

Г.Д. Сидоренко¹, С.О. Слободянюк¹, С.Г. Слоницька², М.І. Русаков¹,
Ю.О. Литвиненко¹, А.П. Толкунов¹

ВИДІЛЕННЯ ЛОКАЛЬНИХ НЕОДНОРІДНОСТЕЙ У ФУНДАМЕНТІ ПІВДЕННОГО БОРТУ ДДЗ ЯК МОЖЛИВИХ СКУПЧЕНЬ ВУГЛЕВОДНІВ

За результатами додаткової обробки часового розрізу по одному з профілів регіональних сейсмічних досліджень на Магдалинівській площі Південного борту Дніпровсько-Донецької западини у фундаменті виділено аномалії хвильового поля, які мають геологічну природу. За даними аналізу та обробки гравітаційного і магнітного полів вздовж профілю, що збігається із профілем сейсморозвідувальних робіт, зафіксовано аномалії параметрів обробки, які просторово корелюються з аномаліями хвильового поля.

Ключові слова: сейсмічні дослідження, часовий розріз, міграція, потенціальне поле, вуглеводні, аномалія, фундамент.

При прогнозі нафтогазоперспективних об'єктів у фундаменті Південного борту Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) слід розглядати не тільки можливі пастки у приповерхневій частині фундаменту [13], а й в глибших горизонтах. Такими пастками у фундаменті можуть бути об'ємні тріщинувато-кавернозні зони, що фіксуються у товщі монолітних порід фундаменту [1]. Ці зони можуть виділятися на часових сейсмічних розрізах специфічними аномаліями хвильового поля [21]. Про подібні особливості хвильового поля фундаменту Південного борту ДДЗ у межах Самарсько-Вовчанського виступу зазначено у статті [19]. Становить інтерес аномалія хвильового поля, яка виявлена за результатами аналізу часових розрізів, отриманих під час проведення сейсморозвідувальних робіт у межах Магдалинівської западини [12].

Вихідні передумови. Перспективи нафтогазоносності фундаменту Південного борту ДДЗ уперше були визначені колективом дослідників на чолі з В.Б. Порфир'євим, згідно з теорією неорганічного походження вуглеводнів [3]. О.Ю. Лукін [11], з огляду на тектоно-геодинамічні особливості окремих кристалічних масивів, вказує на нафтогазоперспективність, крім південного схилу Воронежського кристалічного масиву (ВКМ) і виступів фундаменту в північно-західній частині ДДЗ, також окремих частин фундаменту Південного борту. Нафтогазоносний потенціал фундаменту Південного борту оцінено з урахуванням відкритих родовищ нафти і газу у фундаменті Північного борту ДДЗ [15]. Однак для відкриття родовищ нафти і газу потрібно глибоке вивчення особливостей геологічної будови фундаменту з метою виявлення пасток в його приповерхневій частині, доступній для буріння. На сьогоднішній день вирішення такого завдання можливе лише з використанням геофізичних методів.

Мета досліджень – виділення аномалій хвильового поля як локальних неоднорідностей фундаменту, а також вивчення їх зв'язку з особливостями гравітаційного і магнітного полів. Для дослідження використано матеріали регіональних сейсмічних досліджень ДГП “Укргеофізика” в центральній частині Південного борту ДДЗ, у межах Магдалинівської западини, а також дані гравірозвідувальних і магніторозвідувальних робіт, виконаних у різні роки, у тому числі іншими організаціями.

Методика досліджень. *Сейсморозвідка.* Сейсмічні дослідження по регіональних профілях [12] дали змогу виділити в осадовому чохла основні горизонти відбиття, а також нафтогазоперспективні структури. Разом з тим аналіз матеріалів часового розрізу по профілю Хутірське–Орчик засвідчив хаотичні відбиття у фундаменті, що може вказувати на наявність локальної неоднорідності фундаменту. Для підтвердження геологічної природи аномалії хвильового поля виконана додаткова обробка сейсмічних даних.

Оскільки сейсмічний профіль використовують для розв'язання складної геологічної проблеми, було проведено тестування параметрів хвильового поля, на основі якого сформовано оптимальний граф обробки. В процесі обробки увагу приділяли передусім збереженню динамічних особливостей сейсмічних записів, вивченню частотного спектра вхідних сейсмограм, визначенню частотного діапазону корисних складових хвильового поля, послабленню нерегулярних та регулярних хвиль-завад, підвищенню роздільної здатності запису, уточненню значень і корекції статичних поправок і швидкостей підсумовування за методом спільної глибинної точки (МСГТ), зменшенню впливу низькошвидкісних хвиль-завад, підвищенню динамічної виразності корисних відбиттів і збільшенню надійності простежування відбиттів на межі осадової товщі та фундаменту. Особливу увагу

приділяли визначенню швидкостей та параметрів процедур міграційних перетворень як розрізів СГТ, так і міграції до підсумовування.

Для вирішення перелічених задач був задіяний такий граф обробки:

- 1) введення польових сейсмограм;
- 2) введення параметричної інформації, формування бази даних профілю та контроль правильності присвоєння геометрії спостережень;
- 3) введення апріорних статичних поправок, контроль на наявність грубих помилок у статичних поправках;
- 4) редагування вхідних сейсмограм;
- 5) оцінка основних характеристик сейсмічного хвильового поля;
- 7) формування апріорного часового розрізу СГТ;
- 9) мінімально-фазова з передбаченням деконволюція первинних записів;
- 10) аналіз та уточнення швидкостей підсумовування за СГТ (2–3 цикли);
- 11) корекція статичних поправок (2–3 цикли);
- 12) ослаблення впливу низькошвидкісних хвиль-завад;
- 13) підсумовування за СГТ;
- 14) деконволюція часового розрізу СГТ;
- 15) змінна полосова – фільтрація;
- 16) вирівнювання амплітуд за сумотрасами СГТ;
- 17) когерентна фільтрація;
- 18) уточнення швидкостей міграції за програмою перетворення сейсмограм ДМО;
- 19) міграція часового розрізу СГТ;
- 20) міграція за вхідними сейсмограмами;
- 21) швидкісний аналіз після міграції за вхідними сейсмограмами;
- 22) підсумовування після міграції за вхідними сейсмограмами.

Процедуру деконволюції як таку, що значною мірою впливає на підвищення роздільної здатності, застосовували в режимі мінімально-фазової деконволюції з передбаченням, після редакції, корекції амплітудного рівня та фільтрації частотних компонент з високим рівнем шуму. В процесі обробки і аналізу уточненню підлягали такі параметри, як інтервал вікна розрахунку оператора оберненого фільтра та кількість подібних вікон. Найкращий результат був отриманий після використання двох вікон, при цьому у вікна розрахунку, по можливості, не вводили ділянки з інтенсивними регулярними завадами. Вікна змінювали вздовж профілю відповідно до змін положення цільових відбиттів. Довжина оператора оберненого фільтра становила 120/140 мс, інтервалу прогнозу – 24 мс, рівня білого шуму – 0,1/1,0. Тестуванню параметрів процедури деконволюції та аналізу підлягали як вхідні сейсмограми, так і результати підсумовування за МСГТ.

Швидкості підсумовування коректували за декількома циклами з поступовим уточненням зна-

чень $V_{\text{СГТ}}$ уздовж профілю. Для оцінки ефективності корекції зіставляли часові розрізи СГТ до та після аналізу швидкостей підсумовування.

Для поліпшення результату підсумовування у верхній частині розрізу та для ослаблення впливу низькошвидкісних хвиль-завад підбирали і задавали змінний вздовж профілю прямий та зворотний м'ютинг. Ще один важливий момент – обнуління ділянок трас, які спотворюються після введення кінематичних поправок.

Корекцію статичних поправок виконували почергово, після корекції кінематичних поправок, в декілька циклів. Процедури та методичні підходи залежно від циклу обробки були різними. Спочатку в широкому вікні, в якому динамічно виражені цільові відбиття, за невеликої бази формування еталонних трас і максимальних часових зсувів, що не перевищували півфази сигнальних складових хвильового поля, розраховували коректувальні статичні поправки за пункт збудження та прийому. На другому етапі корекції залишкові статичні поправки поточних трас визначали стосовно модельних трас, які формували за сукупністю погоризонтно описаних трас у відносно вузьких (200–500 мс) вікнах. Вікна задавали так, щоб на одній і тій самій частині часового розрізу були наявні декілька горизонтів або їх фрагменти, рознесені за часовою шкалою.

Важливий етап обробки – виконання процедури часової міграції за сумотрасами СГТ. Швидкості для міграції попередньо редагували та згладжували програмними засобами системи ProMAX. Міграційні перетворення здійснювали процедурою часової міграції Кіргофа, яка коректно працює в умовах варіації швидкостей по вертикалі й латералі і за значних кутів нахилу відбиттів.

Враховуючи складні сейсмогеологічні умови, для глибшого вивчення цільового інтервалу хвильового поля виконували часову міграцію Кіргофа за вхідними сейсмограмами – до підсумовування, після якої здійснювали подальший швидкісний аналіз для уточнення значень швидкостей відповідно до нового положення горизонтів. Міграційні перетворення за вхідними сейсмограмами змінювали динамічне співвідношення елементів хвильового поля порівняно з результатами міграції за сумотрасами СГТ.

Згідно з результатами досліджень (рис. 1), уздовж профілю (інтервали 23 000–33 000) в інтервалі часу 3400–4400 мс відбиття мають упорядкований характер, що свідчить про їх геологічну природу. При цьому виділяється структура з розмірами до 10 км по латералі. Глибина залягання може бути приблизно визначена за узагальненою швидкістю поширення сейсмічних хвиль у верхній частині фундаменту [2, 9] – 11–15 км. Вертикальні розміри структури, з огляду на довжину запису, можуть становити не менше 6 км.

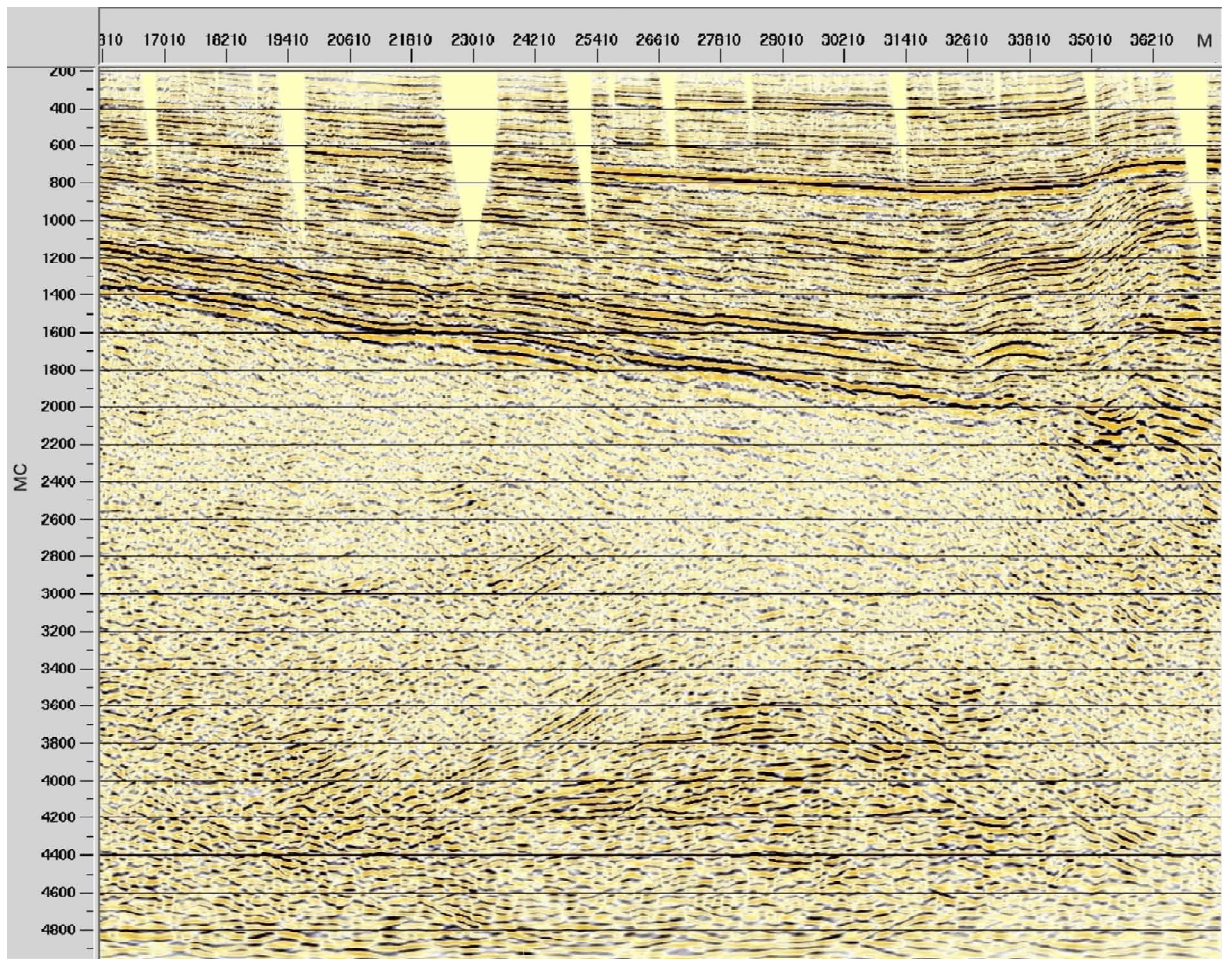


Рис. 1. Фрагмент часового розрізу, профіль Хутірське–Орчик (після додаткової обробки)

Гравітаційні та магнітометричні дані. Для зіставлення даних сейсмозвідки і комплексу даних гравірозвідки та магніторозвідки була виконана обробка гравітаційних і магнітометричних даних профілю з метою в'яснення питання, як аномалія хвильового поля корелюється з аномальними параметрами гравітаційного і магнітного полів. За значної глибини та умовами залягання аномалії хвильового поля виділений об'єкт для гравітаційного і магнітного полів є слабконтрастним. З метою його виявлення було застосовано два підходи – використання ефективних параметрів за методикою, яка ґрунтується на швидкому перетворенні Фур'є і реалізована в АСОМ-АГС/ЕС [8], і статистичний аналіз, виконаний за комп'ютерною технологією КОСКАД-3D [16, 17]. Такі підходи є першими етапами інтерпретації даних потенціальних полів [20], результати яких можуть бути використані в подальшому для детального опису геологічного розрізу (побудови узгодженої інтегрованої геолого-геофізичної моделі). Подібну задачу ефективно вирішують з використанням автоматизованої системи GCIS (Geophysical Complex Interpretation System), основні положення якої викладені в роботах [5, 18].

Методика побудови розрізів за даними гравітаційного і магнітного полів в АСОМ-АГС/ЕС

передбачає обчислення розподілу у нижньому півпросторі так званого ефективного параметра. Ефективний параметр є аналогом будь-якого фізичного параметра (густини, намагніченості), який якісно характеризує будь-яке середовище або об'єкт, але може бути й переведеним у кількісне значення, якщо визначено функціональну або кореляційну залежність між ним і дійсним значенням фізичного параметра, що характеризує середовище або об'єкт. Певною мірою можна говорити про моделі ефективного параметра. Як зазначено в [6], моделі ефективного параметра являють собою результат певних перетворень геофізичних полів, виконаних таким чином, що отримують розподіл величини, який пов'язаний з елементами фізико-геологічної моделі середовища. Ефективний параметр може і не мати розмірності конкретного фізичного параметра, і розраховане від нього за допомогою рівнянь математичної фізики поле може не відповідати вихідному.

В нашому випадку розподіл ефективного параметра визначають, обчисливши положення у просторі (у розрізі, на площині) елементарних джерел (у координатах простору або розрізу), яким надають значення надлишкового параметра (густини або намагніченості), еквівалентного за зовнішнім полем. Оскільки мова йде про надлиш-

ковий параметр у межах розрахункового простору (площини), значення параметра (модуль) може змінюватися за зміни об'єму (змінюється середнє значення параметра в об'ємі).

Усі обчислення виконують у спектральному діапазоні із застосуванням швидкого перетворення Фур'є (ШПФ). Алгоритм розрахунку еквівалентного розподілу надлишкових мас ґрунтується на детермінованій фільтрації поля із обчисленням джерел, які мають властивості:

- максимально занурених,
- квадратично гладких без різких меж,
- із збільшенням гладкості з глибиною у відповідності до природної інформативності потенціальних полів,
- таких, що точно відповідають полю,
- максимально наближених до заданого розподілу.

Основні елементи використаної технології складають таку послідовність:

- пряме дискретне кінцеве перетворення Фур'є (поле—спектр);
- множення спектра на частотну характеристику фільтра;
- обернене дискретне кінцеве перетворення Фур'є (спектр—поле).

Відома пара перетворень Фур'є двовимірної функції має вигляд

$$F(\omega_1, \omega_2) = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} f(x, y) e^{-i(\omega_1 x + \omega_2 y)} dx dy, \quad (1)$$

$$f(x, y) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} F(\omega_1, \omega_2) e^{-i(\omega_1 x + \omega_2 y)} d\omega_1 d\omega_2, \quad (2)$$

де $F(\omega_1, \omega_2)$ – спектр поля; $f(x, y)$ – функція поля; (ω_1, ω_2) – двовимірний частота (друга назва – хвильове число), що має розмір, обернений до одиниці довжини (глибини).

Застосувавши такі підходи, отримують розрізи, що характеризують найімовірніший і осереднений розподіл джерел з урахуванням глибинно-частотних залежностей певного виду.

Для отримання інформації про глибинну будову площі досліджень були розраховані розподіли обох полів (гравітаційного і магнітного) і їх параметрів – відповідно ефективної густини і ефективної намагніченості – у просторі, що об-

межений розміром площі досліджень за латераллю і глибиною 20 км, тобто у кубі розміром 255×255×20 км. За кубами густини і намагніченості були побудовані розрізи різних напрямків.

Розрізи аналізували разом із побудованими попередньо картами обох полів і картами геологічного змісту, що дало змогу наповнити певною інформацією схему глибинної геологічної будови досліджуваних ділянки і розрізу.

Продовживши напрямком, пов'язаний з використанням окремих ефективних параметрів, автори виконали розрахунки комплексного ефективного параметра (КЕП), який розраховували за значеннями обох ефективних параметрів у комплексі – ефективної густини і намагніченості, тому куб комплексного ефективного параметра повністю зберігає розміри і геометрію кубів попередніх ефективних параметрів.

КЕП характеризує зміну властивостей середовища кількісно (за зміною модулів ефективних параметрів) і геометрично у просторі (за величиною і напрямком градієнта зміни ефективного параметра). Таким чином, аномалії КЕП характеризують такі неоднорідності *геологічного середовища*, які відображені у зміні його параметрів – густини і намагніченості. Ці параметри змінювалися впродовж усієї геологічної історії синхронно з тими змінами, яких зазнала наша планета у різні епохи тектономагматичної активізації її глибинних шарів. Найзначущі етапи залишили свій слід до наших часів (деякі відбуваються й досі).

Отже, були розраховані та проаналізовані просторові розподіли ефективних параметрів густини і намагніченості, а також комплексний ефективний параметр, який враховує їх взаємозв'язок.

Довжина профілю, вздовж якого обчислили параметри, становить 103 км. Основні результати частини профілю, яка збігається із сейсмічним профілем, наведено на рис. 2, 3. На рис. 2 колом відмічено аномалію понижених значень ефективної густини, яку можна вважати аномалією розущільнених порід, просторово по латералі вона збігається із положенням аномалії хвильового поля. Ефективна глибина залягання верхньої кромки аномалоутворювального об'єкта 11 км.

На рис. 3 колом відмічено положення аномалії ефективної густини з рис. 2. Як видно

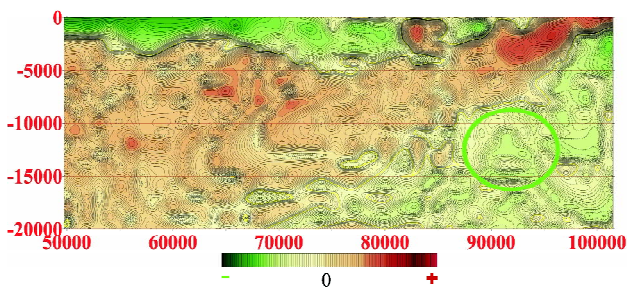


Рис. 2. Розподіл локальних неоднорідностей ефективної щільності

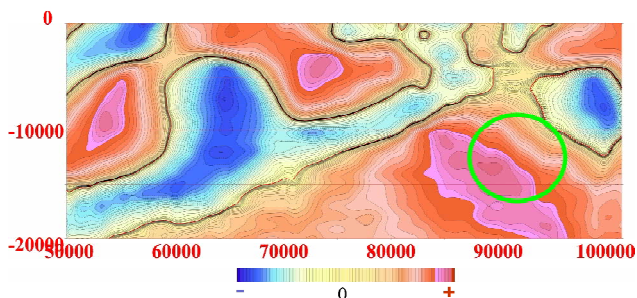


Рис. 3. Розподіл комплексного ефективного параметра

(рис. 3), додатна аномалія КЕП зміщена і має дещо іншу форму, оскільки характеризує масив порід, близьких за складом до гранітоїдів. На північно-східному фланзі масиву зафіксовано від'ємну густинну аномалію. Розушільнення може бути результатом процесів, що відбувались у тектонічній зоні, яка є північно-східним контактом масиву порід фундаменту.

Попередній досвід інтерпретації аномалій КЕП свідчить, що в межах кристалічного фундаменту домінуючу роль у визначенні знака аномалії відіграє склад порід: основні породи зафіксовані у полі КЕП переважно від'ємними аномаліями або зниженням значень у полях додатного знака, тоді як породам кислого складу відповідають додатні аномалії або підвищення значень у полях від'ємного знака. Отже, продовжуючи досвід, отриманий у різних регіонах України, на територію ДДЗ, можна використовувати для порід фундаменту залежності, отримані раніше [10]. Для детальнішої інформації щодо інтерпретації аномалій КЕП потрібні подальші дослідження. Як видно з рис. 3, розподіл КЕП у розрізі є системою додатних і від'ємних аномалій, які відповідають різним геологічним об'єктам. Слід зазначити, що зображення земної кори тришаровою моделлю (гранітний, діоритовий, базальтовий шари) є ідеалізацією середовища, а реальною є шарово-блокова модель [9]. У випадку такої моделі розподіл КЕП є складним. Додатна аномалія КЕП на рис. 3 відповідає, очевидно, розушільненим гранітоїдам, що становить особливий інтерес, оскільки, за даними О.Ю. Лукіна [11], серед розушільнених петрографічних типів порід кристалічного фундаменту, в яких розміщуються поклади нафти і газу, гранітоїди займають перше місце (26 %). Саме з розушільненими зонами у фундаменті може бути пов'язаний його нафтогазоносний потенціал [14].

Статистичний аналіз даних гравітаційного і магнітного полів був виконаний з використанням комп'ютерної технології статистичного і спектрально-кореляційного аналізів даних "КОСКАД 3D", що дає змогу вирішувати широкий спектр геологічних завдань за допомогою ймовірно-статистичних методів [16, 17]. Використовуючи модуль "Статистика", можна розрахувати статистичні, спектральні та кореляційні характеристики полів, оцінити параметри аномалоутворювальних об'єктів статистичними методами з метою подальшої обробки. За модулем "Виявлення" можна виявляти слабкі аномалії, які за амплітудою близькі до рівня завад.

Автори розрахували статистичні параметри потенціальних полів за вихідними матрицями 250×250 м. Уздовж сейсмічного профілю сформовано профіль даних Δg і ΔT з кроком 250 м, завдовжки 53 км, тобто більше, ніж довжина сейс-

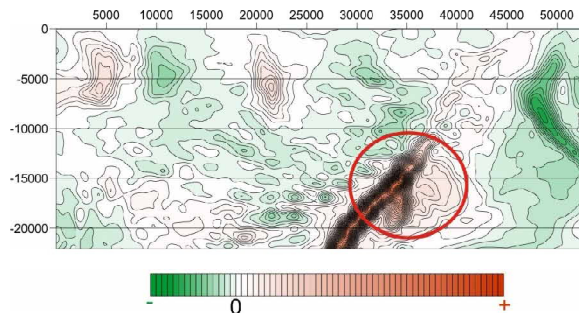


Рис. 4. Розподіл осей центральних статистичних моментів гравітаційного поля

мічного профілю. Це дало можливість визначити параметри до глибини близько 18 км. Розрізи статистичних параметрів (дисперсії, асиметрії, ексцесу) побудовано за програмою "Статистичне зондування". На рис. 4 показано розрізи компонентного аналізу осей дисперсії, асиметрії і ексцесу гравітаційного і магнітного полів. Прослідковано змінення статистичних характеристик, розрахованих у ковзному вікні, залежно від частотних складових досліджуваних полів. Екстремальні значення поля дисперсії, асиметрії, ексцесу контролюються зонами порушення стаціонарності поля (приуроченими до геологічних і петрофізичних меж).

За результатами статистичного зондування в частині профілю, яка збігається із сейсмічним профілем (рис. 4), чітко об'єкт не виділяється, однак за розрахованими параметрами можна визначити зону підвищеної сумарної щільності систематизованих лінеаментів, яка його перетинає. Таку зону можна інтерпретувати як розлом і ймовірний канал міграції вуглеводнів.

Висновки.

1. За методичними підходами для проведення поглибленої обробки сейсмічних даних на профілі Хутірське–Орчик виділено аномалію хвильового поля у фундаменті з чіткими сейсмічними відбиттями, які формують структуру розміром по латералі приблизно 10 км.
2. За даними аналізу і обробки даних потенціальних полів розрахункові параметри гравітаційного і магнітного полів зіставлено з аномалією хвильового поля.
3. Як свідчить розподіл у площині розрізу КЕП, аномалія хвильового поля і додатна аномалія КЕП можуть мати єдину природу: масив порід, близький до гранітоїдів за складом, розміщується поблизу потужної тектонічної зони, має розушільнення, які найяскравіше проявлені у верхній близькоповерхневій частині фундаменту та у північно-східній контактній зоні з виразним тектонічним елементом.
4. Розподіл статистичних параметрів, який більше підкреслює "тонку" структуру потенціальних полів, вказує на наявність розлому, що прослідковується на глибину від зони розушільнення і вгору з нахилом у східному напрямку.

5. Спільне використання результатів обробки сейсмічних даних і параметрів гравітаційного і магнітного полів дає змогу досить упевнено виділяти локальні неоднорідності у фундаменті.
 6. Виходячи з теорії абіогенного походження вуглеводнів, можна припустити скупчування вуглеводнів у розушльненому масиві гранітоїдів. Наявні розломи можуть слугувати каналами міграції вуглеводнів. З огляду на те що дослідження були спрямовані насамперед на виявлення локальних неоднорідностей фундаменту на глибинах 10–20 км, для вивчення продовження указаних розломів у приповерхневій частині фундаменту та, можливо, і в осадовому чохла, необхідні подальші дослідження.
1. *Авербух А.Г.* Перспективы использования данных сейсморазведки для выделения ловушек углеводородов в кристаллическом фундаменте / Авербух А.Г., Гогоненков Г.И., Левянт В.Б., Шустер В.Л. // Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 130-летию со дня рождения И.М. Губкина “Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов”, г. Москва, 9–11 окт. 2001 г.: Тез. докл. – М., 2001. – С. 132–134.
 2. *Баранова Е.П.* Комплексование геофизических методов при построении плотностной модели литосферы юга европейской части СССР / Е.П.Баранова, В.Б. Бурьянов, В.В. Гордиенко, Н.И. Павленкова // Тектоносфера Украины и других регионов СССР.: Сб. науч. тр. – Киев: Наук. думка, 1980. – С. 138–146.
 3. *Геологическое* строение и история развития платформенных областей Украины и Северо-Западной Африки в связи с проблемой нефтегазоносности фундамента / Отв. ред.: Б.Б. Порфирьев, В.П. Ключко. – Киев: Наук. думка, 1975. – 200 с.
 4. *Гладкий К.В.* Дополнительные главы гравиразведки и магниторазведки / К.В. Гладкий, С.А. Серкерев. – М.: Моск. ин-т нефтех. и газ. пром.-сти им. И.М. Губкина, 1976. – 62 с.
 5. *Кобрунов А.И.* Теория и методы количественной комплексной интерпертации геофизических данных / А.И. Кобрунов, А.П. Петровский, А.Н. Даниленко, С.В. Моисеенкова, Л.З. Аминов //Актуальные научно-технические проблемы развития геолого-геофизических промысловых и поисково-разведочных работ в Республике Коми. – Ухта, 2001. – Кн. 1. – С. 261–316.
 6. *Кобрунов А. И.* К вопросу о построении эффективных моделей по геофизическим полям / Кобрунов А.И., Григорьевых А.В. // Вопросы теории и практики геологической интерпертации гравитационных, магнитных и электрических полей. Материалы 35-й сес. Междунар. семинара им. Д.Г. Успенского, г. Ухта, 29 янв. – 3 февр. 2008 г. – Ухта, 2008. – С. 125–128.
 7. *Коваль Л.А.* Методические рекомендации по применению автоматизированной системы обработки аэрогеофизических данных на ЭВМ ЕС (АСОМ-АГС/ЕС). Ч. 2. / Коваль Л.А., Овчаренко А.В., Приезжев И.И. – Алматы: КазВИРГ-КазПТИ, 1988. – 125 с.
 8. *Коваль Л.А.* Методические рекомендации по применению автоматизированной системы обработки аэрогеофизических данных на ЭВМ ЕС (АСОМ-АГС/ЕС) / Коваль Л.А., Овчаренко А.В., Приезжев И.И. – Алматы, 1983. – 161 с.
 9. *Косминская И.П.* Современные проблемы глубинного сейсмического зондирования / Проблемы физики Земли // Геофиз. сб. АН УССР. – 1966. – Вып 15. – С. 34–25.
 10. *Костенко М.М.* Глибинна структура і склад земної кори Волинського мегаблока вздовж геотравверсу II / М.М.Костенко, В.І.Трегубенко, С.І.Слоницька // Геол. журн. – 2011. – № 2. – С. 56–71.
 11. *Лукин А.Е.* Контуры учения о нефтегазоносных кристаллических массивах// Геолог Украины. – 2005. – № 4. – С. 33–52.
 12. *Межуєв В.П.* Звіт про регіональні дослідження МГТ в межах південного борту ДДЗ / ДГП “Укргеофізика”. – Розсошенці, 2006.
 13. *Модели* ловушек углеводородов в породах кристаллического фундамента. – Киев, 1992. – 53 с. – (Препр. / АН Украины. Ин-т геол. наук; 92-7).
 14. *Муслимов Р.Х.* Потенциал фундамента нефтегазоносных бассейнов – резерв пополнения ресурсов углеводородного сырья в XXI веке // Георесурсы. – 2002. – № 4 (12). – С. 2–5.
 15. *Нафтогазоносний* потенціал Південного борту Дніпровсько-Донецької западини / Є.С. Дворянин, Б.П. Кабишев, Т.М. Пригарина. – Київ. – 1996. – 44 с. – (Преп. / Держ. геофіз. підприємство “Укргеофізика”; 96-1).
 16. *Никитин А.А., Петров А.В.* Теоретические основы обработки геофизической информации: Учеб. пособие. – М., 2008. – 112 с.
 17. *Никитин А.А.* Применение регулязации и оптимальной фильтрации геофизических данных при поисках месторождений углеводородов: Учеб. пособие / А.А. Никитин, А.В. Петров, В.М. Мегеря, В.Г. Филатов, А.М. Лобанов. – М.: Изд-во Рос. гос. геол.-разв. ун-та им. С. Орджоникидзе, 2011. – 138 с.
 18. *Петровский А.П.* Информационное обеспечение и модельные представления интегральной интерпертации геолого-геофизических данных при изучении нефтегазоносных структур/ А.П. Петровский // Геофиз. сб. – 2004. – Т. 26. – № 3. – С. 77–86.
 19. *Слободянюк С.О.* Про деякі особливості хвильового поля фундаменту Південного борту Дніпровсько-Донецької западини (у зв’язку з нафтогазоносністю) / С.О. Слободянюк, В.М. Полохов, А.П. Толкунов, Г.Д. Сидоренко // Геоінформатика. – 2012. – № 3(43). – С. 22–25.
 20. *Страхов В.Н.* Состояние и перспективы развития в СССР теории интерпертации гравитационных и магнитных полей / В.Н. Страхов, В.И. Гольдшмидт, Г.Б. Калинина и др. // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли. – 1982. – № 5. – С. 11–30.
 21. *Трофимов В.А.* Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации / В.А.Трофимов, В.И.Корчагин // Георесурсы. – 2002. – № 1(9). – С. 18–23.

¹Державне геофізичне підприємство “Укргеофізика”, Київ, Україна

E-mail: zdobuvat@i.ua

²Український державний геологорозвідувальний інститут, Київ, Україна

Надійшла до редакції 01.04.2013 р.

**ВЫДЕЛЕНИЕ ЛОКАЛЬНЫХ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ В ФУНДАМЕНТЕ ЮЖНОГО БОРТА ДДВ
КАК ВОЗМОЖНЫХ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

В результате дополнительной обработки временного разреза по одному из профилей региональных сейсмических исследований на Магдалиновской площади Южного борта Днепровско-Донецкой впадины в фундаменте выделены аномалии волнового поля, имеющие геологическую природу. По данным анализа и обработки гравитационного и магнитного полей вдоль профиля, совпадающего с профилем сейсморазведочных работ, выделены аномалии параметров обработки, которые коррелируются с аномалиями волнового поля.

Ключевые слова: сейсмические исследования, временной разрез, миграция, потенциальное поле, углеводороды, аномалия, фундамент.

**DETECTION OF LOCAL INHOMOGENEITIES IN THE BASEMENT SOUTH BOARD DDB
AS THE SITES OF POSSIBLE ACCUMULATIONS OF HYDROCARBONS**

Based on the data of additional time cut processing of one of the regional seismic profiles within Magdalyniv'sky Square South side Dnieper-Donets basin, anomalies were identified in the basement of the wave field, which are of geological nature. The analysis and processing of gravity and magnetic fields on the profile, which matches that of seismic works allowed us to determine the anomalies processing parameters that correlate with those of a wave field.

Keywords: seismic, time section, migration, potential field, hydrocarbon, anomaly, basement.