

УДК 550.834.048

В. Цибульський, асп., О. Трипільський, д-р геол. наук, проф.,
П. Кузьменко, канд. геол. наук, асист.
Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ

КОНЦЕПТУАЛЬНА МОДЕЛЬ ЯК СКЛADOVA ПРОЦЕСУ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ СЕЙСМІЧНИХ ДАНИХ

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

Запропоновано концептуальну модель формування відкладів нижнього майкопу структури Субботіна Прикерченського шельфу. Отримані уявлення використані при розрахунках ефективних моделей фільтраційно-ємнісних властивостей за алгоритмами детерміністичного і стохастичного моделювання. Досліджено вплив тріщинуватості на формування покладів вуглеводнів.

Вступ. На даному етапі вивчення вуглеводневої перспективності структур Чорноморського басейну все

частіше необхідно виходити за рамки традиційних геологічних критеріїв. Економічна привабливість кожної з

© Цибульський В., Трипільський О., Кузьменко П., 2013

структур на пряму буде залежати від ефективності аналізу наявної геолого-геофізичної інформації, результатом якого, як правило, виступає комплексна цифрова геолого-геофізична модель. Деяким елементам такого моделювання і буде присвячена стаття.

Постановка проблеми. Моделі геологічної будови та фізичні властивості відкладів структури Субботіна Прикерченського шельфу Чорного моря обрані об'єктом дослідження не випадково. Значні за обсягом поклади вуглеводнів на родовищі Субботіна так і Прикерченському шельфі в цілому, пов'язують з відкладами майкопської серії [3]. З результатів геофізичних та кернових досліджень свердловин відомо, що відклади майкопської серії характеризуються нерівномірним чергуванням літологічно-фаціальних умов та складною шаруватою будовою. Інтерпретація (трасування) продуктивної нижньомайкопської товщі в сейсмічному хвильовому полі отриманому на площі Субботіна в загальному випадку є складною задачею, оскільки сигнал за спектрально-енергетичними характеристиками є слабким і невираженим. Проаналізувати та оцінити вплив окремих геологічних чинників на хвильове поле, що разом формують сейсмогеологічні умови для конкретного об'єкту досліджень, досить важко.

Вже відзначалось у попередніх роботах [9], що найбільшу кількість зв'язків "геологія–геофізика" можна встановити вивчаючи інформацію отриману зі свердловин, але і такого роду дані не є безпеліційною істиною. Слід враховувати, що зразки порід у вигляді шламу чи керну вилучені з природних умов залягання підлягають зміні Р–Т умов, взаємодії з буровим розчином, руйнуванню. Потужним інструментом вивчення фізичних властивостей гірських порід у реальних умовах є геофізика дослідження свердловин, але і її методи мають ряд певних обмежень. Головним недоліком є той факт, що свердловини виступають в якості точкового джерела геологічних даних, таким чином, на об'єктах з малою кількістю пробурених свердловин існує суттєвий інформаційний вакуум. Альтернативою є комплексування даних ГДС (геофізичних досліджень свердловин) та сейсміки шляхом застосування технологій інверсійних перетворень та AVO аналізу, теорії сейсмостратиграфії, інструментів мультиатрибутного аналізу, що широко застосовуються в практиці нафтогазопрошуккових робіт [11,12,13]. Менш розповсюджені методи моделювання синтетичних сейсмічних даних [10].

В умовах слабкої вивченості бурінням відкладів майкопу в межах Прикерченського шельфу, важливу роль відіграє концептуальна модель, що є вкрай необхідною для розуміння кола задач, які доведеться опрацювати, виступає у ролі базису робочої геолого-геофізичної моделі. Без знання геологічних особливостей і умов формування відкладів, моделювання набуває властивостей "чорної скриньки", виконує функції генерації набору випадкових, беззмістовних, незалежних одна від одної моделей.

Введемо наступне означення, концептуальна модель – це формалізовані на основі наявного фактичного матеріалу уявлення про геологічну будову модельованих об'єктів, що покладені в основу побудови цифрової моделі: стратиграфії, тектоніки, генезису відкладів, їх морфології та закономірностей просторової зміни фільтраційно-ємнісних властивостей з врахуванням фізико-механічного постседиментаційного перетворення [4].

З метою створення комплексної моделі нижньомайкопських відкладів Прикерченського шельфу необхідно визначити умови накопичення осадових порід, встановити їх генезис та чинники, що контролюють нафтогазоносність даного регіону.

Палеотектонічні реконструкції майкопського часу (олігоцен-нижній міоцен) вказують на умови формування глибоких прогинів та їх заповнення потужною товщею глинистих відкладів з тонким перешаруванням дрібнозернистих пісковиків і алевролітів [1]. За даними кернових досліджень зі свердловин родовища Субботіна, середня потужність пісковиків у структурі колектора складає 5-10 см, рідко коли досягає 20-40 см. Пісковики відносно великої потужності (десять метрів), в майкопській товщі виявлені поблизу зон знесення відкладів (Кавказ, узбережжя Новоросійськ–Сочі). Їх наявність також передбачається в південній частині Азовського моря, де сейсморозвідкою виявлена зона макрокосої шаруватості, що попередньо пов'язується з конусами виносу, де вірогідно існує потенціал формування неструктурних пасток в зонах майкопу. Встановлені дві головні стадії стиснення: крейдово-ранньоміоценова та міоценова, завдяки яким були сформовані основні структурні плани мезозой-кайнозойських відкладів на родовищі. Під час першої, крейдово-ранньоміоценової, стадії були утворені численні тектонічні порушення південної вергентності, під час другої, міоценової, – північної вергентності.

О.Є. Лукін відзначає, що в такому глибоководному, складному в тектонічному і геоморфологічному відношенні басейні з високими темпами седиментації домінуючими факторами транспортування і (пере)відкладення теригенного матеріалу виступають різного роду течії (рис. 1) [2, 5]. Поряд із системою турбідітних, контурних і вздовжберегових течій, для таких басейнів характерні різноманітні седиментаційні флуктуації, що пов'язані з підводними зсувами і дезінтеграційними потоками. Тобто, тип пасток буде контролюватись з одного боку структурно-палеотектонічними та палеогеоморфологічними факторами, а з іншого – седиментологічними факторами. Згідно з аналізом кернового матеріалу та шламу в формуванні майкопських глин переважають зернисто-, пастоподібно-, суспензійно-потокові (турбідітний) типи, причому найбільш тонкі алевролітові турбідіти і пелітові відклади донних нефеліодних водних шарів [6, 7]. Седиментаційні умови передбачають існування двох типів гранулярних колекторів, що контролюються контурними і гравітаційними потоками. До першого типу можна віднести пісковики з більшим ступенем відсортованості зерен, відсутністю глинистого матриксу, а отже і більшою відкритою пористістю і проникністю. До другого типу відносяться піщовиково-алевролітові породи з великим вмістом гідроліто-сметитового матриксу для яких характерна складна структура порового простору де визначальними є тонкі і ультратонкі пори, колекторам другого типу притаманні низькі фільтраційно-ємнісні властивості, вміст значної кількості зв'язаної води, висока гідрофільність.

Глинисті породи майкопу вміщують в собі значну кількість гумусо-сапропелевої органічної речовини з переважним вмістом останньої. Вміст органічного вуглецю на породу складає 0,1-18 %, тип керогену II/III [8]. Згідно з дослідженнями Галушкіна породи нижнього майкопу за ступенем катагенезу органічної речовини увійшли у межі "вікна генерації нафти" і є в основному нафтогенеруючими, що підтверджується результатами буріння та поверхневими нафтопроявами [2, 8].

При бурінні свердловин на структурі Субботіна відзначається явище аномально високого пластового тиску (градієнт тиску на глибині 2100 м складає 1,4), що може бути викликано процесом перетворення керогену у вуглеводні в ізольованій системі. Наявність АВПТ може свідчити про ускладнену міграцію вуглеводнів за межі майкопської товщі [14].

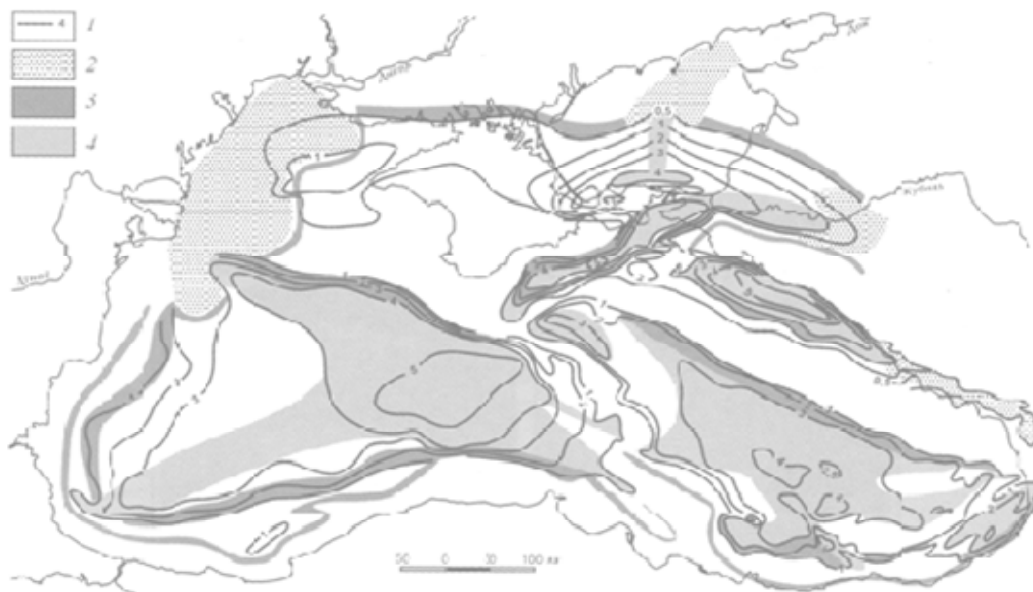


Рис. 1. Майкопський Кубано-Азово-Чорноморський басейн.

Карта ізопахіт майкопських відкладів і схема перенесення теригенного матеріалу:

1 – ізопахіти, км; 2 – палеodelти; 3 – зони берегових і контурних течій; 4 – турбідитні течії та їх виноси в глибоководні западини [5]

Таким чином, всі перераховані вище фактори дозволяють зробити висновок про складний, сингенетичний тип локалізованого покладу вуглеводнів майкопської товщі, що акумулюється в гранулярних колекторах двох типів та контролюється тріщинуватістю в умовах аномально високих тисків, як наслідок перетворення органічної речовини (рис. 2).

Виходячи з концептуальних уявлень про будову відкладів нижнього майкопу, висувуються наступні вимоги до якості робочої геолого-геофізичної моделі:

- Достовірність структурних побудов повинна контролюватись положенням часових відліків відбиваючих границь, що відповідають відомим стратиграфічним і літологічним границям розрізу. Процедура кореляції має виконуватись за результатами вертикального сейсмічного профілювання у комплексі з синтетичним сейсмічним моделюванням. Кореляція відбиваючих горизонтів має проходити на основі сукупності ознак схожості на сусідніх сейсмічних трасах. Оскільки структура Субботіна відноситься до об'єктів зі складними сейсмогеологічними умовами, то визначення сукупності інтерпретаційних ознак, має відбуватись із залученням повного комплексу трансформованої хвильового поля (атрибутний аналіз, акустична інверсія і т.ін.). Крім того, на ділянках з невпевненим трасуванням відбиваючих горизонтів, при використанні алгоритмів напівавтоматичного простеження відбиттів, доцільно застосовувати процедури контролю якості структурних побудов, наприклад кросвалідацію.

- Моделі фільтраційно-ємнісних властивостей в умовах недостатньої кількості свердловинної інформації мають опиратись на додаткові залежності "геологія-геофізика". До таких даних варто віднести куб акустичного імпедансу або нейромережеві залежності побудовані за атрибутами сейсмічного поля. Окремим елементом мають виступати статистичні моделі розподілу шуканих петрофізичних параметрів. Моделювання має знаходитись в межах концептуальних уявлень про тип та будову колекторів нижнього майкопу.

- Засобами моделювання необхідно оцінити вклад тріщинуватості в розвиток колекторів нижнього майкопу структури Субботіна.

На рисунку 3 наведено результати моделювання розподілу коефіцієнтів відкритої пористості та якісна оцінка тріщинуватості у межах нижньомайкопських від-

кладів структури Субботіна. Рис. 3 А демонструє детерміновану модель пористості отриману на основі тренду акустичного імпедансу, в лівій частині можна бачити розріз вздовж лінії, що перетинає свердловини 2-1-403-3, права частина ілюструє латеральний розподіл. Коефіцієнт пористості знаходиться у межах 2-18 %. Ділянки з найвищими значеннями коефіцієнту пористості досить невитримані по латералі, частіше зустрічаються в осьовій частині структури. В розрізі, зони покращених колекторських властивостей розміщені неоднорідно та мають тонкошарувату будову. Висока концентрація пластів з високими значеннями K_p простежуються в межах свердловин 1-403.

Стохастична модель розподілу коефіцієнту пористості демонструє дещо інший результат (рис. 3 Б). Використано лише свердловинні дані, що в процесі роботи перераховані на сітку ґрида в точках їх розташування. Засобами попереднього аналізу дані приведені до нормального розподілу. Надалі відбувався процес ітеративного моделювання, отримано 50 реалізацій розподілу коефіцієнту пористості. Усереднена модель використовувалась надалі для порівнянь і аналізу. Слід відзначити, що отриманий прогноз є менш оптимістичним в порівнянні з попереднім, але в цілому зберігає тенденцію поширення зон з покращеними колекторськими властивостями. Як видно з рисунку латеральної поширеності, найвищі значення коефіцієнта пористості зосереджені в околі свердловин 1-403, осьовій частині структури. Розріз є більш ущільнений в східному і західному напрямках. В розрізі, колектори більш витримані, мають тонкошарувату будову і меншу потужність.

Рис. 3 В демонструє результат оцінки тріщинуватості колекторів нижнього майкопу за допомогою технології Ant Tracking (Petrel). У розрізі виділяються системи тріщин різного розміру та направленості, особливого поширення вони набувають у приоссовій частині структури, зонах простеження розломних порушень. Приоссові тріщини значної потужності, що направлені з заходу на схід, можуть свідчити на користь припущення про розтріскування відкладів майкопу внаслідок деформування під час тектонічних рухів. Горизонтальні системи тріщин можуть бути утворені внаслідок перетворення органічної речовини в процесі нафтогенерації. Дана теорія потребує подальшого вивчення.

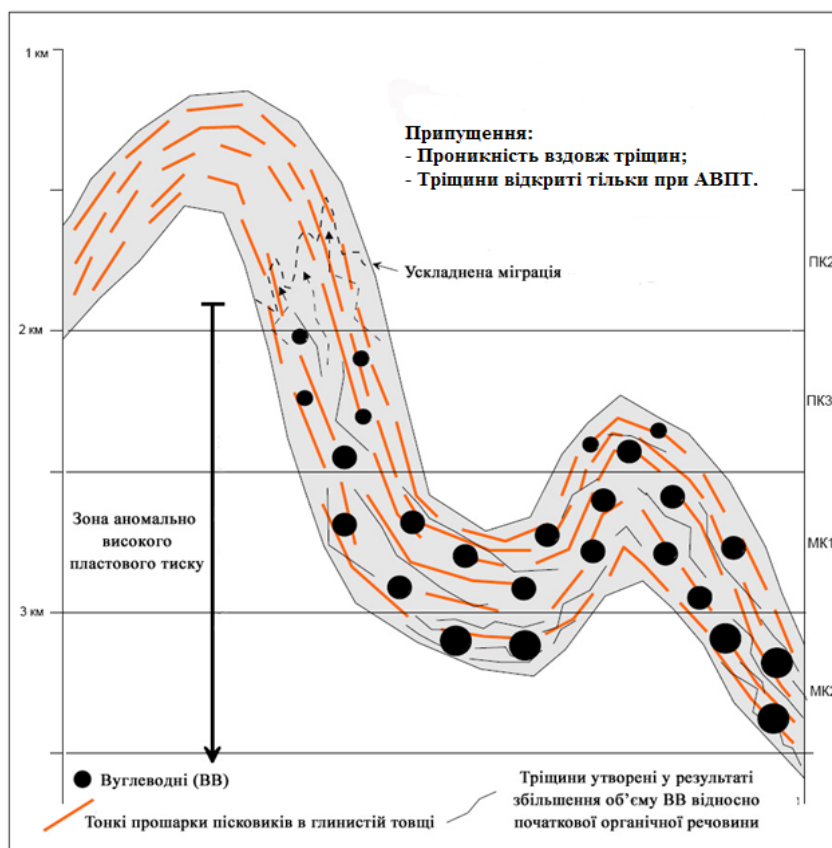


Рис. 2. Концептуальна схема формування покладів вуглеводнів у майкопських відкладах

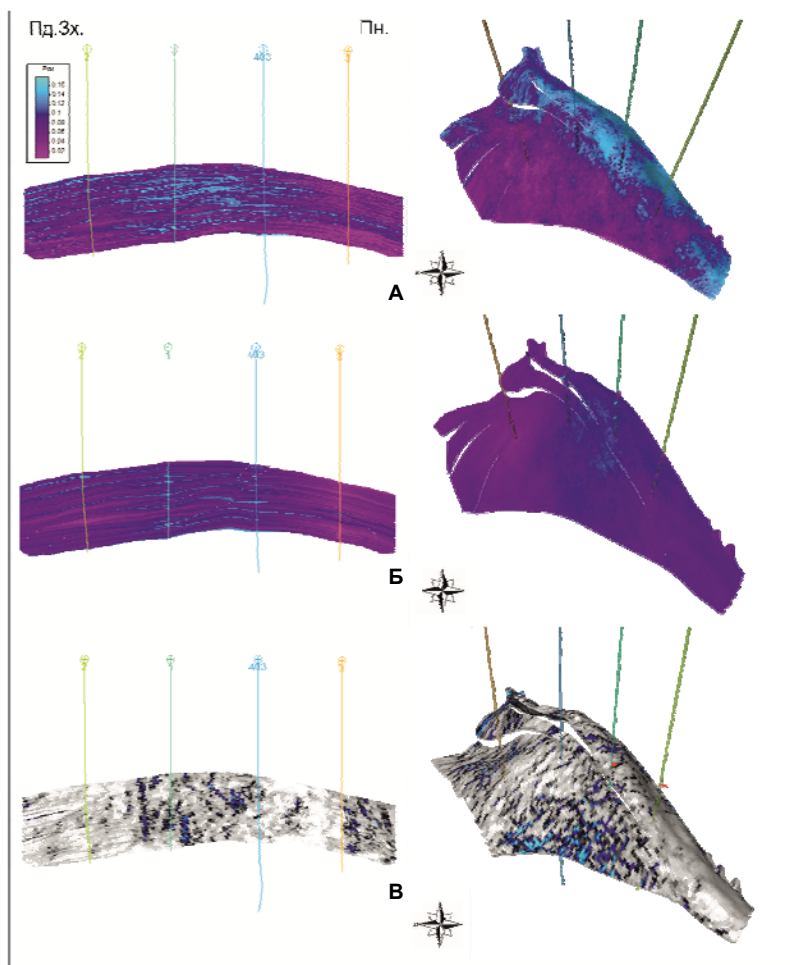


Рис. 3 Результати моделювання кубів фільтраційно-ємнісних властивостей відкладів нижнього майкопу:
А – детермінована модель; Б – стохастична модель; В – модель тріщинуватості

Висновки. Проаналізований в статті матеріал дозволяє сформувати концептуальну модель відкладів нижнього майкопу структури Субботіна Прикерченського шельфу, вона вказує на складний, сингенетичний тип локалізованого покладу вуглеводнів майкопської товщі, що акумулюється в гранулярних колекторах двох типів та контролюється тріщинуватістю в умовах аномально високих тисків, як наслідок перетворення органічної речовини.

Викладена концепція використана при побудові моделей розподілу колекторських властивостей. Детерміністичне моделювання на основі кубу акустичного імпедансу дозволяє на кількісному рівні сформувати уявлення про розподіл коефіцієнту відкритої пористості в товщі. Шарувата модель розподілу колекторів в розрізі та їх скупчення в осьовій частині антиклінальної структури Субботіна, добре узгоджується з робочою геологічною концепцією.

У випадку роботи з наявними геолого-геофізичними матеріалами по структурі Субботіна стохастичне моделювання дало досить достовірний прогноз в районі розташування свердловин, але з віддаленістю від свердловин, зменшується і достовірність прогнозу, що є загальновідомим фактом. Не дивлячись на те, що в загальному випадку потужність зон покращених колекторських властивостей у розрізі, а також їх латеральна розповсюдженість зменшена, характер розподілу є схожим до детерміністичного.

Отримані результати дозволяють зробити висновок про інформативність зведених моделей фільтраційно-ємнісних властивостей, оскільки достовірність комплексного прогнозу набагато вища.

Визначення зон тріщинуватості, як горизонтальної, так і вертикальної направленості в товщі нижнього майкопу додатково свідчить на користь запропонованої концептуальної моделі, хоча вертикальна тріщинуватість, що зосереджена в приосьовій частині складки, більшою мірою вказує на тектонічні деформації.

тість, що зосереджена в приосьовій частині складки, більшою мірою вказує на тектонічні деформації.

Список використаних джерел

1. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона – М.: Научный мир, 2007, – 172 с.
2. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности – М.: Научный мир, 2007, – 456 с.
3. Єгер Д.О., Попадюк І.В., Стовба С.М., Ратушний В.С., Хрящевська О.І., Макєєв 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.
4. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: ООО "ИПЦ Маска", 2009, – 376 с.
5. Лукин А. О перспективах нефтегазоносности Прикерченского шельфа // Геол. журн. – 2008. – Вип. 2. – С. 7-20.
6. Лукин А.Е. литогеохимические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. – Киев: Наук. Думка, 1997. – 220 с.
7. Лукин А.Е. Поиски залежей углеводородов в песчаных телах полифациальных терригенных отложений // Методика поисков и разведки залежей нефти и газа в стратиграфических и литологических ловушках. – Баку: Азнефть, 1985. – С. 27-35.
8. Надежкин Д. В. Нефтематеринские свойства майкопских отложений и их роль в нефтегазоносности восточной части Черного моря: Автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук. – М., 2011.
9. Цибульский В.О., Кузьменко П.М., Тищенко А.П. Методика проведения повнохвильового моделювання сейсмічного поля в межах Українського сектору Прикерченського шельфу Чорного моря // Вісн. КНУ ім. Т.Г. Шевченка. Серія Геологія. – 2012. – 57. – С. 17-21.
10. Цибульский В.О., Кузьменко П.М., Тищенко А.П. Полноволновое моделирование сейсмических данных на структуре Прикерченского шельфа // XI th International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects: Матер. міжнар. наук. конф., Київ, 2012.
11. Brown A.R. Interpretation of three-dimensional seismic data. Fifth edition. AAPG memoir 42, SEG investigation in geophysics 9, 1999. 203-282.
12. Chopra S. Seismic elastic modeling, CSEG 2005. 424-428.
13. Marfurt K. J., Chopra S. Seismic attribute mapping of structure and stratigraphy. SEG, EAGE distinguished instructor series, № 9, 2006. 226.
14. Sweeney J.J., Braun R.L., Burham A.K., Talukdar S., Vallejos C., 1995. Chemical kinetic model of hydrocarbon generation, expulsion, and destruction applied to the Maracaibo basin, Venezuela // AAPG Bulletin. V. 79. №10. P. 1515-1532.

Надійшла до редколегії 09.02.13

В. Цибульський, асп., А. Трипольський, д-р геол. наук, проф., П. Кузьменко, канд. геол. наук, ассист. Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ

КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ КАК СОСТАВЛЯЮЩАЯ ПРОЦЕССАИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Предложена концептуальная модель формирования отложений нижнего майкопа структуры Субботина Прикерченского шельфа. Полученные взгляды использованы при расчете эффективных моделей фильтрационно-емкостных свойств по алгоритмам детерминистического и стохастического моделирования. Исследовано влияние трещиноватости на формирование отложение углеводородов.

V. Tsybul'skyi, asp., O. Trypil'skiy, Dr. Sci. (Geol.), Prof. P. Kuzmenko, Cand. Sci. (Geol.) Taras Shevchenko National University of Kyiv, Kyiv

PRINCIPAL MODELS AS A PART OF SEISMIC DATA INTERPRETATION

A conceptual model of the Lower Maykopian sediments for Subbotina field within the Kerch shelf of the Black Sea was proposed. These ideas used in deterministic and stochastic calculation process of effective filtration and capacity models. The effect of fracturing was considered in case of hydrocarbon deposits formation.