

## **ОЦІНКА ВПЛИВУ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ОБ'ЄКТА НА СЕЙСМІЧНЕ ХВИЛЬОВЕ ПОЛЕ**

<sup>1</sup>В.О. Цибульський, <sup>2</sup>П.М. Кузьменко, <sup>2</sup>С.О. Скларов

<sup>1</sup> КНУ ім. Т.Г.Шевченка, 03022, м. Київ, вул. Васильківська 90, тел. (044) 5213338,  
e-mail: cibauniv@ukr.net

<sup>2</sup> ДП «Науканафтогаз», 08132, Київська обл., Києво-Святошинський р-н,  
м. Вишневе, вул. Київська 8, тел. (044) 3917412, e-mail: info@naukanaftogaz.com

З метою вирішення проблем верифікації апріорної геолого-геофізичної моделі, отриманої в результаті інтерпретації сейсмічних даних та даних ГДС, пропонується методика, спрямована на нівелювання прогалин технологічного процесу, перш за все «на стику» виконання робіт з оброблення та інтерпретації сейсмічних даних. Розглядаються питання підвищення надійності геолого-геофізичної інтерпретації складно побудованих родовищ при вирішенні задач пошуку вуглеводнів. Розроблена методика передбачає створення набору синтетичних сейсмічних даних на основі геолого-геофізичних моделей різного рівня складності та їх подальшого вивчення засобами атрибутного аналізу. Викладено основні результати, отримані в ході експериментальних досліджень на реальному об'єкті. Досліджено вплив літологічно-структурних особливостей нафтогазоносних порід Майкопської серії родовища Субботіна Прикерченського шельфу Чорного моря на сейсмічне хвильове поле. Отримані матеріали дають змогу встановити взаємозв'язки між реальними та синтетичними сейсмічними даними з метою уточнення інтерпретаційної моделі середовища.

Ключові слова: нафта та газ, повнохвильове моделювання, синтетичні сейсмічні дані, атрибутний аналіз, геолого-геофізичне моделювання

С целью решения проблем верификации априорной геолого-геофизической модели, созданной в результате интерпретации сейсмических данных и данных ГИС, предлагается методика, направленная на нивелирование пробелов технологического процесса, прежде всего «на стыке» работ по обработке и интерпретации сейсмических данных. Рассматриваются вопросы повышения надежности геолого-геофизической интерпретации сложно построенных месторождений при решении задач поиска углеводородов. Разработанная методика предусматривает создание набора синтетических сейсмических данных на основе геолого-геофизических моделей разного уровня сложности. Изложены основные результаты, полученные в ходе экспериментальных исследований на реальном объекте. Исследовано влияние литолого-структурных особенностей нефтегазоносных пород Майкопской серии месторождения Субботина Прикерченского шельфа Черного моря на сейсмическое волновое поле. Конечные результаты позволят определить взаимосвязи между реальными и синтетическими данными с целью уточнения интерпретационной модели среды.

Ключевые слова: нефть и газ, полномасштабное моделирование, синтетические сейсмические данные, атрибутный анализ, геолого-геофизическое моделирование

Aimed to solve the problem of a priori geological and geophysical model verification formed in the result of seismic data and well logging data interpretation the methodology is offered directed to evening out the technological progress gaps, first of all at the edge of data processing and interpretation. The issues are considered concerning the enhancing the reliability of geological and geophysical interpretation of complex-built fields in solving the tasks of hydrocarbons search. The developed methodology foresees the creation of a set of synthetic seismic data based on the geological and geophysical models of different levels of complexity and their further study using the means of attribute analysis. The main results have been presented obtained during the experimental researches at the real object. The lithological and structural features influence of oil and gas bearing rocks of Maikop series of Subbotin field in Prekerchinsk shelf of the Black Sea on the seismic-wave field has been researched. The obtained materials will allow to establish the relationship between real and synthetic seismic data in order to clarify the interpretation model of the environment.

Keywords: oil and gas, full-wave modeling, synthetic seismic data, attribute analysis, geological and geophysical modeling.

**Вступ.** Під час створення діючої геолого-геофізичної моделі родовища нафти та газу більшість питань та суперечностей виникає саме на «стиках» виробничого циклу. Перш за все, це перехід від обробки сейсмічних даних до інтерпретації. Опрацьовуючи отриманий первинний сейсмічний матеріал, спеціалісти-обробники намагаються максимально повно виконати свою частину роботи, з огляду на такі показники якості, як співвідношення сигнал/завада, ослаблення багатократних відбиттів тощо. При цьому дуже часто не до кінця розуміють потре-

би та геологічні результати, що очікуються на наступних етапах робіт. Така ж ситуація спостерігається і в зворотному напрямі: інтерпретатори часто ототожнюють сейсмічний та геологічний розрізи, незважаючи на процедури обробки, що були застосовані для кожного конкретного хвильового поля. Проблематика незгодженості технологічного ланцюжка, поєднання різномірної геолого-геофізичної інформації при роботах на нафту та газ – проблема не нова і часто обговорюється науковцями, зокрема досить широко розглянута в книзі Ю. Ампі-

лова «От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа» [1].

З метою вирішення проблем верифікації апріорної геолого-геофізичної моделі, отриманої в результаті інтерпретації сейсмічних даних та даних ГДС, пропонується методика, спрямована на нівелювання прогалин технологічного процесу, перш за все «на стику» виконання робіт з обробки та інтерпретації. Головні задачі:

– структурне моделювання: зрозуміти причини свосередного відображення певних структурних форм на часовому розрізі. Провести оцінку впливу перекриваючих товщ на кінематику сейсмічних хвиль у цільовому часовому діапазоні;

– стратиграфічне моделювання: оцінити вплив тонкошаруватості розрізу, зон літологічно-фаціальних змін та інших неоднорідностей на такі характеристики хвильового поля, як зміна амплітуд, деструкція вищезалягаючих горизонтів, зміна полярності, зниження швидкості, наявність та позиціонування дифрагованих хвиль.

Об'єктом дослідження є геолого-геофізична модель геологічної будови структури Субботіна Прикерченського шельфу Чорного моря. Значні за обсягом поклади вуглеводнів на родовищі Субботіна і Прикерченському шельфі загалом пов'язують з відкладами майкопської серії [2]. З результатів геофізичних та кернових досліджень свердловин відомо, що відклади майкопської серії характеризуються нерівномірним чергуванням літологічно-фаціальних умов та складною шаруватою будовою [3]. Інтерпретація (трасування) продуктивної нижньомайкопської товщі в сейсмічному хвильовому полі, отриманому на площі Субботіна, загалом є складним завданням, оскільки сигнал за спектрально-енергетичними характеристиками є слабким і невираженим.

Розроблена методика досліду полягає у зіставленні реального хвильового поля, отриманого в результаті польових сейсморозвідувальних робіт на площі Субботіна, з набором синтетичних хвильових полів, отриманих у результаті сейсмічного моделювання. Теоретичні основи повнохвильового моделювання синтетичних хвильових полів, опис програмного забезпечення Tesserat 2D та базові принципи створення моделей досліджуваного геологічного середовища викладені в попередніх роботах [4], тому більше уваги буде приділено власне методологічній основі експерименту. Апаратні можливості синтетичного моделювання обмежені двовимірним простором, тому математичні моделі, створені на основі композитного геологічного розрізу структури Субботіна за наявними свердловинами. Крім того, геофізичні дослідження виконані в свердловинах є основним джерелом інформації про літологічні, фізичні та петрофізичні властивості середовища.

Основна ідея – це розрахунок синтетичних сейсмограм, що проводиться за принципом поетапного ускладнення початкової моделі з поступовим наближенням до моделі реального

геологічного розрізу, тобто в кожному наступному моделюванні додавались параметри, що робили свій внесок у хвильову картину. До таких параметрів належать: структурні елементи будови об'єкта досліджень, пружні властивості середовища, врахування ефектів поглинання. Перерахунок синтетичних сейсмограм відбувався щоразу під час внесення змін до моделі. Таким чином, згенеровані синтетичні сейсмограми надалі опрацьовувались за графом динамічної та авторської обробки [5], отримані синтетичні сейсмічні розрізи піддавалися атрибутному аналізу та подальшому зіставленню з реальним хвильовим полем. Узагальнений алгоритм еволюції початкової моделі наведено на рисунку 1.

В основі графу динамічної обробки сейсмічних даних лежать процедури збереження «істинних» амплітуд (ЗІА) корисного сейсмічного сигналу та підвищення роздільної здатності [6]. Як вхідні дані використовують сейсмограми спільного пункту збудження сейсмічних коливань. За допомогою процедур (ЗІА) забезпечується послаблення впливу на корисний сигнал різних типів завад та короткоперіодних реверберацій. При відповідному підборі параметрів обробки, процедури ЗІА забезпечують збереження в записках сейсмограм інформації про літологічний склад цільових горизонтів завдяки корекції амплітуди сигналу за сферичне розходження фронту хвилі, непружне поглинання сейсмічної хвилі та корекції амплітудних, частотних і фазових характеристик сигналу.

Результат може бути прийнятий і отримати подальший розвиток у випадку доброї збіжності синтетичного та реального сейсмічних розрізів, або відхилений як незадовільний. Фінальна модель буде мати найвищий рівень складності, враховуватиме структурні неоднорідності, варіації швидкості та густини, а також поглинання геологічного середовища

Для підвищення роздільної здатності сейсмічних даних виконується процедура деконволюції з передбаченням, яка забезпечує відновлення частотного спектру корисного сейсмічного сигналу та послаблення багатократних відбиттів-реверберацій.

Завершує блок процедур ЗІА широкосмугова фільтрація, корекція частотного спектру вхідних сейсмограм та процедура формування контрольного сумарного часового розрізу. Широкосмугова фільтрація виконується в широкому частотному діапазоні з метою збереження частотного спектру корисних відбиттів.

Окремо застосовано авторський алгоритм автоматизованого підбору сейсмічних швидкостей [5], оскільки одним з головних чинників, що впливає на точність побудови геолого-геофізичної моделі досліджуваного об'єкта, є побудова куба розподілу швидкостей СГТ. Сьгодні побудова швидкісного кубу виконується вручну на стадії обробки сейсмічних даних, але ручний підбір швидкості виконується не для кожної СГТ і не для кожного часового відліку. Це призводить, з одного боку, до виграшу у часі підбору швидкостей, але, з іншого боку,

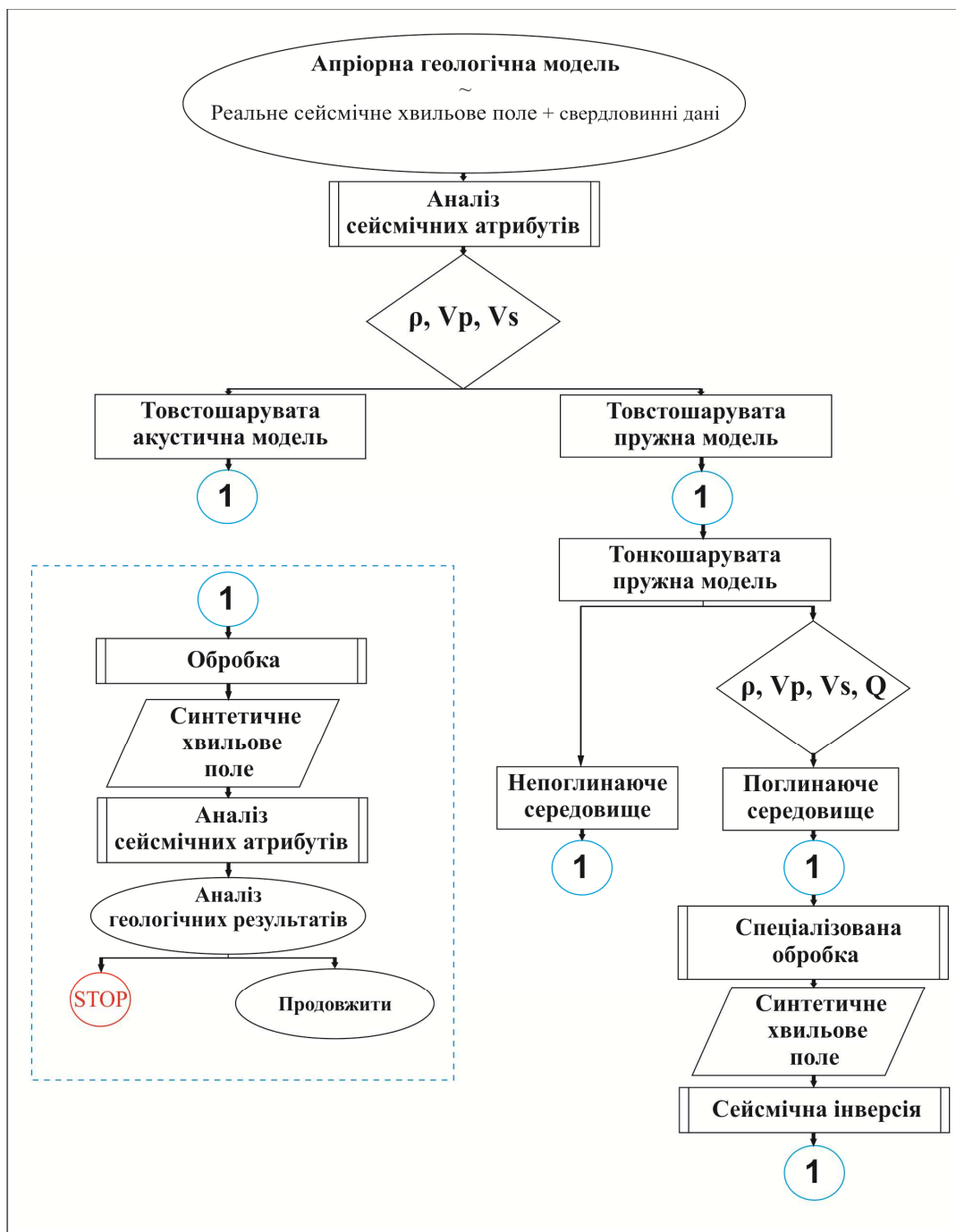


Рисунок 1 – Алгоритм аналізу особливостей геологічного середовища засобами синтетичного моделювання хвильових полів. Пунктирною лінією виокремлено аналітичний цикл, що завершує кожний новий етап моделювання

втрачається інформативність хвильового поля загалом. Особливо це помітно в області водонафтового контакту (ВНК), газоводного контакту (ГВК), газонафтового контакту (ГНК), оскільки такі контакти характеризуються значною диспергуючою властивістю і відбиті сейсмічні хвилі мають різні частотно-швидкісні характеристики.

Окрім втрати даних при ручному переборі швидкостей слід враховувати вплив неортогональності розміщення системи спостереження до пошукового об'єкту, в такому випадку, висока точність побудови геолого-геофізичних

моделей напряму залежатиме від рівня професіоналізму геофізика і алгоритмічної бази обробки сейсмічних даних.

У ході досліджень, відібрано чотири моделі, що найкращим чином відображають реальну хвильову картину (табл. 1):

- Товстошарувата пружна модель;
- Тонкошарувата пружна за авторським алгоритмом обробки;
- Тонкошарувата пружна частково-поглинаюча модель;
- Тонкошарувата пружна поглинаюча модель.

Таблиця 1 - Порівняльна характеристика синтетичних сейсмічних моделей

Модель	Параметри
Товстошарувата пружна	<b>Структурні:</b> Сейсмокомплекси розділені відбиваючими горизонтами, для кожного з яких задано значення $V_p$ та $\rho$
	<b>Пружні:</b> Враховуються ефекти обміну хвиль, розподіл в середовищі хвиль стиснення та густина середовища, оцінюється швидкість хвиль зсуву
	<b>Поглинання:</b> Не враховуються
Тонкошарувата пружна за авторським алгоритмом обробки	<b>Структурні:</b> Сейсмокомплекси розділені відбиваючими горизонтами, для кожного з яких задано значення $V_p$ та $\rho$ .
	<b>Пружні:</b> Враховуються ефекти обміну хвиль, розподіл в середовищі хвиль стиснення та густина середовища, оцінюється швидкість хвиль зсуву
	<b>Поглинання:</b> Не враховуються
Тонкошарувата пружна частково - поглинаюча	<b>Структурні:</b> Окремі цільові сейсмокомплекси подрібнюються у відповідності до геологічних уявлень
	<b>Пружні:</b> Враховуються ефекти обміну хвиль, розподіл в середовищі хвиль стиснення та густина середовища, оцінюється швидкість хвиль зсуву
	<b>Поглинання:</b> Враховується у окремих прошарках цільових нижньомайкопських відкладів
Тонкошарувата пружна поглинаюча	<b>Структурні:</b> Окремі цільові сейсмокомплекси подрібнюються у відповідності до геологічних уявлень
	<b>Пружні:</b> Враховуються ефекти обміну хвиль, розподіл в середовищі хвиль стиснення та густина середовища, оцінюється швидкість хвиль зсуву
	<b>Поглинання:</b> Враховується у товщі верхньомайкопських відкладів

**Реальне хвильове поле.** На реальному розрізі хвильового поля виділяють такі сейсмокомплекси: палеоценовий; середньо-нижньо-еоценовий; верхньо-еоценовий; нижньомайкопський; середньо-майкопський; верхньомайкопський; середньо-верхньоміоценовий. Комплекси розділені між собою відбиваючими горизонтами: III – підшва еоценових відкладів; II б – підшва відкладів верхнього еоцену; II а – підшва відкладів олігоцену; M1 – покрівля нижнього майкопу; I б – підшва відкладів міоцену; I а – підшва відкладів середнього міоцену. Досліджуване сейсмічне хвильове поле динамічно слабо виражене, існує певне поглинання високочастотної компоненти у середньо-верхньоміоценовому сейсмічному комплексі. Контрастно виділяються верхньомайкопський, середньомайкопський, підшва нижньомайкопського та покрівля верхньо-еоценового комплексів (рис. 2). Можна стверджувати, що геологічна будова площі досліджень має дуже складну хвильову картину у зв'язку з сильною дислокованістю осадових комплексів, великою кількістю розривних порушень, перерв в осадконакопиченні і пов'язаними з ними процесами ерозії, а також можливими крутими кутами залягання порід.

**Товстошарувата пружна модель.** Порівнюючи реальне хвильове поле з синтетичним, створеним з товстошаруватою пружною моделлю можна бачити, що найкращим чином трапляються відбиття в верхній частині розрізу, тобто відкладах міоцену. Імпульс відбиття границі I б витриманий, його тривалість складає 2-4 періоди. Починаючи з підшви відкладів

майкопу в синтетичному хвильовому полі, когерентні відбиття майже не простежуються і мають фрагментарний характер, особливо це стосується відбиваючої границі III, інтерпретація якої неоднозначна. Винятком може стати лише границя II б – підшва відкладів верхнього еоцену, - що проявляється в центральній частині сейсмічного розрізу, на відміну від реальних даних. Загалом, візуальна збіжність реального та синтетичного полів у даному випадку невисока, отримано попередній сейсмічний розріз. У зв'язку з цим існує потреба переходу до більш складної моделі досліджуваного середовища згідно з алгоритмом аналізу особливостей геологічного середовища.

**Тонкошарувата пружна непоглинаюча модель із застосуванням авторського алгоритму обробки.** Застосування авторського алгоритму обробки сейсмічних даних [5] до тонкошаруватої пружної моделі дає змогу отримати сейсмічний розріз високої роздільної здатності, уникнути явищ амплітудно-фазової деструкції відбиваючих границь, що можуть бути спричинені за рахунок некоректного визначення швидкостей сейсмічних хвиль. У результаті, можна бачити, що відбиваючі горизонти досить витримані по всьому сейсмічному розрізі. Відбиття чіткі, тривалістю від 2 до 4 періодів, амплітуда корисного сигналу значно перевищує амплітуди фонових гармонік. Чітко інтерпретуються зони розломних порушень в інтервалі M1-III. Явно простежується тонкошаруватість нижньомайкопських відкладів, це говорить про відповідність отриманого синтетичного хвильового поля до заданої геологічної моделі, але



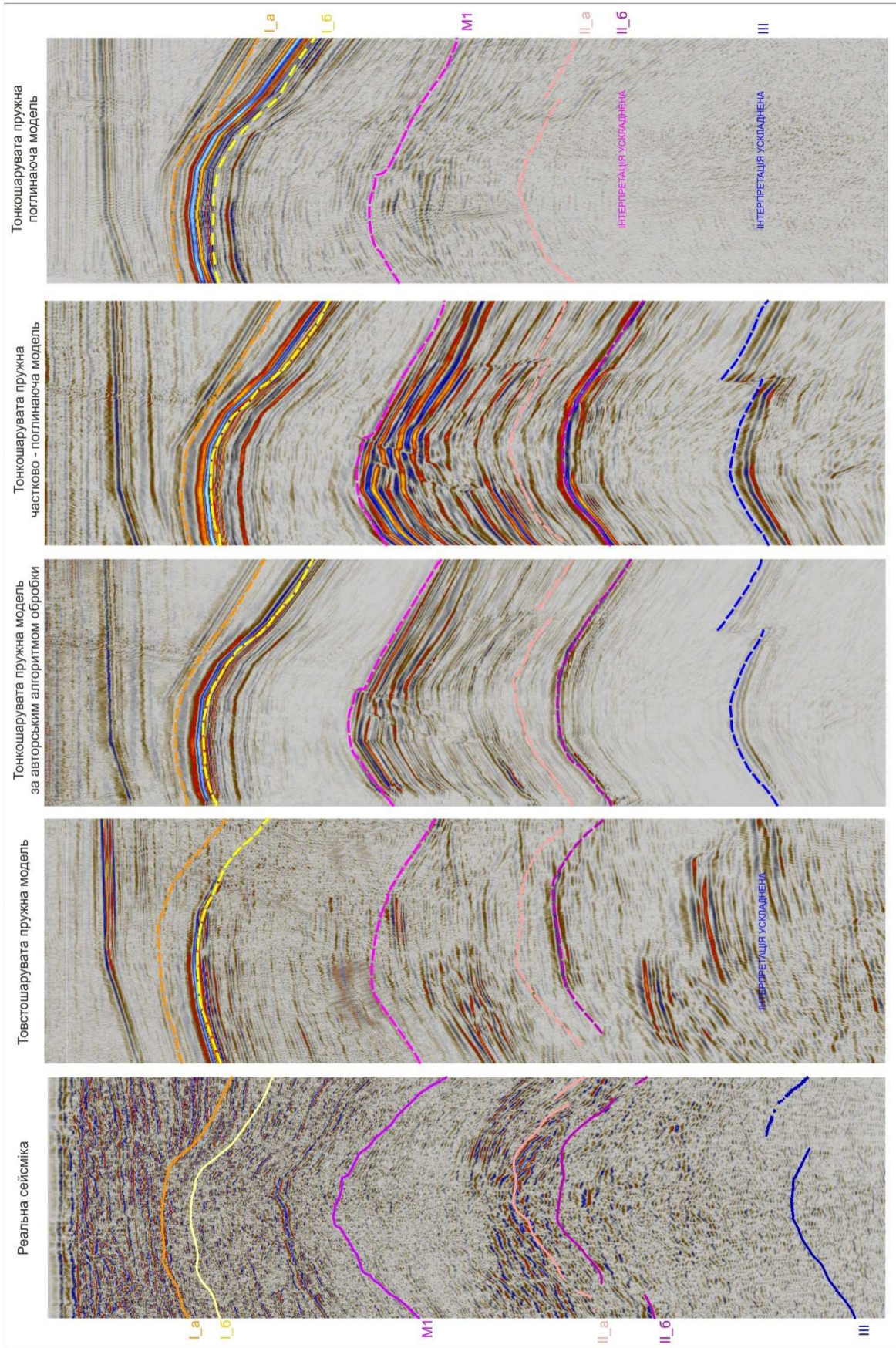


Рисунок 2 – Результати розрахунку синтетичного сейсмічного хвильового поля по моделях середовища різної складності

водночас суперечить реальній хвильовій картині. Аналіз результатів наштовхує на думку про поглинаючі властивості цільової товщі. Крім того відомо, що літологічно нижньомайкопські відклади характеризуються чергуванням аргілітів, пісковиків і алевролітів. У верхній частині (молочанський регіолярус) товща складена аргілітами темно-сірими до чорних, щільними, міцними, слюдистими, слабослудистими, невапнистими з проверстками сірих і світло-сірих, щільних, міцних, невапнистих алевролітів.

**Тонкошарувата пружна частково-поглинаюча модель.** На відміну від тонкошаруватої пружної моделі за авторським алгоритмом, наступна тонкошарувата пружна частково-поглинаюча модель, як видно з назви, поглинає сейсмічний сигнал у покрівлі цільових відкладів (відбиваючий горизонт М1) згідно з геологічними уявленнями про будову об'єкта досліджень. Виходячи з припущення, що поглинаючі шари чергуються з непоглинаючими, у моделі послідовно задано параметр добротності  $Q$ . У такий спосіб отримано синтетичне хвильове поле, що загалом повторює попереднє. Характерною особливістю є «розмазування» в часі амплітуд коливань, пов'язане з автоматизованим перебором швидкостей у процедурах графу динамічної обробки. В цільовій товщі відбиття стали більш динамічно вираженими, результат незадовільний з огляду на поставлені завдання. Пояснити таку хвильову картину можна явищем інтерференції внаслідок контрастних змін акустичних жорсткостей поглинаючих і непоглинаючих прошарків. Отже, припущення про поглинання енергії сейсмічного сигналу в нижньомайкопських відкладах є хибним.

**Тонкошарувата пружна поглинаюча модель.** На наступному етапі досліджень моделювали явище поглинання енергії сейсмічних хвиль у верхньомайкопських відкладах (відбиваючі границі I<sub>a</sub>, I<sub>б</sub>). Спостерігаються динамічно виражені відбиття I<sub>a</sub> та I<sub>б</sub>. Майкопська товща неконтрастна, лише в нижній її частині присутні ознаки відбиття М1. Інтерпретація сейсмічних границь II<sub>б</sub> та III ускладнена. В сигналі діагностуються прояви розломних порушень у зоні М1-II<sub>a</sub>. Загалом, синтетичне хвильове поле отримане по тонкошаруватій пружній поглинаючій моделі показало найкращу збіжність з реальним.

Для подальшого детального аналізу обрано три атрибути хвильового поля, що найчастіше застосовуються в практиці оцінки якості сейсмічних даних: атрибут миттєвої амплітуди, атрибут домінуючої частоти та атрибут миттєвої фази, рисунки 3, 4, 5 відповідно [7].

**Атрибут миттєвої амплітуди,** або огинаючої сейсмічного сигналу, - це миттєве значення енергії та магнітуди визначені як повна енергія сейсмічної траси. Іншими словами, це абсолютне значення сейсмічної траси, що включає в себе реальну та уявну частину (рис. 3).

Умовно, реальне хвильове поле досліджуваного об'єкта за параметром миттєвої амплі-

туди можна розділити на чотири зони за характером розподілу енергії сигналу. Перша зона закінчується в середній частині верхньомайкопських відкладів і включає в себе поверхні I<sub>a</sub> та I<sub>б</sub>. Аналізуючи характер розподілу амплітуд та енергії сигналу, можна зробити припущення про значні втрати енергетичної складової початкового сигналу при проходженні через виділену зону, особливо це характерно для верхньої частини розрізу обмеженою поверхнею I<sub>б</sub>.

Наступна зона виділяється надзвичайно низьким рівнем амплітуд сигналу, умовно обмежена поверхнями М1 та II<sub>a</sub>, саме до цієї зони входять цільові нафтогазовмісні відклади нижнього майкопу. Як можна бачити, в інтерпретаційному відношенні товща фактично «сліпа».

Третя зона, що виділяється за атрибутом миттєвої амплітуди, знаходиться в околі відбиваючої поверхні II<sub>a</sub>. Проявляються низькоамплітудні відбиття на загальному фоні, що свідчить про зміну акустичних властивостей розрізу.

Остання, четверта зона, обмежена поверхнею II<sub>б</sub>, характеризується низьким рівнем амплітуд відбиття, ймовірно пов'язаним зі значною втратою енергії несучої хвилі в процесі розповсюдження в нижній напівпростір. Отже, маємо сейсмічний розріз, в якому за атрибутом миттєвої амплітуди виділяються по чергово товщі високої і низької відбиваючої здатності.

Розглядаючи розрізи атрибуту миттєвої амплітуди, отримані за синтетичними даними, найбільш достовірним і схожим з реальним є хвильове поле, отримане за тонкошаруватою пружною поглинаючою моделлю. Хоча загальний рівень амплітуд розрізу дещо нижчий за реальний. Такий візуальний ефект може бути зумовлений особливостями процедур регулювання амплітуд на стадії обробки реального хвильового поля. Контрастно виділяється дуже потужне відбиття поглинаючої товщі I<sub>a</sub>-I<sub>б</sub>. Цільова товща нижнього майкопу проявляється неявно і схожа до хвильової картини реального розрізу. Цей факт свідчить на користь запропонованої поглинаючої моделі серхньомайкопської товщі, наштовхує на геолого-геофізичне пояснення слабкої відбиваючої здатності цільових відкладів.

**Атрибут домінуючої частоти.** У верхній частині реального сейсмічного розрізу переважають відбиття з частотою 35-50 Гц, що розповсюджуються у нижній напівпростір, сейсмічні хвилі поступово втрачають високочастотну компоненту сигналу. На рівні відбиваючої границі М1 домінуюча частота складає 10-35 Гц. Таким чином, за атрибутом домінуючої частоти реальне хвильове поле можна умовно розділити на дві зони, границя між якими пролягає в середній частині нижньомайкопських відкладів.

Товстошарувата пружна модель загалом характеризується частотами в межах 5-30 Гц. Загальний тренд розподілу частот зберігається відповідно до реального розрізу.



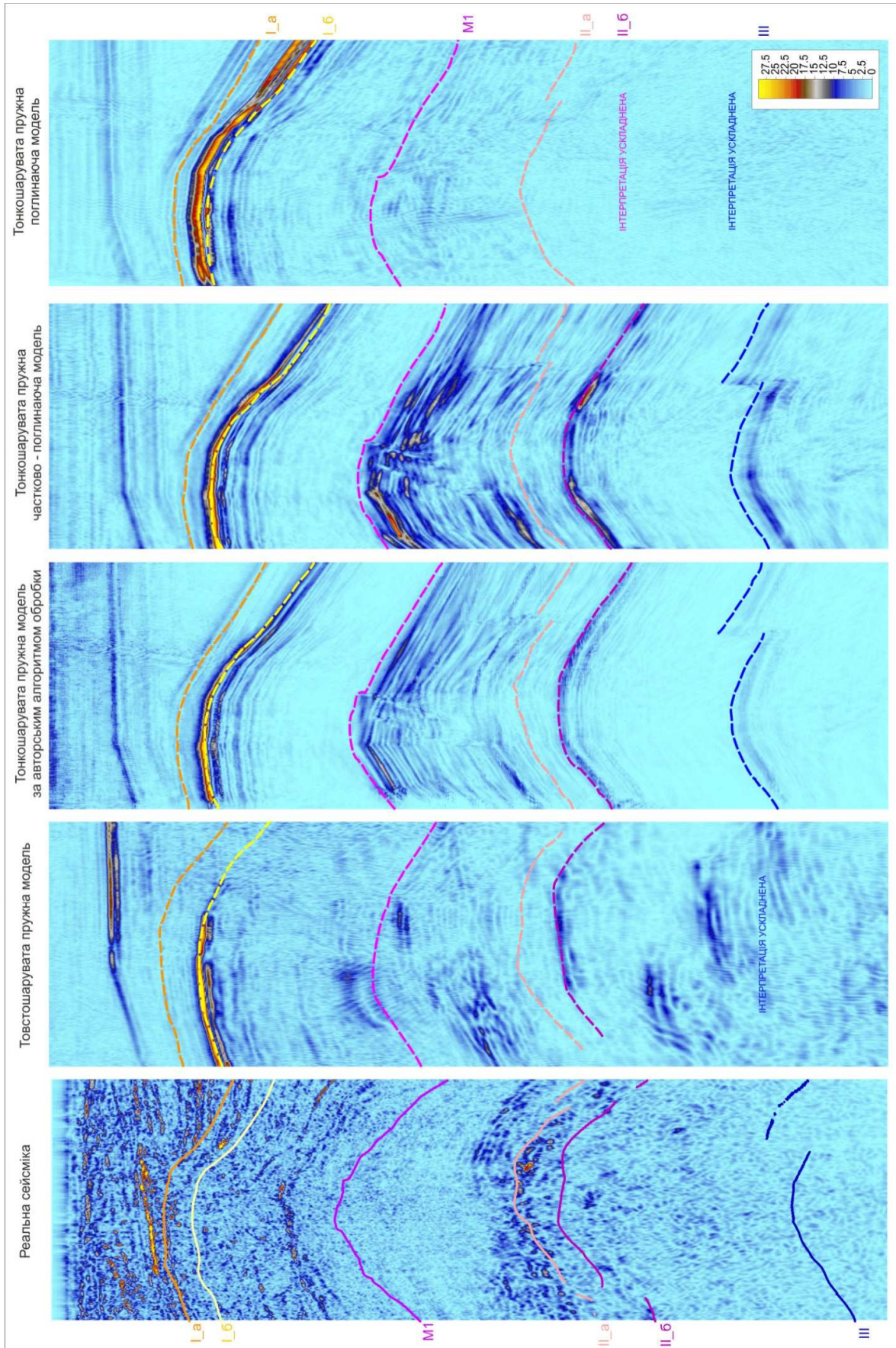


Рисунок 3 – Атрибут миттєвої амплітуди



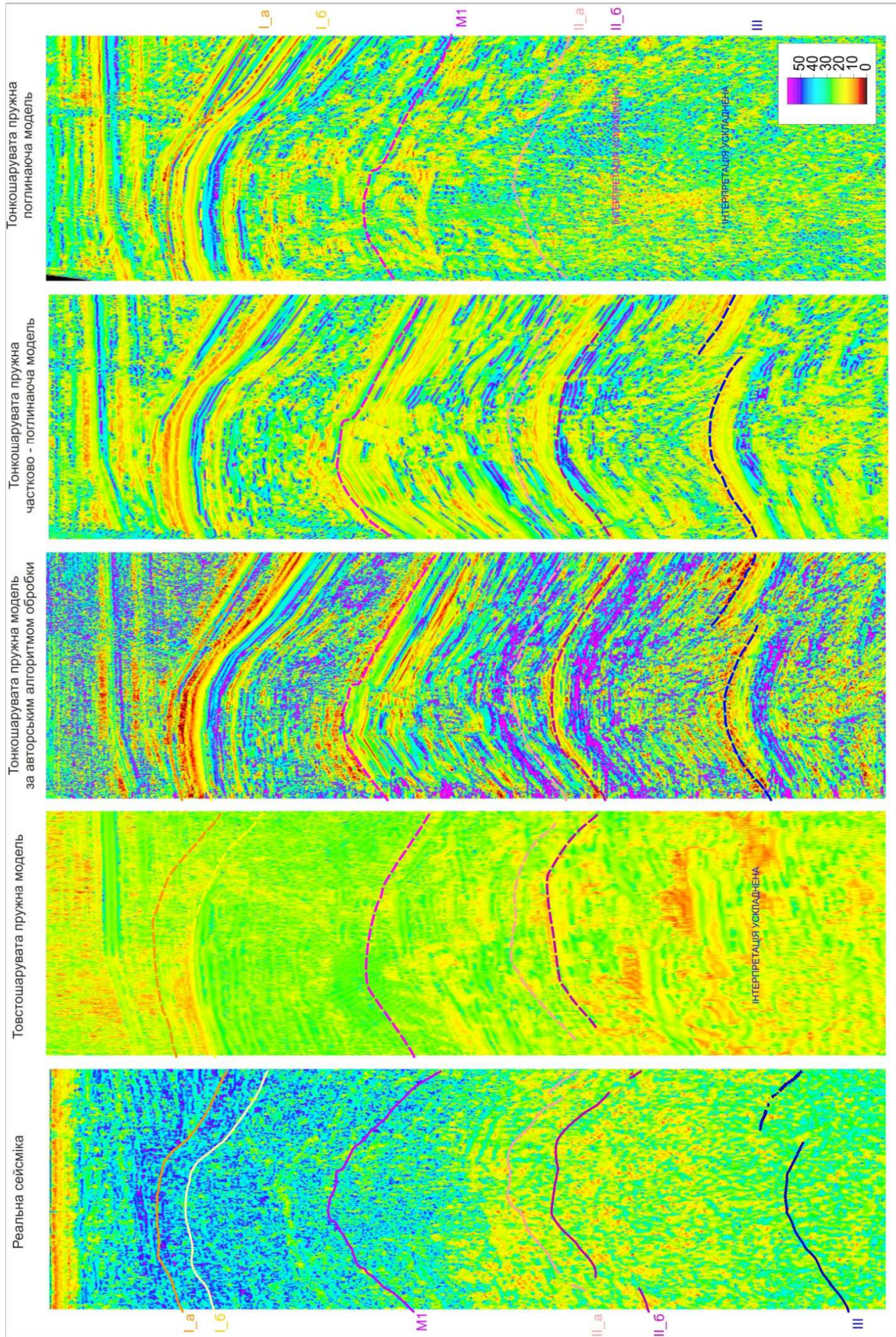


Рисунок 4 – Атрибут домінуючої частоти



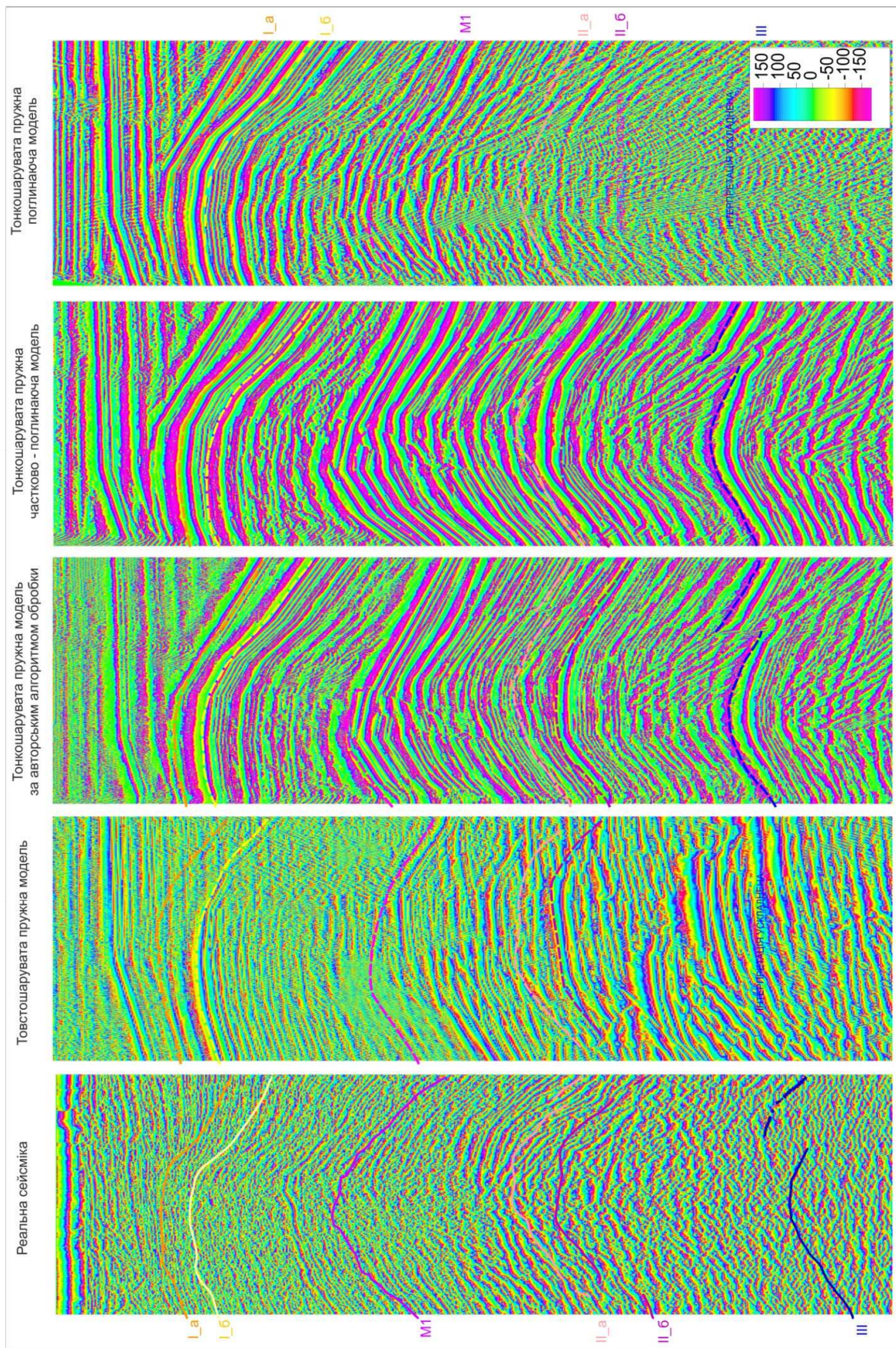


Рисунок 5 – Атрибут мигтєвої фази



Тонкошарувата пружна модель за авторським алгоритмом та частково поглинаюча модель характеризуються чергуванням високочастотних і низькочастотних відбиттів в межах 10-50 Гц. Це зумовлено інтерференційними особливостями розрізу та фазовими затримками відповідних гармонік, які у цільовій тонкошаруватій товщі накладаються одна на одну, створюючи цим візуальний ефект низькочастотних відбиттів.

Домінуючі частоти тонкошаруватої пружної поглинаючої моделі перебувають в межах діапазону 10-35 Гц, лише окремі найбільш високоенергетичні відбиття характеризуються частотами 35-45 Гц. Діапазон близький до значень реальних сейсмічних даних. Особливістю є те, що на синтетичному розрізі розподіл низькочастотної компоненти є більш рівномірним в просторі, в той час як на реальних даних виділяється видимий перехід від високих до низьких частот. Це зумовлено особливістю формування фінального часового розрізу після обробки з метою виділення слабо контрастної частини хвильового поля нижче підшоши майкопських відкладів. Вирішувалися задачі як динамічного аналізу, так і структурних побудов. У даному випадку для фінальної амплітудно-частотної корекції реальних сейсмічних даних застосовувався широкосмуговий когерентний частотний фільтр у вікнах, навмисне занижуючи частоту вниз по розрізу для більш когерентного відображення цільових відбиттів. Обробка ж на синтетичних розрізах виконувалася із максимально широкими частотного фільтру з метою збереження всіх амплітудно-частотних компонент.

*Атрибут миттєвої фази* є аргументом комплексної функції і дає змогу підвищити роздільну здатність сейсмічної траси шляхом підсилення слабких та сильних відбиттів на однакову величину.

На реальному сейсмічному розрізі відбиваючі границі за атрибутом миттєвої фази виділяються слабо. Особливо це характерно для верхньої частини розрізу, де спостерігаються лише окремі синфазні відбиття. З середньої частини нижньомайкопських відкладів (M1-II<sub>a</sub>) сигнал стає більш когерентно вираженим за атрибутом миттєвої фази, хоча така витриманість по латералі простежується окремими фрагментами. З точки зору геологічного тлумачення, це може вказувати на наявність зон тріщинуватості.

Розглядаючи синтетичні моделі, можна відмітити загальний для всіх тренд латерально витриманих, потужних фазових змін, меншою мірою це стосується товстошаруватої пружної моделі. Пояснити таку ситуацію можна явищем інтерференції сейсмічних хвиль в тонкошаруватому середовищі. Крім того, відсутність техногенного та природного шуму в сейсмічному записі дає в результаті дещо ідеалізовану фазову картину, що у жодному разі не погіршує якості синтетичних сейсмічних розрізів.

## Висновки

Розроблено узагальнюючий алгоритм верифікації геолого-геофізичної моделі середовища на базі повнохвильового синтетичного моделювання сейсмічних даних. На прикладі структури Субботіна Прикерченського шельфу Чорного моря вирішено наступні методичні задачі:

- Створено двовимірну густино - швидкісну модель структури Субботіна;
- За отриманою моделлю змодельовано чотири синтетичні сейсмічні розрізи, що враховують сейсмогеологічні умови різної складності;
- Проведений атрибутний аналіз дав змогу перевірити якість кінцевих синтетичних даних, визначити відповідність положення відбиваючих реальних та змодельованих границь, порівняти динамічні особливості реального та синтетичних хвильових полів, оцінити вплив тонкошаруватості та літологічних змін на формування реального та синтетичних хвильових полів;
- Отриманий синтетичний хвильовий розріз за тонкошаруватою пружною поглинаючою моделлю засвідчив високу збіжність з реальним сейсмічними даними.

Основним геологічним результатом моделювання є встановлення високої поглинальної здатності верхньомайкопських відкладів, що обмежені поверхнями I<sub>a</sub> та M1. Підтверджено тонкошарувату структуру відкладів нижнього майкопу M1-II<sub>a</sub>.

За атрибутним аналізом встановлено можливість наявності зон тріщинуватості у відкладах нижнього майкопу та олігоцен-міоценовій товщі.

Характер розподілу атрибуту миттєвої амплітуди наводить на припущення про значні втрати енергетичної складової початкового сигналу при проходженні через верхню частину розрізу, що обмежена у нижньому напівпросторі поверхнею I<sub>b</sub>.

Інші особливості та відмінності реального розрізу від синтетичних, ймовірно, зумовлені наявністю значної анізотропії властивостей структури Субботіна. Так як моделювання синтетичних сейсмічних даних виконувалося у 2D варіанті, то апріорі неможливо оцінити анізотропію властивостей в 3D-варіанті, тому, оцінка анізотропних властивостей даної структури є предметом подальших досліджень.

## Література

- 1 Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа / Ю.П. Ампилов. – М.: Спектр, 2008. – 384 с.
- 2 Ефективність застосування методики комплексного аналізу геолого-геофізичних даних для прогнозування нафтогазоносності (на прикладі структури субботіна в Чорному морі) / [Єгер Д.О., Попадюк І.В., Стовба С.М. та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – Вип. 2. – С. 4-7.



3 Геолого-геофизическая характеристика нефтегазоносных отложений майкопа украинского сектора Черного и Азовского морей / [Карпенко А.Н., Выжва С.А., Башкиров Г.Л. и др.] // Материалы международной конференции. – Геопетроль, 2012. – Вып. 182. – С. 375-379.

4 Методика проведення повнохвильового моделювання сейсмічного поля в межах українського сектору Прикерченського шельфу Чорного моря / [Цибульський В.О., Кузьменко П.М., Тищенко А.П.] // Вісник КНУ імені Т. Шевченка. – 2012. – Вип. 57. – С. 17-21. – Сер.: Геологія.

5 Горбунов В.І., Склярів С.О. Патент на корисну модель №24727 «Спосіб побудови динамічних зображень з використанням регульованого направленої аналізу сейсмічних сигналів з нелінійною функцією запізнення» МПК (2006). G01V 1/00, G01V 1/28.

6 Продайвода Г.Т. AVO-аналіз та інверсія сейсмічних даних, як спосіб підвищення ефективності морської сейсморозвідки при пошуках нафти і газу / Г.Т. Продайвода, П.М. Кузьменко // Геоінформатика. - 2010. – Вип. 1. – С. 25-36

7 Контроль качества сейсмических данных – проблемы и решения / [Тищенко И.В., Тищенко А.И., Жуков А.А.] // Технологии сейсморазведки. – 2008. – Вип. 3. – С. 19-29.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*01.02.13*

*Рекомендована до друку  
професором **Федоришиним Д.Д.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Карпенком О.М.**  
(Київський національний університет  
імені Т. Шевченка)*