Новий погляд на перспективи нафтогазоносності та геологічну будову північно-західного шельфу Чорного моря

О. П. Петровський
докт. фіз.–мат. наук, ІФНТУНГ
Б. Л. Крупський
канд. геол.–мінерал. наук, ДП «Науканафтогаз»
О. Ю. Зейкан
В. В. Гладун
канд. геол. наук
П. М. Чепіль
канд. геол.–мінерал. наук, Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України»
П. М. Мельничук
канд. геол. наук, ДАТ «Чорноморнафтогаз»
Т. О. Федченко
канд. фіз.–мат. наук,
Б. Б. Габльовський
ІФНТУНГ
О. А. Кічка
Інститут геологічних наук НАНУ
О. Г. Цьоха
ДГП «Укргеофізика»
М. Є. Герасімов
докт. геол.–мінерал. наук, Кримська геофізична експедиція «Кримгеофізика»
С. В. Кольцов
канд. геол. наук, СОК «В'єтгазпром»
І. С. Чуприна
«Причорномор ДРГП»

УДК 550.830

У статті наведено результати сейсмогравітаційного моделювання у межах північно-західного шельфу Чорного моря. Висвітлено результати зіставлення отриманої моделі з тектонічною картою Азово-Чорноморського регіону, побудованою з позиції тектоніки плит, та аналізу розподілу геогустинних властивостей у межах сейсмостратиграфічних горизонтів.

В статье приведены результаты сейсмогравитационного моделирования в пределах северо-западного шельфа Черного моря. Освещены результаты сопоставления полученной модели с тектонической картой Азово-Черноморского региона, построенной с позиций тектоники плит, и анализа распределения геоплотностных свойств в пределах сейсмостратиграфических горизонтов.

The results of seismic and gravity modeling within the north-western shelf of the Black Sea are presented in the article. The comparison results of the obtained model with the tectonic map of Azov-Black Sea region, which has been mapped from the positions of plate tectonics, and the results of geologic density properties distribution within the seismic stratigraphic horizons are given.

Починаючи з 60-х років минулого століття, з відкриттям у Рівнинному Криму газових родовищ, зріс інтерес до Південного регіону України, територію якого умовно можна розділити на суходіл, шельф Чорного та акваторію Азовського морів та глибоководну частину Чорного моря. На сьогодні у зв'язку з необхідністю забезпечення України власними енергоресурсами значну зацікавленість викликає північно-західний шельф Чорного моря, де відкрито вісім (шість газових і два газоконденсатних) родовищ, три з яких – Голіцина, Одеське, Штормове – за величиною запасів віднесені до середніх [1–3]. Забезпечення ефективності ведення пошуково-розвідувальних робіт, спрямованих на пошуки вуглеводневих покладів у шельфових зонах акваторій, вимагає застосування сучасних технологій геолого-геофізичних досліджень та залучення повного спектра наявних геолого-геофізичних даних для отримання просторового уявлення про морфологічні особливості і розподіл фізичних параметрів геологічних тіл у просторі.

З метою вирішення завдань деталізації геологічної будови та прогнозування розповсюдження ослаблених геодинамічних зон і пов'язаних із ними порід із покращеними колекторськими властивостями авторами побудовано просторову інтегральну геолого-геофізичну модель північно-західної частини шельфу Чорного моря методом комп'ютерної обробки геолого-геофізичних даних із використанням «Технології інтегральної інтерпретації комплексу гравіметричних і геолого-геофізичних даних для оцінки перспектив нафтогазоносності» [4–6].

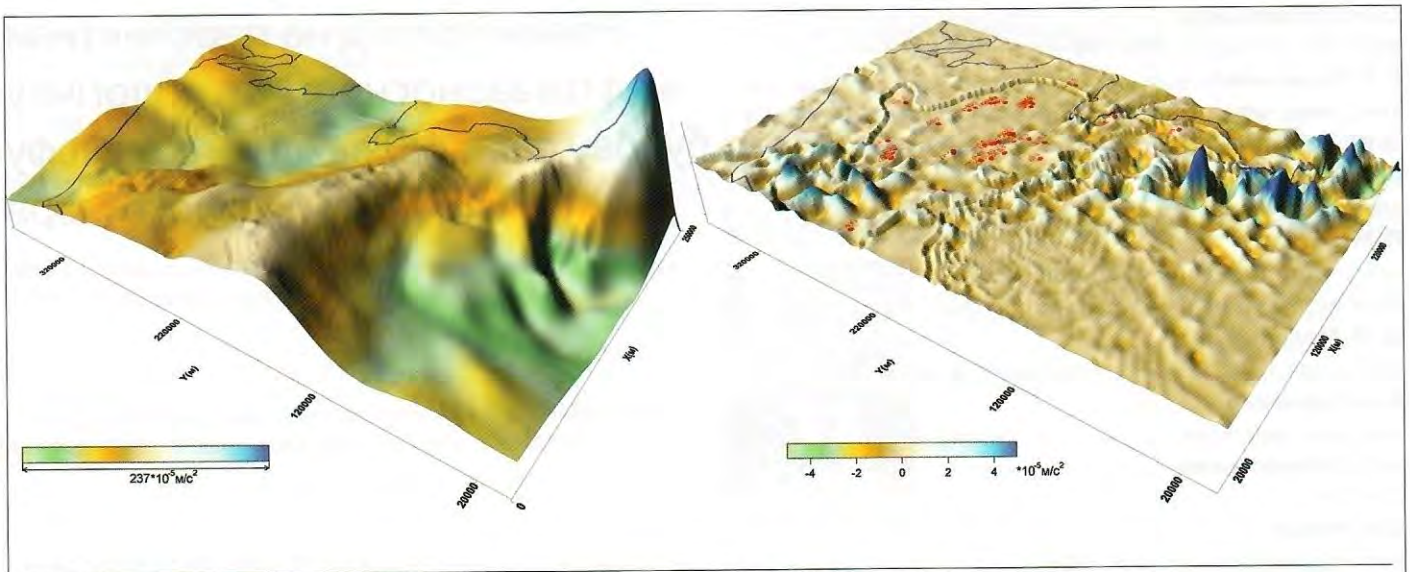

Рис. 1. Розраховане гравітаційне поле (зліва) та різниця між розрахованим і вихідним гравітаційними полями (справа)

Узявши за основу структурні карти горизонтів відбиття у відкладах осадового чохла М 1:200 000 (фондові матеріали державного регіонального геологічного підприємства «Причорноморгеологія») та використовуючи дані про батиметрію північно-західної частини Чорного моря; карти середніх швидкостей, складених для рівнів 5000 м, 15000 м, 25000 м від денної поверхні [7]; зведену петрофізичну характеристику відкладів осадового чохла півдня України [8]; результати інтегрального моделювання в межах Голіцинської площі [9]; дані про поведінку границі Мохоровічича та густинних властивостей порід верхньої мантії [10], було синтезовано апріорну просторову модель площі досліджень [11]. Скоригувавши глибину залягання поверхні Мохо та поведінку густинних властивостей порід верхньої мантії, було отримано просторову геогустинну модель, яку використовували як моделі початкового наближення.

У результаті розв'язання оберненої просторової лінійної задачі гравіметрії виконано прогнозування характеру поведінки густинних властивостей як у породах докрейдового комплексу, умовно віднесеного до порід фундаменту, так і осадового чохла. Досягнуте середньоквадратичне відхилення між модельним і спостереженим гравітаційними полями (рис. 1) становить $1{,}339*10^{-5}$ м/с^2, що узгоджується з похибкою задання вихідного гравітаційного поля.

У результаті реалізації «Технології інтегральної інтерпретації геолого-геофізичних даних» для території північно-західного шельфу Чорного моря створено просторову інтегральну сейсмогравітаційну модель (рис. 2), узгоджену з наявним комплексом геолого-геофізичних відомостей про глибинну будову цієї території, сейсмічними даними і гравітаційним полем.

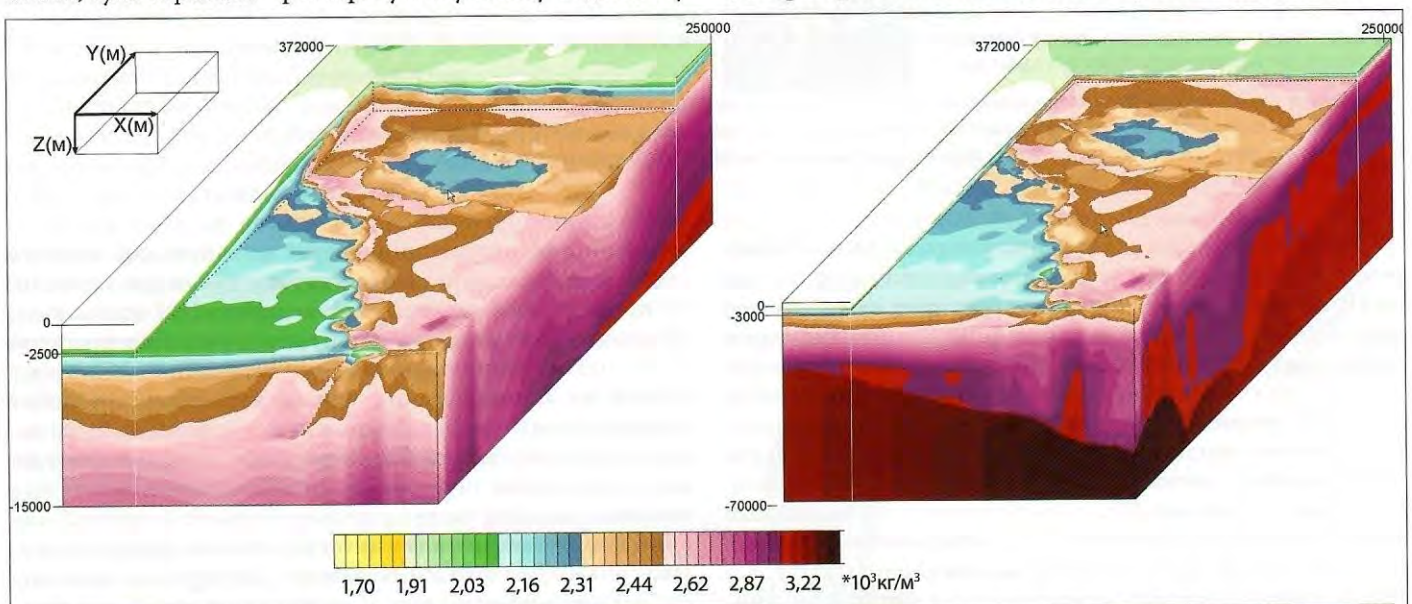

Рис. 2. Просторова інтегральна геогустинна модель північно-західного шельфу Чорного моря (зліва до глибини 15 000 м, справа — до глибини 70 000 м)

У межах отриманої моделі зроблено горизонтальні зрізи, вертикальні розрізи, у тому числі нахрест простягання основних тектонічних елементів, та конформні (попластові на фіксованій відстані паралельно підошві чи покрівлі пласта) зрізи.

Горизонтальні зрізи та вертикальні розрізи використовували в основному для визначення ступеня відповідності отриманої геогустинної моделі уявленням про тектонічну будову регіону північно-західної частини шельфу Чорного моря.

За результатами зіставлення горизонтальних зрізів і вертикальних розрізів із тектонічною картою Азово-Чорноморського регіону [12] виявлено, що високоградієнтні зони зміни густини в межах створеної геогустинної 3D моделі приурочені до зон тектонічних порушень, які прослідковуються як у межах гетерогенно-гетерохронного фундаменту, так і осадової частини розрізу.

Палеозойські тектонічні елементи

На горизонтальному зрізі (глибина 9025 м) (рис. 3) за градієнтом між відносно щільними (2820–2720 кг/м^3) та менш щільними (2620–2470 кг/м^3) утвореннями північніше св. 2-Євпаторійської простежується зона, яка контролює положення Дунайсько-Терської сутури південного падіння. Ця сутура розділяє південну пасивну окраїну Лаврусії з накладеним на неї Передскіфійським крайовим прогином та активну окраїну Скіфійського палеоконтиненту. Пасивна окраїна Лаврусії на геогустинних розрізах характеризується відносно спокійною поведінкою значень густини (рис. 4). Інтервалам палеозойських відкладів Передскіфійського крайового прогину відповідають області підвищених густин (до 2520 кг/м^3) порівняно з інтервалами мезо-кайнозою. Активна окраїна Скіфії в результаті геодинамічних процесів на подальших етапах розвитку регіону була частково або повністю знищена. У межах північно-західного шельфу вона не збереглася.

Мезозойські тектонічні елементи

Новий цикл Вільсона, що розпочався у ранньому мезозої, призвів до утворення рифтогенних структур, фрагменти яких тією чи іншою мірою збереглися в межах площі досліджень. Це — Каменська (Татарбунарська) та Бурнаська у Західному Причорномор'ї, Сивасько-Каркінітська (Одесько-Джанкойська) на північно-західному шельфі Чорного моря та Північного Криму, а також фрагмент прогину у Каламітській затоці та у південно-західному Криму (Качинський блок). Північною границею розповсюдження прогинів пермсько-тріасового віку є Болградсько-Балабанівський тектонічний розрив. На геогустинних зрізах йому відповідає зона підвищених густин, яка простежується від узбережжя Західного Причорномор'я до району Безіменного та Одеського родовищ. Болградсько-Балабанівський розрив простежується до середини північно-західного шельфу (до змикання з Причорноморським розривом). За отриманими даними про розподіл густини на глибинах до 7000–9000 м (див. рис. 3) можна стверджувати про подібність розрізів північної частини північно-західного шельфу Чорного моря і суходолу Західного Причорномор'я та Криму. На менших глибинах у геогустинних властивостях відображається вплив накладених тектонічних процесів,

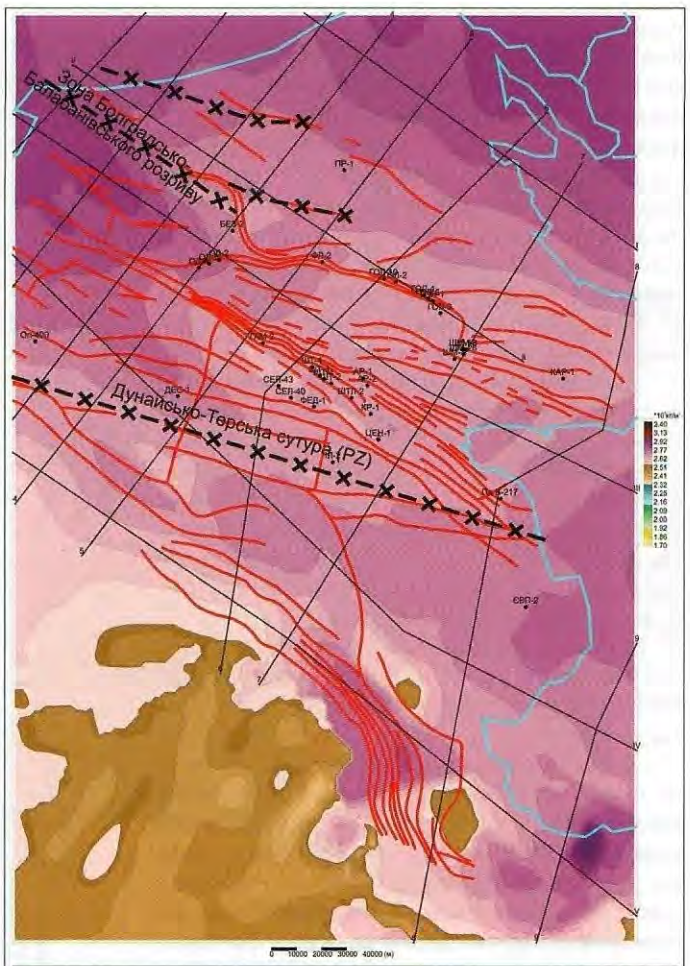

Рис. 3. Відображення геодинамічних та геолого-тектонічних елементів у просторовій геогустинній моделі північно-західного шельфу Чорного моря. Геогустинний зріз на глибині 9025 м

які належать до більш пізніх етапів розвитку регіону (рис. 5 та 6).

Середньоюрський вік ознаменувався закриттям океану Мезотетис, що супроводжувалося формуванням структур типу крайових прогинів перед зонами палеосубдукцій (сутур) та рифтогенних прогинів задугового спредингу. У межах площі досліджень, за тектонічною картою (Герасимов М. Є. та ін., 2009), виділяються Кримсько-Кавказька і Південнокримська сутури, колізійний шов Печеняга — Камена, Передмьозійський (Переддобруджинський) крайовий прогин, задуговий Північнокримський прогин, фрагменти мікроплит Мьозія та Кримія (Гірськокримський терейн).

На геогустинних розрізах сутура Печеняга – Камена південного падіння відображається градієнтною зоною (рис. 7). На південь від сутури розташована Мьозійська плита з накладеним на неї Західночорноморським рифтом (KZ), північніше від колізійного шва Печеняга – Камена розташовується Передмьозійський (Переддобруджинський) крайовий прогин.

Кримсько-Кавказька сутура простежується у східній частині площі досліджень. Цей колізійний шов виник

у результаті причленування мікроконтиненту Кримія до південної окраїни Скіфії у пізньому мезозої. Кримсько-Кавказький шов має північне падіння і відносно однозначно виділяється на геогустинних розрізах різкою градієнтною зоною (див. рис. 4). Південніше Кримсько-Кавказької сутури виділяється зона з «мозаїчним» характером поведінки густинних властивостей, яка відображає складну геологічну будову Гірськокримського терейну та Південнокримської олістостроми (Ломоносівського підводного масиву) (див. рис. 4).

До тектонічних елементів, що утворилися на етапі мезозойської конвергенції, належить Північнокримський задуговий рифтогенний прогин, який займає центральну частину північно-західного шельфу Чорного моря та північну частину Кримського півострова. На геогустинних розрізах йому відповідає зона понижених значень густини, яка обмежена градієнтними зонами (див. рис. 4). За даними моделювання, глибина підошви синрифтового комплексу прогину досягає 6500–6700 м, що відповідає матеріалам сейсморозвідки.

Бортові палеоскиди (Південнобортовий на півдні та Причорноморський на півночі) відображаються на розрізах градієнтними зонами зустрічного падіння. Градієнтні зони, які зафіксовано в межах рифту, ймовірно, пов'язані з тектонічними порушеннями, що обмежують окремі блоки прогину. На горизонтальних зрізах (глибини 2000–6000 м) рифтогенний прогин виділяється пониженими значеннями густини порівняно з іншими тектонічними елементами (див. рис. 5 та 6).

Кайнозойські тектонічні елементи

У кайнозої продовжувалося закриття Мезотетису. У результаті зближення Африки та Аравії з Євразією у західній частині, а також Індостану з Євразією у східній частині відбувалося закриття океану, внаслідок чого утворилися Причорноморський мегапрогин, Придунайсько-Кримське мегапідняття та Чорноморська мегазападина. ***Причорноморський мегапрогин*** у сучасному структурному плані являє собою субширотну структуру з пологим північним та крутим південним бортами. До складу мегапрогину входить ряд структур другого порядку. Ділянка досліджень знаходиться у межах Південноукраїнської моноклінали та Каркінітсько-Північнокримського прогину. На геогустинних

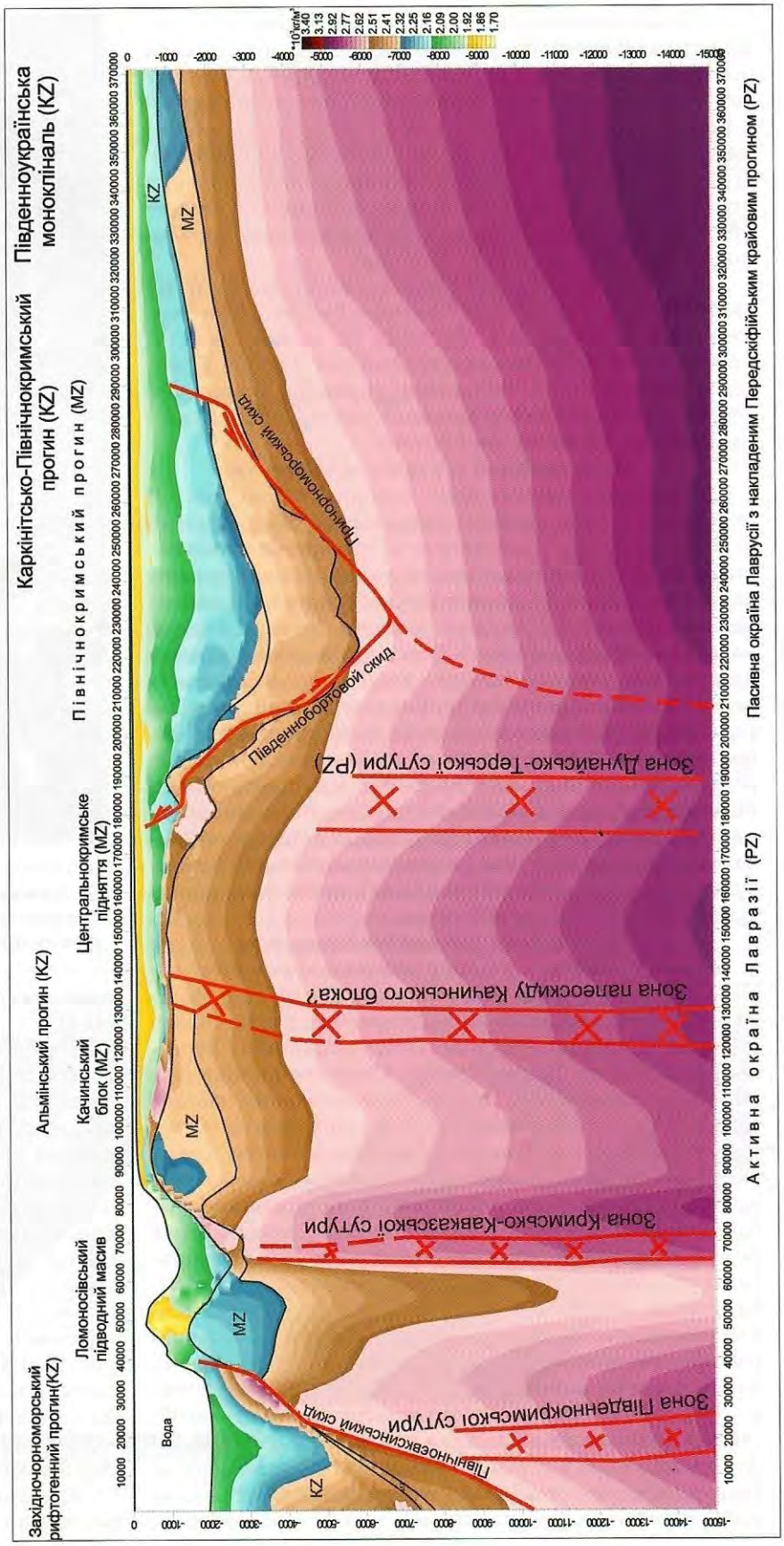

Рис. 4. Відображення геодинамічних та геолого-тектонічних елементів у просторовій геогустинній моделі північно-західного шельфу Чорного моря. Геогустинний розріз уздовж лінії з координатою X=169000

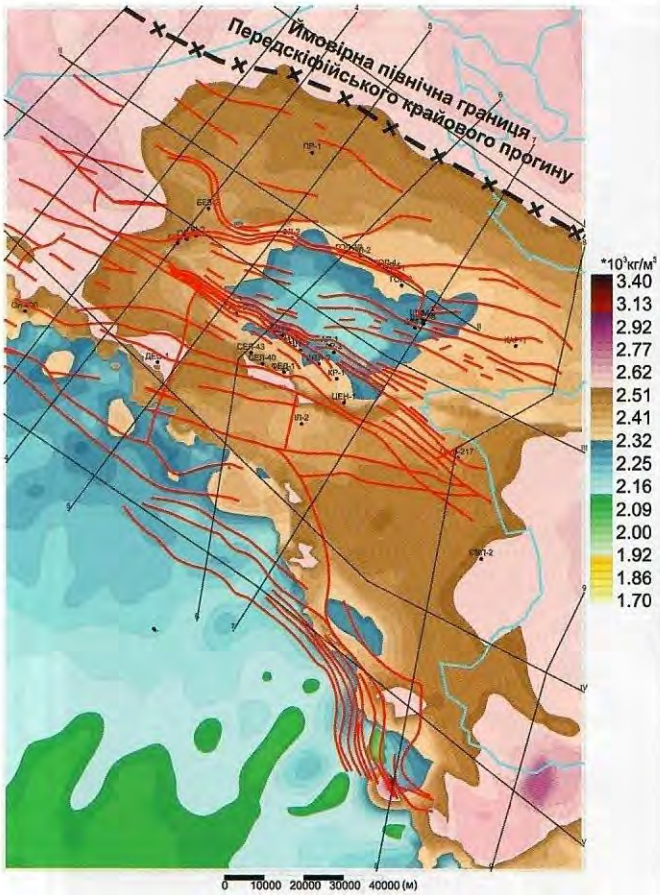

Рис. 5. Горизонтальний геогустинний зріз на рівні -3025 м із нанесеною ймовірною північною границею Передскіфійського крайового прогину

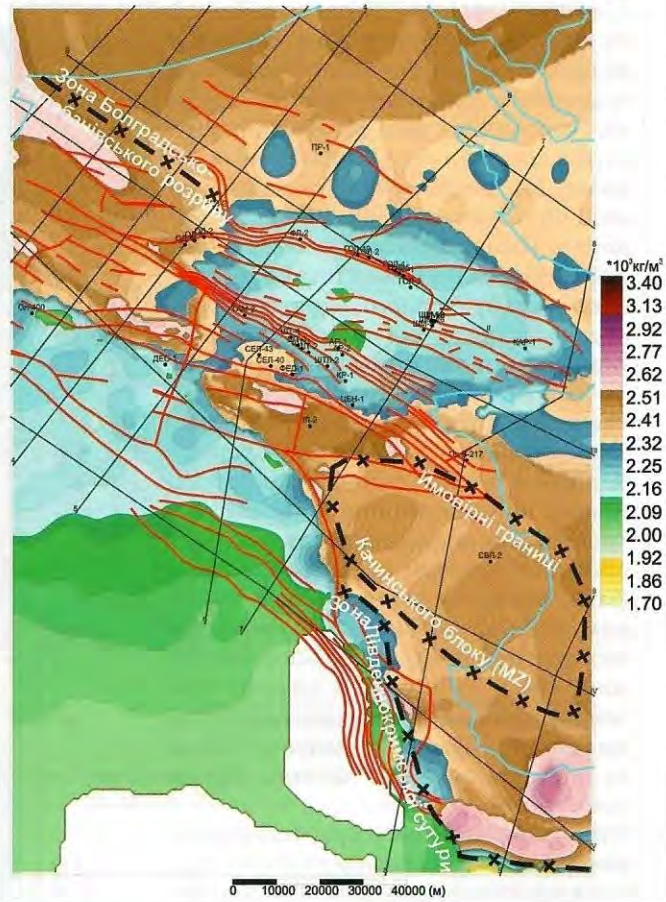

Рис. 6. Горизонтальний геогустинний зріз на рівні -2025 м із нанесеними: зоною Болградсько-Балабанівського розриву, зоною Південнокримської сутури, ймовірними границями Качинського блоку

розрізах у межах Південноукраїнської моноклінали зафіксовано спокійну поведінку відносно низьких значень густини. У межах Каркінітсько-Північнокримського прогину геогустинна характеристика більш диференційована, що пов'язано з розвитком насувів та ретронасувів, а також пов'язаних із ними складок асиметричної будови.

Придунайсько-Кримське мегапідняття. На докайнозойському рівні мегапідняття має складну будову і складається з різновікових тектонічних елементів. На більшості цих елементів відклади палеогену та неогену мають незначні потужності або відсутні взагалі. У межах ділянки досліджень найбільші товщини зафіксовано у Альмінському прогині та у зонах розвитку олістостром (див. рис. 4). На геогустинних розрізах у інтервалі кайнозою зафіксовано спокійну поведінку відносно низьких значень густини.

Чорноморська мегазападина складається з ряду окремих прогинів (Західно- і Східночорноморських, Сорокіна і Туапсинського), а також піднять, що їх розділяють, — Андрусова, Архангельського та Шатського.

Ділянка досліджень частково охоплює північну частину Західночорноморського прогину, який характеризується значними потужностями відкладів майкопської серії (олігоцену — нижнього міоцену) та розвитком глиняного діапіризму. Північною границею Західночорноморського рифтогенного прогину є Північноевксинський бортовий скид, якому на геогустинних розрізах відповідає різко виражена градієнтна зона (див. рис. 7).

На деяких перетинах зафіксовано стовпоподібні аномалії підвищених густин (див. рис. 7; ПК 35 000–45 000), які, ймовірно, пов'язані з розвитком ефузивних утворень у відкладах мезозою. Градієнтні зони меншої амплітуди, зафіксовані в межах прогину, вірогідно, пов'язані з тектонічною роздробленістю та розвитком глиняних діапірів.

На горизонтальних зрізах прогин відображається зниженими значеннями густини порівняно з крайовим уступом та Гірськокримською складчасто-насувною спорудою (ГКСНС) (глибини 12 000–13 000 м). Нижче по розрізу у межах прогину зафіксовано близькі значення густини. Ізометричні аномалії підвищених значень, які виділяються у межах прогину, вірогідно, пов'язані з розвитком ефузивних утворень.

Важливим результатом створення просторової інтегральної геогустинної моделі північно-західного шельфу Чорного моря є проведене уточнення просторового положення ряду елементів тектоніки Південного нафтогазоносного регіону України, зокрема:

північної границі Передскіфійського крайового прогину, що є важливим пошуковим завданням. Південною границею є Дунайсько-Терська сутура, місцеположення якої відоме за раніше отриманими геолого-геофізичними даними. Місцеположення північної границі чітко визначено на суходолі Західного та Північного Причорномор'я і досі було невідомим у межах північно-західного шельфу Чорного моря внаслідок неоднозначності результатів інтерпретації сейсморозвідувальних матеріалів. За даними моделювання вдалося протрасувати північну границю за характерною зоною різкої зміни густини. У плані вона має субширотне простягання і простежується у північній частині ділянки досліджень (див. рис. 5);

північної границі Качинського блоку (MZ), існування якого доведено бурінням св. 2-Євпаторійської. На геогустинних розрізах він виділяється у вигляді зони розвитку відносно низьких значень густини, яка обмежена градієнтними зонами у межах Каламітської затоки та південно-західної частини Криму (див. рис. 6);

Південнокримської сутури, яка є південною межею Гірськокримського терейну і наявність якої доведено В. В. Юдіним за даними геологічної зйомки у Гірському Криму. Питання про положення цієї сутури було дискусійним через неоднозначність інтерпретації часових розрізів МСГТ, що пов'язана з технологічними причинами (неповна кратність на кінцях профілів, рідка мережа профілів). За даними моделювання, її місцеположення у розрізі та на плані (див. рис. 6) визначається однозначно.

Крім наведених результатів, заслуговують на увагу і результати лінеаментного аналізу залишкової компоненти гравітаційного поля, оскільки характер розташування лінійних елементів пов'язаний із напрямами розвитку регіональних тектонічних порушень. Із рис. 8 видно, що в межах шельфової частини ділянки досліджень напрям виділених лінеаментів чітко корелює з тектонічними порушеннями, виділеними за сейсмічними даними, а в межах Качинського блоку

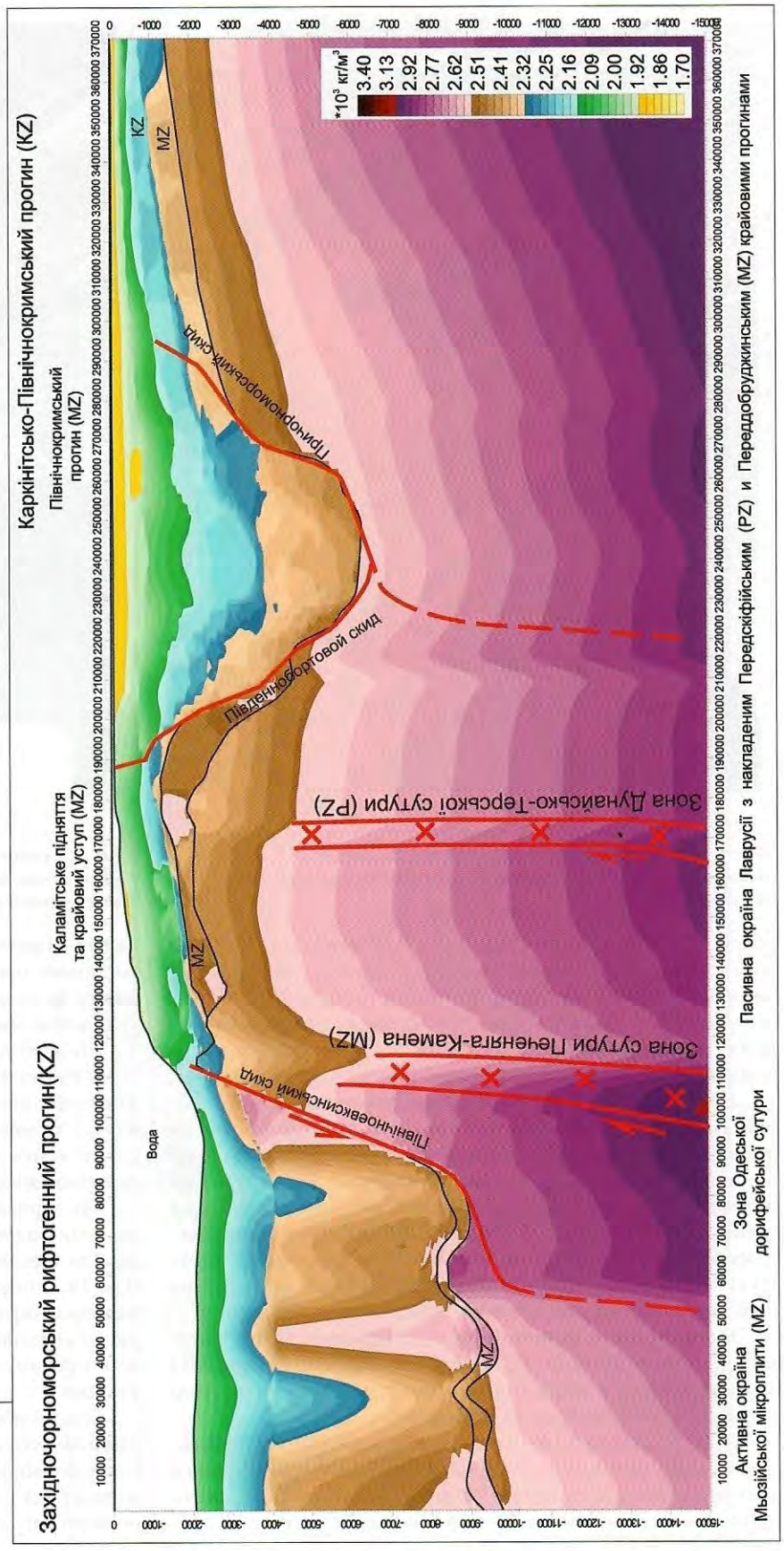

Рис. 7. Відображення геодинамічних та геолого-тектонічних елементів у просторовій геогустинній моделі північно-західного шельфу Чорного моря. Геогустинний розріз уздовж лінії з координатою X=137000

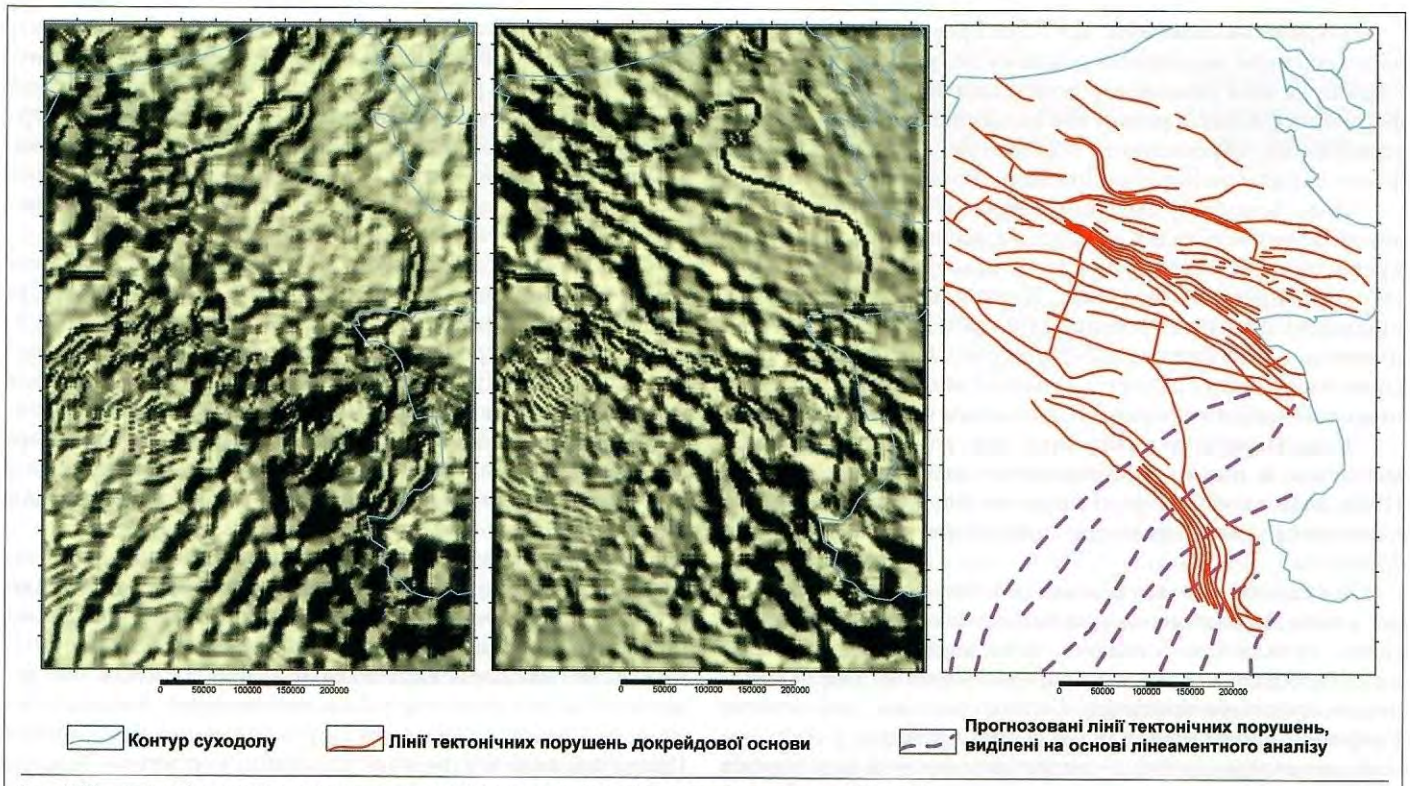

Рис. 8. Тіньове зображення відхилення гравітаційних полів із виділеними лінеаментами (справа)

і далі на південь (глибоководна частина) спостерігається ортогональна орієнтація лінійних елементів. Цей факт дозволяє зробити припущення про наявність тектонічного блокування території Пн. – Пн.-Сх. напрямку.

Зіставлення каркасу тектонічної карти з попластовими (комформними) зрізами допомогло провести аналіз розподілу геогустинних властивостей у межах виділених сейсмостратиграфічних горизонтів.

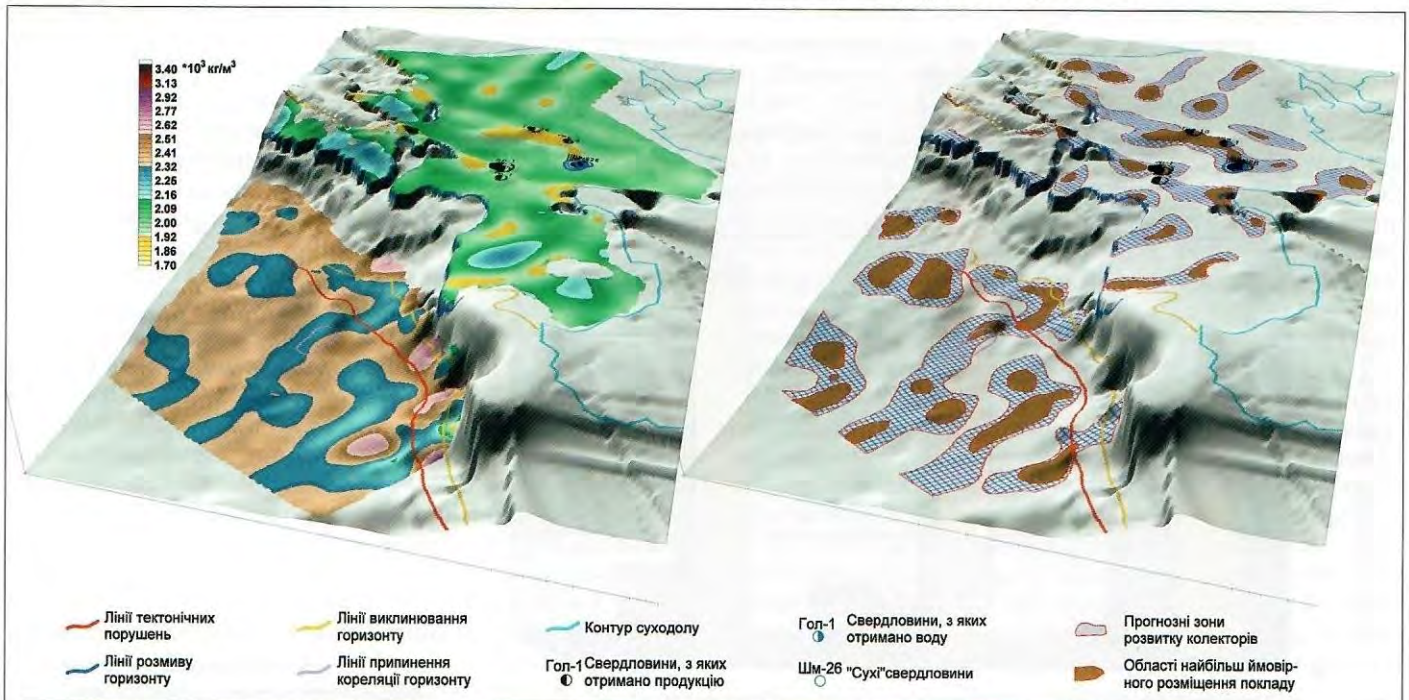

Рис. 9. Розподіл геогустинних властивостей (зліва) та прогноз поширення зон із покращеними колекторськими властивостями (справа) у відкладах майкопської серії

Докрейдові відклади. До початку нижньокрейдового часу територія досліджень у цілому являла собою частину Євразії, на якій осадконагромадження відбувалося у платформених умовах із розвитком літодинамічних комплексів теригенного, карбонатного і змішаного складу, а також із формуванням рифогенних масивів верхньоюрського віку.

Щодо розподілу геогустинних властивостей у межах докрейдових відкладів, то слід відзначити, що зона Придунайської тектонічної пластини відображається трьома субширотними аномаліями. Центральна аномалія має підвищені значення густини (2410–2470 кг/м^3), а північна і південна — понижені (2120–2190 кг/м^3). Південна має продовження у межах підняття Губкіна і обмежується зі сходу південно-західним бортом Північнокримського прогину.

Зона Північнокримського задугового рифта відмічається в цілому підвищеними значеннями густини (2520–2620 кг/м^3), на фоні якого виділяється більше ніж п'ять локальних аномалій пониженої густини (2440–2500 кг/м^3).

Зважаючи на те, що в межах західного сегмента Скіфської плити морськими свердловинами розкриті як вулканогенні, вулканогенно-осадові комплекси середньої юри (св. 2-Іллічівська та ін.), так і пасивноокраїнні осадові комплекси середнього тріасу (св. 2-Євпаторійська), цей сегмент Скіфської плити представляє великий інтерес у нафтогазоносному відношенні. У геогустинному полі виділяється 2–3 аномалії підвищених значень (2520–2620 кг/м^3), 4–5 аномалій понижених значень густини (від 2470–2500 кг/м^3 до 2350–2440 кг/м^3). Простягання їх змінюється від субмеридіонального на заході до субширотного в зоні тектонічних розривів північно-західного простягання вздовж Качинського блока, що мають зсувну кінематику.

Крейдові відклади. Визначальним тектонічним фактором крейдового етапу геодинамічної еволюції є формування задугових рифтових систем – Кримської задугової рифтової (КЗРС) у межах північно-західного шельфу Чорного моря, Рівнинного Криму і Керченського півострова, а також на півночі і півдні Азовського моря; закладення Чорноморської задугової рифтової системи (ЧЗРС) на палеомікроконтинентах Мьозія і Дзирулія.

Результати геогустинного моделювання в межах крейдових відкладів представлені картами, що відображають розподіл геогустинних властивостей нижче горизонтів відбиття: IVa – приуроченого до покрівлі відкладів середнього альбу (K_1al); IIIг – приуроченого до підошви відкладів верхнього сеноману (K_2s); IIIв – приуроченого до покрівлі відкладів коньяк-турону (K_2k–K_2t); IIIб – приуроченого до підошви відкладів верхнього сантону (K_2st); IIIm – IIIk – приуроченого до поверхні карбонатів верхньої крейди (K_2m–K_2km).

Слід відзначити, що в цілому в межах одних і тих самих тектонічних елементів зони аномальної поведінки густини характеризуються подібністю щодо просторового положення, напрямку простягання та знаку. Однак сумісний аналіз вказаних карт дозволив зробити висновок, що аномалії мають різні напрямки простягання. Аномалії понижених значень мають субширотний напрямок у межах Придунайської тектонічної пластини, структури Зональної, в районі структур Гамбурцева, Штормової і Південно-Бортової.

Від Тарханкутського півострова на південь до широти міста Севастополя простягаються три субмеридіональні зони понижених значень густини, які містять окремі, більш локальні аномалії такого ж простягання. Зміну субширот-

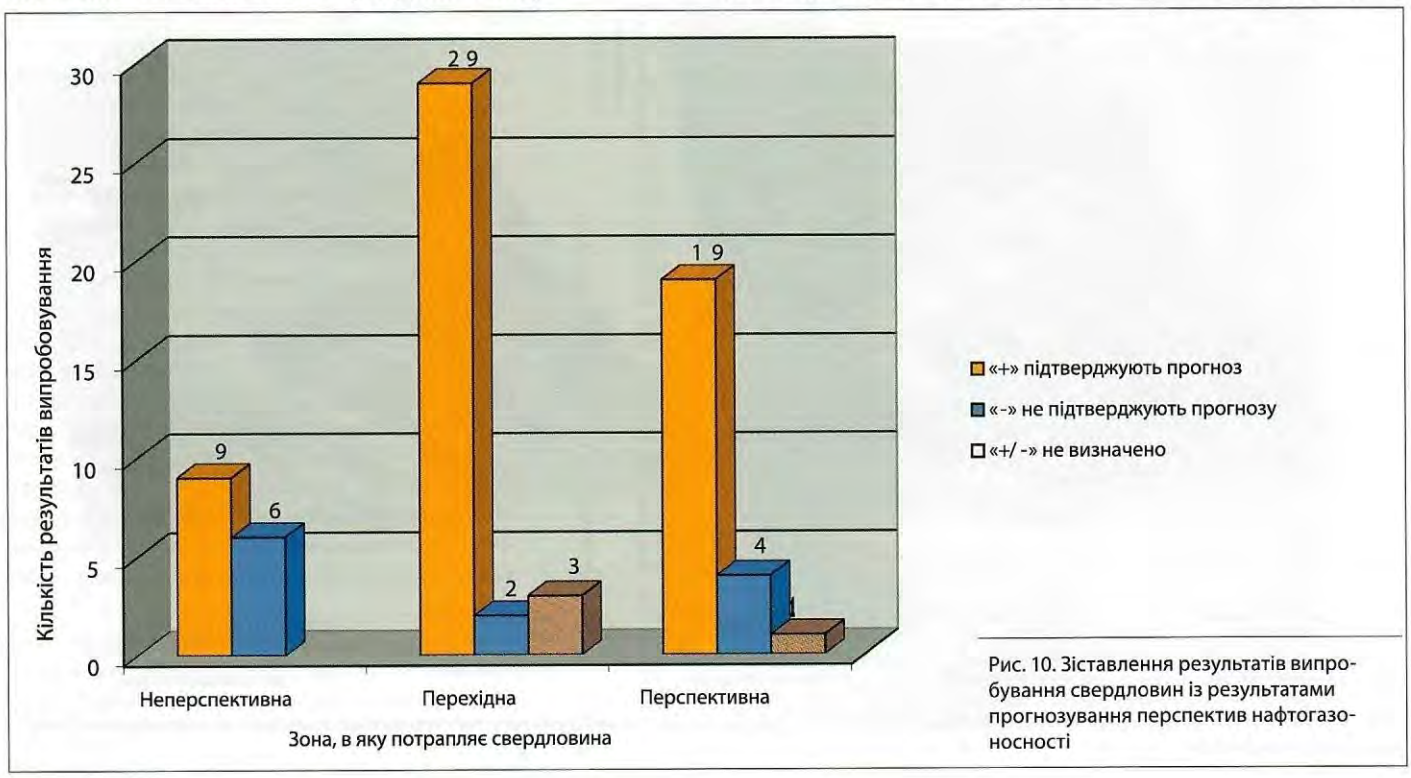

Рис. 10. Зіставлення результатів випробування свердловин із результатами прогнозування перспектив нафтогазоносності

Зіставлення результатів випробовування свердловин із прогнозом розвитку колекторів на прикладі відкладів майкопу

Свердловина	Пласт	Дебіт				Зона, в яку попадає свердловина	Співпадіння зон із результатами випробування
		нафти, м³/добу	газу, тис. м³/добу	конденсату, м³/добу	води, м³/добу		
Гол-1	(P_3+N_1) mk	—	1	-	0,4	Перспективна	+
Гол-10	(P_3+N_1) mk	—	74	—	—	Перспективна	+
Шм-8	(P_3+N_1) mk	—	7,9	-	1,9	Перспективна	+
Шм-26	(P_3+N_1) mk	—	78,3	—	—	Перспективна	+
Кр-1	(P_3+N_1) mk	—	20,9	—	—	Перехідна	-
Ар-1	(P_3+N_1) mk	—	181,5	—	—	Перспективна	+
Ар-2	(P_3+N_1) mk	—	11,3	—	—	Перспективна	+

ного простягання аномалій на півночі в зоні Північнокримського задугового рифта на субмеридіональне в межах Центральнокримського підняття і розташованого південніше сегмента Скіфської плити у відкладах кампану-маастрихту і неокому-середнього альбу, очевидно, можна пояснити існуванням субмеридіональних зон зносу теригенного матеріалу як в сторону Північнокримського рифту на півночі, так Західночорноморського рифту на півдні.

Найінтенсивніші аномалії понижених значень густини цієї зони виділяються північніше крупного тектонічного розриву північно-західного простягання — границі Качинського блока (1700 до 2200 кг/м³ у межах відкладів кампану-маастрихту, 2280–2410 кг/м³ у відкладах середнього альбу).

Палеогенові відклади. Відклади палеогену з найбільшою стратиграфічною повнотою розвинуті в Причорноморському мегапрогині та Чорноморській мегазападині. У зоні Придунайсько-Кримського мегапідняття, що розділяє згадані мегазападини, відклади палеогену мають скорочений розріз, обумовлений як стратиграфічною неповнотою, перервами в осадконагромадженні, так і ерозійним зрізанням розрізу на різних етапах. Найбільша товщина цих відкладів приурочена до зон рифтових грабенів Кримської та Чорноморської задугових рифтових систем із деяким зміщенням осьових зон прогинання в процесі геодинамічної еволюції. На північно-західному шельфі Чорного моря максимального занурення зазнала Михайлівська впадина.

Результати інтегральної інтерпретації у відкладах палеогену відображаються на конформних геогустинних зрізах нижче горизонтів відбиття: IIIа – приуроченого до покрівлі відкладів нижнього палеоцену (P_1); IIб – приуроченого до покрівлі карбонатів середнього еоцену (P_2); IIа, Iа (рис. 9) – приурочених відповідно до підошви та покрівлі відкладів олігоцен-нижньоміоценового віку, об'єднаних у майкопську серію (P_3mk).

Зональність геогустинної характеристики розташування локальних аномалій та їх простягання в цілому підпорядковуються виділеним тектонічним елементам. Крупними аномаліями понижених значень геогустинної характеристики (2190–2250 кг/м³ – нижньопалеоцен-середньоеоценові, 2060–2130 кг/м³ – верхньоеоценові відклади, 1860–1950 кг/м³ – майкопські відклади) перш за все виділяється Каркінітсько-Північнокримський сегмент Причорноморського мегапрогину. Найкрупніші аномалії приурочені до Михайлівської западини (структури Голіцина, Штормова, Шмідта, Архангельського, Гамбурцева та ін.). Локальною аномалією понижених значень відмічається Безіменна структура, приурочена до Східної перикліналі Придунайської тектонічної пластини. Зона понижених значень охоплює і площу структури Одеської.

Зони понижених значень густини (2130–2250 кг/м³) на фоні більш ущільнених областей простежуються і в межах Західночорноморської западини.

На різних стратиграфічних рівнях палеогенового розрізу в межах Південноукраїнської моноклінали можна виділити 6–7 локальних аномалій понижених значень, які, очевидно, відображають субмеридіональні зони специфічного осадконагромадження, обумовлені ремобілізацією дорифейських тектонічних елементів на кайнозойському етапі розвитку. Західніше та східніше св. 1-Прадніпровська прослідковується аномальна зона північ-північно-західного простягання з двома локальними витягнутими аномаліями, а північніше Придунайського підкидонасуву, що обмежує з півночі Придунайську тектонічну пластину, виділяються дві ізометричні локальні аномалії.

Неогенові відклади. Поведінка геогустинних властивостей у межах верхньоміоцен-антропогенового віку характеризується субмеридіональними аномальними зонами в північній частині північно-західного шельфу Чорного моря. Пониженими значеннями густини (1900–1920 кг/м³) володіє зона вздовж Голіцинського бортового скиду, охоплюючи структури Одеська, Безіменна і Голіцина. Аномально низькі значення густини (1880–1900 кг/м³) виділяються західніше Тарханкутського півострова та мису Сарич. Анологічна аномалія простежується і в районі структури Євпаторійська.

Назагал, просторове положення, напрямок простягання, форма та розміри виділених аномальних зон і локальних аномалій цілком впевнено контролюються тектонічною зональністю, що свідчить про важливість тектонічного фактору в розподілі геогустинних властивостей розрізу.

Для аналізу отриманого розподілу геогустинних властивостей із позицій промислових досліджень проведено якісне зіставлення результатів випробування свердловин і прогноз розвитку колекторів. Для цього на карти прогнозу (див. рис. 9) винесено точки свердловин із зазначенням типу флюїду, отриманого з відповідного горизонту.

У графі «співпадіння зон із результатами випробовування» (табл. 1) символ «+» свідчить про підтвердження

прогнозу; «±» – невизначений характер; «–» – результатами випробовування не підтверджують прогнозу.

Усього для зіставлення використано 73 результати випробування свердловин. Із них 57 (78 %) підтвердили прогноз, 12 (16 %) не підтвердило прогноз і в чотирьох (6 %) випадках підтверджуваність (або непідтверджуваність) не встановлена. Результати зіставлення підкреслили високий ступінь кореляції результатів випробування свердловин із результатами сейсмогравітаційного просторового геогустинного моделювання (рис. 10), що свідчить про адекватність отриманих побудов та високу достовірність прогнозу нафтогазоперспективності відкладів, що становлять розріз північно-західного шельфу Чорного моря.

Таким чином, за результатами робіт:

створено просторову інтегральну геолого-геофізичну модель північно-західної частини шельфу Чорного моря, яка відповідає сучасним геодинамічним даним, сейсмічній інформації та регіональному гравітаційному полю;

визначено місцеположення Південнокримської сутури та північних границь Передскіфійського крайового прогину і Качинського блока;

проведено лінеаментний аналіз залишкової компоненти гравітаційного поля;

виділено зони аномальних значень густини в межах сейсмостратиграфічних горизонтів, що становлять осадовий чохол північно-західної частини шельфу Чорного моря;

проведено зіставлення просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі північно-західної частини шельфу Чорного моря з результатами випробовування свердловин.

Отримані результати в подальшому буде використано для визначення першочергових напрямів проведення геологорозвідувальних робіт у межах акваторії північно-західного шельфу Чорного моря.

Список літератури

1. **Нафтогазоперспективні** об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів у північно-західному шельфі Чорного моря: монографія/[Гожик П.Ф., Чебаненко І. І., Євдощук М. І., Крупський Б.Л. та ін.]; за наук. ред. І. І. Чебаненка. – К.: ЕКМО, 2007. – 232 с.

2. **Мельничук П. М.** Особливості геологічної будови і перспективи нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів північно-західного шельфу Чорного моря: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук: спец. 04.00.17 «Геологія нафти і газу»/Мельничук Петро Миколайович; ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 2005. – 18 с.

3. **Перспективи** нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України: мат. наук.-практ. конф., Івано-Франківськ, 20–23 вересня 2005 р./[відп. ред.: Маєвський Б.Й.]. – Івано-Франківськ: Факел, 2005. – 219 с.

4. **Кобрунов А.И.** Теория интерпретации данных гравиметрии для сложнопостроенных сред: [учебн. пособ.]/А.И. Кобрунов. – К.: УМК ВО, 1989. – 100 с.

5. **Петровский А.П.** Математические модели и информационные технологии интегральной интерпретации комплекса геолого-геофизических данных (на примере нефтегазопоисковых задач): дис. … докт. физ.-мат. наук: 04.00.22/Петровский Александр Павлович. – Ивано-Франковск, 2004. – 367 с.

6. **Петровский А.П.** Автоматизированная система GSIC-количественной комплексной интерпретации данных сейсмогравиметрии для персональных компьютеров / А.П. Петровский, А.И. Кобрунов, В.Н. Суятинов//Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: Междунар. сем. им. Д.Г. Успенского, Москва, 31 янв. – 4 февр. 2000 г.: мат. 27-й сессии. – Москва, 2000. – С. 133–135.

7. **Белокуров В.С.** Поле скоростей продольных сейсмических волн в земной коре Черноморского региона/В.С. Белокуров//Геофизический сборник: республ. междуведомств. сб. – К.: «Наукова думка», 1971. – С. 10–18. – (Серия «Теоретическая и экспериментальная геофизика»; вып. 44).

8. **Кольцов С.В.** Сейсмостратиграфічні критерії вивчення глибинної будови та перспективи нафтогазоносності Північнокримського прогину і прилеглих територій: дис. … канд. геол. наук: 04.00.22/Кольцов Сергій Віталійович. – Івано-Франківськ, 2007. – 254 с.

9. **Петровський О.П.** Прогнозування перспектив нарощування ресурсної бази вуглеводнів в межах Голіцинської площі на основі створення інтегральної геолого-геофізичної моделі/О.П. Петровський, П.М. Чепіль, П.М. Мельничук [та ін.].//Геодинамика, сейсмичность и нефтегазоносность Черноморско-Каспийского региона: сб. тез. докл. – Сімферополь, 2005. – С. 135–138.

10. **Геологія** і корисні копалини України: атлас/гол. ред. Л.С. Галецький; НАНУ, Мін. екології та природних ресурсів. – К.: Такі справи, 2001. – 168 с.

11. **Габльовський Б.Б.** Апріорна просторова сейсмогравітаційна модель глибинної будови північно-західного шельфу Чорного моря — перший крок до розуміння/Б.Б. Габльовський, Т.О. Федченко, О.П. Петровський//Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 2 (35). – С. 9–16.

12. **Побудова** та підготовка до видання тектонічної карти Азово-Чорноморського регіону масштабу 1: 500000 з позицій тектоніки плит як основи нафтогазогеологічного районування: звіт про науково-дослідну роботу/[Г.К. Бондарчук, М.Є. Герасимов, В.В. Юдин та ін.]; Мін. охорони навколишнього природного середовища України, КП «Південекогеоцентр». – Сімферополь: КП «Південекогеоцентр», 2007. – 151 с.