

УДК 550.834.048

В. Цибульський, асп.,
П. Кузьменко, канд. геол. наук,
А. Тищенко, канд. геол. наук,

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ ПОВНОХВИЛЬОВОГО МОДЕЛЮВАННЯ СЕЙСМІЧНОГО ПОЛЯ В МЕЖАХ УКРАЇНСЬКОГО СЕКТОРУ ПРИКЕРЧЕНСЬКОГО ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. С.А. Вижвою)

Відпрацьовано методику проведення повнохвильового моделювання сейсмічного поля на основі пружного та акустичного хвильових рівнянь за допомогою програмного продукту Tesserai 2D на ділянці Прикерченського шельфу. Зосереджено увагу на впливі особливостей геологічного розрізу нижньомайкопських відкладів на характеристики хвильового поля. Отримано матеріали для подальшого аналізу з метою підвищення ефективності використання геолого-геофізичної інформації.

A full-wave modeling method on the ground of acoustic and elastic equations has been worked out for the part of Black sea shelf. Much attention has been given to influence of lower mäikop deposits on features of seismic wave field. New results have been obtained for further analysis with purpose to gain effectiveness of using geological-geophysical data.

Вступ. Енергетичні ресурси, є ключовим аспектом посилення енергетичної та економічної стабільності Держави. Традиційно, до найбільш уживаних видів сировини для виробництва енергії відносять нафту та газ. Для України питання нарощування власної вуглеводневої бази стоїть досить гостро. В останні роки приріст запасів нафти та газу пов'язують з перспективними об'єктами акваторії Чорного моря, а саме з структурами в межах Південно-Керченського відгалуження Індолово-Кубанського прогину (структури Південно-Керченська, Керченська, Моряна, Абіха, Субботіна, Личагіна та ін., всього близько 25 структур).

Одним з основних геофізичних методів виявлення подальшого вивчення перспективних структур є сейсморозвідка.

Постановка проблеми. Вирішення проблем пов'язаних з пошуком та розвідкою нафтогазових покладів потребує все більшого впровадження нових науково-технічних розробок. Особливо доцільно реалізовувати такі роботи на об'єктах з неоднозначним тлумаченням геологічних та геофізичних даних. На території України до таких об'єктів належать нафтогазові родовища Чорноморського шельфу у розрізі яких присутні відклади майкопської серії. Як відомо, з майкопськими відкладами пов'язують значні за обсягом региональні запаси вуглеводнів [2].

Етап корелювання відбитих хвиль зі стратиграфічними маркерами в свердловинах є ключовим при інтерпретації даних сейсмічної розвідки. З метою співставлення даних дослідження свердловин, що перебувають в глибинному масштабі, та даних сейсмічної розвідки, що відповідно перебувають у часовому масштабі використовують синтетичні сейсмограми, що отримані на основі згорточної моделі середовища [1]. Модель сейсмогеологічного розрізу достатньо добре відображає хвильову картину в окопі свердловини і дозволяє надати відбиваючим границям геологічного змісту. Таким чином створюються кондіційні структурні побудови досліджуваного об'єкту. В той самий час, фізико-геологічні властивості розрізу в міжсвердловинному просторі в межах виділених структурних границь залишаються недостатньо вивченими. Оцінка колекторських властивостей пасток вуглеводнів (ВВ) за характером властивостей хвильового поля сейсмічного розрізу – один із етапів побудови геолого-геофізичної моделі в процесі інтерпретації сейсмічних даних. У роботах [5, 7, 9] висвітлені можливості використання сейсмічних атрибутів хвильового поля, що досить широко застосовуються у виробничій практиці геофізика-інтерпретатора. Однак, у процесі дослідження впливу фізико-механічних та геометричних характеристик геологічного розрізу на характер атрибутів хвильового поля прояв-

ляються певні неоднозначності при співставленні з реальною геологічною обстановкою.

З метою дослідження впливу літологічно – петрофізичних особливостей порід, що складають геологічну товщу на поведінку сейсмічного хвильового поля та встановлення зв'язків, залежностей, що можуть існувати між такими середовищами, було виконане повнохвильове моделювання синтетичного сейсмічного хвильового поля по одній з антиклінальних структур Прикерченського шельфу, а саме структурі Субботіна. Такий вибір продиктовано наявністю в межах структури найбільшої кількості сейсморозвідувальної та свердловинної інформації в регіоні. Крім того, проблема слабкої контрастності когерентних вісей синфазності хвильового поля в межах відкладів майкопської товщі, що пов'язується зі складною геологічною будовою, а саме великою крутиною залягання відкладів на крилах антиклінальних чи синклінальних складок, наявністю глинисто-гідро-розвідки з незначною диференціацією акустичних жорсткостей та тонкої шаруватості розрізу, потребує більш детального вивчення.

Коротка геолого-геофізична характеристика об'єкту дослідження. У межах структури на шельфі Чорного моря в будові осадового чохла приймають участь відклади крейдової, палеогенової, неогенової та четвертинної систем мезокайнозойсько віку. Найбільший інтерес викликають відклади нижнього майкопу (олігоцен), що виповнені перешаруванням аргілітів, пісковиків і алевролітів у зв'язку з наявністю нафтогідровісніх горизонтів підтверджених бурінням.

Геологоічний розріз представлений такими породами: аргіліти темно-сірі до чорних, щільні, міцні, слабослюдисті, ділянками тріщинуваті, шаруваті. Прошарки горизонтально орієнтовані від 1м до 0,5 см виповнені сірими алевролітами, зустрічаються включення сидериту. Порода глинисто-гідро-слюдистого складу, однорідна з домішкою (5,0–30,0 %) алевритового матеріалу.

Пісковики сірі, темно-сірі, зеленкувато-сірі, дрібно-середньозернисті, дрібно-середньозернисті, глауконіт-кварцові середньої міцності з нерівним зламом. Цемент глинистий, глинисто-карбонатний, карбонатний контактового, порово-контактового, порового типу. Порода ділянками інтенсивно просякнута коричневими, світло-коричневими вуглеводніями. Цемент складає 10,0–25,0 % породи.

Алевроліти кварцові світло-сірі і сірі, щільні, міцні, з мікропорами темно-сірого алевритистого аргіліту з запахом нафти. Цемент глинистий, глинисто-слюдистий.

Структура Субботіна має складну тектонічну будову. Загалом це антиклінальне підняття ускладнене великою кількістю порушень. Амплітуда брахіантікліналі

приблизно однакова від верхньокрейдових до верхньомайкопських відкладів і становить приблизно 350 м.

Нафтогазоносність родовища Субботіна пов'язується з шістьма горизонтами відкладів нижнього майкопу.

Методика проведення повнохвильового моделювання. Повнохвильове сейсмічне моделювання проводилось в програмному пакеті Tesserall 2D компанії Tesserall Technologies Inc. Canada (Calgary) на кафедрі

геофізики геологічного факультету Київського національного університету імені Тараса Шевченка.

Пакет дозволяє виконувати моделювання хвильових полів на основі в'язкопружної, пружної та акустичної ізотропних і анізотропних моделей середовища довільної складності з будь-якою конфігурацією сейсмічних систем спостереження. Використовуються наступні рівняння:

Пружне хвильове рівняння	Акустичне хвильове рівняння
$\frac{\partial g^x}{\partial t} = Q \frac{\partial f^x}{\partial x} + L \frac{\partial f^y}{\partial y}; (1.1)$	$\frac{\partial g^x}{\partial t} = Q \frac{\partial f^x}{\partial x} + L \frac{\partial f^y}{\partial y}; (2.1)$
$\frac{\partial g^y}{\partial t} = Q \frac{\partial f^y}{\partial y} + L \frac{\partial f^x}{\partial x}; (1.2)$	$\frac{\partial g^y}{\partial t} = Q \frac{\partial f^y}{\partial y} + L \frac{\partial f^x}{\partial x}; (2.2)$
$\frac{\partial g^s}{\partial t} = Q^s \left(\frac{\partial f^x}{\partial y} + \frac{\partial f^y}{\partial x} \right); (1.3)$	$\frac{\partial f^x}{\partial t} = P \frac{\partial g}{\partial x}; (2.3)$
$\frac{\partial g^x}{\partial t} = P \left(\frac{\partial g^y}{\partial x} + \frac{\partial g^s}{\partial y} \right); (1.4)$	$\frac{\partial f^y}{\partial t} = P \frac{\partial g}{\partial y}; (2.4)$
$\frac{\partial f^x}{\partial t} = P \left(\frac{\partial g^s}{\partial x} + \frac{\partial g^x}{\partial y} \right); (1.5)$	

де f^x , f^y – миттєва швидкість коливань часток середовища; g^x , g^y – нормальний тиск для повзводжньої хвилі; g^s – тиск для поперечної хвилі; $Q = \lambda + 2\mu = \rho\alpha^2$; $Q^s = \mu = \rho\beta^2$; $L = \lambda = Q - 2Q^2$; $P = \frac{1}{\rho}$; ρ = густина; α = швидкість повзводжньої хвилі; λ та μ – константи Ламе. На основі вищезазначених формул, у програмному середовищі, маємо змогу моделювати безперервний процес за допомогою кінцеворізницевого методу. Вертикальний розріз геологічного середовища представляється у вигляді сіткової моделі у вузлах якої задані статичні та динамічні параметри середовища, відповідно, густина, швидкість розповсюдження повзводжних та поперечних хвиль та миттєві рухи, тиски. Обчислення виконуються шляхом числового диференціювання між точками сітки. Реалізовано променевий спосіб розрахунку хвильового поля [3, 4]. Завдяки своїй універсальноті Tesserall дозволяє реалізовувати моделювання хвильових полів складних геометрических форм в умовах товстошаруватих і тонкошаруватих середовищ.

Пакет повнохвильового моделювання Tesserall 2D складається з чотирьох основних компонент:

- Модуль побудови моделі;
- Модуль розрахунків;
- Модуль візуалізації;
- Модуль обробки сейсмічних даних.

Дюча структурна модель родовища Субботіна використовувалась в якості основи для створення глибинно-швидкісної моделі в Tesserall 2D. Масштабований (М. г. 1:25000; М. в. 1:20000) скан-образ розрізу по лінії свердловин 2-1-403 був завантажений в програмне середовище в якості фону з регульованою прозорістю для проведення сейсмічних границь і розломних порушень (рис. 1).

При побудові моделі використовується принцип представлення геологічного розрізу у вигляді набору перекривих багатокутників (полігонів) з заданими акустичними та пружними параметрами середовища. Серед таких параметрів задавалась пластова швидкість розповсюдження повзводжньої сейсмічної хвилі (V_p) та густина порід в товщі (ρ). Градієнт швидкості змінюється в залежності від значень параметрів в точках перетину свердловин із виділеними горизонтами. Таким чином швидкісна і густинна модель побудована на основі свердловинних даних, крім того стратиграфічні маркери

в свердловинах дозволили проконтролювати якість проведення сейсмічних відбиваючих границь.

Система спостережень вздовж профілю задавалась аналогічно до тієї, що використовувалась при реальних морських сейсморозвідувальних роботах у межах досліджуваного об'єкту. Загалом синтетичні сейсмічні траси розраховувались для 520 пунктів збудження, що розташовані вздовж профілю на відстані 25 метрів один від одного. Довжина сейсмічної коси в перерахунку склала 3000 метрів. Тип сигналу симетричний з пікою частотою 40 Гц.

Побудована глибинно-швидкісна модель зображена на рисунку 2. Зміна кольорів відповідає градієнту швидкості по розрізу, кольорова шкала швидкості наведена з правого боку рисунку, винесено відбиваючі сейсмічні горизонти та розломи. У верхній частині моделі показано систему сейсмічних спостережень, на якій чорна смуга – це лінія прийому для початкового положення пункту збудження, червоні трикутники – пункти збудження. Також відображені три свердловини з винесеними стратиграфічними маркерами та точки перетину свердловин з горизонтом l_p . На моделі чітко відображені тонкошаруваті відклади майкопської серії будов яких ускладнена серією розломів.

На основі алгоритму пружного та акустичного хвильових рівнянь (1.1-1.5 та 2.1-2.4) було проведено моделювання синтетичного сейсмічного хвильового поля.

Моделювання на основі акустичного хвильового рівняння дозволяє оперативно виявити особливості розповсюдження сейсмічної енергії в реальних геологіческих умовах. Даний вид моделювання не приймає до уваги пружність геологічного середовища, тобто це випадок ідеальної рідини в якій швидкість хвиль зсуву дорівнює нулю. Такий підхід корисний для моделювання хвильових полів твердих середовищ, у випадку коли більша частина сейсмічної енергії розповсюджується по нормалі до відбиваючих границь і відсутні ефекти поглинання та розсіювання енергії сейсмічної хвилі. Моделювання на основі акустичного хвильового рівняння використовує в якості властивостей середовища тільки швидкість позиважніх хвиль та густину середовища. Розрахунки синтетичного сейсмічного хвильового поля для структури Субботіна у межах заданої системи спостережень зайнняли приблизно 144 години машинного часу.

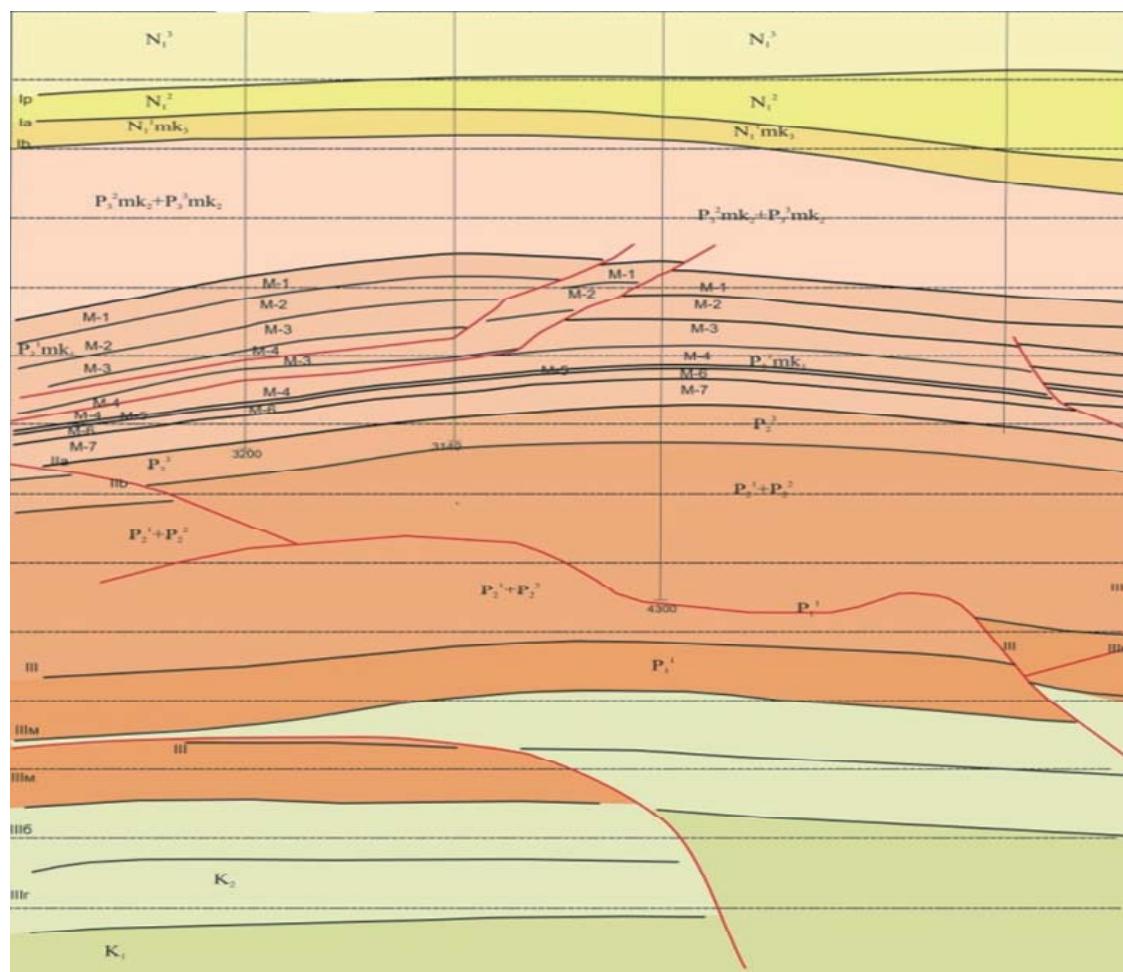


Рис. 1. Глибинно-часовий розріз родовища Субботіна

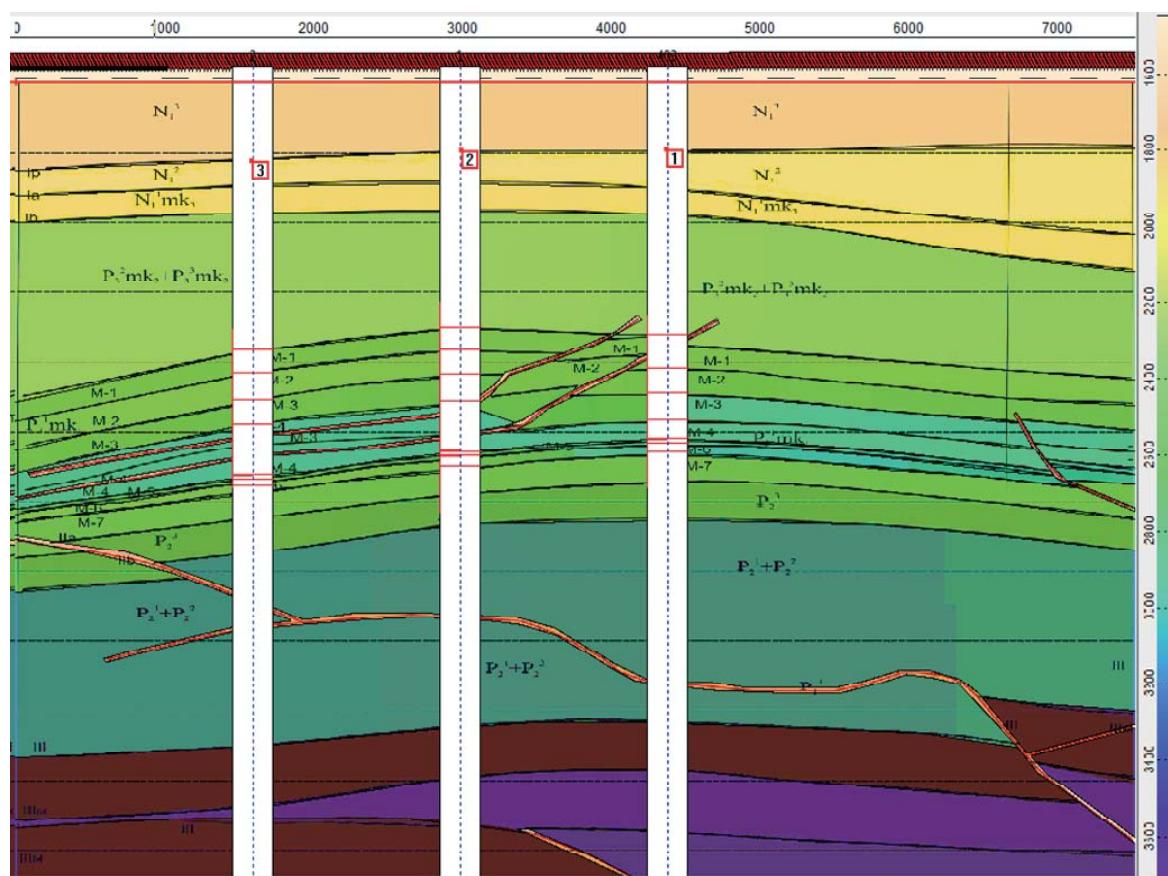


Рис. 2. Глибинно-швидкісна модель родовища Субботіна

Моделювання на основі пружного хвильового рівняння найбільш наближено апроксимує хвильову модель до реальних хвильових умов твердого середовища, включаючи ефекти обміну та поперечні хвилі. Враховується розподіл в середовищі хвиль стиснення та густина середовища, також необхідна оцінка швидкостей хвиль зсуву. Використовуючи одночасно хвилі зсуву та стиснення можна змоделювати як тверді об'єкти, так і флюїдонасичені об'єкти [8]. Розрахунок моделі хвильового поля на основі пружного рівняння у межах заданої системи спостережень зайняв приблизно 336 годин машинного часу.

Процес розповсюдження фронту хвилі можна відстежувати в інтерактивному режимі реального часу. По завершенню розрахунків програма створює пакет миттєвих знімків процесу розповсюдження сейсмічних хвиль в середовищі, що наочно візуалізує моделювання.

Результати моделювання. За результатами розрахунків отримані синтетичні сейсмічні розрізи хвильового поля по лінії свердловин 2-1-403 структури Субботіна.

Обробка первинного матеріалу проводилася в режимі збереження "істинних" амплітуд (ЗІА) корисного

сейсмічного сигналу та підвищення роздільної здатності [6]. За допомогою процедур (ЗІА) забезпечується послаблення впливу на корисний сигнал різних типів завад та короткoperіодних реверберацій. При відповідному підборі параметрів обробки, процедури ЗІА забезпечують збереження в записах сейсмограм інформації про літологічний склад флюїдо-газонасиченість продуктивних горизонтів завдяки корекції амплітуди сигналу за сферичне розходження фронту хвилі, непружнє поглинання сейсмічної хвилі та корекції амплітудних, частотних і фазових характеристик сигналу.

На рис. 3 демонструється реальний мігрований сейсмічний розріз в межах структури Субботіна. Основна увага звертається на нижньомайкопські відклади. На реальному сейсмічному розрізі видно, що дані відклади у хвильовому полі не є контрастними і однозначно відповіді на питання надзвичайно низької контрастності когерентних вісей синфазності не було. На рис. 4 представлений синтетичний сейсмічний розріз, що отриманий за методикою акустичного моделювання. Даний розріз демонструється після виконання всіх процедур обробки включаючи міграцію.

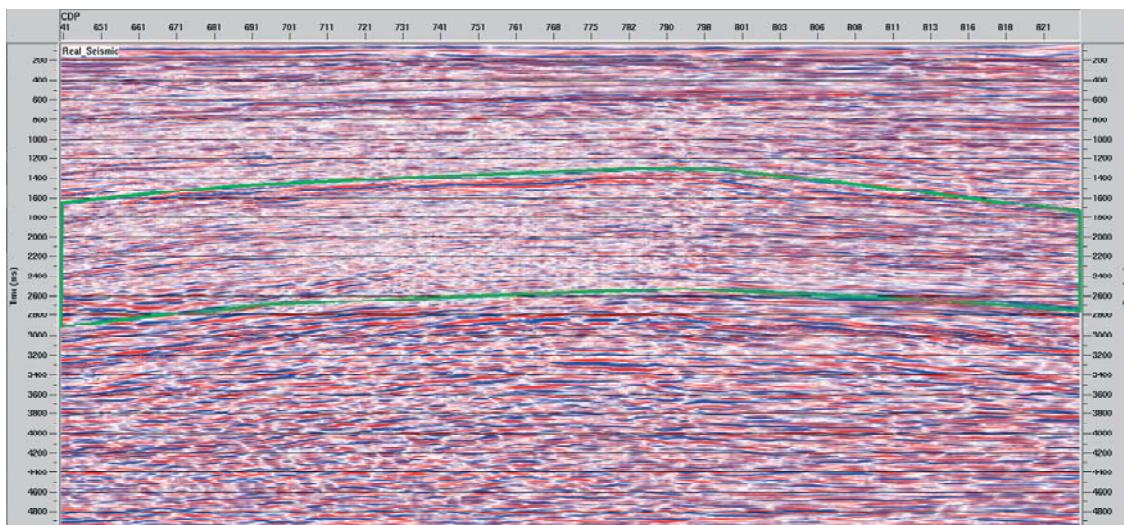


Рис. 3. Розріз реального сейсмічного хвильового поля по лінії свердловин 2-1-403 (зеленою лінією виділено межі нижньомайкопських відкладів)

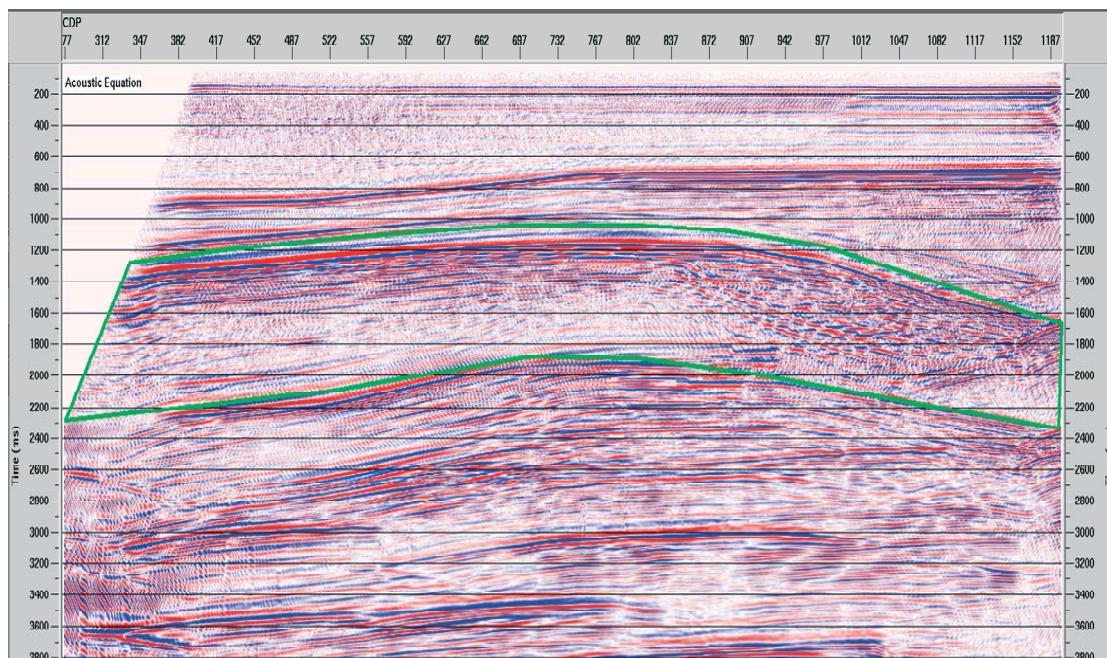


Рис. 4. Розріз синтетичного сейсмічного хвильового поля на основі акустичного рівняння по лінії свердловин 2-1-403 (зеленою лінією виділено межі нижньомайкопських відкладів)

Аналогічний розріз, але отриманий шляхом вирішення пружного рівняння демонструється на рисунку 5. Порівнюючи обидва синтетичні розрізи слід відмітити, що більш наближеним за характером хвильового поля, особливо в нижньомайкопських відкладах, є розріз отриманий за пружною моделлю геологічного середовища. Акустична модель не дає достовірної моделі гео-

логічного розрізу на об'єктах зі складною сейсмогеологічною будовою. Така поведінка хвильового поля в межах об'єкта дослідження, якими виступають нижньомайкопські відклади, пов'язується з наявністю явищ поглинання, тонкої шаруватості та заглинизованості досліджуваного геологічного розрізу.

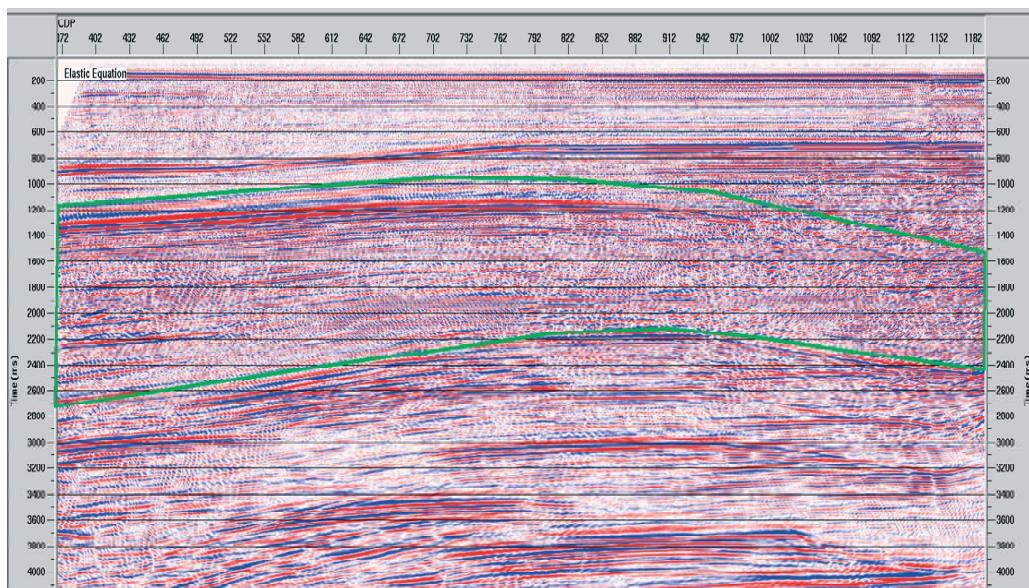


Рис. 5. Розріз синтетичного сейсмічного хвильового поля на основі пружного рівняння по лінії свердловин 2-1-403 (зеленою лінією виділено межі нижньомайкопських відкладів)

Висновки. В результаті проведеного синтетичного сейсмічного моделювання, де була закладена сейсмогеологічна модель, яка максимально наблизена до реальної моделі досліджуваного об'єкта отримані відповідні результати, що свідчать про перспективність застосування інструментів повнохвильового моделювання на об'єктах зі складною геологічною будовою. Регіонально такі об'єкти розповсюджені у межах прикерченського шельфу Чорного моря. Інструмент повно хвильового моделювання дозволяє зменшити неоднозначність трактування результатів як структурної інтерпретації, так і результатів прогнозування геологічного розрізу на об'єктах зі складними сейсмогеологічними умовами.

1. Викен П., Да Сильва М. Методы сейсмической инверсии и их ограничения // First Break. – Июнь 2004. – Т. 22. – С. 47–70. 2. Єгер Д.О., Попадюк І.В., Стюбба С.М., Ратушний В.С., Хрящевська О.І. Макеєв В.Г.,

Горбунов В.І., Губич І.Б. Ефективність застосування нової методики комплексного аналізу геолого-геофізичних даних для прогнозування нафтогазоносності // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – Вип. 2. – С. 4–7. 3. Коломіець А.В. Совместное использование скважинных и сейсмических данных при создании скоростной модели геологической среды в пакетах TESSERAL-2D и TESSERAL PRO // Проблемы программирования. – 2008. – Вип. 2–3. – С. 679–684. 4. Мерцій В., Лепік Б., Бурий В. Повнохвильове моделювання впливу шахтних виробок на результати сейсморозвідувальних робіт // Збірник наукових праць інституту Тутковського. – 2011. – №1 (2). – С. 30–36. 5. Обработка динамических параметров в сейсморазведке. – М.: Недра, 1990. – 189 с.: ил. 6. Продайєва Г.Т., Кузьменко П.М. AVO-аналіз та інверсія сейсмічних даних, як спосіб підвищення ефективності морської сейсморозвідки при пошуках нафти і газу // Геоінформатика. – 2010. – № 1. – С. 7. Птєцов С.Н. Аналіз волнових полів для прогнозування геологіческого разреза. – М.: Недра, 1989. – 135 с.: ил. 8. Руководство пользователя Tesserall 2D. 9. Сейсмическая стратиграфия. Под ред. Ч. Пейтона. – М.: Мир, 1982.

Надійшла до редколегії 20.12.11