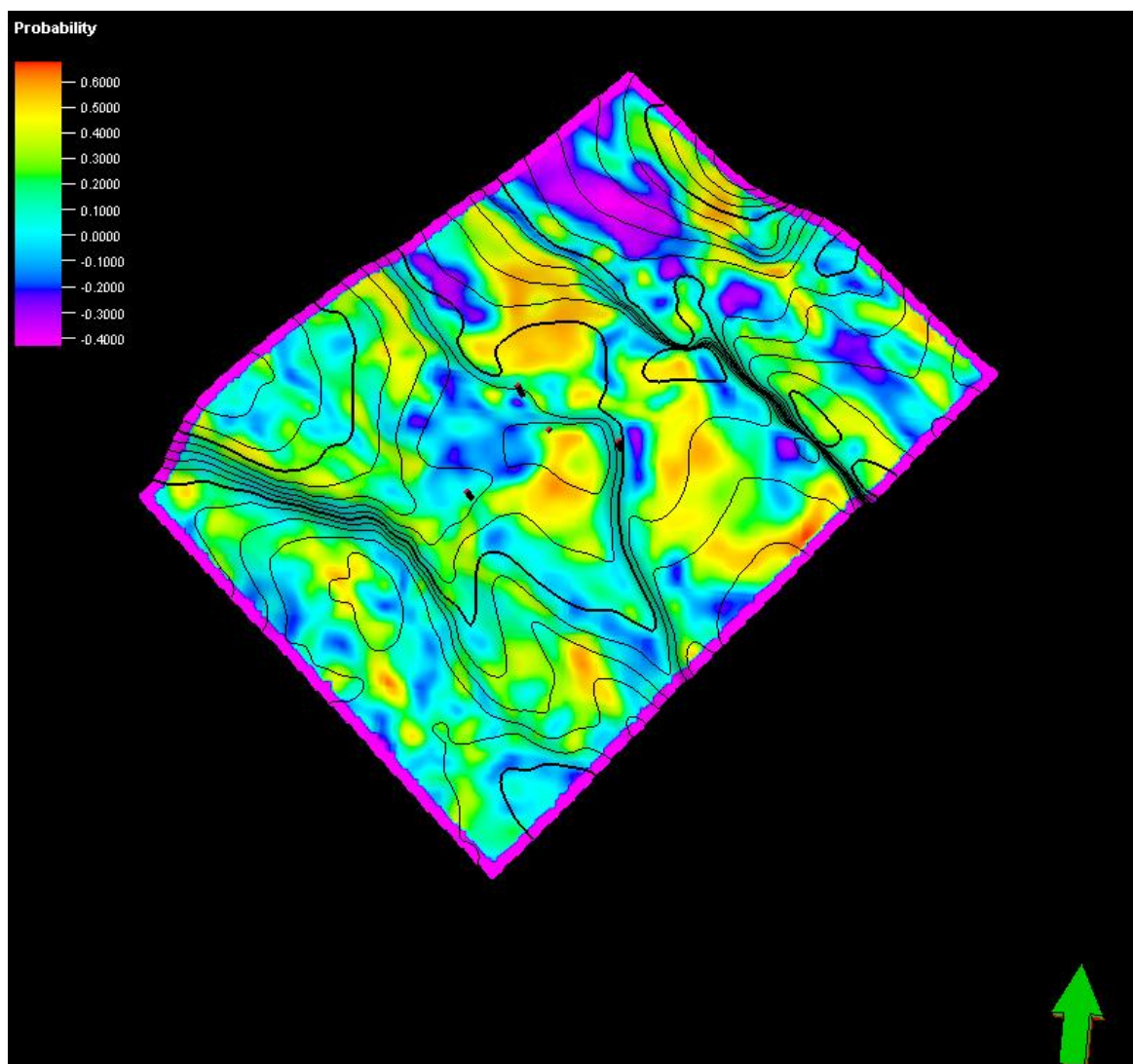


Рисунок 3.6.3 – Карта кореляції модельних та реальних сейсмічних трас

Крім вищеописаних карт для інтерпретації результатів розраховуються карти кореляції всіх трас для кожної моделі окремо. Кількість таких карт відповідає кількості класів або моделей фацій. Їх аналіз також допомагає виділити зони з подібними і різко відмінними умовами осадконакопичення.

Сейсмофаціальний аналіз в межах Ливенського родовища був проведений в межах продуктивного горизонту В-22-23 (C_1v_2), що є газоносним за результатами ГДС в свердловині № 2, та в межах карбонатної частини горизонту В-24-25 (C_1v_1), продуктивної в свердловинах №№ 1 і 2.

Для розрахунку сейсмофацій в інтервалах, що ототожнюються з товщами вказаних горизонтів, використовувалась класифікація ділянок трас за їх формою з використанням технології нейронних мереж по 5-ти і 7-ми класах, також був застосований метод об'ємної класифікації.

В процесі проведення об'ємної класифікації були розраховані куби сейсмофацій в заданих інтервалах та з різною кількістю модельних трас. Для цього використовувались куби амплітуд, акустичного імпедансу, миттєвих частот і порівнювались результати розрахунку (рис. 3.6.4, 3.6.5).

На рис. 3.6.6 показані вертикальні перетини кубу сейсмофацій через продуктивні інтервали горизонту В-24-25 в свердловинах №№ 1 і 2 та ущільнені глинисті вапняки в свердловині № 3.

Загалом, проведення сейсмофаціального аналізу на Ливенській площі дало цікаві результати, які можна використовувати для прогнозу меж розповсюдження геологічних об'єктів, оцінки геологічного ризику. Інтерпретація результатів класифікації, проведеної в пакеті Statimagic, залежить, в першу чергу, від кількості та якості свердловинної інформації на площі робіт, однак, як показувала практика, навіть за відсутності свердловин, спираючись лише на карти й куби сейсмофацій та використовуючи інформацію по сусідніх площах, можна робити припущення про межі розповсюдження найбільш перспективних зон для видачі рекомендацій на буріння. В ідеалі, коли свердловин досить багато, і вони розташовані в різних

фаціальних зонах, можна порівняти розподіл сейсмічних фацій з даними промислової геофізики, що було зроблено в процесі інтерпретації на Ливенській площі [86,123,125].

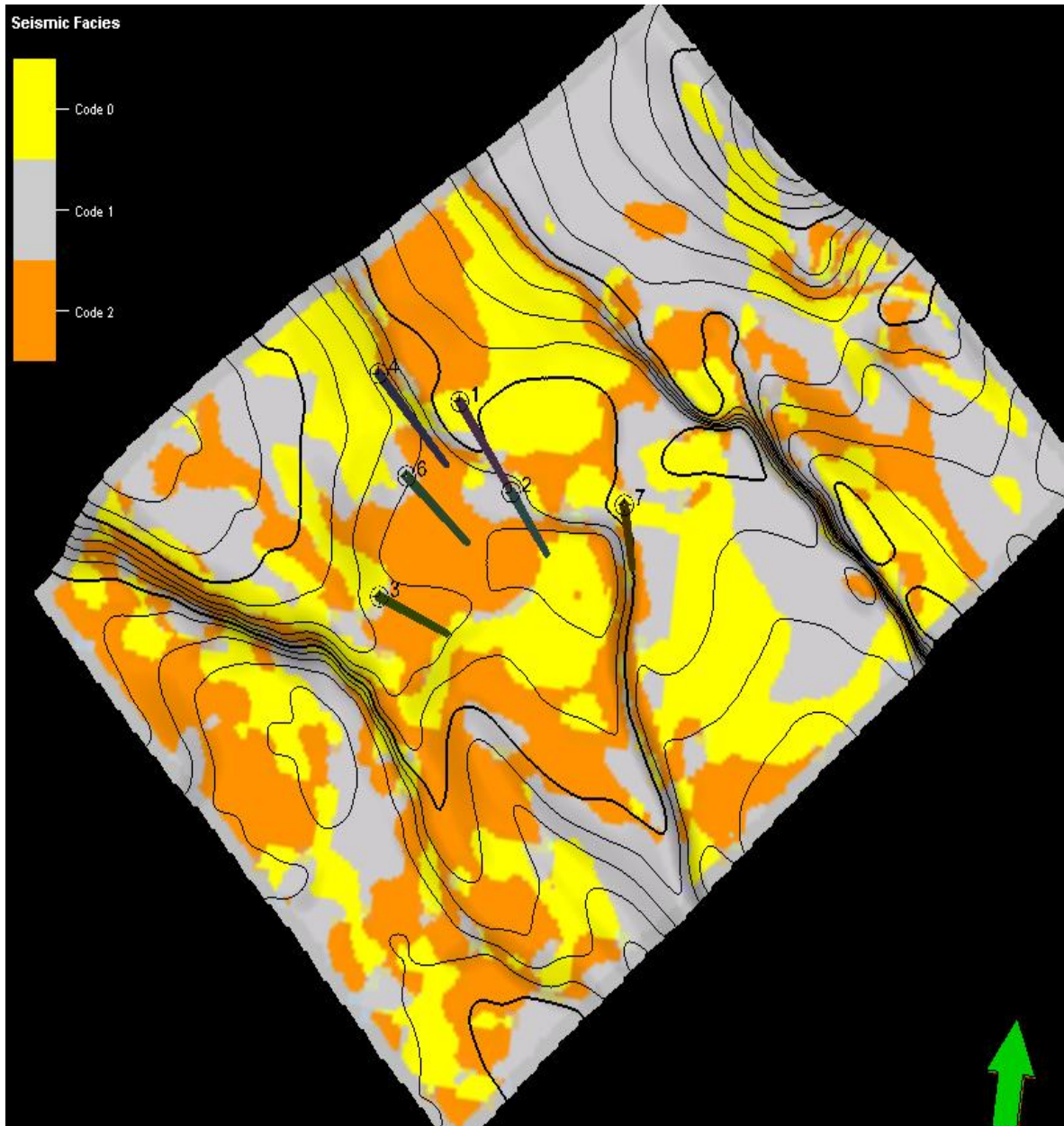


Рисунок 3.6.4 – Карта розподілу сейсмофацій у верхній частині горизонту C_{1s2}

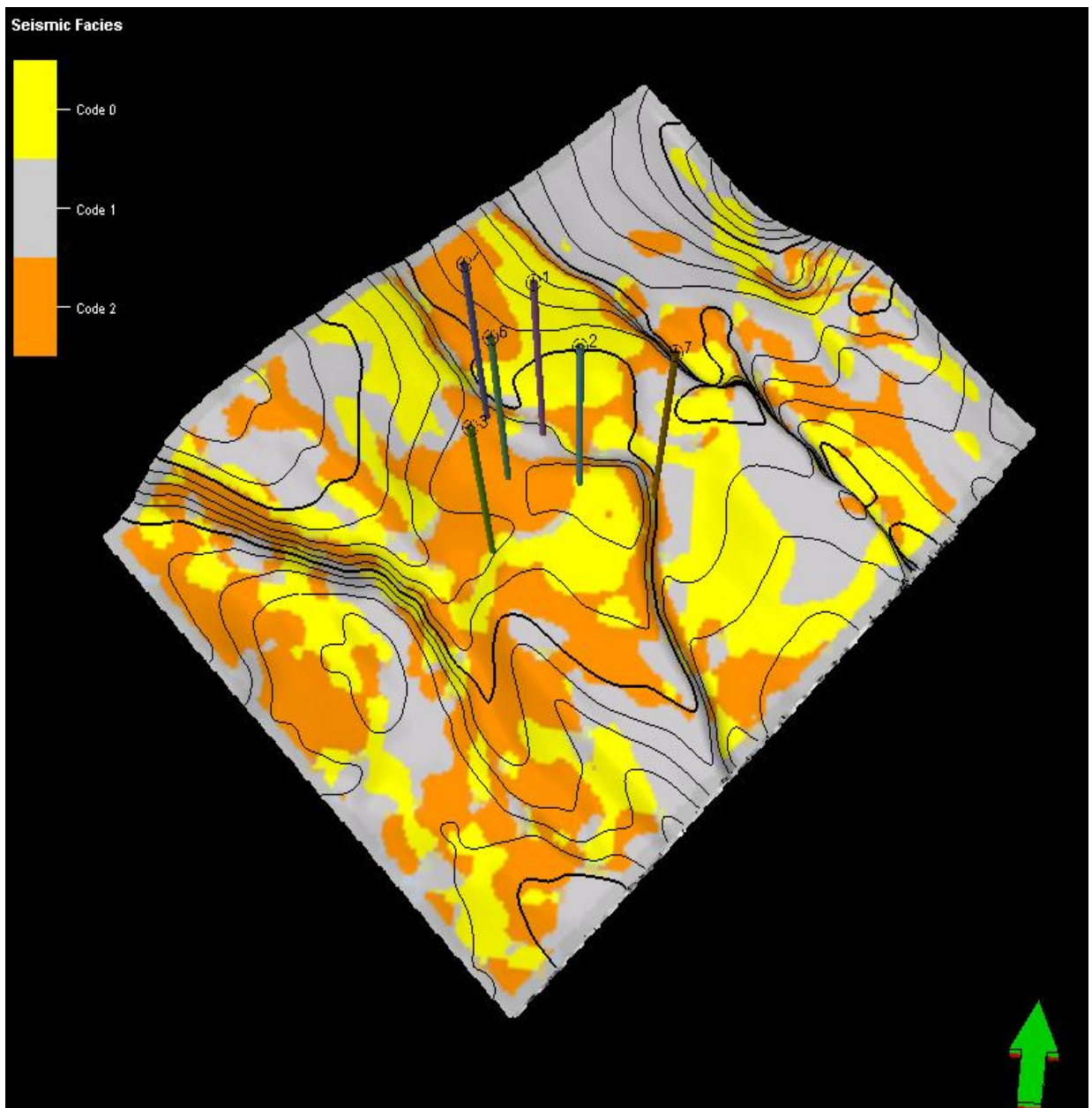


Рисунок 3.6.5 – Карта розподілу сейсмофаций у верхній частині горизонту C_{1S1}

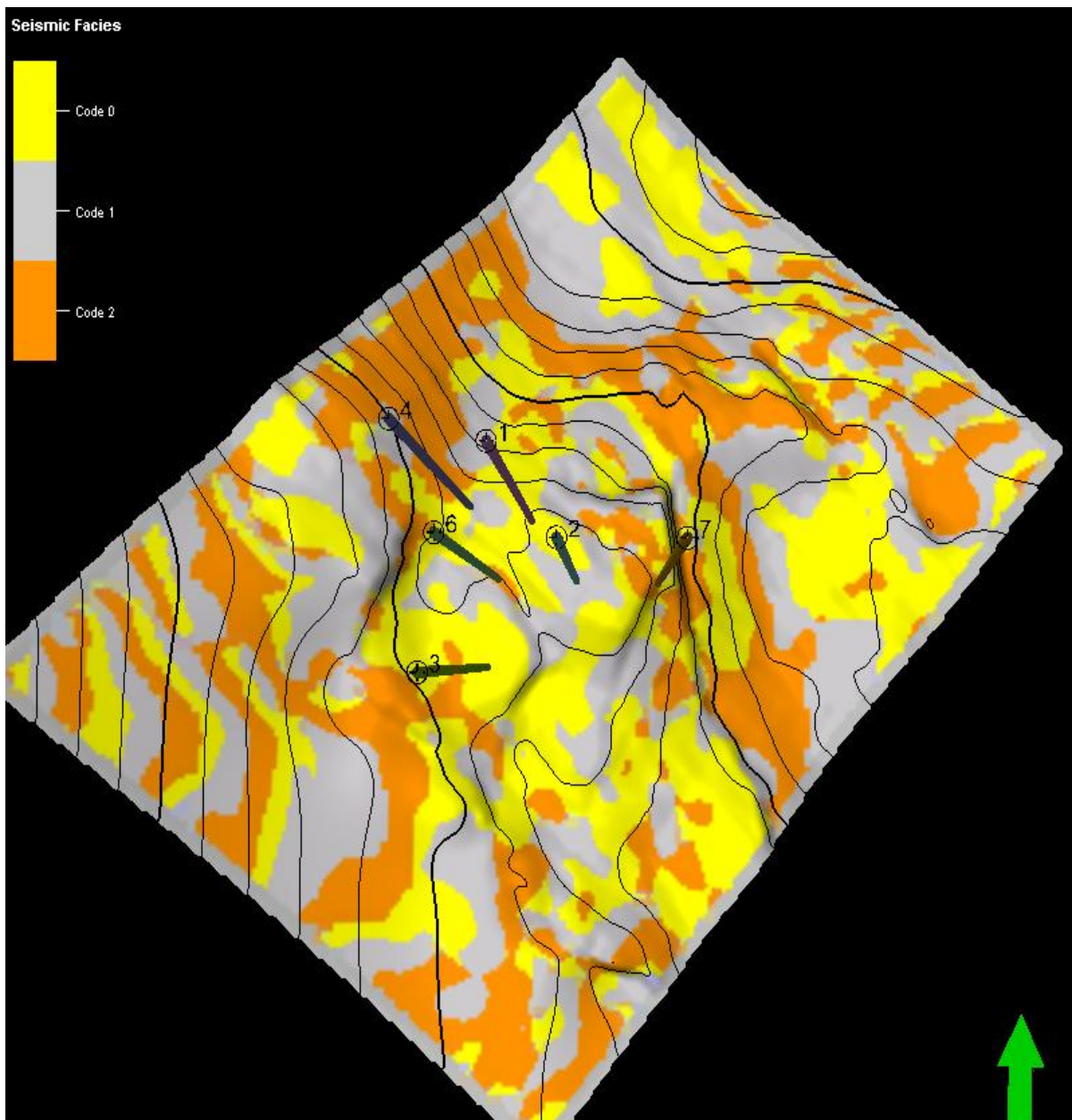


Рисунок 3.6.6 – Карта розподілу сейсмофасій у верхній частині горизонту R4

3.7 Повнохвильове моделювання

Для уточнення результатів структурних побудов в програмному середовищі Tesseral 2D виробництва компанії Tesseral Technologies Inc. було проведено повнохвильове моделювання сейсмічного поля. Розрахунки проводились на основі сіткової моделі кінцево-різницеvim методом. Реалізовано п'ять формул розрахунку розповсюдження хвильового поля:

- Моделювання вертикального падіння променя;
- Моделювання на основі скалярного хвильового рівняння;

- Моделювання на основі акустичного хвильового рівняння;
- Моделювання на основі пружного хвильового рівняння;
- Моделювання на основі анізотропного хвильового рівняння.

На практиці, вивчаючи нафтогазові родовища доводиться вирішувати обернену задачу сейсмозвідки – моделювання геологічної будови об'єкта за результатами інтерпретації хвильового поля.

Вирішення прямої задачі сейсмозвідки, «відновлення» хвильової картини використовуючи робочу геологічну модель, дає змогу або вирефікувати наші уявлення про геологічну будову об'єкта, або спростувати їх. Крім того, інтерактивний аналіз і перевірка глибинно-швидкісних моделей дозволить значною мірою спростити процес обробки-інтерпретації геолого-геофізичних даних, особливо на ділянках з складними сейсмогеологічними умовами.

Для виконання процедур повнохвильового моделювання необхідно мати масштабовану основу робочої структурної моделі, в даному випадку наявний геологічний розріз. Структура має складну геологічну будову, відклади перетинаються серією тектонічних порушень різної орієнтації по всій потужності.

На основі масштабованого розрізу, в програмному продукті Tesseral, було створено глибинно-швидкісну модель Ливенського родовища з урахуванням розломних порушень. Точність проведення границь відкладів контролювалась за допомогою стратиграфічних відбивок. Градієнтна швидкісна модель побудована за допомогою точкових значень швидкості повздовжніх хвиль в свердловині. Для кожного стратиграфічного підрозділу задані усереднені значення густини, таким чином отримана і густина модель геологічного розрізу. Система спостережень задана максимально наближено до польової.

На наступному етапі задіяно алгоритм розрахунку хвильового синтетичного поля на основі апроксимації пружного рівняння. Візуалізацію розповсюдження фронту хвилі можна спостерігати в інтерактивному режимі.

В залежності від заданого алгоритму розрахунки займають від годин до декількох тижнів.

В результаті отримано вихідні сейсмограми спільного пункту вибуху.(рис.3.6.7-3.6.8)

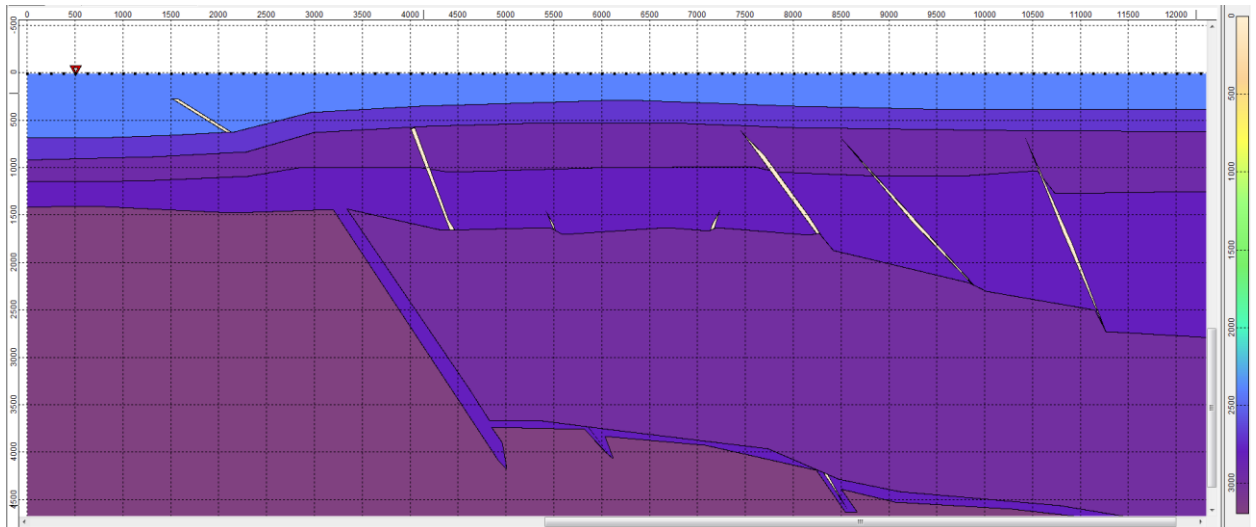


Рисунок 3.6.7. Априорна геологічна модель

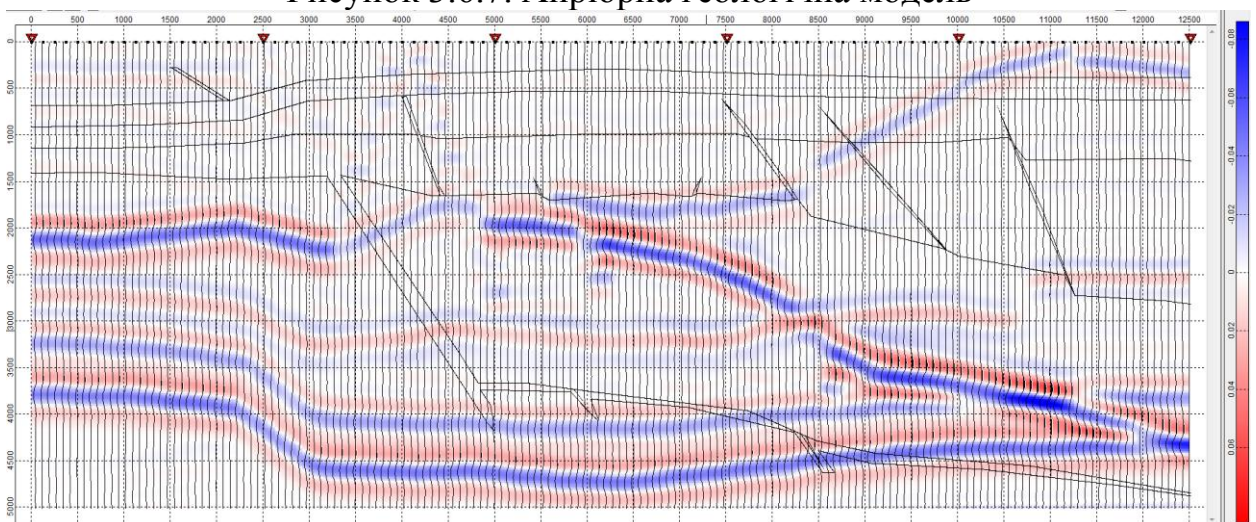


Рисунок 3.6.7. Модель розповсюдження фронту сейсмічних хвиль

Висновки до розділу:

Було розроблено комплексну методику повноцінної інтеграції геологічних, геофізичних, петрофізичних та інших даних в єдину систему та створення на їх базі комплексної постійнодіючої геолого-геофізичної моделі родовищ вуглеводнів на прикладі Ливенської площі південної прибортової частини ДДЗ.

1. Виконано пре-стек міграцію Кірхгофа та міграцію Кірхгофа за криволінійними променями.

2. Проаналізовано та створено модель основних вуглеводневих систем регіону досліджень. Відновлено модель занурення басейну, змодельовано історію зміни температурного режиму та тисків в басейні. Виділено основні параметри зрілості нафтогазоматеринських порід.

3. На основі аналізу якісних та динамічних характеристик сейсмічного поля проведено структурну інтерпретацію. Використання атрибутів сейсмічного поля, таких як куб когерентності, дозволило уточнити геологічну структуру родовища, що характеризується складною тектонічною будовою.

4. Побудовано об'ємні структурні моделі родовища використовуючи традиційні коміркові підходи, а також вперше в Україні було побудовано модель родовища використовуючи алгоритми VBM (volume based modeling).

5. Виконано аналіз та інтерпретацію результатів геофізичних досліджень свердловин. Визначено основні петрофізичні параметри середовища та проведено їх зіставлення з результатами лабораторних досліджень керну. Створено залежності ГДС-керна для Ливенської площі південної прибортової частини ДДЗ.

6. Розраховано куб акустичного імпедансу та виконано інверсію сейсмічних даних.

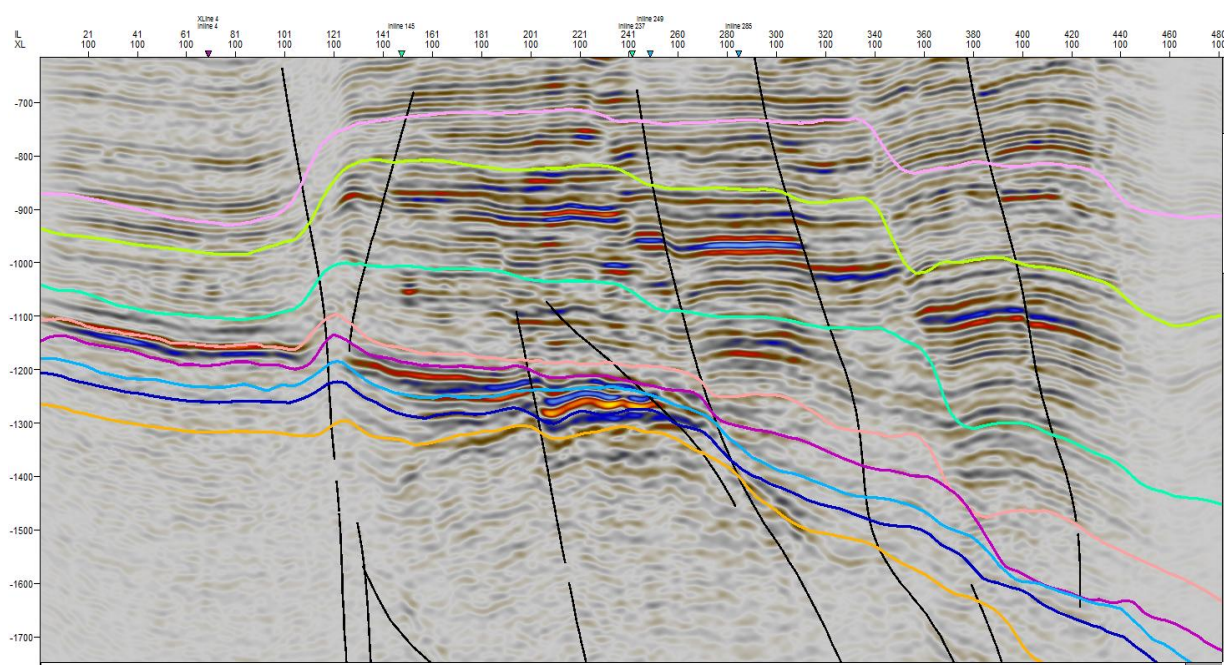
7. Для літологічної ідентифікації порід на основі аналізу характеристик сейсмічного сигналу проведено сейсмофаціальний аналіз, що дозволив виділити просторове розміщення основних фацій в регіоні досліджень.

8. Враховуючи горизонтальні та латеральні зміни геологічного середовища було змодельовано геологічні властивості міжсвердловинного простору (пористість тощо).

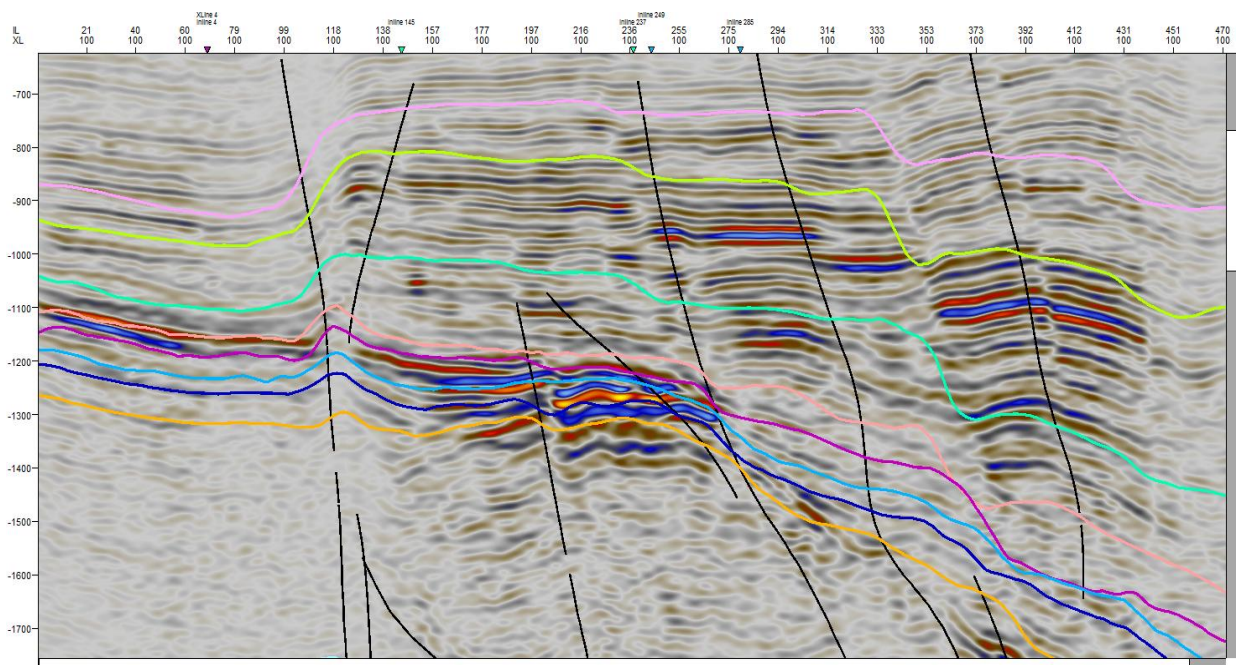
9. Для верифікації створеної геолого-геофізичної моделі Ливенської площі було розв'язано пряму задачу сейсмозвідки шляхом моделювання повноівильового сейсмічного поля на основі змодельованих петрофізичних та геологічних властивостей порід.

РОЗДІЛ 4. ПРАКТИЧНІ РЕЗУЛЬТАТИ СТВОРЕННЯ КОМПЛЕКСНОЇ ПОСТІЙНОДІЮЧОЇ ГЕОЛОГО–ГЕОФІЗИЧНОЇ МОДЕЛІ НА ПРИКЛАДІ ЛИВЕНСЬКОЇ ПЛОЩІ

В результаті проведених робіт створено об'ємну геологічну модель Ливенського родовища, розраховано куби акустичних жорсткостей і пористості візейських відкладів, куби когерентності і сейсмофацій. З метою збільшення роздільної здатності сейсмічного запису, в програмі Vanguard для сейсмічного кубу було проведено спеціальну обробку із застосуванням додаткових фільтрів. В результаті цієї обробки був отриманий куб, який використовувався при кореляції сейсмічних відбиттів в покрівлях нижньовізейських і верхньовізейських продуктивних горизонтів. На рис.4.1. показаний вертикальний перетин часового кубу до застосування вказаних фільтрів (а) та після застосуванням (б).



a)



б)

Рисунок 4.1. – Фрагмент вертикальний перетину часового кубу по крослайну 100: а) до проведення спеціальної обробки в програмі Vanguard, б) після проведення спеціальної обробки

В результаті інтерпретації сейсмічних матеріалів по кубу 3D було створено детальну модель геологічної будови Ливенського родовища по відкладах середнього, нижнього карбону і девону, яка дещо відрізняється від побудованої за результатами попередніх сейсмозвідувальних робіт [85]. На формування Ливенської складки впливали як різнонаправлені рухи блоків фундаменту, так і процеси соляного тектогенезу, що привело до інтенсивного розчленування підняття на тектонічні блоки і до складного співвідношення палеозойських структурних планів. В ранновізейський час склепіннева і крильові частини складки були зоною накопичення рифогенно-карбонатного комплексу.

По всіх побудованих кам'яновугільних структурних планах закартовано Ливенське антиклінальне підняття, проведено трасування нових тектонічних порушень та уточнено положення виявлених раніше, уточнено положення південного крайового розлому та будову Леванівської складки, встановленої за результатами попередніх сейсмозвідувальних робіт [85].

Результати даних робіт підтвердили, що Леванівська структура, яка сформувалась, як прирозломна складка уздовж південного крайового розлому, по відкладах палеозою прослідковується не лише в башкирському і серпуховському ярусах, як трактувалось раніше, але і у верхньовізейському і нижньовізейському під'ярусах. Амплітуда складки з глибиною зменшується, але є достатньою для закладання проектної пошукової свердловини на розкриття нижньовізейських відкладів.

Кристалічний фундамент в районі робіт ступенеподібно занурюється в північному напрямку, залягає на глибині від 3500 м до 6500 м і складений мігматитами і гнейсами [85].

Характер блокової будови кристалічного фундаменту можна прослідкувати на структурній карті по відбиваючому горизонту VI₅ у верхній частині підсольового девону (D_{3fr}). Підсольові теригенні відклади залягають конформно поверхні кристалічних порід. Вони розбиті поздовжніми і поперечними порушеннями і в регіональному плані моноклінально занурюються в бік западини. На фоні монокліналі в північній і східній частинах дослідженої площі картуються обширні прогини, а в південній – структурні носи з локальними склепіннями і малоамплітудні складки.

Структурний план по підшві фаменських відкладів верхнього девону різко відрізняється від структурного плану підсольового девону. Пов'язано це в першу чергу з соляним тектогенезом євлано-ливенської кам'яної солі франського віку, яка розкрита свердловиною № 7 Ливенської площі. По відбиваючому горизонту VI_{1-п} (D_{3fm}) на площі робіт уздовж південного крайового розлому закартовані Західно-Михайлівське і Леванівське підняття, а на північ від них – три антиклінальні складки: Новомиколаївська, Ливенська і Східно-Ливенська, ядра яких складені кам'яною сіллю євлано-ливенського віку. Складки утворюють зону антиклінальних піднять субмеридіонального простягання, обмежену з північного заходу і південного сходу глибокими прогинами.

Нижньокам'яновугільні структурні плани підняті на площі відрізняються від девонських, що пов'язано, вірогідно, як з конседиментаційним рухом тектонічних блоків по площинах розломів, що жили довгий час, так і соляним тектогенезом верхньої данково-лебедянської кам'яної солі, яка, виходячи з моделі будови Ливенського підняття, повинна бути присутня в розрізі.

У візейських відкладах (відбиваючі горизонти V_{B_3} , $V_{B_3}^2$, $V_{B_3}^1$, $V_{B_2-п}$, V_{B_2}) на площі виділяються три основні позитивні структури: уздовж південного крайового розлому – Леванівська складка і північно-західна перикліналь частини Західно-Михайлівського підняття, а на північ від них – Ливенська структура.

Леванівське підняття у нижньовізейських відкладах картується у вигляді структурного носу північно-західного простягання з локальним склепінням в найбільш припіднятій частині. Розміри склепіння по відбиваючому горизонту V_{B_3} складають 0,3 x 0,75 км. Від Західно-Михайлівського підняття склепіння відокремлюється вузьким прогином, ускладненим поперечним скидом амплітудою 25-100 м.

Північно-західна периклінальна частина Західно-Михайлівського підняття обширна і ускладнена поперечними і поздовжніми скидами, які обмежують на південний захід від свердловини № 8 Західно-Михайлівської горстоподібний блок. Амплітуди розломів коливаються у візейських відкладах в межах 15-100 метрів.

Ливенська антиклінальна складка характеризується асиметричною будовою крил і перикліналей та обширною склепінневою частиною. Підняття ускладнене густою сіткою різнонаправлених скидів амплітудою від 15 до 50 метрів. Найбільш протяжним із них є субширотний розлом, по якому занурено північне крило, і примикаючий до нього скид південно-східного простягання, який відділяє тектонічний блок свердловини № 7 Ливенської від склепінневої частини, де пробурені свердловини №№ 1 і 2 Ливенські. Ці розломи були закладені в девонській час і мають довготривалий

конседиментаційний характер розвитку, що привело до формування в серпуховський час в окремих блоках, які вони обмежують, структурних терас і локальних склепінь.

Цікавою особливістю Ливенського підняття в карбонатних відкладах нижньовізейського віку (відбиваючі горизонти $V_{B_3}^1$, $V_{B_3}^2$ (продуктивний горизонт В-24-25) є наявність малоамплітудних невеликих за розміром (0,25 - 0,5 км) складок, які, вірогідно, пов'язані з органогенними спорудами [108].

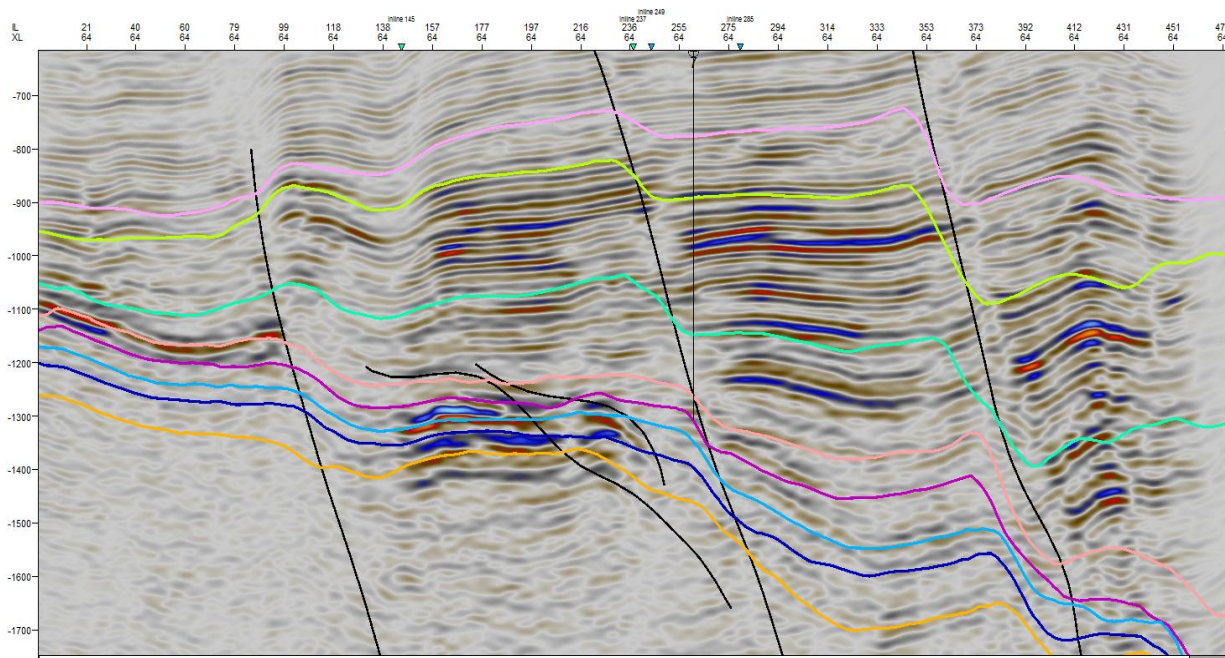


Рисунок 4.2 – Фрагмент вертикального перетину сейсмічного кубу по довільній лінії через свердловину № 7 Ливенську

Висока роздільна здатність сейсмічного кубу дозволила здійснити кореляцію горизонтів відбиття, що відповідають підшві ($V_{B_3}^2$), середній частині ($V_{B_3}^1$) і покрівлі ($V_{B_{2-п}}$) карбонатної товщі горизонту В-24-25, продуктивної в свердловинах №№ 1 і 2 Ливенського родовища.

В результаті проведених робіт встановлено, що поклади вуглеводнів з горизонту В-24-25 на Ливенському родовищі приурочені до тріщинуватих зон органогенної карбонатної споруди, розташованої в склепінневій частині Ливенської структури. На органогенне походження цих карбонатів вказують такі фактори, як неспівпаданя структурних планів по їх підшві і покрівлі, їх речовинний склад, збільшення товщин на локальних ділянках та

ізометричне зображення в плані. За даними досліджень кернів дані породи представлені вапняками органогенно-детритовими, афанітовими, глинистими, вуглефікованими, місцями доломітизованими, іноді піщаними, щільними, міцними. Органічні залишки в них складають від 20-70% до 90%, текстура гніздовидна, пологохвиляста та горизонтально шарувата. Карбонатні породи формують невеликі куполовидні підняття, закартовані в процесі інтерпретації.

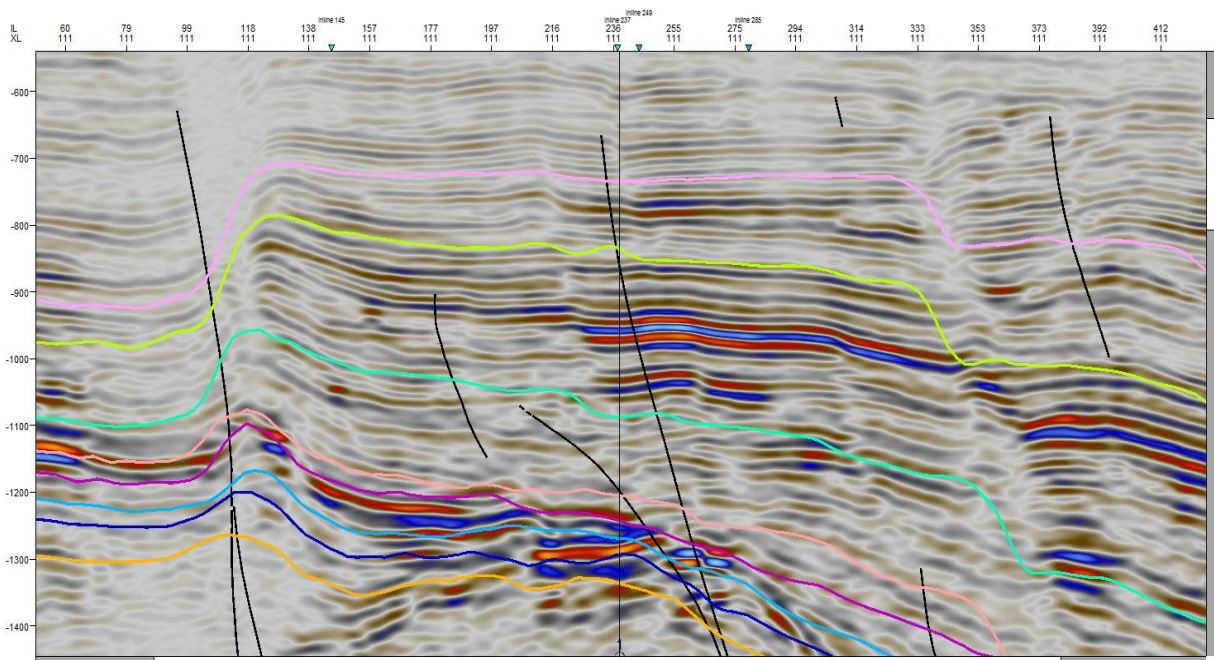


Рисунок 4.3 – Фрагмент вертикального перетину часового кубу по довільній лінії через свердловину № 1 Ливенську

За прийнятою класифікацією [89, 108] можна припустити, що вказані породи відносяться до біоморфно-детритусових органогенних карбонатів і відповідають нижньовізейським внутрішельфовим біогермам, сформованим на припіднятих ділянках вздовж південного крайового розлому.

За результатами інтерпретації даних ГДС в Ливенських свердловинах №1 і № 2, карбонати продуктивного горизонту В-24-25 можна розділити на 2 пачки. В свердловині № 1 верхня частина товщиною 40 м відповідає тріщинуватим вапнякам з хорошими колекторськими властивостями, нижня

частина товщиною 60 м складена глинистими вапняками (20% глинистості). В свердловині № 2 верхня частина товщиною 40 м відповідає вапняку з пористістю до 8%, нижня частина товщиною 50 м – щільному вапняку. Глинистість в обох частинах практично однакова. Можна зробити припущення, що верхня частина біогермної споруди вивітрювалась в період незначного підйому суші, таким чином пористість вапняків збільшувалась в порівнянні з їх щільною нижньою частиною.

За описом керну на перикліналях і крилах Ливенської складки в товщі горизонту В-24-25 спостерігаються ознаки фаціальної диференціації: біоморфні породи в склепінні змінюються органічно-уламковими відкладами, на фронтальному оконтуренні відбувається глинизація (приклади - свердловина № 3 Ливенська).

Окрім структурних побудов і аналізу товщин карбонатів продуктивного горизонту В-24-25, виконувався параметричний аналіз для оконтурення в плані біогермної споруди. На рис. 4.4 показано розподіл параметру Signal Envelope (крива огинаючої сейсмічного сигналу). В даному випадку цей параметр вказує на зміни в літології і умовах осадконакопичення і, таким чином, може вказувати на границі розповсюдження карбонатної споруди горизонту В-24-25 – вздовж крайового розлому на виступі в районі Західно-Михайлівської структури та в апікальній частині лінзи франської кам'яної солі – в районі свердловини № 7 Ливенська.

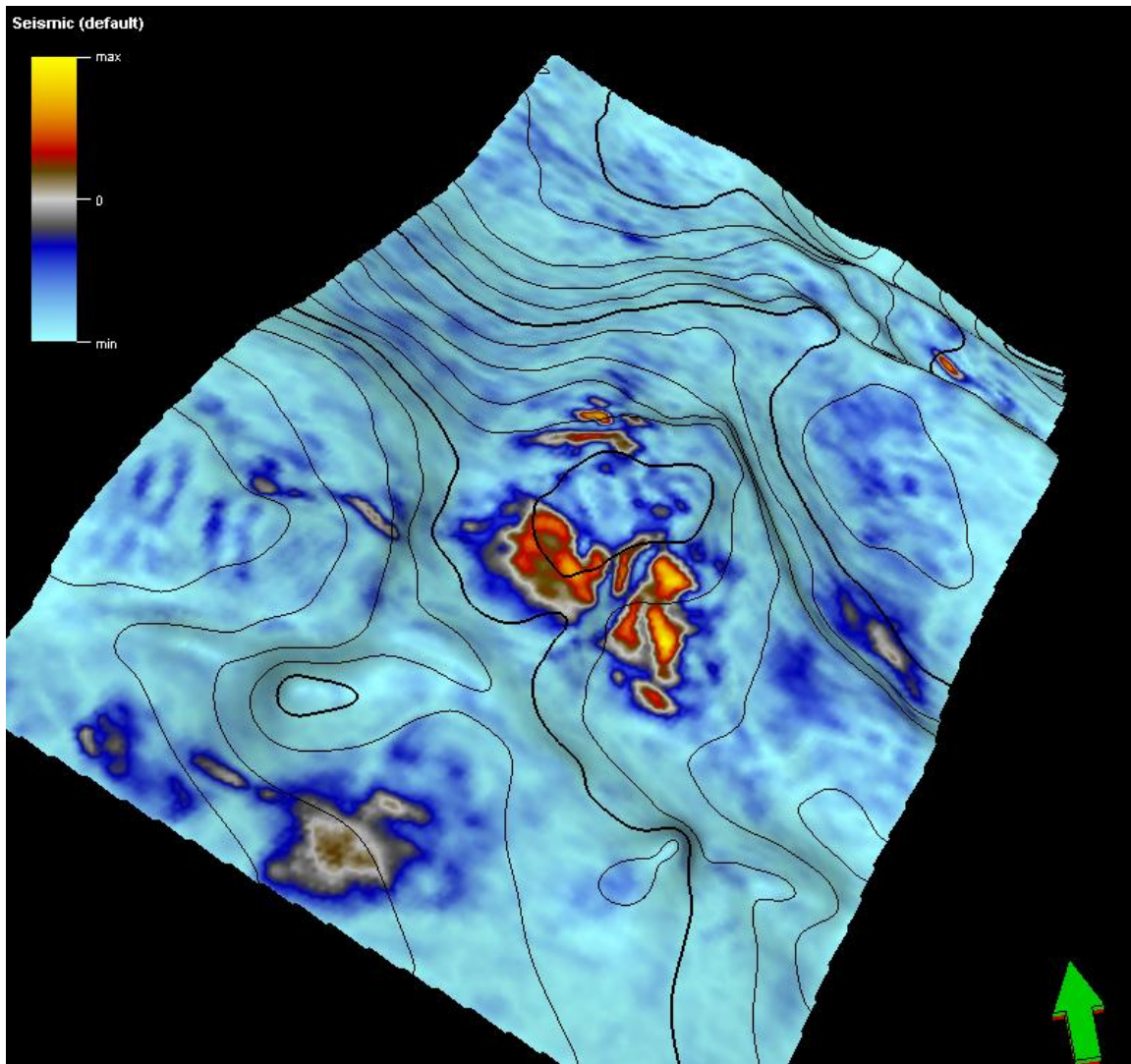


Рисунок 4.4 – Розподіл параметру Signal Envelope в інтервалі продуктивного горизонту В-24-25.

По відкладах башкирського і серпуховського ярусів Ливенська складка стає більш пологою і схожою на структурну терасу, наслідуючи північно-західне простягання, як і по нижчезалягаючих горизонтах. Кількість тектонічних порушень зменшується, простежуються скиди, що оновлюють траси розломів в фундаменті.

Застосування сучасного програмного забезпечення при виконанні даних робіт дозволило створити об'ємну модель Ливенського родовища (рис. 4.5)

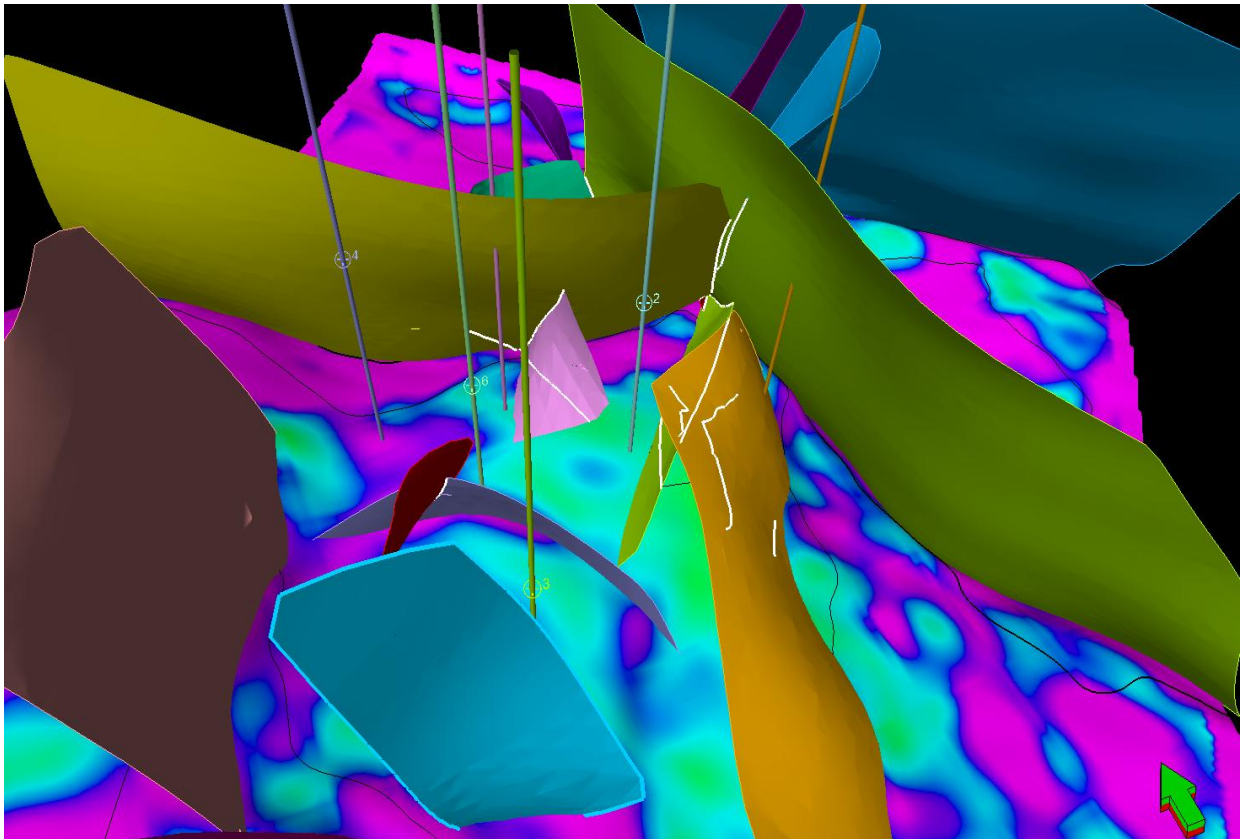


Рисунок 4.5 – Об’ємне зображення геологічної моделі Ливенського родовища

В процесі інтерпретації широко застосовувався параметричний аналіз сейсмічних атрибутів, широко представлений в системі Petrel. Так, для уточнення положення тектонічних порушень використовувався розрахований в програмному пакеті Petrel куб когерентності. Куб когерентності був використаний для якісного аналізу тріщинуватості нижньовізейських карбонатів. На рис. 4.6 показані умовні зони розташування щільних карбонатів та умовні ділянки з більшим розвитком тріщинуватості. На рис. 4.7 демонструється вертикальний перетин кубу когерентності по крослайну 100, що проходить через свердловину № 3 Ливенську з ущільненими карбонатами та свердловину № 2.

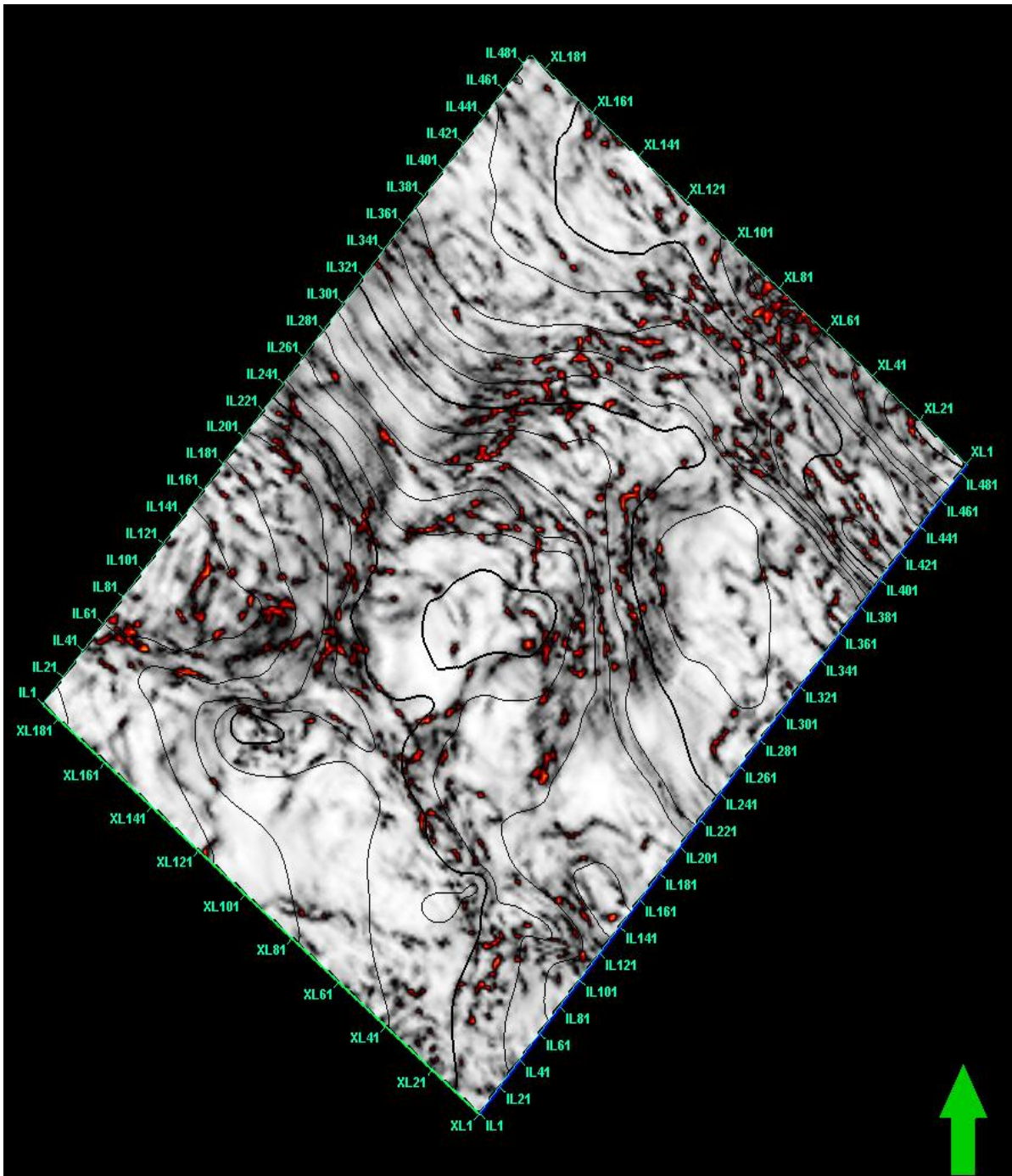


Рисунок 4.6 – Поповерхневий зріз з кубу когерентності вздовж горизонту відбиття $V_{v_3}^1$ в товщі карбонатів продуктивного горизонту В-24-25 (C_1v_1)

Крім цього, для аналізу загальної орієнтації тріщинуватості по площі робіт були розраховувані геометричні атрибути, зокрема Dip Azimut. На рис. 4.8 показано розподіл значень цього параметра вздовж горизонту відбиття $V_{v_{2-n}}$ в підшві верхньовізейських відкладів. На якісному рівні

розподіл цих значень можна інтерпретувати, як розподіл загального напрямку тріщинуватості в породах на площі робіт в заданому інтервалі.

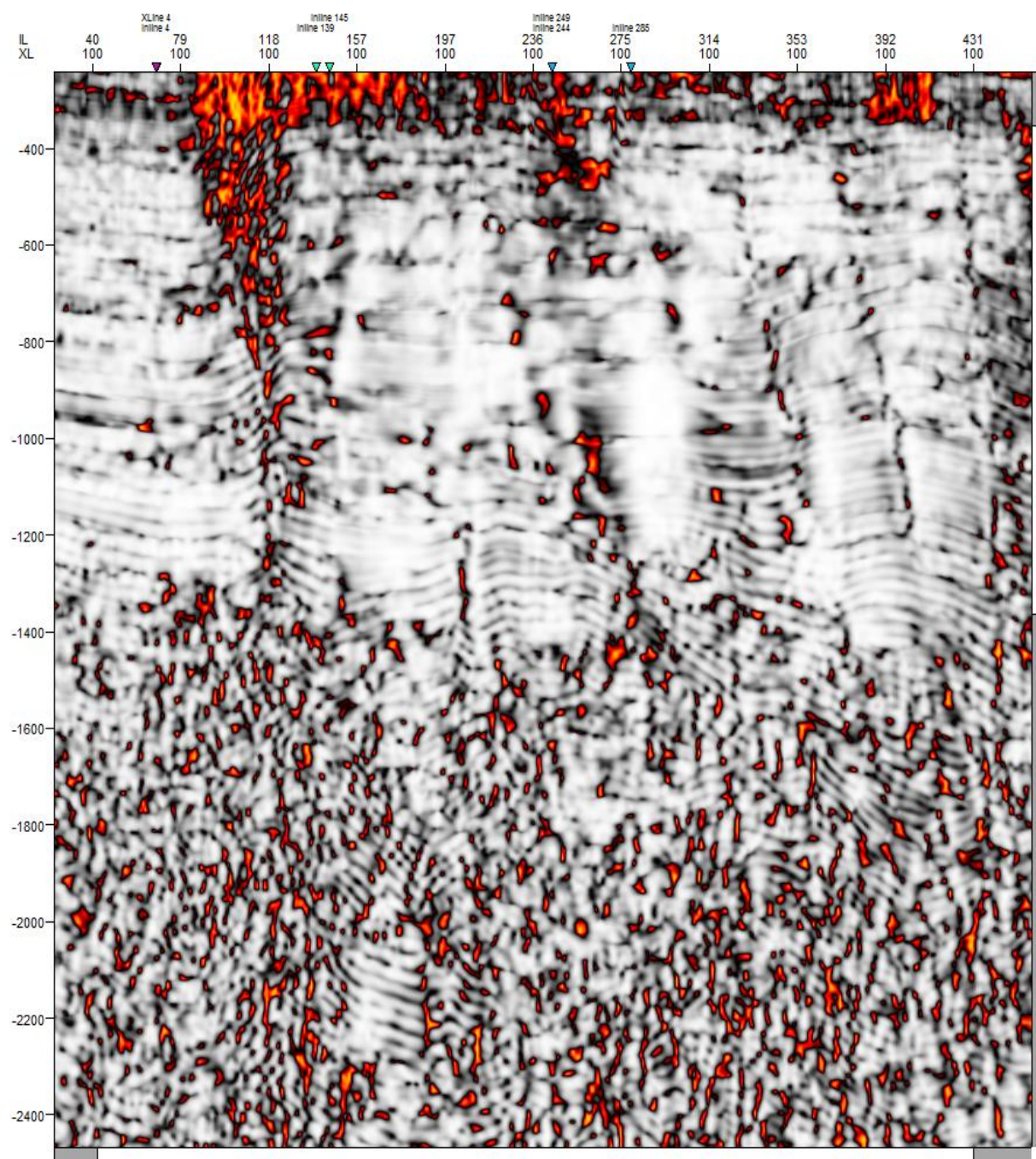


Рисунок 4.7 – Вертикальний перетин кубу когерентності по крослайну

100

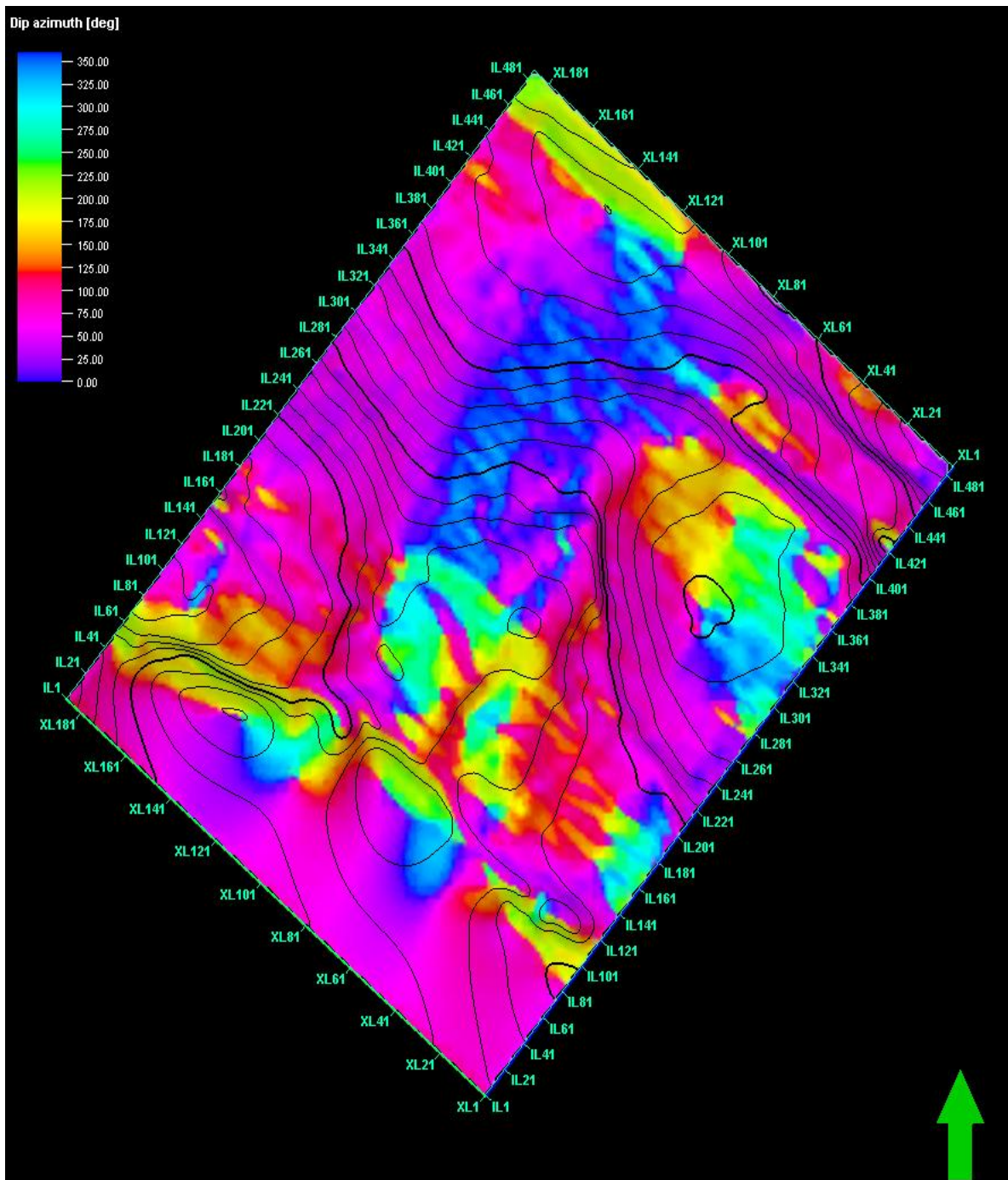


Рисунок 4.8 – Розподіл геометричного атрибута Dip Azimuth вздовж відбиваючого горизонту V_{B2-n} в підшві верхньовізейських відкладів (C_1V_2)

Висока роздільна здатність сейсмічного кубу дала можливість виконати структурні побудови по покрівлях продуктивних горизонтів, по реперах всередині товщі нижньовізейських відкладів, картувати об'єкти, які сформували однакову конфігурацію сейсмічних трас в інтервалах часу, що відповідають товщам продуктивних горизонтів. Оскільки форма траси обумовлюється літологічним складом перешарувань та їх товщинами, є можливість прогнозувати за сейсмічними даними ділянки розповсюдження відкладів, що накопичувались в однакових геологічних умовах і можуть мати однакові фільтраційно-ємнісні властивості. При наявності свердловин, що розкрили поклад вуглеводнів в товщі того чи іншого горизонту, по картах розподілу сейсмофацій є можливість знайти місця з прогнозно ідентичним розрізом. В результаті побудовані куби пористості, сейсмофацій, карти пористості, проникності, розподілу сейсмофацій, карти газонасичення в продуктивних інтервалах верхньовізейських і нижньовізейських порід Ливенського родовища.

В межах горизонту B-22-23 (C_{1v2}) зона покращення колекторських властивостей розташована в районі свердловини № 2 Ливенська, де виділено пласт пісковика загальною ефективною товщиною 12,4 м, охарактеризований за ГДС як газонасичений в інтервалі 1536,4-1540,2 м з пористістю 20,5 %. Також покращення колекторських властивостей (Кп=16-20,0%) спостерігається в районі свердловин № 6 і № 3 та в західній і східній частинах площі досліджень. В розрізі свердловини № 1 пласт відсутній через розкриття нею порушення, а свердловини №№ 4, 7 Ливенські розкрили його щільні аналоги. В північному і південному напрямках колекторські властивості погіршуються. Свердловини №№ 2, 3, 6 Ливенські були вибрані як еталонні для виділення ділянок з покращеними колекторськими властивостями в даному інтервалі і використовувались для петрофізичних розрахунків.

На рис. 4.9, 4.10 демонструються фрагменти розрізів через куб пористості в інтервалі продуктивного горизонту B-22-23.

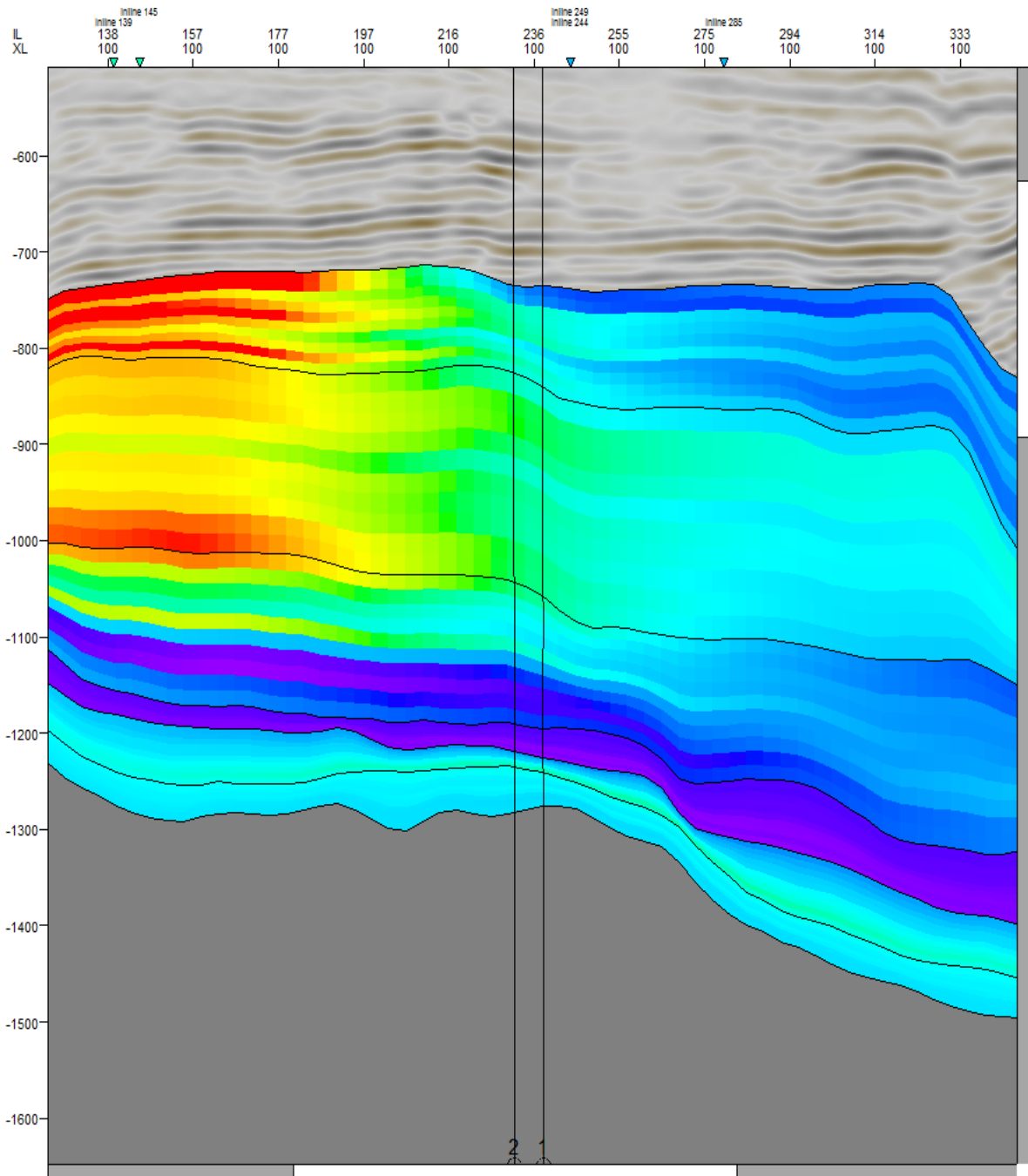


Рисунок 4.9 - Фрагмент розрізу кубу пористості продуктивного горизонту В-22-23 через свердловини №№ 1 та 2 Ливенські по Xline 100

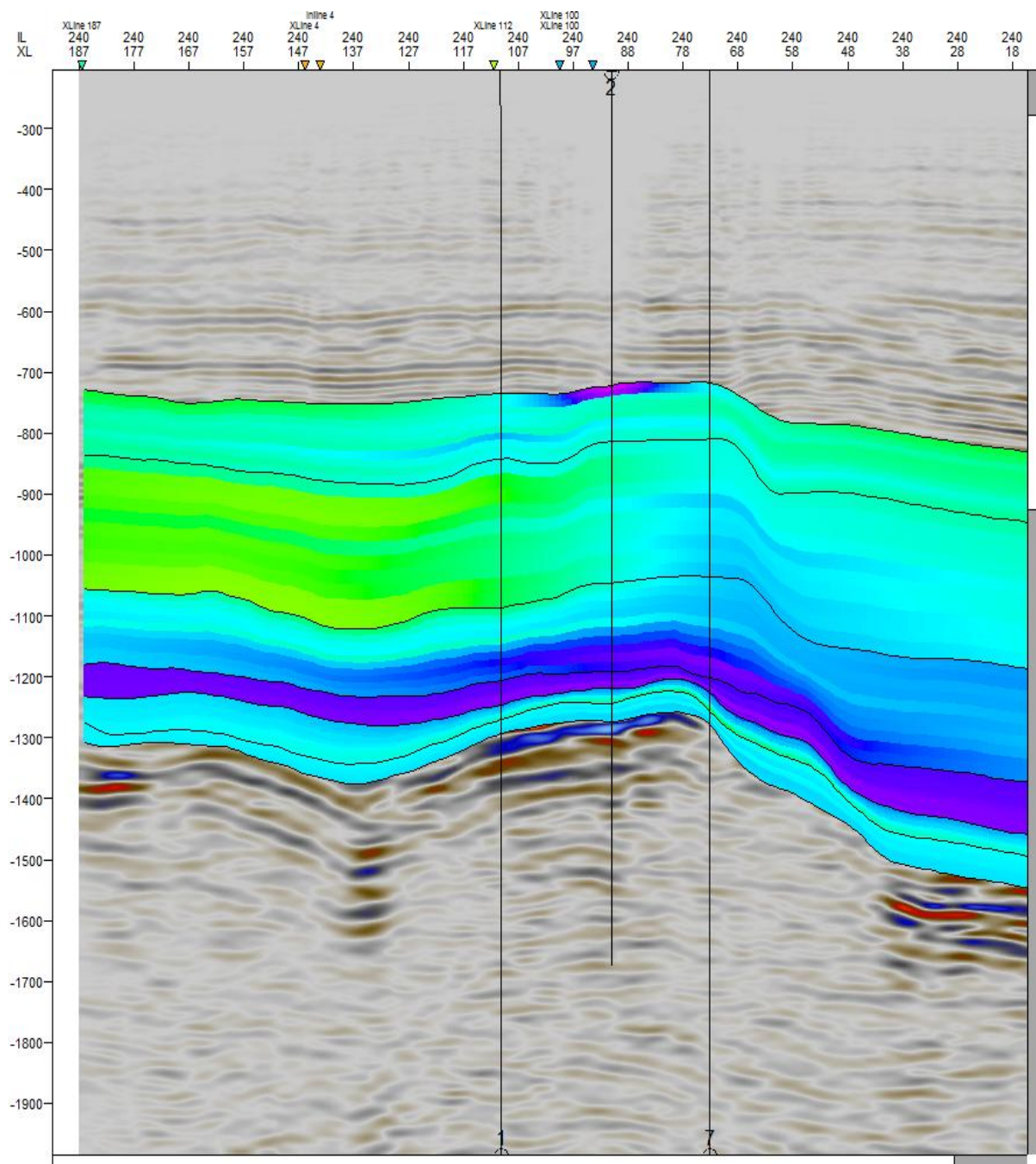


Рисунок 4.10 - Фрагмент розрізу кубу пористості продуктивного горизонту В-22-23 через свердловини №№ 1,2 та 7 Ливенські по Inline 240

На карті розподілу сейсмофацій в інтервалі продуктивного горизонту В-22-23 простежується відповідність сейсмічних фацій і літологічних різновидів порід, рокупитих в цьому інтервалі розвідувальними свердловинами. В розрахунку цієї карти брали участь 3 класи, кожному з

яких відповідає сейсмічна траса певної форми, якій в свою чергу відповідає літологічний різновид порід з наведеної літологічної колонки[91,92,93].

Найбільший інтерес на Ливенській площі представляють продуктивні горизонти В-24-25 і В-26 (C₁V₁), де при випробуванні був отриманий промисловий приплив газу в свердловинах №№ 1, 2.

Горизонт В-24-25 (C₁V₁) в свердловинах №№ 1, 2, 4, 6, 7 Ливенського родовища літологічно складений вапняками, пористість пластів колекторів яких змінюється від 5,5 % до 12,0 %. В напрямку свердловини № 3 Ливенська органогенно-детритові вапняки заміщуються глинисто-карбонатними різновидами (глинисті вапняки з прошарками мергелів та аргілітів вапнистих) часто з піщаною домішкою, переважно ущільнених, пористість вапняків складає 1,5-5,5%. В свердловині № 8 Західно-Михайлівській горизонт В-24-25, значна частина якого випадає по порушенню, складений переважно пісковиками з пористістю до 20,0 %. В свердловині № 19 Новомиколаївська цей горизонт складений переважно перешаруванням алевроліто-аргілітових різновидів з прошарками щільних пісковиків. В східній частині площі досліджень свердловині № 6 Новомиколаївській в інтервалі 2603,0-2615,4 м виділено пласт пісковіку пористістю 11,5-15,5 %, при випробуванні якого одержано приплив води з нафтою. Всі ці свердловини були вибрані еталонними для петрофізичних перерахунків з наступною побудовою відповідних карт.

Для товщі продуктивного горизонту В-24-25 були побудовані карта пористості та карта розподілу сейсмофацій, на яких відображаються петрофізичні і літологічні зміни, визначені в свердловинах.

Крім того, в результаті проведення об'ємної класифікації були отримані куби сейсмофацій для даного інтервалу, які використовувались для розрахунку розподілу сейсмофацій в інтервалі, що відповідає товщі продуктивних нижньовізейських карбонатів та отримання карти розподілу сейсмофацій, за якою виділено умовний контур розташування

нижньовізейських карбонатів горизонту В-24-25 в районі Ливенської складки.

На рис. 4.11 – 4.14 демонструються фрагменти розрізів через куб пористості в інтервалі продуктивного горизонту В-24-25. На рисунках виділені фрагменти зі сприятливими прогнозними оцінками пористості.

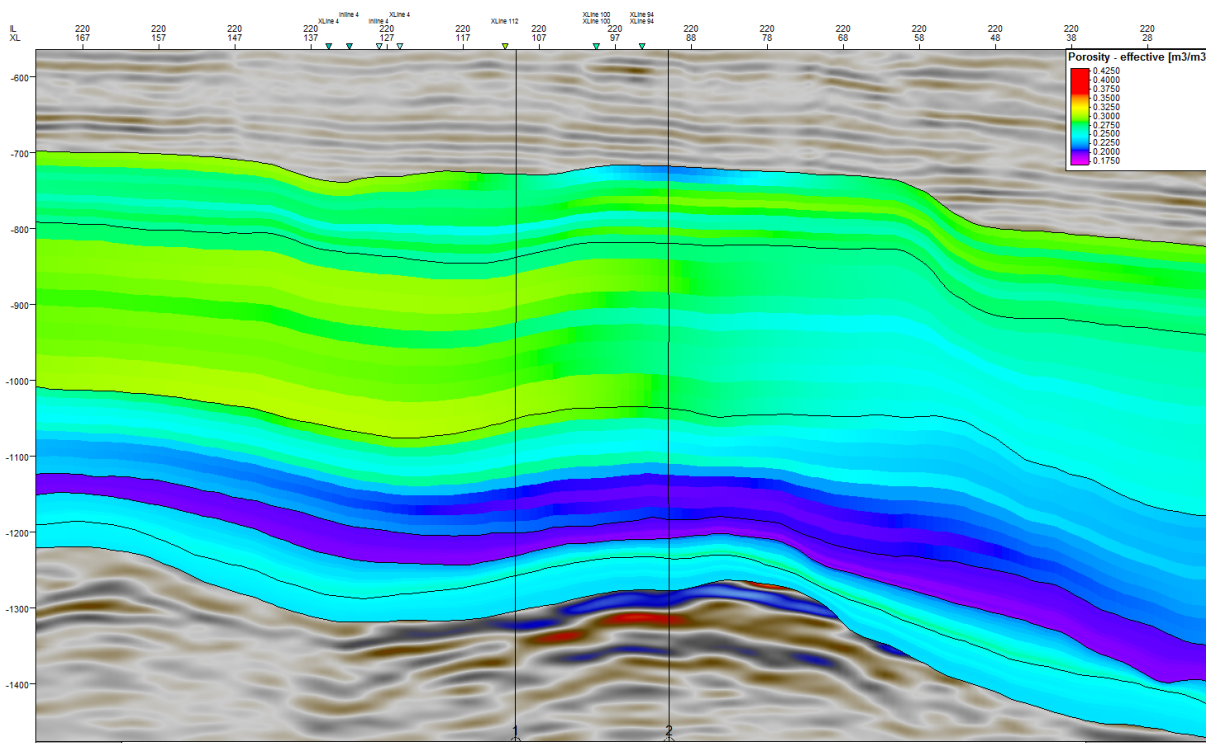


Рисунок 4.11 - Фрагмент розрізу кубу пористості по Inline 220 продуктивного горизонту В-24-25 через свердловини 1 та 2

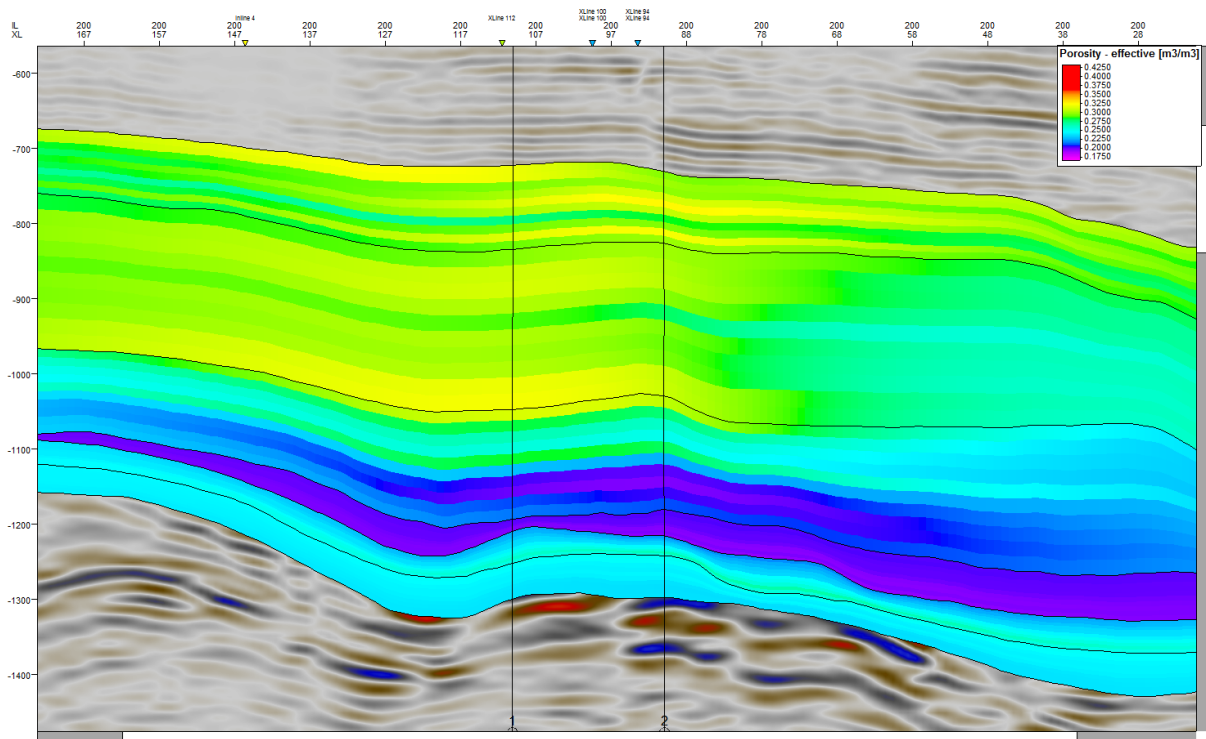


Рисунок 4.12 - Фрагмент розрізу кубу пористості по Inline 200 продуктивного горизонту В-24-25 через свердловини 1 та 2

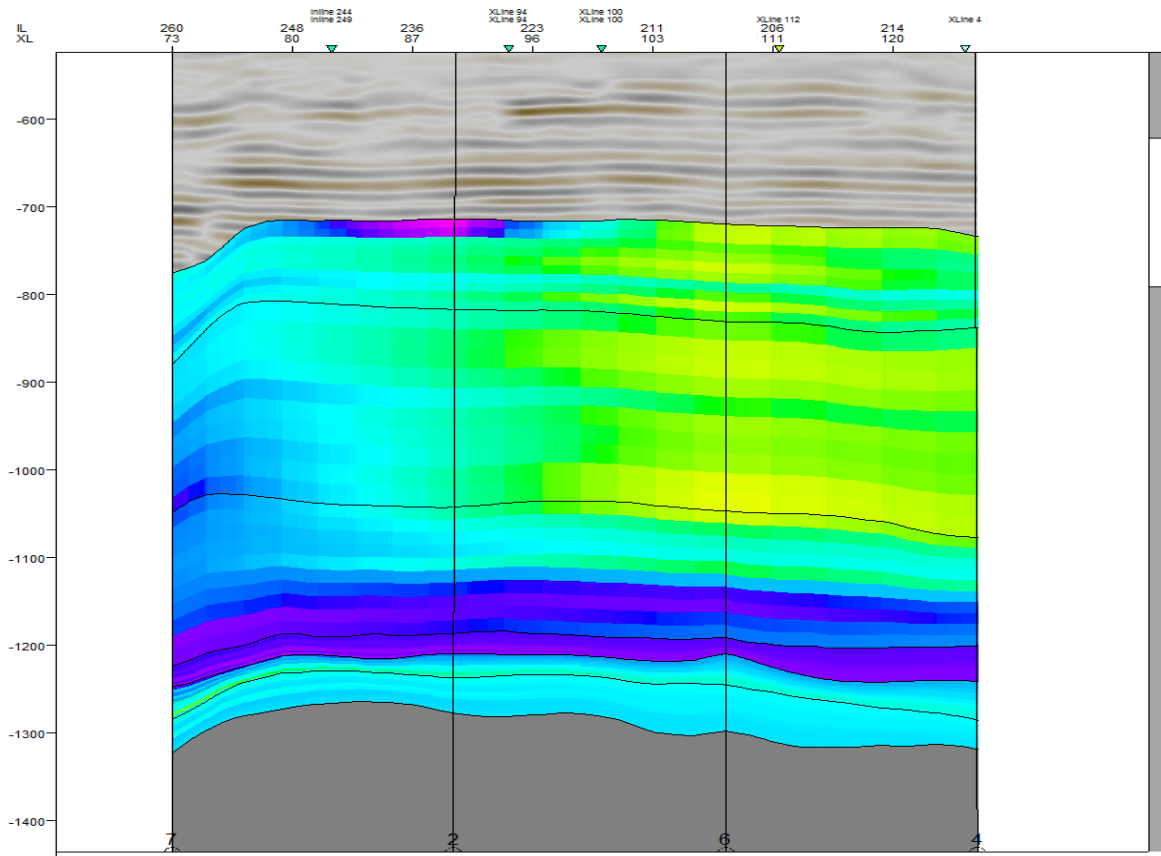


Рисунок 4.13- Фрагмент розрізу пористості через свердловини №№ 7, 2, 6, 4 Ливенські

Горизонт B-26 (C_{1v1}), продуктивність якого була встановлена в свердловинах №№ 1, 2, складений теригенними породами: переважно пісковиками і алевролітами з прошарками аргілітів. Пористість пластів колекторів складає 10,0-21,5 %.

Для товщі пісковиків продуктивного горизонту B-26 у відповідних часових інтервалах, що ототожнюються з його верхньою частиною (0-20 мс і 20-40 мс від горизонту відбиття в покрівлі продуктивного горизонту B-26) були розраховані карти пористості, піщаності, проникності та газонасичення пісковиків[116].

На рисунках 4.14-4.16 демонструються вертикальні перетини кубу пористості в інтервалі продуктивного горизонту B-26 через глибокі свердловини Ливенського родовища.

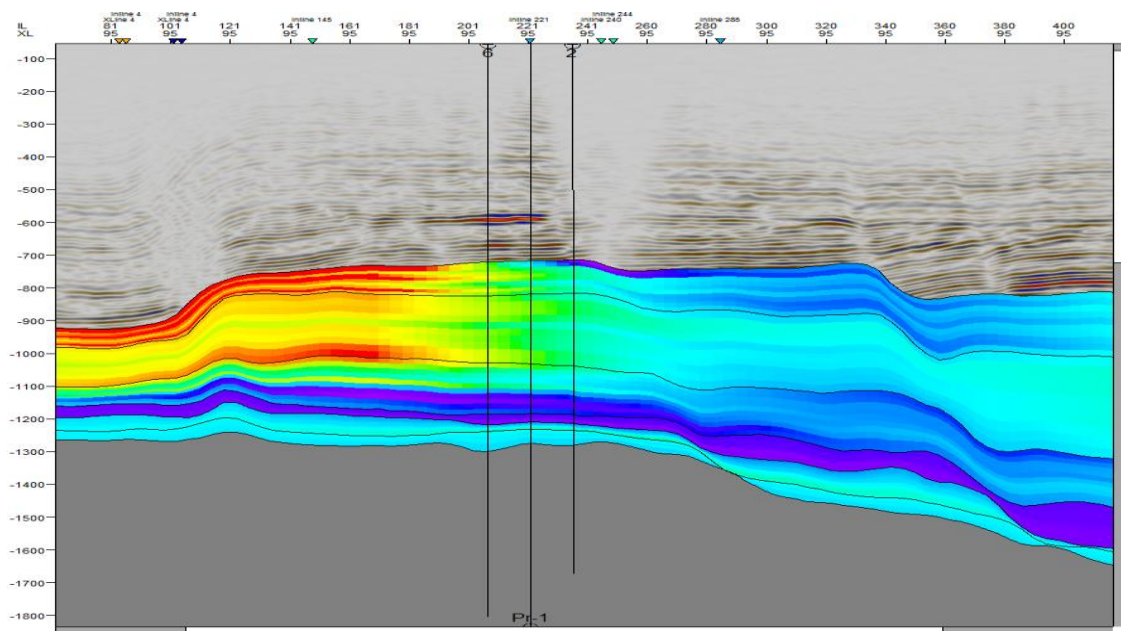


Рисунок 4.14 - Фрагмент розрізу кубу пористості по Crossline 95 продуктивного горизонту B-26 через свердловини №№ 6 та 2 Ливенські та пропонувану свердловину

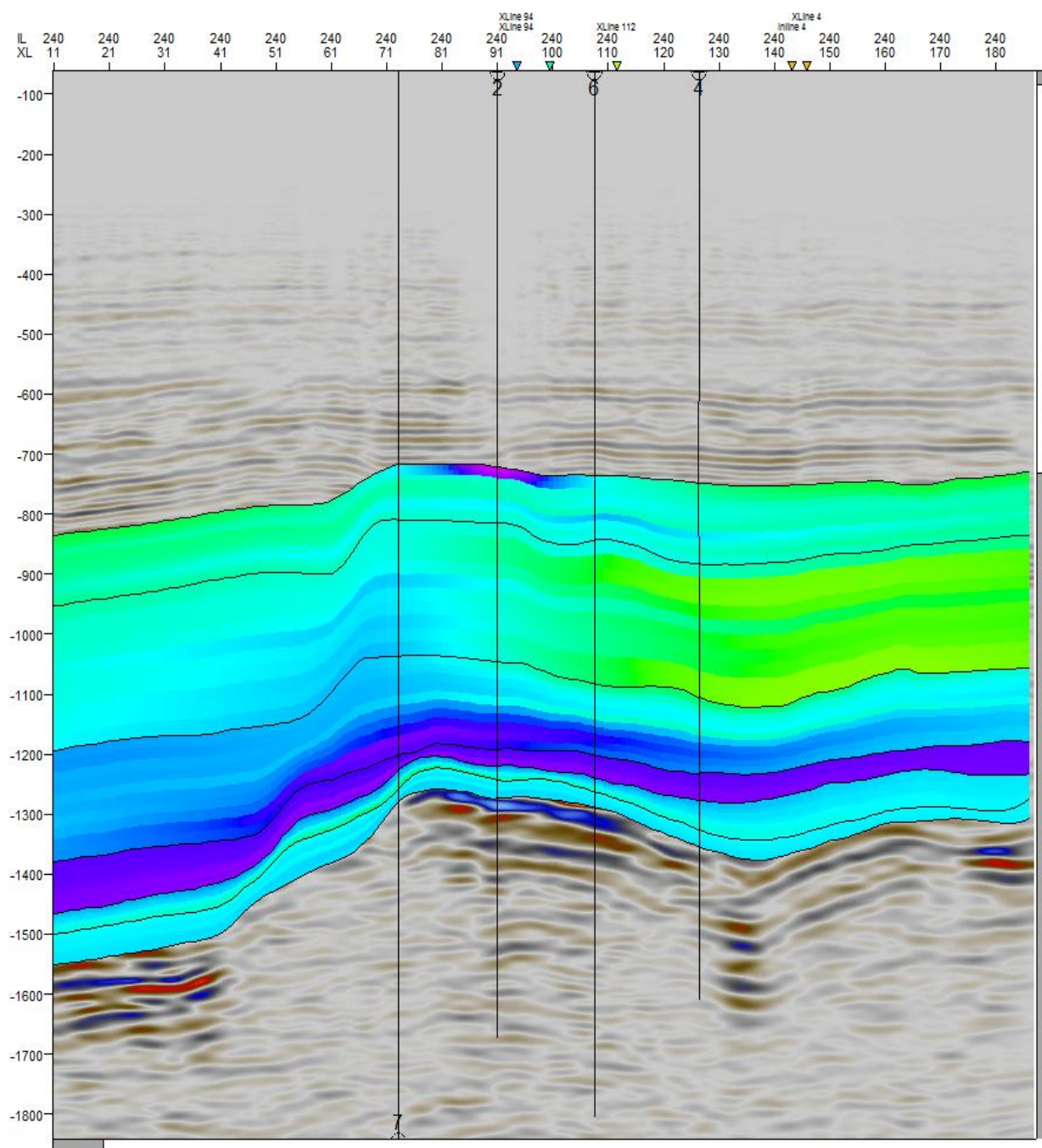


Рисунок 4.15 - Фрагмент розрізу кубу пористості по Inline 240 продуктивного горизонту В-26 через свердловини Ливенська № 7, 2, 6, 4.

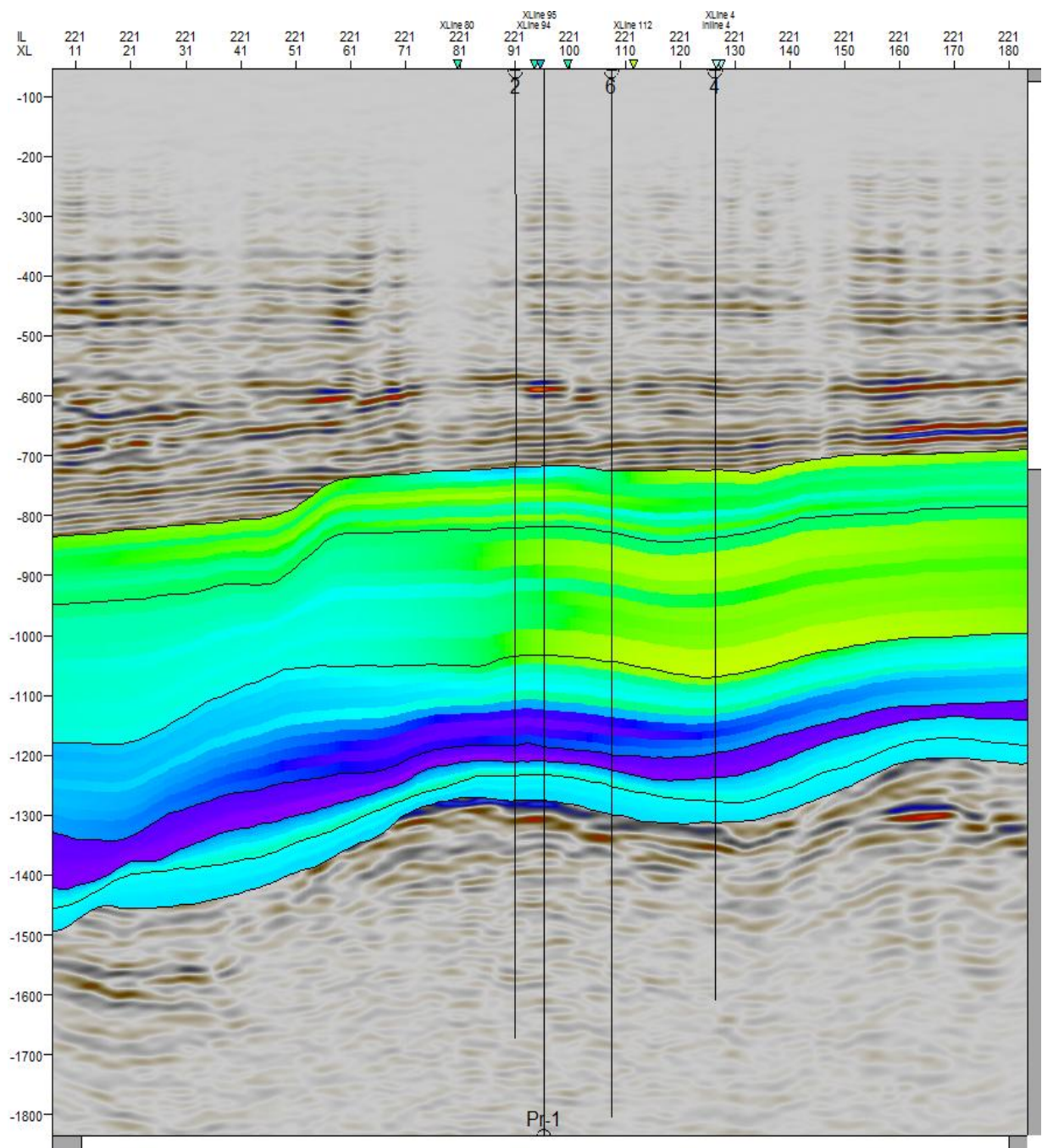


Рисунок 4.16- Фрагмент розрізу кубу пористості по Crossline 80 продуктивного горизонту В-26 через свердловини № 2, 6, 4 та пропоновану свердловину

В межах пласта в інтервалі (0-20 мс) відмічається розташування суцільних пористих відкладів з K_p 12-19 %, за винятком незначних зон приурочених до прирозломних зон та Андріївського прогину.

Для цього інтервалу завдяки розрахованій емпіричній залежності між K_p та проникністю зразків кернавого матеріалу була побудована карта проникності. Так як в інтервалі 20 мс зустрічаються як пісковики так і глинисті відклади, то по всій території отримано значення проникності від 1 до $5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ за винятком апікальної частини, де спостерігається значне підвищення значень до $50 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і виділяються дві локальні зони різної інтенсивності. Перша зона знаходиться в межах склепіння та північного крила Ливенської структури. Друга, менш інтенсивна, на західному крилі структури.

Так як в теригенних відкладах найбільш часто використовуються кореляційні зв'язки між акустичною жорсткістю $\chi = V \cdot \delta_p$ (де δ_p – густина, V – швидкість) та піщанистістю ($K_{пс}$), в межах продуктивних інтервалів була отримана залежність, яка лягла в основу розрахунку карт піщанистісті. Як зазначалося раніше, в межах досліджуваного інтервалу потрапляють як пісковики так і глини, на карті піщанистісті виокремлюється перспективна склепіннева частина де $K_{пс}$ має значення від 0,9 до 0,7, та західна та південно-східна частини де значення зменшуються до 0,5 та менше.

На карті прогнозного газонасичення перспективними є лише склепіннева частина Ливенської структури. Контур ГВК на даному рівні встановлений на рівні 1697 м в свердловині № 1.

На карті пористості, яка характеризує інтервал (20-40 мс) спостерігається більш диференційована картина. Зони з погіршеними колекторськими властивостями відмічаються в центральній частині площі досліджень, в межах свердловини Ливенська № 4, та незначна за розмірами ділянка на схід від свердловини № 3, а також в межах південного крайового розлому. Зони розподілу найбільших значень коефіцієнту пористості знаходяться в межах склепінневої частини.

Результати виконаних робіт свідчать про ефективність проведення досліджень сейсморозвідки 3D в межах родовищ зі складною геологічною будовою.

Сучасне програмне забезпечення та методи інтерпретації сейсмічних матеріалів значно підвищують точність картування різновікових поверхонь і трасування тектонічних порушень.

Застосування нових методик при інтерпретації матеріалів дає можливість створювати об'ємні сейсмогеологічні моделі з визначенням зон розповсюдження порід з покращеними колекторськими властивостями, прогнозуванням величин їх пористості та зон літологічних заміщень.

Використання програм сейсмофаціального аналізу дозволяє більш достовірно встановлювати зони літологічних заміщень і розповсюдження відкладів з подібними фільтраційно-ємнісними властивостями.

Уточнено геологічну модель Ливенського родовища в нижньокам'яновугільному комплексі.

Комплексний аналіз структурних карт, карт пористості, проникності та карт розподілу сейсмофацій дає можливість визначати найбільш оптимальні місця для закладання нових свердловин і зменшує ризики отримання негативних результатів при бурінні.

На Ливенському родовищі автор пропонує пробурити пошукову свердловину – в апікальній частині складки на рокриття продуктивного горизонту В-24-25 (C_1V_1) в 500 м на південний схід від свердловини № 2 Ливенської. Проектна глибина 1400 м.

Висновки до розділу:

В результаті дослідження створено комплексну об'ємну геолого-геофізичну модель Ливенського родовища. Розраховано куби акустичних жорсткостей та пористості, проведено атрибутивний та сейсмофаціальний аналіз геологічного середовища.

Результати інтерпретації показали, що Ливенська площа характеризується складною тектонічною будовою, яку не можливо було точно описати використовуючи 2D сейсмозв'язку та попередні дослідження з використанням 3D сейсмозв'язки, що призвело до некоректної оцінки перспектив нафтогазоносності родовища та негативних результатів буріння.

1. Ливенське родовище приурочено до антиклінальної складки, геологічну будову якої ускладнено сіткою розломів. В результаті роботи було уточнено положення тектонічних порушень, виділених раніше, та закартовані нові розломи.

2. Леванівська антиклінальна складка простежується по всіх кам'яновугільних структурних планах, а не лише в башкирському та серпуховському ярусах, як вважалось раніше. Вона характеризується асиметричною будовою крил і перикліналей та обширною склепінневою частиною. Підняття ускладнене густою сіткою різнонаправлених скидів амплітудою від 15 до 50 метрів. Найбільш протяжним із них є субширотний розлом, по якому занурено північне крило, і примикаючий до нього скид південно-східного простягання

3. Нижньокам'яновугільні структурні плани підняття на площі відрізняються від девонських, що пов'язано, вірогідно, як з конседиментаційним рухом тектонічних блоків по площинах розломів, що жили довгий час, так і соляним тектогенезом верхньої данково-лебедянської кам'яної солі, яка, виходячи з моделі будови Ливенського підняття, повинна бути присутня в розрізі.

4. В результаті побудовані куби пористості, сейсмофацій, карти пористості, проникності, розподілу сейсмофацій, карти газонасичення в

продуктивних інтервалах верхньовізейських і нижньовізейських порід Ливенського родовища.

5. Найбільший інтерес на Ливенській площі представляють продуктивні горизонти В-24-25 і В-26 (С1v1), де при випробуванні був отриманий промисловий приплив газу в свердловинах №№ 1, 2.

ГОЛОВНІ ВИСНОВКИ

В результаті дисертаційної роботи розроблено методику створення комплексної постійнодіючої геолого-геофізичної моделі родовищ вуглеводнів. Схема алгоритму побудови моделі зображена на рисунку 4.17. На думку автора такий комплексний підхід дозволить істотно підвищити точність геолого-розвідувальних робіт, гарантувати комплексну інтерпретацію геологічної, геофізичної, петрофізичної та іншої інформації про будову родовища; значно спростить процес інтеграції нових даних в існуючу модель та уточнення геологічної будови по мірі їх надходження, без необхідності переінтерпретації вже існуючої інформації (хоча, варто відмітити, що переінтерпретація буде необхідною у разі використання нових даних з принципово іншою роздільною здатністю).

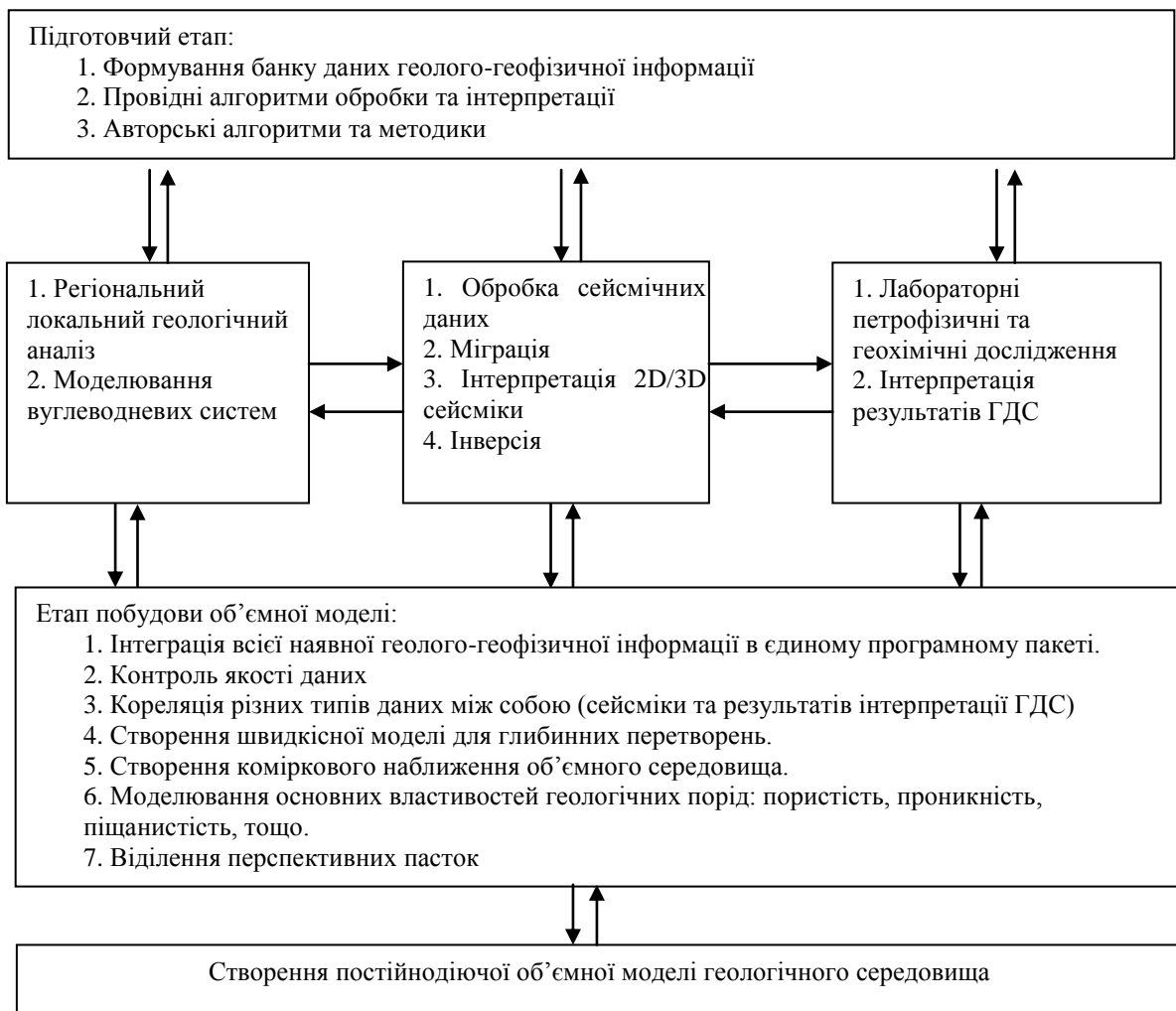


Рисунок 4.17. Схема побудови постійнодіючої моделі геологічного середовища

У процесі виконання даної дисертаційної роботи отримано наступні результати:

1. Удосконалено методику побудови комплексних геолого-геофізичних моделей для кам'яновугільних та девонських відкладів південної прибортової частини ДДз із застосуванням повнохвильового моделювання сейсмічного поля, моделювання вуглеводневих систем, сейсмофаціального аналізу, інверсії сейсмічних даних, VBM алгоритмів моделювання геологічного середовища, що забезпечують суттєве підвищення ефективності геолого-геофізичних досліджень південної прибортової частини ДДз.
2. Розроблено нову методику комплексної обробки та інтерпретації геолого-геофізичних даних, що заключається в поєднанні новітніх алгоритмів та методик моделювання вуглеводневих систем, що дозволяє перевірити гіпотезу про наявність вуглеводнів на ранньому етапі дослідження родовища, та більш точно спрогнозувати ресурси вуглеводневої сировини. Такий підхід дозволяє знизити ризики негативних результатів буріння, та сфокусувати геологорозвідувальний процес на найбільш перспективних ділянках можливих родовищ вуглеводнів. Невід'ємним елементом даної методики є літологічна ідентифікація порід за сейсмічними даними використовуючи сучасні алгоритми інверсії та сейсмофаціального аналізу, що дозволяє виділяти не лише структурні а й не антиклінальні стратиграфічні пастки. Обов'язковим елементом даної методики є верифікація геолого-геофізичної моделі родовища з використанням повнохвильового моделювання сейсмічного поля.
3. Розроблену методику адаптовано в сучасну автоматизовану систему обробки, інтерпретації геологічної інформації та геологічного моделювання.
4. Ефективність розробленої методики підтверджується за результатами моделювання на тестових прикладах.
5. Вперше на реальному нафтогазовому Ливенському родовищі завдяки розробленої методики було уточнено та деталізовано моделі геологічної будови, виділено новий газоносний об'єкти, що знаходиться в апікальній

частині складки на рокриття продуктивного горизонту В-24-25 (С1v1) в 500 м на південний схід від свердловини № 2 Ливенської.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Al-Hajeri M., Al Saeed M. Basin and Petroleum System Modeling // Oilfield Review. – 2009. – No. 2. – P. 14-29.
2. Allen P.A. Basin Analysis. Blackwell Science, 2005. – 550 с.
3. Baur F., Wielens H., Littke R. Basin and Petroleum Systems Modeling at the Jeanne d'Arc and Carson Basin offshore Newfoundland, Canada // CSEG Recorder. – 2009. – No.9. – p. 29-36
4. Bohacs K., Grawbowski G., Carroll A., et al. Production, destruction, and dilution – the many paths to source-rock development // SEPM Special Publication 82. – 2005. – P. 61-101.
5. Bohacs K., Lazar O. Sequence Stratigraphy in Fine-Grained Rocks at the Field to Flow-unit Scale: Insights for Correlation, Mapping, and Genetic Controls // Houston Geological Society, Applied Geoscience Conference. Houston, – 2010.
6. Bouska J. The other side of the fold // The Leading Edge, 01/1998. - pp. 31 - 35. -SEG, 1998.
7. Bowman T. Direct method for determining organic shale potential from porosity and resistivity logs to identify possible // AAPG Annual Convention. – 2010.
8. Brown A.R. Interpretation of three-dimension seismic data, 7th ed.: AAPG Memoir 42 and SEG Investigations in Geophysics № 9, 2011
9. Chopra S. Extracting Meaningful Information from Seismic Attributes, AAPG Annual Convention and Exhibition, Denver, Colorado, June 7-10, 2009 .
10. Colombo D. Benefits of wide-azimuth seismic for commercial exploration targets and implications for data analysis // The Leading Edge, 4/2005. - pp.352 - 363. -SEG, 2005
11. Cordsen A., Galbraith M., Pierce J. Planning Land 3-D Seismic Surveys. - Tulsa:SEG, 1998.
12. Creany S., Passey Q. Recurring patterns of total organic carbon and source rock quality within a sequence stratigraphic framework // AAPG Bulletin. – 1993. – V.77, No. 3. – P. 386-401.

13. Demaison G., Hoick A., Jones T. et al. Predictive source bed stratigraphy. A guide to regional petroleum occurrence // London, Proceedings, 11th World Petroleum Congress. – 1984. – V. 11, No. 2. – P. 17.
14. Demaison G., Murris R. Petroleum geochemistry and basin evaluation // AAPG Memoir 35. – 1984. – 426 p.
15. Demaison, G., Huizinga B. Genetic classification of petroleum systems // AAPG Bulletin. – 1991. – V. 75, No. 10. –P. 1626-1643.
16. Donald A. Herron First steps in seismic interpretation// Library of Congress Cataloging-in-Publication Data
17. Dow W. Application of oil correlation and source rock data to exploration in Williston basin // AAPG Bulletin. – 1974. – v. 58, No. 7. – P. 1253-1262.
18. Dutta N.C Geopressure: Prediction using seismic data. Current status and the road ahead. // Geophysics , vol. 67, №6, Nov-Dec. 2002, pp. 2021-2041
19. Escalona A., Fjeldskaar W., Grunnaleite I. Basin modeling across the emergent Lesser Antilles island arc, SE Caribbean, and impact on petroleum systems // First break. – 2011. – V. 29, No. 7. – P. 77-87 .
20. Fehmers G., C. Hocker , Fast structural interpretation with structure-oriented filtering, GEOPHYSICS, Vol. 68, №4, 2004.
21. Gardner G. H. F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density, - The diagnostic basics for stratigraphic traps. - Geophysics, 1974, v. 39, №6.
22. Garotta R., Granger P.-Y., Dariu H. Elastic parameter derivations from multi-component data. - SEG, 2000, Expanded Abstracts.
23. Gluyas J.G. Petroleum Geoscience. Blackwell Science, 2004. – 349 c.
24. Golonka J., Picha F. The Carpathians and their foreland: Geology and hydrocarbon resources. – AAPG Memoir 84. – P. 395 – 442.
25. Hantschel T., Kauerauf A. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. – New York: Springer. – 2009. – 476 p.
26. Herron D.A., Horizon autopicking, THE LEADING EDGE, №5, volume 19, 2000.

27. Higley D., Lewan M., Roberts L. et al. Petroleum System Modeling Capabilities for Use in Oil and Gas Resource Assessments. – U.S. Geological Survey. – 2006. – 22 p.
28. Hood A., Gutjahr C., Heacock R. Organic Metamorphism and the Generation of Petroleum // AAPG Bulletin. – 1975. – No. 59, P. 986-996.
29. Houston W., Wray L., Moreland P. The Paradox Basin Revisited – New Developments in Petroleum Systems and Basin Analysis. – RMAG Special Publication. – 2009. – P. 95-130.
30. Huc A. Paleogeography, Paleoclimate, and Source Rocks. – AAPG Studies in Geology 40. – 1995. – 347 p.
31. Hyne N. Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling and Production. – Pennwell Books. – 2001. – 551 p.
32. Kearey P., An introduction to geophysical exploration. – 2nd ed., 1991.
33. Ken Peters K., Schenk O., Wygrala B. Exploration Paradigm Shift: The Dynamic Petroleum System Concept // Swiss Bull. angew. Geol. – 2009. Vol. 14/1+2. – P. 65-71.
34. Kovalevsky E.V., Denisov S.B. Fuzzy geomodel expert system: application results. The 59th EAGE conference. Paper P-180. Geneva. - 1997.
35. Lemgruber A., Goncalves F. et al. The Use of Seismic Inversion Results as an Input in a High Resolution Petroleum System Modeling in the Santos Basin, Brazil // AAPG Annual Convention and Exhibition, New Orleans, Louisiana. – 2010.
36. Lenkey L., Dövényi P., Horváth F. Geothermics of the Pannonian basin and its bearing on the Neotectonics // EGU Stephan Mueller Special Publication Series, No. 3. – 2002. – P. 29–40.
37. Lindsey J. P., Dedman E. V., Schramm M. W., Jr. Stratigraphic modeling: a step beyond bright spot. World Oil, 1975.
38. Ling, Y. researcher group, 2003, Application of basic seismic attributes to interpretation of depositional environment: Petroleum Geophysics, 38, 642-653.

39. Lisnyi G., I.Ustenko, V.Petruniak, S.Vyzhva Modeling workflow for distribution of seismic waves velocities in the central part of Dnieper-Donets basin // Вісник Одеського університету імені Мечникова, Том 18, випуск 1(17) 2013, ст. 84-89.
40. Magoon L. History of the Petroleum System Concept // AAPG Hedberg Research Conference. – Napa, California, U.S.A., 2009
41. Magoon L., Dow W. The petroleum system. From source to trap. – AAPG, 1994. – 662 p.
42. Magoon L., Sánchez R. Beyond the Petroleum System // AAPG Bulletin. – 1992. – V. 79, No. 12. –P. 1731–1736.
43. Magoon, L. The petroleum system – a classification scheme for research, exploration, and resource assessment // Petroleum systems of the United States: USGS Bulletin. – 2007. –P. 2-15.
44. Magoon, L.The petroleum system – status of research and methods // USGS Bulletin No. 2007. – 1992. – P. 98.
45. Meisner F., Woodward J., Clayton J. Hydrocarbon source rocks of the greater Rocky Mountain region. –Denver: Rocky Mountain Association of Geologists. – 1984. – P. 1-34.
46. Meissner, F., Woodward J., Clavton J. Stratigraphic relationships and distribution of source rocks in the greater Rocky Mountain region / J. Woodward, F. Meissner, J. Clayton, Hydrocarbon source rocks of the greater Rocky Mountain region // Denver:Rocky Mountain Association of Geologists. – 1984. – P. 1-34.
47. Meyer B., Nederlof M. Identification of source rocks on wireline logs by density/resistivity and sonic transit time/resistivity crossplots // AAPG Bulletin. – 1984. – V.68, No. 2, P. 121-129.
48. MoldowanJ., Zinniker D. Determination and Quantification of Petroleum Mixtures // AAPG Annual Convention and Exhibition, New Orleans, Louisiana. – 2010.
49. Monsen E., T. Randen, L. Sønneland, and J. E. Odegard, 2004, Geological model building: A hierarchical segmentation approach, in Mathematical Methods

and Modeling in Hydrocarbon Exploration and Production, volume 6 of Mathematics in Industry: Springer-Verlag, 2004.

50. Montreal F.R. Modeling of the Petroleum System in the Reggane Basin, Algeria // 72nd EAGE Conference & Exhibition 2010. – Barcelona, Spain, 2010.

51. Passey Q., Bohacs K., Esch W. et al. From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir – geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs // CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition, Beijing, China. – 2010.

52. Passey Q., Creaney S., Kulla J. et al. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs // AAPG Bulletin. – 1990. – V.74, No. 12. – P. 1777-1794.

53. Pedersen, S. I., et al., 2002. Automatic fault extraction using artificial ants: 72nd Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 512-515.

54. Perrodon A., Masse P. Subsidence, sedimentation and petroleum systems // Journal of Petroleum Geology, v. 7, No. 1. – 1984. – P. 5-26.

55. Perrodon, A. Dynamics of oil and gas accumulations. – Pau: Elf Aquitaine. – 1983. –P. 187-210.

56. Perrodon, A. Petroleum systems: models and applications // Journal of Petroleum Geology, v. 15, n. 3. – 1992. – P. 319-326.

57. Peters K., Nelson P. Criteria to Determine Borehole Formation Temperatures for Calibration of Basin and Petroleum System Models // AAPG Annual Convention and Exhibition, Denver, USA. – 2009.

58. Petmecky R., Albertin M., Burke N. Improving Sub-Salt Imaging Using 3D Basin Model-Derived Velocities // Marine and Petroleum Geology. – 2009. – Vol. 26, No. 4. – p. 457–463.

59. Petruniak V. New Aspects of 3D Seismic Data Interpretation at the Southern Border of Dnieper-Donets Basin / V. Petruniak, I. Ustenko, S. Vyzhva // 75th EAGE Conference & Exhibition. – London, UK, 2013.

60. Petruniak V. Rational complex processing graph and interpretation of geophysical information of Pirkivska Field / V. Petruniak, I. Ustenko, S. Vyzhva // 74th EAGE Conference & Exhibition. – Copenhagen, Denmark, 2012.
61. Petruniak V., Ustenko I. Model of seismic velocity distribution for complete complex of processing and interpretation of seismic data in Dnieper-Donets Basin // Вісник англомовний
62. Sachsenhofer R., Bechtel A. Paleozoic Source Rocks in the Dnieper-Donets Basin, Ukraine // 71st EAGE Conference & Exhibition, Amsterdam, The Netherlands. – 2009.
63. Schenk O., Bird K. Development of Petroleum Systems in Northern Alaska – Timing of Petroleum System Events Controls Presence of Accumulations // GEO-India, New Delhi, India. – 2011.
64. Schwarzkopf T. Model for Prediction of Organic Carbon in Possible Source Rocks // Marine and Petroleum Geochemistry. – 1993. – No. 10, P. 478-492.
65. SEG-Y rev.1 Data Exchange Format . - Tulsa: SEG, 2002.
66. Seismic Stratigraphy - application to hydrocarbon exploration. Edited by Payton C. E. -AAPG, 1977
67. Singleton J., J.Grismore, J.Layton, E.Keskula, Seismic interpretation using true 3D visualization, THE LEADING EDGE, №5, volume 19, 2000.
68. Source Rock Analysis from Well Logs[Електронний ресурс].Електрон. дан. –HendersonD. HendersonPetrophysics, 2012. – Режим доступу: <http://www.hendersonpetrophysics.com> вільний. – Назва з екрану.
69. Tissot, B., Welte, D. Petroleum Formation and Occurrence. – New York: Springer-Verlag. – 1984. – 699p.
70. Total organic carbon (TOC)[Електронний ресурс].Електрон. дан. – CrainE. Crain'spetrophysicalhandbook, 2012. – Режим доступу: <http://www.spec2000.net> вільний. – Назва з екрану.
71. Total organic carbon[Електронний ресурс]. Електрон. дан. –Wikipedia. – Режим доступу: http://en.wikipedia.org/wiki/Total_organic_carbon вільний. – Назва з екрану.

72. Uffmann A., Littke R. 3D petroleum systems modelling of the North German Basin // First break. – 2011. – V. 29, No. 7. – P. 49-53.
73. Ulmishek G., Stratigraphic aspects of petroleum resource assessment, in Rice D. Oil and gas assessment - methods and applications. – AAPG Studies in Geology 21. – 1986. – P. 59-68.
74. Ursin B., Tjaland E. Seismic amplitude analysis // Russ.-Norw. Oil Explor. Workshop II, Voss (Bergen), May 5 – 7 1992, Abstr. Pap., S.L., № 36, p. 1 – 8
75. Ustenko I. Integral Model of Vertical Velocities Distribution in the Central Part of Dnieper-Donets Basin / I. Ustenko, I. Zvir, G. Lisnyi, V. Petruniak // 75th EAGE Conference & Exhibition. – London, UK, 2013.
76. Valles B., A. Carrillat, and L. Sonneland, From 3D seismic facies to reservoir simulation: 66th Annual Conference, EAGE, Extended Abstracts.
77. Vermeer Gijs O. 3-D Seismic Survey Design. - Tulsa: SEG, 2002
78. Yang W., Escalona A. Basin modeling and source rock evaluation in the Guyana Basin // First break. – 2011. – V. 29, No. 7. – p. 77-87
79. Yang W., Escalona A. Cretaceous Source Rock Maturity Evaluation in the Guyana Basin // 73rd EAGE Conference & Exhibition, Vienna, Austria. – 2011.
80. Авербух А.Г. Методика интерпретации данных сейсморазведки при интегрированном изучении нефтегазовых резервуаров. Изд. ГЕРС. НТЖ ЕАГО Геофизика №1. 1998.
81. Авербух А.Г., Э.М. Буцневий, В.А. Гельфанд, Г.Н. Гогоненков и др., Вопросы применения сейсморазведки для прогноза нефтегазонасыщенности, литологии, аномально высоких давлений и буримости горных пород, М., ВНИИОЭНГ, 1976.
82. Аки К., Ричардс П. Кількісна сейсмологія. Т.1, - М., Мир, 1983, с. 519.
83. Александров К.С., Продайвода Г.Т. Анизотропия упругих свойств минералов и горных пород. Новосибирск: Изд-во РАН, 2000. – 354 с.
84. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа М., ООО «Издательство «Спектр», 2008. - 384с.

85. Бабиченко А.Г., Фурсова Л.Н. и др. Отчет о геофизических работах на Мушинской площади, выполненных сейсморазведочной партией 43 81 в 1981-81 г.г. - Россошенцы, ВУГРЭ, 1982
86. Белоусов А.В., Башкардин В.В. Методика азимутального кинематического и динамического анализа данных МОГТ 3D // Приборы и системы разведочной геофизики, 03/2005, с. 26 - 29. - Саратов, 2005
87. Берлянт А. М., Теория геоизображений, М, ГЕОС, 2006.
88. Бурлин Ю.К., Яковлев Г.Е. Бассейновый анализ. М.: Недра, 2009. – 74 с.
89. Вакарчук С.Г. Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпровсько-Донецької Западни в зв'язку з нафтогазоносністю. Автореферат на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук, НАН України, ІГН - Київ, 2001
90. Воскресенский Ю. Н. Построение сейсмических изображений -М., 2006.
91. Ву Жан-Клод Дюлак, Обоснование необходимости следующего поколения решений по созданию геологических моделей, Oil & Gas, №6, 2009.
92. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М.: Научный мир, 2007. – 456 с.
93. Гольдин С. В., Гриценко С. А., Поляков Д. Б., Способ оценки эффективних скоростей, М, «Геология и геофизика», -1991.
94. Гурвич И.И., Боганник Г.Н. Сейсмическая разведка. – М.: Недра, 1980.
95. Денисов С.Б., Алешина А.В. Методология комплексной интерпретации при решении задач геологического моделирования, ЦГЭ, М. 2005.
96. Дон А.М. Отчет о работах Ливенской сейсморазведочной партии 29/70 – Полтавская геофизическая экспедиция, Россошенці, 1971.
97. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1987.

98. Дюбрул О., Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных EAGE, 2002.
99. Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2009.-М., 2010. - 110с.
100. Изотова Т.С., Денисов С.Б., Вендельштейн Б.Ю. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики. - М.: Недра. - 1993.
101. Кашик А.С., Федоров А.Л., Голосов С.В. Общие средства динамической визуализации. «Геофизика», 1,1998 г.
102. Клаербоут Дж.Ф. Теоретические основы обработки геофизической информации с приложением к разведке нефти. – М.: Недра, 1981 – 304 с.
103. Кобзарев Г.Ю. (ОАО «ЛУКОЙЛ») Критерии выбора эффективных геофизических технологий. Опыт ОАО «ЛУКОЙЛ» в оптимальном комплексировании // тезисы докладов десятой юбилейной международной научно-практической конференции. Геомодель 2008
104. Ковлагіна Г.К., Шкроб Т.М. Геолого-економічна оцінка Ливенського ГКР Полтавської області України - Полтава, 2011
105. Козинцева Т.Г. и др. Геологическое строение Ливенской площади (геологический отчет о результатах структурно-поискового бурения на Ливенской площади за 1967-1969 гг.).– Полтава: ПНГР, 1970
106. Комаров Г.С. Геофизические методы исследования скважин. – М.: Недра, 1973.
107. Лісний Г. Д., Використання моделі анізотропного середовища для аналізу сейсмічних зображень геологічних об'єктів, Київський національний університет імені Т. Г. Шевченка, 2002р.
108. Лукін О., Бенько В., Гладун В., Здоровенко М., Межуєв В., Огар В., Сергій Г., Льоха О., Щукін М. Богатойсько-Орельсько-Затишнянський мегаатол – великий ареал нафтогазонакопичення на південному сході Дніпровсько-Донецької западини (Полтавська область) - журнал «Геолог України», Київ, 2005.

109. Мак-Куиллин Р., Бекон М., Барклай У. Введение в сейсмическую интерпретацию. – М.: Недра, 1985 – 308 с.
110. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробования и испытания продуктивных пластов. НПО Союзпромгеофизика, - Калинин, 1990
111. Методичні рекомендації по застосуванню просторової сейсмозв'язки 3D на різних етапах геологорозвідувальних робіт на нафту та газ . - М.:ОАО "Центральная геофизическая экспедиция", 2000
112. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. – Москва Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 368 стр.
113. Михальцев А.В., И.К.Кондратьев, Г.Н.Гогоненков, А.Ю., Джапаридзе, Методические указания по высокоразрешающей сейсмозв'язке (Методика полевых работ), М.: ВНИИГеофизика. 1988. 32 с.
114. Новые технологии при построении цифровых геологических моделей месторождений углеводородов, Кашик А.С., Билибин С.И., Гогоненков Г.Н., Кириллов С.А., журнал «Технологии ТЭК», № 3 2003.
115. Петруняк В.Д. Сейсмічні дослідження Пірківської площі ДДЗ / В.Д.Петруняк, С.А. Вижва // Геоінформатика, Київ, 2011.
116. Петруняк В.Д. Інтерпретація даних сейсмозв'язки з метою уточнення геологічної будови Пірківської площі ДДЗ / В.Д. Петруняк, С.А. Вижва // Студентський геофізичний форум Баку, Азербайджан, Баку, 2011.
117. Петруняк В.Д. Комплексна обробка даних сейсмозв'язки та ГДС з метою уточнення геологічної будови та перспектив нафтогазоносності в межах південної приобортової зони ДДЗ (на прикладі Ливенської площі) / В.Д.Петруняк, С.А.Вижва, Є.В.Устенко.// X Міжнародна наукова конференція «Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища», 17–20 жовтня 2012 р., Київ, Україна. .

118. Петруняк В.Д. Побудова геолого-геофізичної моделі з метою пошуків вуглеводнів на прикладі Пірківської площі ДДЗ / В.Д. Петруняк, С.А.Вижва, Є.В.Устенко// 3-тя міжнародна студентська конференція геовчених, Сербія, Белград, 2012.
119. Петруняк В.Д., Є.В.Устенко Методи моделювання швидкостей гірських порід при використанні сейсмічних даних та даних ВСП// Міжнародна науково-практична конференція «НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ В УКРАЇНІ: пошуки, розвідка, перспективи» Київ, Україна.
120. Петруняк В.Д., Устенко Є.В. Методика обработки данных сейсморазведки на примере южной прибортовой части Днепровско-Донецкой впадины // Вісник Дніпропетровського гірничого університету
121. Пилипенко В.М., Верпаховська О.О. , Кекух Д.А. 3D скінчено-різницева кінематична міграція в інтерпретації даних сейсморозвідки, Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України, Київ, 2008.
122. Продайвода Г.Т., Маслов Б.П., Вижва С.А. Математичне моделювання впливу тиску і температури на швидкості пружних хвиль гірських порід // Геофизический журнал, 2000, №3, с. 113-118.
123. Ризниченко Ю.В., Сейсморазведка слоистых сред, Москва, Недра, 1985, 184 с.
124. Росстальная Г.Т. Изучение истории развития Новониколаевской, Новогригорьевской, Зачепиловской, Михайловской, Перещепинской и Голубовско-Ильичевской структур и закономерности размещения в них залежей (геологический отчет по теме 75/65). Брайловский Г.С. и др. – Полтава: ПНГР, 1967
125. Руденко Г.Е. О выделении тонкослоистых коллекторов по данным сейсморазведки и ГИС на базе технологии ПАРМ-КОЛЛЕКТОР / Г.Е.Руденко, А.В.Алфосов, О.А.Веденяпин, О.В.Иванова // Геофизика. – 2004. – № 3.

126. Сейсморозвідка: підручник / Г.Т.Продайвода, О.А. Трипільський, С.С. Чулков. – К.: Видавництво-поліграфічний центр “Київський університет”, 2008.-351с.
127. Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных / И.А. Мушин, П.Ю. Бродов, Е.А. Козлов, Ф.И. Хатьянов. -М.: Недра, 1990.
128. Сыдыков К.Ж., Непомнящих И.А. Тенденции развития современной сейсморозведки. Геофизика, №2, 1999.
129. Технология создания 3D геологических моделей в ОАО «Укрнафта» // Miedzynarodowa konferencja naukowo-techniczna Geopetrol 2006 nt., Zakopane, Poland, 18—21.09.2006. — Krakow, 2006. — S. 277—287.
130. Торхова Г.А. Звіт про пошукові сейсморозвідувальні роботи МСГТ на Ливенській площі – ДГП «Укргеофізика», Київ, 2004.
131. Урупов А.К., Основы трехмерной сейсморозведки: Москва 2004, «Нефть и Газ», с.483
132. Устенко Е.В., В.Д.Петруняк Способы построения скоростных моделей геологических сред по сейсмическим и скважинным данным // Тирасполь, Приднестровский государственный университет имени Тараса Шевченко, електронне видання
133. Устенко Є., Петруняк В., Вижва С. Сучасні погляди на теорію вуглеводневих систем // Геоінформатика
134. Устенко Є.В. Сучасні методи побудови зображень геологічного середовища на прикладі нафтогазоносних площ центральної частини Дніпрово-донецької западини / Є.В. Устенко, Г.Д. Лісний, С.А. Вижва, В.Д. Петруняк // X Міжнародна конференція «Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища». – Київ, 2012.
135. Устенко Є.В., В.Д.Петруняк Швидкісні параметри порід-колекторів ливенської площі ДДЗ// Міжнародна науково-практична конференція «НЕТРАДИЦІЙНІ Джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи» Київ, Україна.

136. Устенко Є.В., Петруняк В.Д. Особливості побудови моделі розподілу швидкостей сейсмічних хвиль в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини // Геодинаміка 2(15)/2013 Національний Університет “Львівська політехніка” ст.350-352.
137. Хаттон, Уэрдингтон, Мейкин Обработка сейсмических данных. - М.: Мир, 1993.
138. Чалов С.Е. Определение свойств тонкослоистых песчаных резервуаров на основе сейсмического прогнозирования и анализа кубов пористости и коэффициента Пуассона / С.Е. Чалов, В.Ю. Матусевич, С.Н. Птецов и др. // Технологии сейсморазведки. – 2002. – № 1. – С. 83–90.
139. Шерифф Р., Гелдарт Л. Сейсморазвідка: В 2-х т. Т.1. Історія, теорія та отримання даних. - М.: Мир, 1987.
140. Шерифф Р., Гелдарт Л. Сейсморазвідка: В 2-х т. Т.2. Обробка та інтерпретація даних. - М.: Мир, 1987.
141. Яременко В.Г. Звіт про виконані сейсморозвідувальні роботи на Ливенській площі за технологією 3D – Київ, 2011