

О.П. Петровський¹, С.О. Слободянюк², Н.С. Ганженко¹, Т.О. Федченко¹, О.М. Онищук³

ЗАСТОСУВАННЯ ІНТЕГРАЛЬНОГО ПРОСТОРОВОГО ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ ДЛЯ УТОЧНЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ МАГДАЛИНІВСЬКОЇ ЗАПАДИНИ

На основі технології інтегральної інтерпретації комплексу гравіметричних та інших геолого-геофізичних даних створено інтегральну просторову геогустинну модель Магдалинівської площі і виділено ділянки поширення відкладів з покращеними колекторськими властивостями.

Ключові слова: відбивальний горизонт, модель, інтегральна просторова геогустинна модель, гравітаційне поле, колекторські властивості, сейсмічний профіль.

Вступ. Успішне проведення геологорозвідувальних робіт можливе за наявності достатньої інформації про геологічну будову досліджуваної території, що дає змогу побудувати єдину фізико-геологічну модель як основу для визначення першочергових напрямів геологорозвідувальних робіт. В умовах обмеженого обсягу геолого-геофізичної інформації традиційно будують окремі моделі за різними геофізичними даними в надії на те, що якісне узгодження цих моделей дасть можливість вивчити особливості геологічної будови середовища. Однак вирішення цієї задачі може бути забезпечене лише через створення єдиної фізико-геологічної моделі, яка забезпечує просторове відображення особливостей будови досліджуваного об'єкта і є важливим інструментом визначення напрямів подальших геолого-геофізичних досліджень. Серед відомих технологій кількісної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних найефективнішою є технологія інтегрального геолого-геофізичного моделювання, яка була застосована для вивчення Магдалинівської площі. Створення інтегральної моделі Магдалинівської площі дало змогу дослідити просторове розміщення ділянок поширення відкладів з покращеними колекторськими властивостями, які можуть становити нафтогазоперспективний інтерес, і визначити нові напрями подальших геологорозвідувальних робіт.

Передумови для вивчення Магдалинівської нафтогазоперспективної площі. Магдалинівська площа розташована у південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) і охоплює Магдалинівську западину. За висновками багатьох науковців і фахівців [2, 4, 8], остання є однією з можливих нафтогазоперспективних ділянок південного борту ДДЗ. З метою вивчення глибинної будови на території Магдалинів-

ської площі виконано геофізичні дослідження, які можна віднести до регіонального етапу вивчення, і тільки на незначній території проведено великомасштабні площові гравімагнітні спостереження.

На більшій частині площі виконано гравірозвідувальні роботи масштабу 1 : 100 000–1 : 200 000, у її північно-західній частині – масштабу 1 : 50 000, а у південно-західній і південно-східній – масштабу 1 : 25 000. На всій площі проведено аеромагніторозвідку масштабів 1 : 200 000 та 1 : 25 000 і тільки у північно-східній частині невелика ділянка покрита наземною магніторозвідкою масштабу 1 : 10 000. Електророзвідувальні роботи на площі здійснено методами вертикальних електричних зондувань (ВЕЗ і ВЕЗ-ВП), у її північно-східній частині – методом зондування становленням електромагнітного поля (ЗС). Крім того, виконано одне спостереження методом магнітотелуричного зондування (МТЗ). На окремих профілях (які частково збігаються із сейсмічними профілями) виконані електророзвідувальні роботи методом частотних електромагнітних зондувань (ЧЗ-ВП).

Сейсморозвідувальні роботи проведені по окремих регіональних профілях методом: відбитих хвиль (МВХ), кореляційним методом заломлених хвиль (КМЗХ) і методом спільної глибинної точки (МСГТ).

Мета виконаних досліджень – узагальнення в межах Магдалинівської площі раніше виконаних геолого-геофізичних досліджень і визначення поширення відкладів з покращеними колекторськими властивостями на основі створення просторової геолого-геофізичної (геогустинної) моделі, максимально узгодженої з усім наявним комплексом геологічної і геофізичної інформації. Це дало змогу обґрунтувати й визначити нові

першочергові напрями нафтогазопошукових робіт.

Методика досліджень. Методика досліджень передбачала ретельний аналіз наявного геолого-геофізичного матеріалу і використання технології інтегральної інтерпретації комплексу гравіметричних та інших геолого-геофізичних даних [6, 9, 10, 14]. Технологія інтегрального геолого-геофізичного моделювання ґрунтується на аналізі та зображенні геолого-геофізичної інформації, а саме інтеграції одновимірних (1D), двовимірних (2D) і тривимірних (просторових) (3D) даних у межах єдиної технологічно-геолого-геофізичної моделі.

Враховуючи специфіку утворення і розвитку геологічних структур, а також те, що геофізичні (фізичні) параметри моделі є лише відображенням цих процесів, як базові використано два типи модельних уявлень:

- а) структурна модель;
- б) моделі неперервного розподілу властивостей.

Структурні моделі представлені як сукупність довільної кількості N криволінійних меж z_i , $i = 1, \dots, N$, які не перетинаються в напрямку осі OZ . Пари послідовних меж утворюють пласти. Властивості (параметри) пластів p_i , $i = 1, \dots, N - 1$, у разі переходу через їх межу змінюються стрибкоподібно. Всередині пласта властивості можуть бути незмінними ($p = \text{const}$) або змінюватися несуттєво, і тому їх варіації значно менші за параметр ($\Delta p_i \ll p_i$).

Структурна модель забезпечує адекватне зображення загальної будови геологічного розрізу та загальних (регіональних) макрозмін геофізичних властивостей. Виходячи з цього також називатимемо її **макромоделлю геологічного розрізу**.

Моделі неперервного розподілу властивостей визначають поведінку геофізичних параметрів як неперервних величин. Їх розподіл залежно від розмірності моделі описують відповідними неперервними функціями: 1D – $p(z)$; 2D – $p(x, z)$; 3D – $p(x, y, z)$. Така модель дає змогу описувати досить довільну поведінку геофізичних властивостей, і на її основі, що є найважливішим, можна вивчати детальну структуру внутрішньопластової будови середовища.

Для забезпечення гнучкого визначення параметрів моделі геологічного розрізу передбачено перехід від структурної моделі до моделі неперервного розподілу та зворотний перехід – від моделі неперервного розподілу до структурної моделі. Причому якщо перший з переходів є тривіальним, то останній реалізують у межах кожного з блоків як апроксимацію неперервної функції відповідними кусково-сталими або кусково-неперервними функціями.

Введення однотипної стандартизованої системи опису параметрів моделі забезпечує мож-

ливість як окремого, так і спільного (інтегрованого) їх використання та відповідного генерування моделей вищої розмірності на основі моделей низької розмірності

$$\begin{cases} 1D \rightarrow 2D \\ 1D \rightarrow 3D \\ 2D \rightarrow 3D \end{cases}$$

і моделей низької розмірності на основі моделей вищої розмірності

$$\begin{cases} 3D \rightarrow 2D \\ 3D \rightarrow 1D \\ 2D \rightarrow 1D. \end{cases}$$

Ґрунтуючись на зібраних, проаналізованих і систематизованих геолого-геофізичних даних, які отримано в результаті проведення сейсморозвідвальних та гравірозвідвальних робіт, а також глибокого буріння на території Магдалинівської площі, виконано параметризацію та векторизацію свердловинної (1D моделі) та профільної інформації (2D моделі) по сейсмічних профілях, які перетинають площу досліджень і створюють можливість у подальшому, після автоматизованої інтерпретації, побудувати просторові глибинні моделі перспективних у нафтогазовому відношенні об'єктів. За технологією кількісної комплексної інтерпретації геофізичних даних – Geophysical Complex Interpretation System (GCIS) (Петровський О.П. 1997) побудовано модель Магдалинівської площі і виконано прогнозування неоднорідного геогустинного розрізу за гравіметричними даними.

Для створення просторової інтегральної геогустинної моделі Магдалинівської площі проведено інтегральну інтерпретацію всього наявного комплексу геолого-геофізичних даних, відповідно до технології, яка складається з таких основних етапів.

1. Напівавтоматична векторизація сейсмогеологічних розрізів, які описують геометрію геологічних меж і виділених за сейсмічними даними тектонічних порушень.
2. Створення в системі GCIS блока геометрії просторової геогустинної моделі на основі імпортування цифрових сейсмогеологічних розрізів по всіх регіональних профілях, залучених до інтерпретації.
3. Створення в системі GCIS блока параметрів апріорної просторової геогустинної моделі, які описують кусково-неперервну поведінку геогустинних властивостей відповідно до наявних апріорних геогустинних відомостей.
4. Доформування параметрів апріорної 3D геогустинної моделі середовища завданням геологічно обґрунтованих обмежень на величину

варіації геогустинних властивостей в окремих пластах і блоках та оцінювання відносної ймовірності варіації геогустинних параметрів, яка змінюється в діапазоні від нуля для порід неколекторів до одиниці для порід з найкращими колекторськими властивостями.

5. Створення просторової моделі неперервного розподілу геогустинних властивостей у вигляді просторової мережі однакових прямокутних комірок, регулярно розміщених за горизонтальним і вертикальним координатними напрямками. Горизонтальні розміри елементарної комірки вибирають відповідно до просторового розділення виміряного гравітаційного поля, а вертикальні – відповідно до вертикального розділення початкової апріорної сейсмогравітаційної моделі.
6. Гравітаційна верифікація якості апріорної просторової неоднорідної геогустинної моделі середовища зіставленням виміряного та розрахованого в результаті розв'язку прямої просторової задачі гравірозовідки гравітаційних полів.
7. Прогнозування неоднорідного макророзподілу геогустинних властивостей розв'язанням просторової оберненої задачі гравірозовідки з урахуванням геологічно обґрунтованих обмежень на величину варіації геогустинних параметрів та врахуванням відомої блокової будови території. Етап націлений на визначення принципового макророзподілу геогустинних властивостей.
8. Прогнозування неоднорідного мікророзподілу геогустинних властивостей в межах моделі в цілому з урахуванням апріорних відомостей про структуру шуканої моделі, які задано у вигляді критеріальної інформації, з максимальною компенсацією відхилення між спостереженням і розрахунком гравітаційними полями на основі розв'язку просторової лінійної оберненої задачі гравірозовідки.
9. Візуалізація та аналіз особливостей поведінки геогустинних властивостей порід в межах отриманої просторової неоднорідної геогустинної моделі:
 - а) горизонтальні зрізи вздовж осі OZ та вертикальні перерізи вздовж осей OX та OY ;
 - б) вертикальні перерізи вздовж ліній сейсмогеологічних профілів, які перетинають площу визначення просторової геогустинної моделі;
 - в) перерізи в межах окремих пластів залежно від апріорних уявлень про характер їх напластування:
 - вздовж напластування порід відносно підшви пласта $\varphi_{\Delta z}(x, y) = f_k + \Delta z$, де $f_k(x, y)$ – глибини залягання точок покрівлі пласта; $\varphi_{\Delta z}(x, y)$ – глибини залягання точок

зняття значень геогустинних властивостей; Δz – величина зміщення поверхні зняття значень геогустинних властивостей відносно покрівлі пласта;

- вздовж напластування порід відносно підшви пласта $\varphi_{\Delta z}(x, y) = f_n - \Delta z$, де $f_n(x, y)$ – глибини залягання точок підшви пласта; $\varphi_{\Delta z}(x, y)$ – глибини залягання точок зняття значень геогустинних властивостей відносно підшви пласта;
 - вздовж інтерпольованої поверхні, розташованої між поверхнею покрівлі та поверхнею підшви пласта і заданої співвідношенням $\varphi_q(x, y) = (1 - q)f_k(x, y) + qf_n(x, y)$, де $f_k(x, y)$ – глибини залягання точок покрівлі пласта; $f_n(x, y)$ – глибини залягання точок підшви пласта; $\varphi_q(x, y)$ – глибини залягання точок зняття значень геогустинних властивостей; q – інтерполяційний коефіцієнт, який змінюється в діапазоні $[0, 1]$ і відповідає положенню поверхні $\varphi_q(x, y)$.
10. Геологічна інтерпретація отриманої неоднорідної інтегральної геогустинної моделі з виділенням нових тектонічних елементів і ділянок з покращеними колекторськими властивостями та встановленням їх зв'язку з перспективами нафтогазоносності окремих пластів.

Як основну інформацію для розв'язання задачі використано аномальне гравітаційне поле в редукції Буге масштабу 1:50 000 і результати сейсмічних досліджень по 8 регіональних профілях (рис. 1).

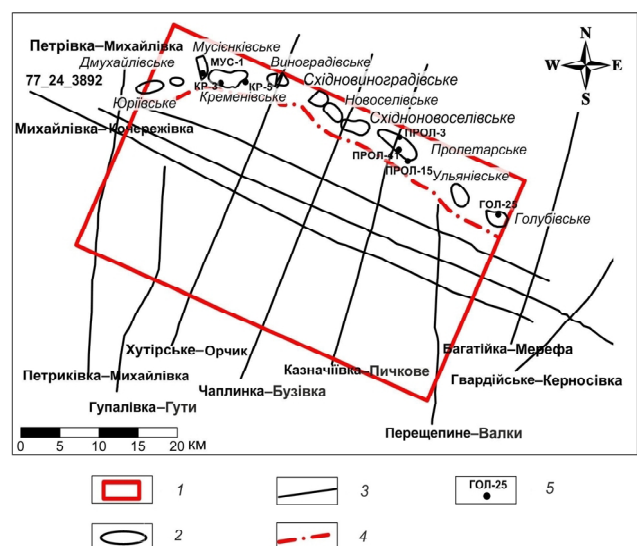


Рис. 1. Схема розміщення регіональних сейсмічних профілів на Магдалинівській площі: 1 – контур Магдалинівської ділянки; 2 – контур родовища; 3 – лінії регіональних профілів МСГТ; 4 – Південне крайове порушення; 5 – свердловини, використані для створення апріорної моделі

Результати досліджень. Відбивальні горизонти сейсмокомплексів за даними сейсмічних досліджень віднесено:

- IIIк — до покрівлі тріасових відкладів (Т);
- IVб — підшви тріасових відкладів (Т);
- Vб_{1-к} — покрівлі відкладів московського ярусу середнього карбону (C_{2m});
- Vб_{1-п} — підшви відкладів московського ярусу середнього карбону (C_{2m});
- Vб_{2-п} — підшви відкладів башкирського ярусу середнього карбону (C_{2в}), підшви світи C₂¹ у вугільних свердловинах;
- Vв₁² — підшви відкладів верхньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону (C_{1s2}), підшви світи C₁⁴ у вугільних свердловинах;
- Vв_{1-п} — підшви відкладів нижньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону (C_{1s1}), підшви світи C₁³ у вугільних свердловинах;
- Vв_{2-п} — підшви відкладів верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону (C_{1v2}), підшви світи C₁² у вугільних свердловинах;
- Vв_{3-п} — підшви відкладів нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону (C_{1v1}), підшви світи C₁¹ у вугільних свердловинах;
- Vв_{4-п} — підшви відкладів турнейського ярусу нижнього карбону (C_{1t});
- VI₃² — нижньої частини відкладів фаменського ярусу верхнього девону (D_{3fm});
- VI₅² — підсолевих теригенних відкладів франського ярусу верхнього девону (D_{3fr});
- VI_п — до підшви девонських відкладів (D₃).

Для формування структурної моделі були використані межі основних горизонтів, виділених сейсморозвідкою. Крім того, враховуючи нафтогазоперспективність фундаменту [5, 7, 8] і можливі моделі пасток у породах фундаменту [1], ви-

ділено окремий умовний горизонт (індекс "Кога") завтовшки 200 м нижче горизонту VI_п як підшву кори вивітрювання.

Геогустинні властивості для кожного із літолого-стратиграфічних горизонтів, які склали створену апіорну структурну модель, визначили на основі всебічного аналізу наявних петрофізичних даних, отриманих у межах як площі досліджень, так і суміжних площ (табл. 1).

Для забезпечення необхідної, геологічно зумовленої детальності відновлення просторової геогустинної моделі глибинної будови Магдалинівської площі було вибрано оптимальні параметри апроксимації гравітаційного поля та параметрів моделі (табл. 2).

Для оцінки адекватності апіорної геогустинної моделі Магдалинівської площі проведено розрахунок прямої просторової задачі гравіметрії і отримано гравітаційне поле для апіорної моделі (рис. 2).

Аналіз змінення величини відхилення між спостереженням та розрахунком гравітаційними полями (рис. 2) з урахуванням регіонального характеру сейсмогеологічних досліджень вказує на принципову відповідність створеної апіорної моделі наявному гравітаційному полю, хоча середньоквадратична похибка, що дорівнює 6,25 мГал, вказує на необхідність уточнення як окремих регіональних, так і особливо локальних особливостей моделі, потрібних для прогнозування особливостей геологічної будови з позиції перспектив нафтогазоносності.

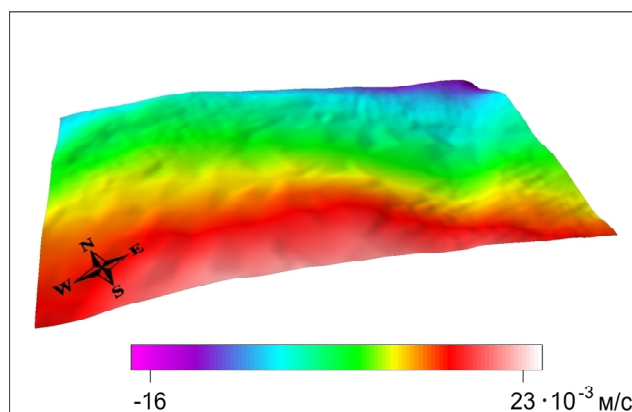
Уточнення параметрів створеної апіорної моделі проведено на основі розв'язку оберненої лінійної задачі інтегральної інтерпретації комплексу гравіметричних, сейсмічних і свердловин-

Таблиця 1. Геогустинні властивості різновікових порід у межах Магдалинівської площі, г/см³

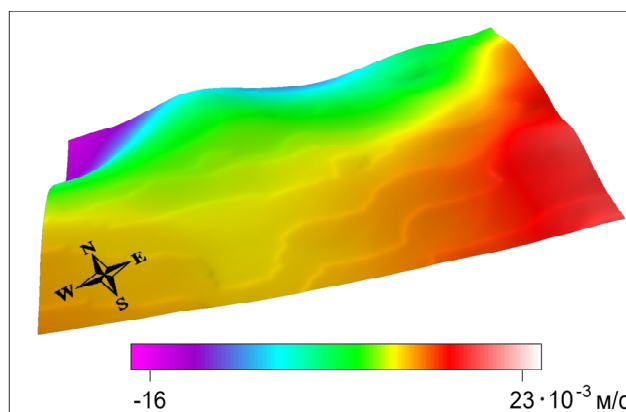
№	Вік	Середнє значення	Південний борт ДДЗ		Прибортова зона ДДЗ	
			у покрівлі	у підшві	у покрівлі	у підшві
1	Q+N+P+J	2,21	2,06	2,16	2,16	2,26
2	T	2,4	2,27	2,33	2,37	2,43
3	C ₃	2,41	2,29	2,33	2,39	2,43
4	C _{2m}	2,42	2,29	2,35	2,39	2,45
5	C _{2b}	2,45	2,30	2,40	2,40	2,50
6	C _{1s2}	2,54	2,42	2,46	2,52	2,56
7	C _{1s1}	2,56	2,43	2,49	2,53	2,59
8	C _{1v2}	2,62	2,48	2,56	2,58	2,66
9	C _{1v1}	2,64	2,53	2,55	2,63	2,65
10	C _{1t}	2,64	2,52	2,56	2,62	2,66
11	D _{3fm}	Відклади відсутні			2,60	2,66
12	D _{3f2ev-lv}	" "			2,20	2,20
13	D _{3f2vr}	" "			2,65	2,67
14	PC (кора вивітрювання)	2,68	2,60	2,63	2,65	2,68
15	PC	2,78	2,63	2,83	2,68	2,88

Таблиця 2. Параметри апроксимації гравітаційного поля та просторової геогустинної моделі, м

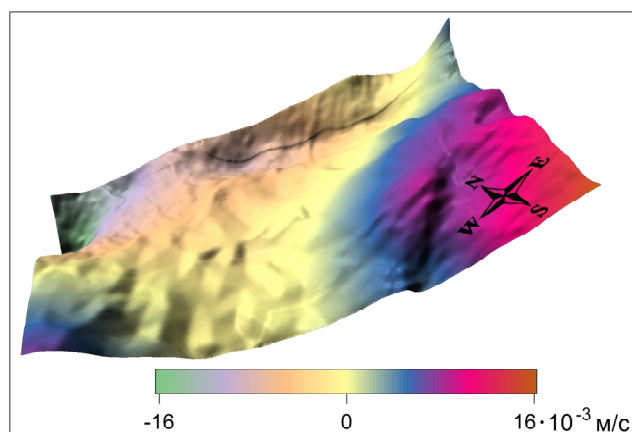
№	Параметр	Прийняте значення
1	Крок між точками визначення гравітаційного поля – рівномірний по осях OX та OY	100
2	Розмір елементарної комірки за просторової апроксимації геогустинної моделі – за напрямками осей OX , OY та OZ	$100 \times 100 \times 50$
3	Абсолютний рівень лінії приведення для розрахунку гравітаційного поля	0
4	Абсолютна мінімальна глибина центру елементарної об'ємної комірки (рівня горизонтальних зрізів)	-150
5	Абсолютна максимальна глибина центру елементарної об'ємної комірки (рівня горизонтальних зрізів)	7950



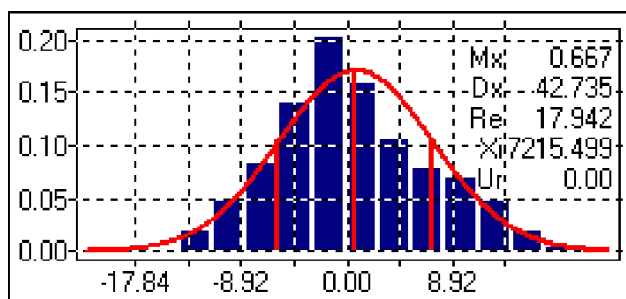
а



б



в



г

Рис. 2. Виміряне (а) і розраховане (б) гравітаційні поля, відхилення між ними (в) та гістограма розподілу відхилень для апіорної інтегральної геогустинної 3D моделі (г) Магдалинівської площі

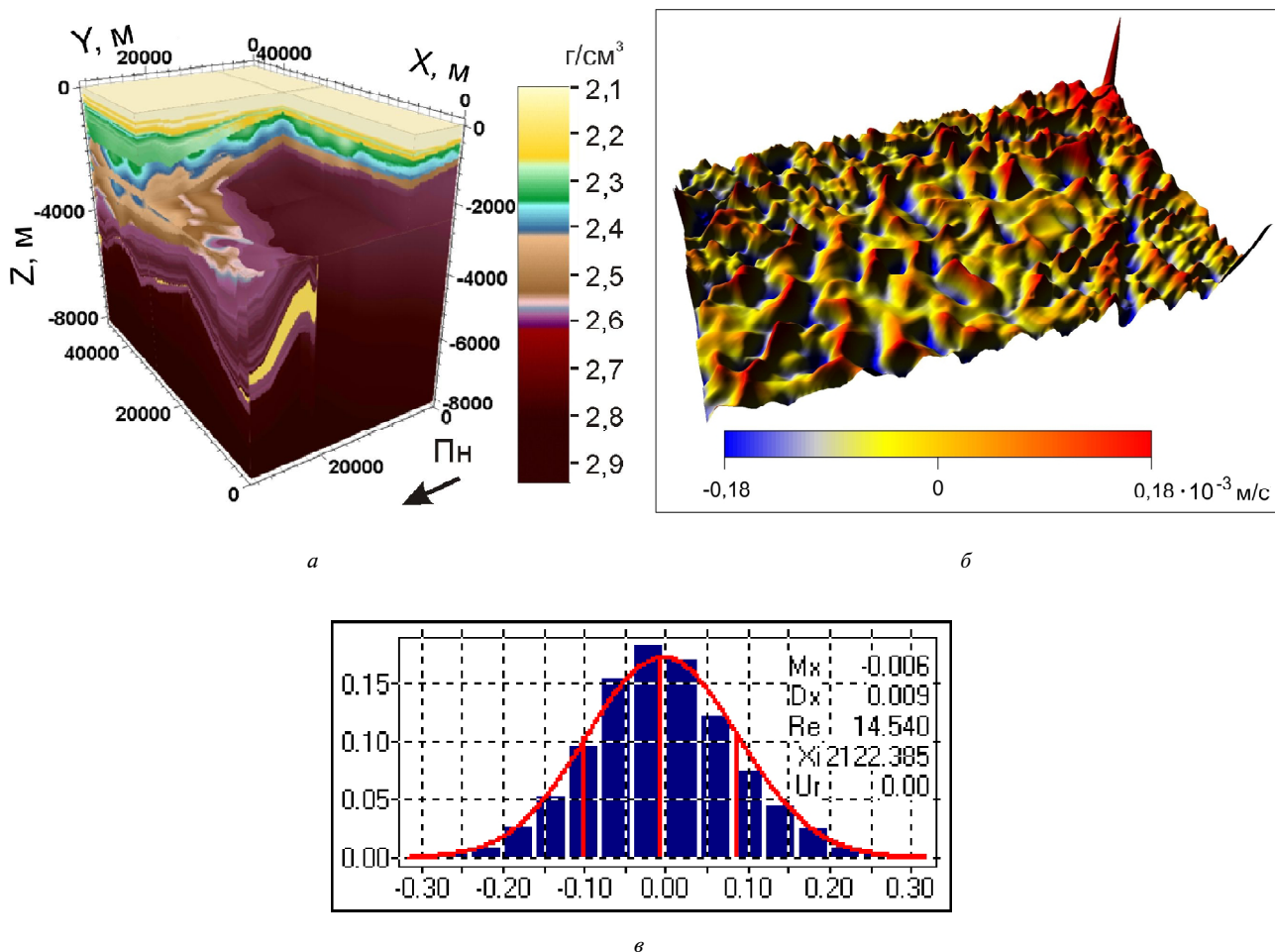


Рис. 3. 3D аксонометричне зображення просторової інтегральної геогустинної моделі (а), відхилення між виміряним і розрахованим гравітаційними полями (б) та гістограма розподілу відхилень (в) Магдалинівської площі

них даних. Це дало змогу отримати інтегральну геогустинну 3D модель Магдалинівської площі, узгоджену з усім комплексом наявних геолого-геофізичних даних і відомостей про територію досліджень, а також з гравітаційним полем (рис. 3).

Досягнуте середньоквадратичне відхилення між спостереженим і розрахованим гравітаційними полями становить $0,094 \text{ мГал}$. При цьому під час аналізу змінення величини некомпенсованого гравітаційного поля – відхилення, зокрема його регіональної складової, виділено лінійно витягнуті елементи, так звані гравітаційні лінеamenti, які розглядали як лінії, пов'язані з напрямками і положенням тектонічних порушень.

Для забезпечення детальної просторової ідентифікації основних елементів геологічної будови, а також наявних аномальних зон змінення густини в межах просторової геогустинної моделі Магдалинівської площі було застосовано систему перерізів:

- 1) вертикальні перерізи вздовж ліній сейсмогеологічних профілів, які перетинають площу визначення просторової геогустинної моделі (рис. 4);
- 2) перерізи в межах окремих, потенційно перспективних пластів уздовж інтерпольованої поверхні, розташованої на різних глибинах

між поверхнею покрівлі та поверхнею підшви пласта;

- 3) вертикальні перерізи вздовж синтетичних профілів – напрямків, що перетинають виділені зони покращених колекторських властивостей.

Під час аналізу результатів інтегральної інтерпретації розглядали лише ті горизонти в розрізі Магдалинівської площі, які за даними попередніх геолого-геофізичних досліджень вважають потенційно перспективними. Так, П.С. Ісаєв [5], оцінюючи перспективи нафтогазоносності палеозойських відкладів, відносить до продуктивних турнейські, візейські і башкирські. При цьому автор відзначає можливу наявність вуглеводнів і в тріщинуватих зонах фундаменту. Т.М. Пригаріна [11], аналізуючи нафтогазоперспективність бортів ДДЗ, виділяє три продуктивні горизонти – докембрійський, турнейсько-нижньовізейський і верхньовізейський. Найбільші перспективи нафтогазоносності автори [13] пов'язують із серпуховським, верхньовізейським і турнейсько-нижньовізейським продуктивними комплексами. На нафтогазоперспективність серпуховських і кам'яновугільних відкладів указує і І.В. Височанський [4]. При цьому потенціал Південного борту оцінено досить високо [7].

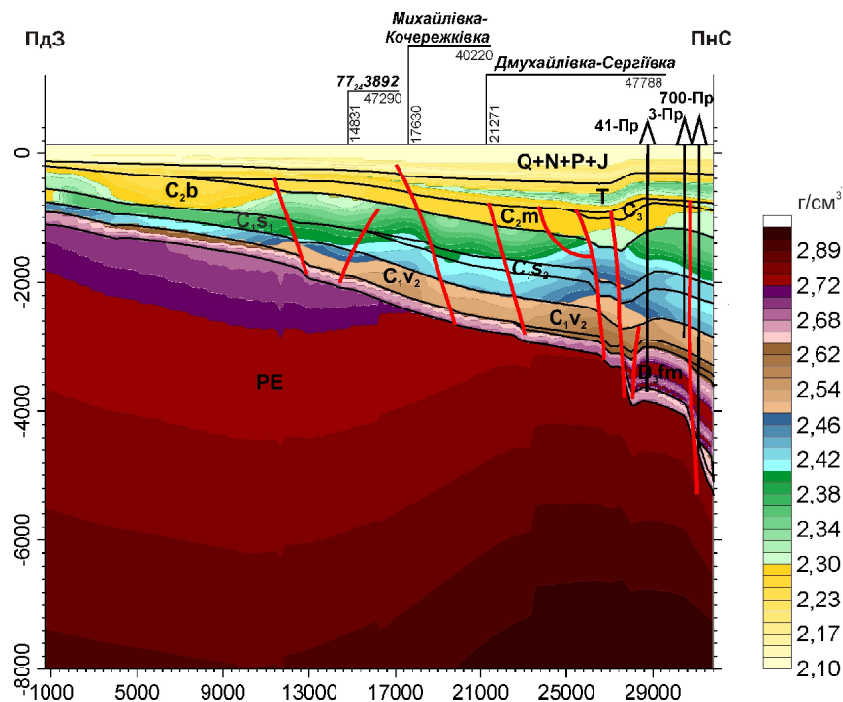


Рис. 4. Розріз просторової інтегральної геогустинної моделі вздовж лінії профілю Казначіївка–Личкове

Грунтуючись на зазначених перспективах та аналізуючи отриманий розподіл геогустинних властивостей, можна наголошувати на його плановій неоднорідності. Насамперед це пов'язане зі складною тектонічною будовою площі, яка відображається у геогустинних параметрах 3D моделі у вигляді регіональних градієнтних зон змінення густини порід.

Крім того, в моделі виділяються менш інтенсивні, але добре простежені як у плані, так і за глибиною, зони розущільнення (зменшення густини) порід, які, з огляду на особливості літолого-стратиграфічних одиниць, із яких складається розріз, можна розглядати як зони розвитку порід із покращеними колекторськими властивостями. За статистичними характеристиками розподілу густин по горизонтах коефіцієнт варіації густини змінюється від $-0,004$ до $-0,025$ г/см³, а відносне розущільнення розрізу – від $0,003$ до $0,12$ г/см³. Із урахуванням такої варіації на кожному із нафтогазоперспективних літолого-стратиграфічних рівнів на конформних поплавових зрізах виділено локальні зони розущільнення, що дає змогу картувати планове положення перспективних ділянок розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями (рис. 5).

Виходячи з того що розподіл по площі геологічних відкладів указаних горизонтів (за винятком V_{b-l-n}) має фрагментарний характер, виконано таке.

1. Для оцінки успадкованості таких зон по горизонтах побудовано зведену прогнозну карту, на якій винесено всі виділені перспективні зони.
2. За зведеною прогнозною картою в місцях збігу зон розущільнення по різних горизонтах

визначено можливе розташування 15 перспективних ділянок, у межах яких рекомендується проведення детальних комплексних геолого-геофізичних досліджень, включаючи детальні сейсмічні, гравіметричні, магнітометричні, електророзвідувальні та геохімічні роботи, а також розміщення параметричних і пошукових свердловин.

3. Для детальної оцінки характеру зміни густин у межах виділених перспективних ділянок побудовано вертикальні перерізи просторової інтегральної геогустинної моделі, які перетинають закартовані перспективні зони.

Згідно з аналізом отриманих вертикальних перерізів та особливо конформних поплавових зрізів, зроблено такі геологічні висновки.

1. Виділені перспективні локальні об'єкти прогнозного розвитку відкладів з покращеними колекторськими властивостями локалізуються в інтервалі глибин від 350 до 2400 м і приурочені до стратиграфічного інтервалу відкладів нижнього та середнього карбону, а також частково до кори вивітрювання кристалічного фундаменту.
2. За характером просторового розподілу виділених зон розущільнення в межах Магдалинівської площі всю територію досліджень можна розділити на окремі перспективні зони: східну, західну та південну, в межах яких концентрація перспективних об'єктів є нерівномірною. В цілому, закартовані перспективні ділянки приурочені до тектонічно екранованих блоків. Частину виділених ділянок розущільнення пов'язуємо із літологічно обмеженими об'єктами. Для окремих об'єктів на цьому рівні

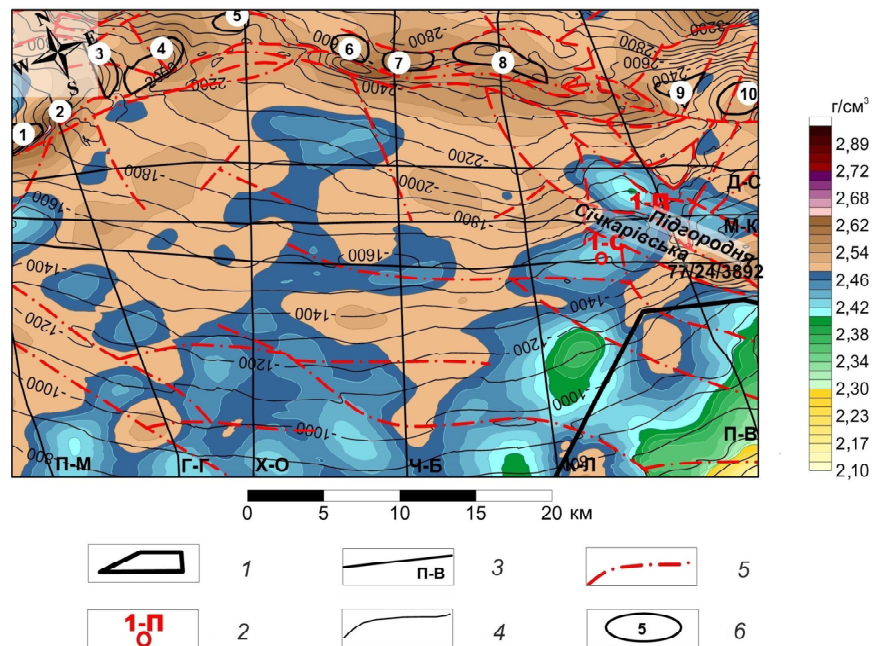


Рис. 5. Конформний зріз інтегральної 3D геогустинної моделі вздовж напластування порід в межах пласта $V_{B_{1-n}}$ із глибинами поверхні, вздовж якої були відібрані значення густини порід: 1 – контур Новомосковського вугільного родовища; 2 – проектна свердловина; 3 – лінія регіонального профілю; 4 – ізогіпси структурної основи в межах горизонту C_{1v_2} ; 5 – тектонічне порушення по відбивальному горизонту $V_{B_{2-n}}$; 6 – контури відомих нафтогазових родовищ (1 – Юріївське, 2 – Дмухайлівське, 3 – Мусієнківське, 4 – Кременівське, 5 – Виноградівське, 6 – Новоселівське, 7 – Східноновоселівське, 8 – Пролетарське, 9 – Ульяновське, 10 – Голубівське); регіональні сейсмічні профілі: П-М – Петриківка–Михайлівка, Г-Г – Гупалівка–Гути, Х-О – Хутірське–Орчик, Ч-Б – Чаплинка–Бузівка, К-Л – Казначіївка–Личкове, П-В – Перещепине–Валки, Д-С – Дмухайлівка–Сергіївка, М-К – Михайлівка–Кочережківка

вивчення території тип екранування встановити однозначно не вдалося.

- Наперспективнішою як за концентрацією перспективних об'єктів, так і за інтенсивністю виділених аномалій в 3D геогустинній моделі є східна частина площі. З точки зору ймовірної наявності покладів вуглеводнів найбільший інтерес становлять три об'єкти, приурочені до Підгородньої та Січкарівської структур, закартованих за даними сейсморозвідувальних робіт.
- Найперспективнішою слід вважати Січкарівську перспективну ділянку, що охоплює перспективні об'єкти східної та центральної частин Магдалинівської западини.
- Західна частина Магдалинівської западини характеризується витриманішою геологічною будовою та значно меншою кількістю тектонічних порушень. У разі підтвердження сприятливих структурно-тектонічних умов за результатами проведення деталізаційних геолого-геофізичних досліджень виділені три об'єкти можуть бути рекомендовані для детального вивчення комплексом геофізичних методів із подальшим глибоким бурінням.
- На півдні та півдному сході Магдалинівської западини закартовано об'єкти, які можуть бути пов'язані як із традиційними скупченнями газу в тектонічно екранованих або літологічних пастках, так і з підвищеними концентраціями ме-

тану у вугільних пластах, оскільки зазначені ділянки межують безпосередньо з Новомосковським вугільним родовищем. Зважаючи на необхідність вивчення нетрадиційних резервуарів, пов'язаних із вугільними пластами, це питання потребує більш глибокого вивчення у межах окремих дослідно-тематичних робіт.

Додатково слід зазначити, що за результатами великомасштабних гравімагнітних площових досліджень і профільних електророзвідувальних робіт на Східномагдалинівській площі [12], яка входить до району наших досліджень, виділено потенційно нафтогазоперспективні ділянки, положення частини з яких збігається із положенням закартованих за результатами створення інтегральної 3D моделі перспективними об'єктами, що суттєво підвищує нафтогазоперспективність території Магдалинівської западини та достовірність виконаного прогнозу.

Висновки. У результаті проведення робіт з інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних і математичного моделювання геолого-геофізичного розрізу на основі розв'язку прямих і обернених задач геофізики вирішено такі геологічні завдання.

- Створено цифрову просторову інтегральну геолого-геофізичну модель глибинної будови Магдалинівської депресії на основі узагальнення, переінтерпретації існуючих геолого-геофізичних матеріалів, інтеграції даних рані-

- ше виконаних сейсморозвідувальних робіт і геолого-геофізичних досліджень.
2. Уточнено глибинну будову території, зокрема виконано трасування ослаблених зон і напрямків розвитку тектонічних порушень в утвореннях кристалічного фундаменту.
 3. Виконано детальний комплексний аналіз змінення геофізичних властивостей у відкладах нижнього карбону та утвореннях кристалічного фундаменту й прогнозування поширення ділянок геологічного розрізу з покращеними колекторськими властивостями.
 4. Виділено 15 перспективних локальних об'єктів, які в просторовій геогустинній моделі характеризуються наявністю порід з покращеними колекторськими властивостями у розрізах середнього та нижнього карбону, а також в корі вивітрювання кристалічного фундаменту.
 5. Як першочергові напрями подальших геологорозвідувальних робіт на нафту і газ обґрунтовано буріння параметричної свердловини та проведення деталізаційних комплексних геофізичних (сейсморозвідувальні роботи МОВ–ОГТ у модифікації 3D, високоточні граві- та магніторозвідка) та геохімічних досліджень у межах східної частини Магдалинівської западини (так званої Січкарівської перспективної ділянки).
1. *Авербух А.Г.* Перспективы использования данных сейсморозведки для выделения ловушек углеводородов в кристаллическом фундаменте / Авербух А.Г., Гогоненко 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. *Звіт* про науково-дослідну роботу “Обґрунтування перспектив нафтогазоносності Південного борту ДДЗ та визначення напрямків подальших пошуково-розвідувальних робіт”: (заключний звіт по договору 14/187). — Відп. виконавець І.В. Відіборець. — К., 2003.
 3. *Звіт* про регіональні сейсмічні дослідження МСТ в межах південного борту ДДЗ. — Відп. виконавець В.Межуєв. — Розсошенці, 2006.
 4. *Звіт* про результати робіт по темі “Обґрунтування критеріїв оцінки перспектив нафтогазоносності та виділення першочергових площ і ділянок для пошуків несклепінних пасток вуглеводнів”. — Відп. виконавець І. Височанський. — К., 2008.
 5. *Ісаєв П.С.* Про перспективи нафтогазоносності палеозойських відкладів південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини (район межиріччя Орель–Самара) // Геологія і геохімія горючих копалин. — 1971.—Вип. 26. —С.16–24.
 6. *Кобрунов О.І.* Автоматизована система комплексної інтерпретації геофізичних даних / Кобрунов О.І., Петровський О.П. // Нафт. і газ. пром-сть.— 1992. — № 21.—С.14–16.
 7. *Нафтогазоносний потенціал Південного борту Дніпровсько-Донецької западини* / Є.С. Дворянин, Б.П. Кабишев, Т.М. Пригарина. — К., 1996. — 44 с. — (Препр. / Держ. геофіз. підприємство “Укргеофізика”; 96-1).
 8. *Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов* / [И.И. Чебаненко, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко и др.]; гл. ред. Краюшкин В.А. — Киев: Наук. думка, 2002. —296 с.
 9. *Петровський О.П.* Автоматизована система кількісної комплексної інтерпретації геофізичних даних GCIS як основа технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичної інформації для пошуків нафти і газу / Петровський О.П., Кобрунов О.І., Ганженко Н.С., Сутинов В.Н. // Геоінформатика. — 2003. — № 2. — С. 25–34.
 10. *Петровський О.П.* Математичні моделі і інформаційні технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних (на прикладі нафтогазопошукових задач): Автореф. дис. ... д-ра фіз.-мат. наук: спец. 04.00-22 “Геофізика”. — К., 2006. — 39 с.
 11. *Пригарина Т.М.* Проблемы нефтегазоносности бортов Днепровско-Донецкого бассейна // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології. — В 2 т. / Гол. ред. П.Ф. Шпак — К.: Ін-т геол. наук НАН України; Укр. нафтогаз. академія, 2000. — Т. 1. — С. 324–328.
 12. *Слободянюк С.О.* Про перспективи нафтогазоносності Південного борту ДДЗ за геофізичними методами (на прикладі досліджень на Східномагдалинівській площі) / Слободянюк С.О., Омельченко В.В., Толкунов А.П. // Геоінформатика. — 2011. — № 4. — С.17–23.
 13. *Стрижак В.П.* Геолого-математичний аналіз зв'язку нафтогазоносності з геологічними ознаками як обґрунтування виконаного на якісному рівні плей-районування ДДЗ / В.П. Стрижак, Б.П. Кабишев, Т.М. Пригарина // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології. — В 2 т. // Гол. ред. П.Ф. Шпак — К.: Ін-т геол. наук НАН України; Укр. нафтогаз. академія, 2000. — Т. 2. — С. 80–83.
 14. *Федченко Т.Ф.* Особливості створення геолого-геофізичних інтегральних просторових моделей початкового наближення / Федченко Т.Ф., Петровський О.П., Ганженко Н.С. // Міжнар. наук.-практ. конф. “Нафтогазова геофізика — стан та перспективи”, м. Івано-Франківськ, 25–29 трав. 2009 р.: Тези доп. — Ів.-Франківськ, 2009. — С. 263–267.

¹Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Надійшла до редакції 10.09.2013

²Державне геофізичне підприємство “Укргеофізика”
E-mail: zdobivnat@i.ua

³Науково-технічна компанія “ДЕПРОІЛ ЛТД”

**ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРАЛЬНОГО ПРОСТРАНСТВЕННОГО
ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ
ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МАГДАЛИНОВСКОЙ ВПАДИНЫ**

На основе технологии интегральной интерпретации комплекса гравиметрических и других геолого-геофизических данных создана интегральная пространственная модель Магдалиновской площади и выделены участки распространения отложений с улучшенными коллекторскими свойствами.

Ключевые слова: отражающий горизонт, модель, интегральная пространственная геоплотностная модель, гравитационное поле, коллекторские свойства, сейсмический профиль.

O.P. Petrovskyy, S.O. Slobodyanyuk, N.S. Ganzhenko, T.O. Fedchenko, O.M. Onyshchuk

**APPLICATION OF INTEGRAL SPATIAL GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL MODELING
TO SPECIFY THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF MAHDALYNIVSKOYI DEPRESSION**

Based on integral interpretation of the complex gravity and other geological and geophysical data, an integral spatial model of Magdalynivskoyi area was created, and areas of distribution of deposits with improved reservoir properties were identified.

Keywords: reflecting horizon, model, integral geo spatial density model, the gravitational field, reservoir properties, the seismic profile.