УДК 550.34.013.4

Т. Кузьменко, асп.
Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна,
E-mail: kuzmenko_tm@ukr.net, тел.: +38(068)641-70-23

СИНТЕТИЧНЕ СЕЙСМІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ВІДКЛАДІВ ОСАДОВОГО ЧОХЛА КАРКІНІТСЬКОГО ПРОГИНУ

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром фіз.-мат. наук, проф. Г.Т. Продайводою)

У межах території Каркінітського прогину верхньо- та нижньокрейдові відклади розглядаються як перспективні для пошуків вуглеводнів. Ці стратиграфічні товщі вивчені недостатньо, оскільки, в межах території досліджень, розкриті лише декількома свердловинами.

У роботі розглянуто аспекти побудови геолого-геофізичних моделей родовищ вуглеводнів та окреслено перспективу їхнього застосування в сучасному геологорозвідувальному процесі. Метою роботи є визначення основних напрямків побудови моделі перспективних об'єктів нафти та газу території Каркінітського прогину в межах акваторії Чорного моря на прикладі структури Гордієвича. Особливістю структури Гордієвича є те, що вона не була розбурена, не визначено потенційних продуктивних характеристик покладів.

Дослідження крейдових відкладів методами синтетичного сейсмічного моделювання передбачає можливість визначення основних характеристик розрізу, що впливають на сейсмічне хвильове поле. За допомогою синтетичного сейсмічного моделювання підготовлено сейсмогеологічні моделі структури Гордієвича з різними колекторськими властивостями (пористість, флюїдонасичення). Проаналізовано результати сейсмічних досліджень минулих років. Проведено аналіз сейсмогеологічних умов методами та засобами синтетичного моделювання сейсмічних даних, а саме – співставлення реального хвильового поля, отриманого в результаті польових сейсморозвідувальних робіт, з набором синтетичних хвильових полів (у вигляді ефективних синтетичних моделей), отриманих у результаті сейсмічного моделювання.

За результатами моделювання та їх порівнянням з реальними сейсмічними даними встановлено, що синтетична модель на якісному рівні відображає необхідні параметри хвильового поля, вплив різного відсоткового значення пористості та флюїдонасичення. Найбільше співпадіння проявляється у динамічній подібності відбиваючих горизонтів. Особливо це стосується відкладів нижньої і верхньої крейди.

Ключові слова: сейсмічне моделювання, сейсмогеологічний розріз, синтетичне хвильове поле.

Вступ та постановка проблеми. Північно-західний шельф Чорного моря входить до числа перспективних нафтогазоносних районів. Незважаючи на значну кількість проведених пошуково-розвідувальних робіт на нафту та газ у цьому регіоні, все ще залишаються слабко вивченими питання розповсюдження та акумуляції промислових скупчень вуглеводнів і, як результат, – достатньо низька реалізація промислового нафтогазового потенціалу порівняно з іншими промисловими родовищами. Основні перспективи Каркінітського прогину і Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної області в цілому, пов'язані з палеогеновими утвореннями, проте достатньо високий вуглеводневий потенціал характерний для верхьо- і нижньокрейдових відкладів, продуктивність яких залишається маловивченою. Як зазначають фахівці нафтогазової промисловості, на більшості площ північно-західного шельфу Чорного моря рекомендується виконання переінтерпретації сейсмічних профілів із застосуванням сучасних методик обробки і, за необхідності, з відпрацюванням нових додаткових сейсмічних профілів з метою підвищення детальності структурних побудов [1].

Породи ранньокрейдового віку в межах північно-західного шельфу Чорного моря у сприятливих умовах поки що не досліджувалися, а на материковій частині – лише на поодиноких площах. За даними А.Т. Богаєць та ін. (1981), М.І. Євдощука (1998), нижньокрейдові відклади розглядаються як один з основних об'єктів для проведення пошуково-розвідувальних робіт у межах шельфу Чорного моря [3]. Продуктивність доведено бурінням у межах рівнинного Криму (родовища Тетянівське й Західнооктябрське газоконденсатне, Октябрське нафтове, по одному покладу в нижній та верхній крейді), північно-західному Передкавказзі та на румунському шельфі Чорного моря [2].

У межах території досліджень відпрацьовано 2D сейсмічні профілі та виконано їхню обробку із застосуванням сучасних програмних продуктів. Проведений аналіз характерних особливостей, наявних польових даних і результатів обробки минулих років засвідчив присутність на первинних сейсмограмах інтенсивних дифрагованих, реверберацийних та інших регулярних хвиль-завад. Спостерігається значний фон кратних, частково кратних та регулярних хвиль-завад, як на первинних записах, так і на апріорних часових розрізах. Крім того, характер запису на сейсмограмах, навіть у межах одного профілю, досить суттєво змінюється, що засвідчує наявність значних варіацій параметрів хвильового поля в латеральних напрямках.

Такий матеріал слід вважати досить складним з точки зору оптимізації обробки різних за характером сейсмічних хвильових полів та однозначного розв'язання геологічних задач. Тому в процесі виконання обробки необхідно враховувати всі зазначені вище чинники та, поряд із традиційними прийомами обробки сейсмічних даних, впроваджувати в практику робіт нові сучасні підходи та методичні розробки.

Застосування традиційних методик інтерпретації сейсмічних даних довгий час не дозволяло об'єктивно оцінити в повному обсязі розподіл колекторських властивостей перспективних інтервалів геологічного розрізу. Ранні підходи, які працюють виключно на градієнтах зміни амплітуд (типу ПАК – псевдоакустичний каротаж), розглядають хвильове поле як певну математичну трансформанту й досить добре виділяють структурну складову геологічного розрізу. Нажаль, результати математичної трансформації амплітуд без урахування даних ГДС (геофізичні дослідження свердловин), не можуть бути використані для кількісного прогнозу властивостей геологічного розрізу. Причиною тому є відсутність можливості калібрування сейсмічної складової та даних ГДС. Сучасні технології аналізу геолого-геофізичної інформації дозволяють, з певною часткою ймовірності, комплексно оцінювати параметри геологічного середовища в повному обсязі навіть без використання даних тривимірної сейсморозвідки.

Розрахунок та побудова синтетичних хвильових полів розглядається як інструмент зв'язку між реальними геофізичними даними та "робочою" геологічною моделлю. На основі побудованих синтетичних моделей можливо отримувати додаткову сейсмічну інформацію, яка дозволяє проаналізувати геологічну модель під різними кутами огляду.

Між петрофізичними особливостями розрізу та кінематично-динамічними характеристиками хвиль існують

© Кузьменко Т., 2015

тісні зв'язки, дослідження яких дозволяє визначити та обґрунтувати властивості порід за даними сейсмічних спостережень і оцінити вимоги для обробки даних. Зв'язок між параметрами середовища та особливостями хвильового поля здійснюється шляхом розв'язання прямої задачі, коли задаються властивості середовища, положення джерел та приймачів, характеристики та параметри сейсмічних хвиль.

Аналіз попередніх досліджень і публікацій. Сейсмічне моделювання є важливою складовою при обробці, необхідною складовою частиною процесу інтерпретації та одним з найбільш потужних засобів вивчення властивостей геологічного розрізу, максимально наближеного до реального геологічного середовища.

Реалізація процесу сейсмічного моделювання на рівні готових математичних продуктів дозволяє впроваджувати його в практичну науково-дослідну та виробничу діяльність. Вагомі результати в галузі моделювання сейсмічних полів пов'язані з працями: З.В. Горняка, О.С. Костюкевича, Ю.К. Тяпкіна, Н.Я. Мармалевського, Ю.В. Роганова, В.Г. Тульчинського, А.А. Шевченко, І.Ю. Хромової, Т. Жарнікова, М. Фукухара, П. Краукліса, І.Л. Софронова, Г.Н. Гогоненкова, А.П. Тищенка, П.М. Кузьменка, В.О. Цибульського, Г.Т. Продайводи, М.І. Рискіна, К.Б. Сокуліна, Л.О. Успенської, А.В. Шпильман, С.Ю. Шутько, G. Mavko, T. Mukerji, J. Dvorkin та ін. [4, 6, 7, 8, 9].

Виклад основного матеріалу. Для інтерпретації цінність представляє не модель, що нескінченно наближена до реального середовища, а модель, яка придатна для розв'язання конкретних сейсмогеологічних задач, що відображає тільки ті елементи реальних геологічних середовищ, які достатньо повно пояснюють особливості спостережуваних в експерименті хвильових полів. У результаті виникає необхідність побудови максимально простих моделей, які, з одного боку, дозволяють розв'язувати поставлені задачі, а з іншого, виконати розрахунки хвильових полів, що в найбільшому наближенні відповідають спостереженому полю [5].

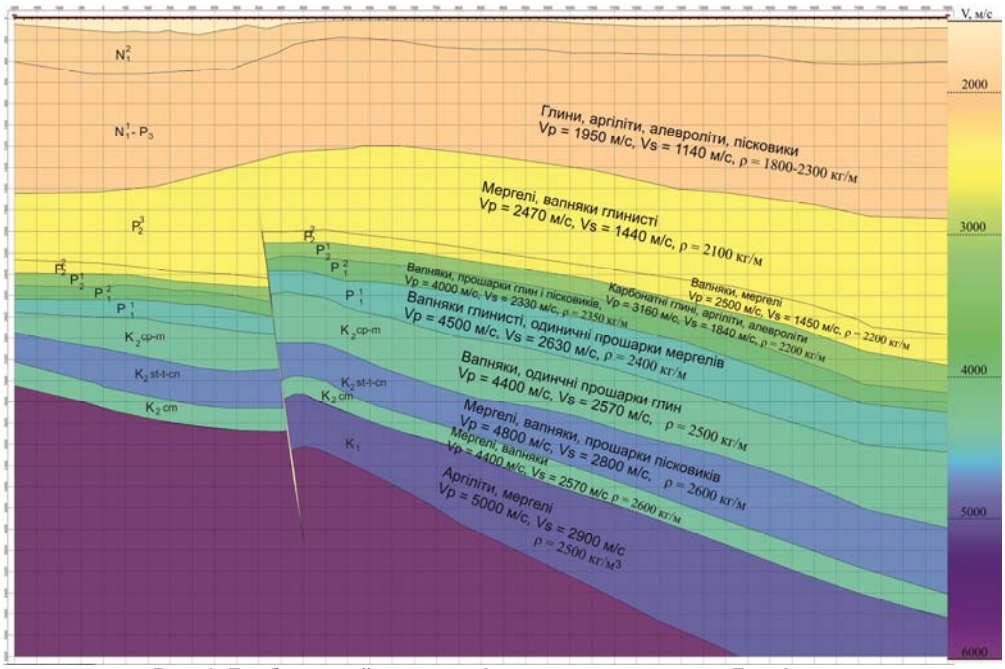

Рис. 1. Глибинна сейсмогеологічна модель структури Гордієвича

Застосування сучасних засобів моделювання (Tesseral 2D, компанії Tesseral Technologies) дає можливість використовувати майже всю наявну геолого-геофізичну інформацію, включаючи складні схеми сейсмічних спостережень, групування джерел збудження та приймачів.

Вибір об'єкту моделювання визначається, виходячи з оцінки геологічної ситуації досліджуваної території, перспективності з точки зору наявності покладів вуглеводнів, геометрії окремих пластів, розподілу пружних і густинних властивостей.

З метою вивчення таких товщ введено поняття ефективної синтетичної моделі як модифікації тонкошаруватого середовища, що містить мінімальну кількість неоднорідностей, де хвильове поле з заданою точністю співпадає з полем, яке згенероване у вихідному середовищі. Аналізується зв'язок параметрів ефективної моделі та характеристик сейсмічного запису, який пояснює шлях підвищення детальності розчленування розрізу.

Моделювання хвильового поля може проводитися методом пружної та акустичної моделі складнопобудованого середовища. Програмний пакет дозволяє розраховувати різні хвильові ефекти. Синтетичний хвильовий розріз порівнюється зі спостереженими даними, при цьому перевіряється дійсна наявність горизонтів та інших особливостей геолого-геофізичної моделі. У системі використовуються такі дані:

1) Сейсмогеологічній розріз – масштабований розріз з горизонтами, пластами та їх фізичними властивостями: а) швидкості (повздовжні, поперечні); б) густина;

2) Часовий розріз: а) первинний; б) мігрований сейсмічний розріз;

3) Розташування сейсмічного профілю (профілів) та система спостережень (пункти збуджень, розташування сейсмоприймачів).

На практиці при виконанні тестування та розробки графів обробки сейсмічних даних, досить часто виникають неоднозначні ситуації у прийнятті рішень про доцільність застосування тих чи інших процедур, або уточнення параметрів цих процедур із урахуванням специфіки конкретних сейсмічних даних [8]. Вагомим чинником у прийнятті таких рішень, на думку автора, є використання результатів моделювання хвильових полів, розрахованих відносно заданої сейсмогеологічної моделі середовища.

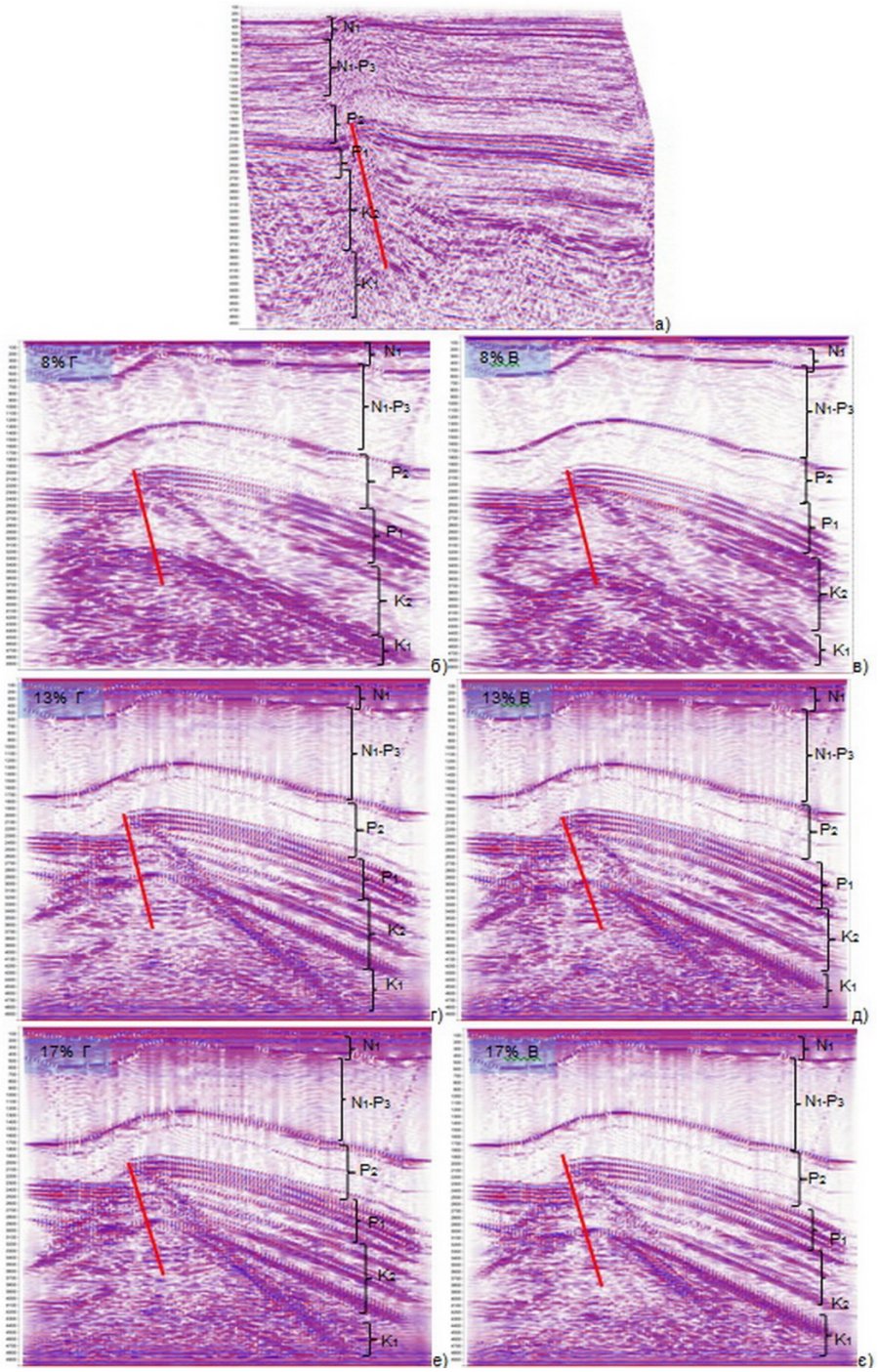

Рис. 2. Синтетичні сейсмічні моделі з реалізаціями відносно зміни пористості – 8%, 13%, 17%:
а – мігрований часовий розріз реальних даних; б, в – мігрований синтетичний розріз, 8% пористості, відповідно, Г – газо- та В – водонасичення; г, д – мігрований синтетичний розріз, 13%, відповідно, Г – газо- та В – водонасичення; е, є – мігрований синтетичний розріз, 17%, відповідно, Г – газо- та В – водонасичення

Побудова синтетичних сейсмічних моделей структури Гордієвича. У роботі наведено результати моделювання синтетичних сейсмограм, розрахованих програмними засобами системи Tesseral на базі реального сейсмічного профілю структури Гордієвича. Результати моделювання можуть бути використані при формуванні детального графу обробки на реальних сейсмічних матеріалах.

На основі швидкісних залежностей підготовлено синтетичну геологічну модель (рис. 1) на прикладі структури Гордієвича для синтетичного сейсмічного моделювання для подальшої побудови ефективної сейсмогеологічної моделі з метою визначення колекторських властивостей. Значення пористості в межах відкладів нижньої і верхньої крейди Каркінітського прогину, за свердловинними даними, коливаються від 8% – граничне значення пористості для колектора, до 17% – максимальні значення. Моделі були побудовані зі значеннями пористості 8%, 13% та 17% для того, щоби порівнюючи на якісному рівні з реальним розрізом, можна було визначити, з яким значеннями пористості присутні колектори в даному сейсмічному розрізі (рис. 2).

Основні аспекти застосування сейсмічного моделювання перспективних структур північно-західного шельфу Чорного моря:

1) Зміна сейсмічних і геологічних характеристик розрізу по латералі;

2) Моделювання хвильового поля в умовах складнопобудованих родовищ вуглеводнів з недостатньою розбуреністю території для проведення традиційних методів пошуку нафти та газу;

3) Літолого-швидкісні дослідження перспективних (крейдових) відкладів – дають можливість визначити просторовий розвиток потенційних порід-колекторів;

4) Виявлення зв'язків між структурними елементами, встановлення кореляції швидкісних параметрів отриманого розрізу і нафтогазоносних колекторів.

За допомогою повнохвильового моделювання, здійснення якого можливе у програмному продукті Tesseral 2D, було отримано 8 моделей структури Гордієвича території Каркінітського прогину (рис. 2).

Дослідження проводилося методом акустичного моделювання. Властивості середовища задаються двома параметрами – швидкістю розповсюдження пружних хвиль $v=v(x_1,x_3)$ і густиною $\rho(x_1,x_3)$ [10].

Для розрахунку синтетичної моделі із подальшим аналізом співпадіння на якісному рівні з реальним сейсмічним розрізом, було визначено такі параметрами для продуктивних горизонтів нижньої та верхньої крейди:

1) ***Пружні параметри.*** Для верхньої частини розрізу характерні низькі значення швидкостей: 2000-3000 м/с (олігоцен – нижній еоцен); 3100-4500 м/с (верхній палеоцен – нижній палеоцен); 4500-5000 м/с (верхня та нижня крейда). Визначено співвідношення швидкостей поширення повздовжніх і поперечних хвиль Vp/Vs;

2) ***Колекторські властивості.*** Густина визначена за допомогою виробничої літератури та попластових розрахунків за рівнянням Гарднера з коефіцієнтом 0,23. Значення густини менш диференційовані: для пластів глин характерні значення густини 1800-2200 кг/м^3, вапнякові пласти мають густину в середньому 2300-2600 г/см^3;

3) ***Геометричні параметри.*** Глибина залягання пластів, їх потужності, кути падіння, приуроченість до тектонічних порушень – ці характеристики визначено на основі аналізу стратиграфічних відміток свердловинних даних, глибинних розрізів. Товщини: від 58 м (верхній палеоцен) до 1100 м (нижня крейда);

4) ***Стратиграфія й тектоніка:*** нижньокрейдовий комплекс – аргіліти, верхня частина – глинисті мергелі альбского ярусу; верхньокрейдовий комплекс – переважно, карбонати, теригенно-карбонатні відклади; грабеноподібна структура ранньої крейди внутрішньоконтинентального рифта. Локальні підняття представлені прирозломними брахіантиклінальними складками, сформованими в крейдово-еоценових відкладах з максимальними амплітудами.

5) ***Змінні петрофізичні параметри***. Такі параметри застосовувалися для відкладів нижньої та верхньої крейди: значення пористості колектора 8% (флюїд – водо-, газонасичений), 13 % (флюїд – водо-, газонасичений) і 17 % (флюїд – водо-, газонасичений). Для виконання всіх необхідних умов для отримання найбільш наближеної до реального середовища моделі було використано такі вхідні дані:

- 2D сейсмічні дані, в тому числі й характеристика сигналу, що визначений на основі реального сейсмічного хвильового поля 2D профілів (рис. 3);
- Структурно-тектонічні побудови території, де розташований об'єкт дослідження;
- Залежність "час-глибина";
- Криві акустичного каротажу.

Аналізуючи мігровані синтетичні сейсмічні дані та порівнюючи їх з реальним сейсмічним розрізом, можна сказати, що найкраще співвідношення (на якісному візуальному рівні) отримали мігровані результати моделювання зі значенням пористості 8%. Нажаль, оцінити вплив насичення на даній стадії моделювання не вдалося. Найбільше співпадіння виявляється у динамічній подібності відбиваючих горизонтів. Особливо це стосується відкладів нижньої та верхньої крейди.

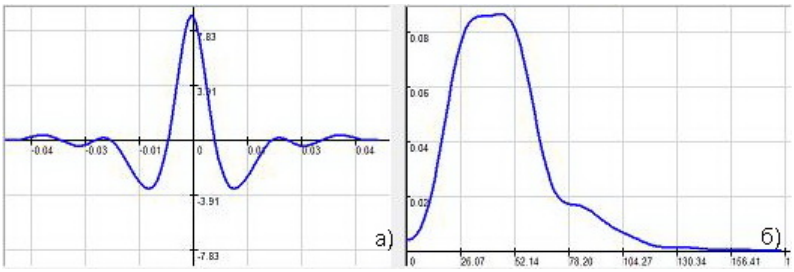

Рис. 3. Характеристика сигналу:
а – форма сигналу, вейвлет; б – частота

Висновки. Побудовано ефективну синтетичну модель олігоцен-палеоценових та крейдових відкладів газоконденсатного (ГК) родовища Голіцина та перспективної структури Гордієвича.

Проведено аналіз сейсмогеологічних умов методами та засобами синтетичного моделювання сейсмічних даних, а саме – співставленням реального хвильового поля, отриманого в результаті польових сейсморозвідувальних робіт, з набором синтетичних хвильових полів (у вигляді ефективних синтетичних моделей), отриманих у результаті сейсмічного моделювання.

На базі швидкісних характеристик побудовано сейсмогеологічну модель фрагмента структури Гордієвича. Змодельоване синтетичне хвильове поле відображає основні аспекти зміни літологічних властивостей порід, які виражені за допомогою зміни швидкостей поширення пружних хвиль і густини гірських порід. Подальший розвиток досліджень відкладів крейди автор пов'язує із побудовою об'ємної моделі об'єкту та прогнозом колекторських властивостей.

Список використаних джерел

1. Гнідинець В.П., Григорчук К.Г., Захарчук С.М. та ін., (2010). Геологія нижньої крейди Причорноморсько-Кримської нафтогазоної області: Монографія. Львів-Київ, 247.

Hnidynets V.P., Hryhorchuk K.G., Zaharchuk S.M. et al., (2010). Geology of the Lower Cretaceous Black sea-Crimean oil and gas area. Lviv-Kyiv, 247. (In Ukrainian).

2. Гожик П.Ф., Маслун Н.В., Плотнікова Л.Ф. та ін., (2006). Стратиграфія мезокайнозойських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря. К.: ІГН НАН України, 171.

Gozhyk P.F., Maslun N.V., Plotnikova L.F. et al., (2006). Stratigraphy of Mesozoic-Cenozoic deposits of the North-Western shelf of the Black Sea. Kyiv, Institute of Geological Sciences of Ukraine, 171. (In Ukrainian).

3. Мельничук П.М., (2005). Особливості геологічної будови і перспективи нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря: Автореф. дис. ... канд. геол. наук. Івано-Франківськ.

Melnychuk M.P., (2005). Features of the geological structure and oil and gas prospects Lower Cretaceous northwestern shelf of the Black Sea: Author thesis candidate, Geol. Science. Ivano-Frankivsk. (In Ukrainian).

4. Радул Р., Карпенко І., Старченко Г., Недосєкова І., (2009). Перспективи нафтогазоносності палеогенових відкладів північно-західного

шельфу Чорного моря. Азово-Черноморский полігон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа. Крым-2009: Тезисы докл. на VIII Междунар. конф. Ялта, 49-50.

Radul R., Karpenko I., Starchenko G., Nedosekova I., (2009). Oil and gas prospects of Paleogene sediments of northwestern Black Sea shelf. Azov-Black Sea polygon geodynamics and fluid dynamics study of the formation of oil and gas fields. Crimea 2009: Abstracts of the VIII International Conference, Yalta, 49-50. (In Ukrainian).

5. Тищенко А.П., Кузьменко П.М., Коровніченко Є.Є., (2007). Способи побудови сейсмічних моделей геологічних середовищ. Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць, 182–186.

Tyshchenko A.P., Kuzmenko P.M., Korovnichenko E.E., (2007). Methods of seismic models of the geological environment. Problems of Oil and Gas Industry, 182-186. (In Ukrainian).

6. Урупов А.К., (1984). Сейсмические модели и эффективные параметры геологической среды. Москва.

Uryupov A.K., (1984). The seismic models, and the effective parameters of the geological environment. Moscow. (In Russian).

7. Успенская Л.А., (2014). P-T моделирование упругих свойств пород с учетом литологического состава и типа заполняющего флюида (на примере месторождений Урненско-Усановской зоны). М.: Московский гос. ун-тет им. М.В. Ломоносова, 123.

Uspenskaya L.A., (2014). Modeling of elastic properties of rocks based on lithology and fluid filling type (for example, deposits of Urnensko-Usanovska zone). Moscow: Lomonosov National University of Moscow, 123. (In Russian).

8. Цибульський В.О., (2012). Комплексна геолого-геофізична модель нижньомайкопських відкладів Прикерченського шельфу: Автореф. дис. ... канд. геол. наук. К.: Київ. нац. ун-тет ім. Тараса Шевченка, 16.

Tsybulskyi V.O., (2012). Integrated geological and geophysical model of lower Maikop sediments of Kerch shelf. Thesis for the degree of candidate of geological sciences. Kyiv, Taras Shevchenko National university of Kyiv, 16 p. (In Ukrainian).

9. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J., (2009). The Rock Physics Handbook.Tools for Seismic Analysis of Porous Media, Second Edition. New York: Cambridge University Press.

10. Tesseral 2D, (2012). Master User Manual: Tesseral Technologies, Canada.

Надійшла до редколегії 15.01.15

T. Kuzmenko, Postgraduate Student
Institute of Geology, Taras Schevchenko National University of Kyiv
90 Vasylkivska Str., Kyiv, 03022 Ukraine
E-mail: kuzmenko_tm@ukr.net, tel.: +38(068)641-70-23

SEDIMENTARY COVER OF KARKINITSKA DEPRESSION: SYNTHETIC SEISMIC MODELLING

The Upper and Lower Cretaceous sediments within Karkinitska depression are considered to be prospective for hydrocarbons. However, these stratigraphic thicknesses remain insufficiently explored, for only a few wells have been disclosed within the study area.

This paper considers some aspects of building geological and geophysical models of hydrocarbon deposits and provides a perspective on their use in the modern exploration process. The aim of this study is to determine the ways of building the model for oil and gas-bearing deposits within Karkinitska depression in the Black Sea, in the case of the Gordievich structure. The singularity of the Gordievich structure is in the fact that there have been drilled no wells to evaluate the potential production of the deposits. The exploration for the Cretaceous sediments in the cut aided by synthetic seismic modeling allows for determining their properties that affect the seismic wave field.

Synthetic seismic modeling helps to prepare seismic models of the Gordievich structure, which bears different reservoir properties (porosity, fluid saturation). The paper covers the findings in seismic surveys over the previous years.

There have been analyzed seismic and geological environment based on synthetic modeling of seismic data – namely, on comparing a real wave field resulting from seismic acquisition with a set of synthetic wave fields (in the form of effective synthetic models) derived from seismic modeling.

Comparing simulation data with real seismic data reveals that a synthetic model qualitatively reflects the parameters necessary for the wave field and the effects of dependencies between the cut heterogeneous porosity and fluid saturation. A dynamic similarity of the reflecting horizons is most concurrent for the Lower and Upper Cretaceous layers.

Keywords: seismic modeling, seismogeological cut, synthetic wave field.

Т. Кузьменко, асп.
Киевский национальный університет имени Тараса Шевченко,
УНИ "Институт геологии", ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина,
E-mail: kuzmenko_tm@ukr.net, тел.: +38(068)641-70-23

СИНТЕТИЧЕСКОЕ СЕЙСМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА КАРКИНИТСКОГО ПРОГИБА

В пределах территории Каркинитского прогиба верхне- и нижнемеловые отложения рассматриваются как перспективные для поисков углеводородов. Данные стратиграфические толщи недостаточно изучены, поскольку в пределах территории исследований, раскрыты лишь несколькими скважинами.

В работе рассмотрены аспекты построения геолого-геофизических моделей месторождений углеводородов и очерчена перспектива их применения в современном геологоразведочном процессе. Целью данной работы является определение основных направлений построения модели перспективных объектов нефти и газа территории Каркинитского прогиба в пределах акватории Черного моря на примере структуры Гордиевича. Особенностью структуры Гордиевича является то, что она не была разбурена, не определены потенциальные перспективные характеристики залежей.

Исследование меловых отложений методами синтетического сейсмического моделирования предусматривает возможность определения основных характеристик разреза, влияющих на сейсмическое волновое поле. С помощью синтетического сейсмического моделирования подготовлены сейсмогеологические модели структуры Гордиевича с различными коллекторскими свойствами (пористость, флюидонасыщение). Проанализированы результаты сейсмических исследований прошлых лет. Проведен анализ сейсмогеологических условий методами и средствами синтетического моделирования сейсмических данных, а именно – сопоставлением реального волнового поля, полученного в результате полевых сейсморазведочных работ, с набором синтетических волновых полей (в виде эффективных синтетических моделей), полученных в результате сейсмического моделирования.

По результатам моделирования и их сравнению с реальными сейсмическими данными установлено, что синтетическая модель на качественном уровне отражает необходимые параметры волнового поля, влияние различного процентного значения пористости и флюидонасыщения. Наибольшее совпадение проявляется в динамическом сходстве отражающих горизонтов. Особенно это касается отложений нижнего и верхнего мела.

Ключевые слова: сейсмическое моделирование, сейсмогеологический разрез, синтетическое волновое поле.