

Глибинна будова та вуглеводневий потенціал середньої частини північно-західного шельфу Чорного моря за даними густинного моделювання

М.В. Козленко, Ю.В. Козленко, 2025

Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України, Київ, Україна

Зважаючи на необхідність забезпечити енергетичну незалежність України після закінчення війни, доцільно заздалегідь виявити структури, придатні для видобутку вуглеводневої сировини у недосяжному на сьогодні регіоні північно-західного шельфу Чорного моря. Для цього було проведено двовимірне гравітаційне моделювання за мережею субмеридіональних профілів, яке дозволило визначити глибинну будову та розломну тектоніку. На основі аналізу результатів розрахунків визначено перспективність району досліджень на поклади вуглеводнів, що може бути використано під час пошукових роботах на зазначеній акваторії.

Ключові слова: північно-західний шельф Чорного моря, гравітаційне моделювання, глибинна будова, розломна тектоніка, вуглеводневий потенціал.

Вступ. Ця робота підсумовує вивчення густинної структури центральної частини північно-західного шельфу Чорного моря (ПЗШ) для отримання об'ємної картини будови земної кори з подальшим виявленням структур, придатних для видобутку вуглеводневої сировини (ВВ).

Мета статті — вивчення глибинної будови земної кори методом двовимірного густинного моделювання з подальшим визначенням вуглеводневого потенціалу за системою субмеридіональних профілів у середній частині ПЗШ між півостровом Тарханкут на сході та островом Зміїний на заході.

При розрахунках використовувалася схема аномалій сили тяжіння у вільному повітрі з перерізом 0,5 мГал, побудована авторами за фондовими матеріалами гравіметричних зйомок, проведених донними гравіметрами в масштабі 1:100 000 з точністю вимірювань 0,18 мГал. На рис. 1 наведено спрощену схему з перерізом 2,5 мГал.

Методику моделювання викладено в статті [Козленко, 1978]. Розрахунки виконувалися за програмою [Козленко та ін., 1997].

Глибинна будова за результатами двовимірного моделювання. Системне двовимірне густинне моделювання дозволило впевнено виділити блоки земної кори з принципово різною будовою (рис. 2). На всіх п'яти профілях Східноєвропейська платформа (СЄП) чітко відрізняється від Скіфської плити (СП), кора якої характеризується наявністю осадово-метаморфічного шару.

Завдяки комплексному використанню результатів проведеного моделювання та характерним ознакам гравітаційного поля було виявлено просторове положення південної межі СЄП. Її визначення необхідно для виділення районів, більш перспективних на пошуки вуглеводневої сировини. Вочевидь, чим молодша в тектонічному плані структура, тим більший потік флюїдів надходить з її глибин, і тим більша ймовір-

Citation: Kozlenko M.V., & Kozlenko Yu.V. (2025). Depth structure and hydrocarbon potential of the middle part of the northwestern Black Sea shelf, according to density modeling. *Geofizychnyi Zhurnal*, 47(2), 237—241. <https://doi.org/10.24028/gj.v47i2.322542>.

Publisher S. Subbotin Institute of Geophysics of NAS of Ukraine, 2025. This is an open access article under the CC BY-NC-SA license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>).

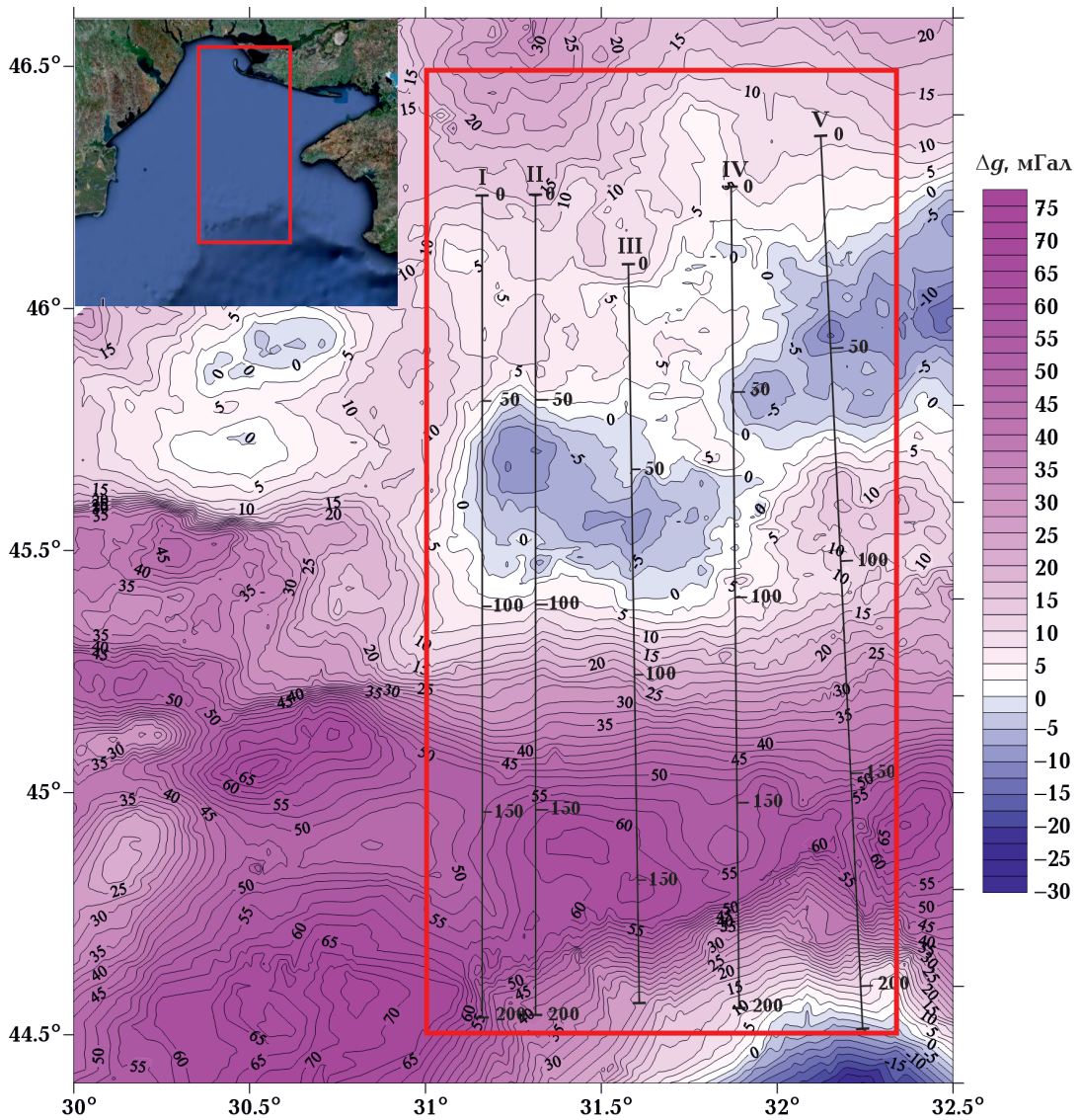


Рис. 1. Схема аномалій сили тяжіння у вільному повітрі середньої частини північно-західного шельфу Чорного моря, мГал, з положенням інтерпретаційних профілів. Червоним прямокутником позначено район досліджень.

Fig. 1. Scheme of free-air gravity anomalies in the middle part of the northwestern shelf of the Black Sea, mGal, with the interpretation profiles shown. The red rectangle indicates the study area.

ність виникнення родовищ ВВ. Оскільки ССП — дорифейське утворення, майже не порушене пізнішою активізацією, а в межах Скіфської плити відзначаються ознаки тектонічної активності до альпійської епохи включно, остання є більш привабливою для пошуків покладів вуглеводнів.

Згідно з результатами проведеного моделювання, СП складається з розділених транскоровими розломами декількох блоків, які, незважаючи на відмінності між профілями, мають достатньо спільну

будову. З півночі на південь це зона Біостромна, Каркінітський прогин (КП) та Каламітський вал (КВ), які відрізняються один від одного різними характеристиками осадового чохла та консолідованої кори. Між КП і КВ виявлено блок, в якому досить потужний осадовий чохол з одного боку та наявність консолідованих відкладів з іншого не дозволяють віднести цю ділянку ані до КП, ані до КВ.

Південною межею Скіфської плити в районі досліджень є Північноєвксинський

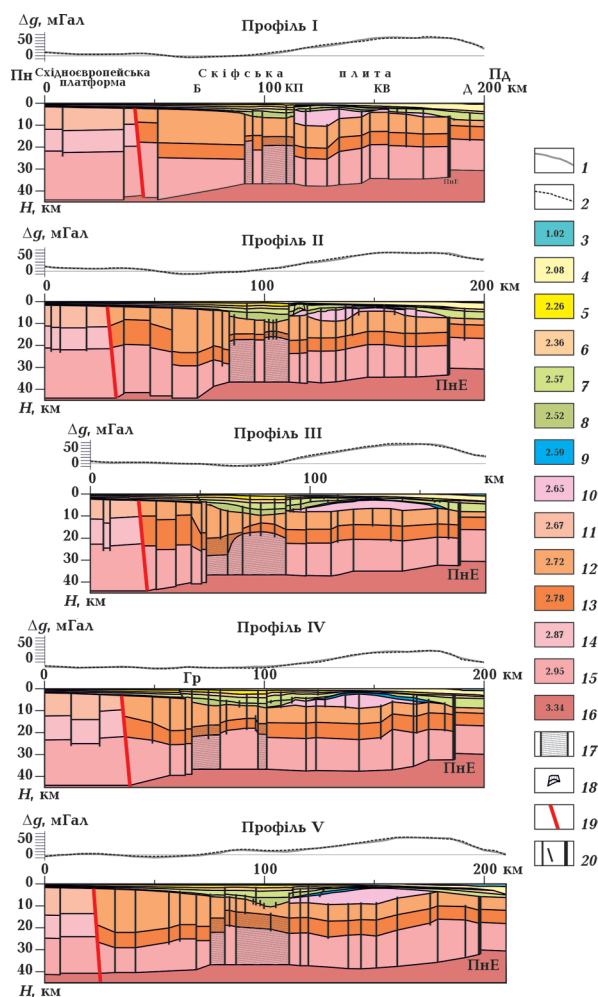


Рис. 2. Гравітаційні моделі вздовж інтерпретаційних профілів: 1 — спостережена аномалія поля сили тяжіння у вільному повітрі; 2 — модельна аномалія; 3–16 — шари моделі, цифри — значення середньої густини, g/cm^3 (3 — вода, 4 — $\text{N}_1^2\text{-Q}$, 5 — $\text{P}_3\text{-N}_1^1$, 6 — P_{1-2} , 7 — K_2 , 8 — K_1 , 9 — J_{2-3} , 10 — $\text{T}_3\text{-J}_1$, 11 — граніти, 12 — осадово-метаморфічні породи, 13 — гранодіорити, 14 — діорити, 15 — габро, 16 — верхня мантія); 17 — ущільнені ділянки; 18 — розущільнені ділянки; 19 — межа ССП/СП; 20 — розломи. Б — зона Біостромна, Гр — Голіцинське родовище, Д — прогин Дворянина, КВ — Каламітський вал, КП — Каркінітський прогин, ПнЕ — Північноєвксинський розлом.

Fig. 2. Gravity models along the interpretive profiles: 1 — the observed free-air gravity anomaly; 2 — model anomaly; 3–16 — model layers, numbers — density values, g/cm^3 (3 — water, 4 — $\text{N}_1^2\text{-Q}$, 5 — $\text{P}_3\text{-N}_1^1$, 6 — P_{1-2} , 7 — K_2 , 8 — K_1 , 9 — J_{2-3} , 10 — $\text{T}_3\text{-J}_1$, 11 — granites, 12 — sedimentary-metamorphic rocks, 13 — granodiorites, 14 — diorites, 15 — gabbro, 16 — upper mantle); 17 — pressed rock areas; 18 — soft rock areas; 19 — EEP/SP boundary; 20 — faults. Б — Biostromna Zone, Гр — Golitsynske Field, Д — Dvoryanin Trough, КВ — Kalamitsky Swell, КП — Karkinitsky Trough, ПнЕ — North Euxine Fault.

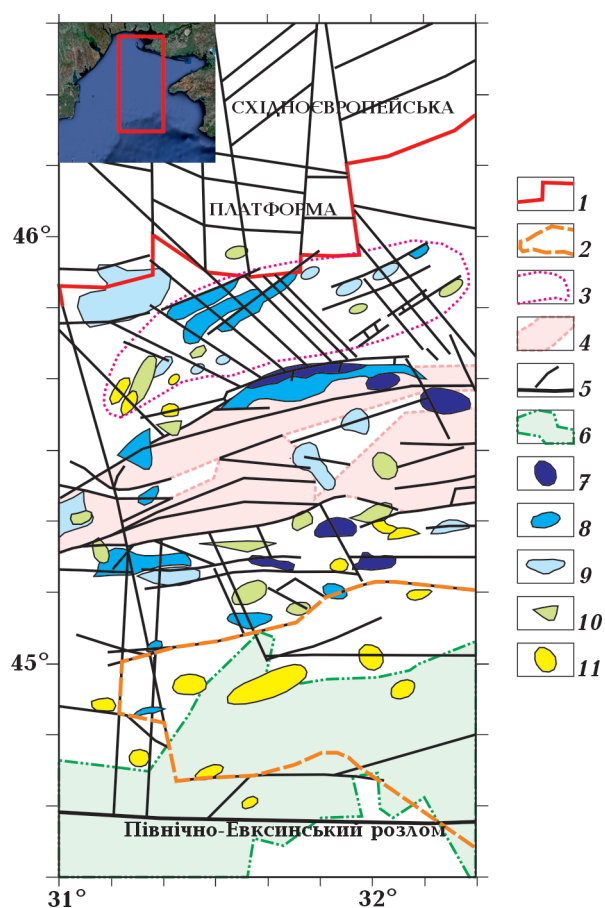


Рис. 3. Схема вуглеводневого потенціалу досліджуваного району за результатами густинного моделювання: 1 — межа ССП/СП; 2 — межа Каламітського валу за [Козленко, Козленко, 2024]; 3 — межа зони Біостромна; 4 — рифтогени Каркінітського прогину; 5 — розломи; 6 — область розповсюдження газових сипів; 7 — родовища; 8–11 — локальні структури (8 — перспективні, 9 — малоперспективні, 10 — умовно перспективні, 11 — неперспективні). На врізці прямокутником позначено район досліджень.

Fig. 3. Scheme of the hydrocarbon potential of the study area based on the results of the density modeling: 1 — EEP/SP boundary; 2 — Kalamitsky Swell boundary according to [Kozlenko, Kozlenko, 2024]; 3 — Biostromna Zone boundary; 4 — riftogens of the Karkinitsky Trough; 5 — faults; 6 — gas plume distribution area; 7 — hydrocarbon fields; 8–11 — local structures (8 — promising, 9 — not as promising, 10 — conditionally promising, 11 — unpromising). The study area is shown in the inset by the rectangle.

розлом. Південніше знаходиться прогин Дворянина, який різко відрізняється від СП за будовою літосфери. Зменшена потужність осадово-метаморфічної основи і консолідованої кори загалом дозволяють віднести його до блока субконтиненталь-

ного типа, який є перехідним до Західно-Чорноморської западини.

Вуглеводневий потенціал за результатами проведених досліджень. Критеріїв дистанційного визначення ВВ-перспективності досить багато. Авторами пропонується варіант вирішення цієї проблеми за допомогою інтерпретації результатів густинного моделювання. Серед критеріїв оцінки ВВ-перспективності можна виділити:

1. *Наявність розломів в межах локальних потенційно перспективних структур*, оскільки дерівати у вигляді струменів метану та інших вуглеводнів проникають до земної поверхні по тріщинам природного флюїдорозриву [Лукин, 2015].

2. *Глибина залягання поверхні кристалічних порід*. Здіймання цієї поверхні і зближення її з осадовим чохлам зменшує розсіювання мантійного матеріалу та збільшує його надходження до потенційних пасток вуглеводнів.

3. *Розуцільнення в осадовому шарі*, оскільки воно зафіксовано моделюванням в межах Голіцинського родовища (пр. IV рис. 2).

4. *Значення різницевої аномалії (Δg_p)*. За результатами моделювання Голіцинське родовище характеризується невеликими від'ємними значеннями, які, скоріш за все, викликані підвищеною тріщинуватістю, що є фактором забезпечення колекторських властивостей.

5. *Наявність рифтогенів*. Пов'язана з ними підвищена магматична активність, яка в густинних моделях проявляється ущільненням кристалічної кори, супроводжується збільшенням надходження в осадову товщу мантійних флюїдів.

6. *Потужність продуктивних товщ*. Безперечно, якщо товщина шару недостатня для формування повноцінної пастки, чекати там скупчення ВВ марно.

7. *Наявність газових сиїв*. Оскільки в цьому районі відсутня альбська глиниста товща, яка слугує субрегіональною покришкою [Stovba et al., 2020], тут нема умов для накопичення ВВ — нема надійних літологічно обмежених, стратиграфічно екранованих пасток, і флюїди проходять від мантії скрізь осадову товщу не затримуючись.

Виходячи з вказаних факторів, автори розділили локальні структури на чотири групи — перспективні, малоперспективні, умовно перспективні та неперспективні, що показано на рис. 3.

Висновки. Проведене гравітаційне моделювання за мережею субмеридіональних профілів дозволило визначити глибинну будову та розломну тектоніку середньої частини ПЗШ. На основі аналізу результатів розрахунків визначено перспективність району досліджень на поклади вуглеводнів, що може бути використано при пошукових роботах на зазначеній акваторії.

Список літератури

Козленко В.Г. Гравитационная модель тектоносферы и нормальные значения силы тяжести. Докл. АН УРСР. Сер. Б. 1978. № 7. С. 591—593.

Козленко М.В., Козленко Ю.В. Глибинна будова, тектонічна еволюція та вуглеводневий потенціал Каламітського валу (північно-західний шельф Чорного моря) за даними густинного моделювання. *Геологія і корисні копалини Світового океану*. 2024. Т. 20. № 2. С. 41—62. <https://doi.org/10.15407/gpimo.2024.02.041>.

Козленко Ю.В., Корчагін І.М., Михайлюк С.Ф. Програмний комплекс обробки та інтерпре-

тації гравіметричних і магнітометричних даних і аномалій геоїду. *Бюлетень УАЦ*. 1997. Вип. 1. С. 245—250.

Лукин А.Е. Система «суперплюм — глубоко-залегающие сегменты нефтегазоносных бассейнов» — неисчерпаемый источник углеводородов. *Геол. журн.* 2015. № 2(351). С. 7—20.

Stovba, S.M., Popadyuk, I.V., Fenota, P.O., & Khrushchevska, O.I. (2020). Geological structure and tectonic evolution of the Ukrainian sector of the Black Sea. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 42(5), 53—106. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v42i5.2020.215072>.

Depth structure and hydrocarbon potential of the middle part of the northwestern Black Sea shelf, according to density modeling

M.V. Kozlenko, Yu.V. Kozlenko, 2025

S. Subbotin Institute of Geophysics of National Academy
of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine

Considering the need to ensure Ukraine's energy independence after the war, it is expedient to identify in advance the structures suitable for extracting hydrocarbon materials in the currently inaccessible region of the northwestern shelf of the Black Sea. To do this, gravity modeling was carried out using a network of submeridional profiles, which made it possible to determine the deep structure and fault tectonics. Based on the calculations, the prospects of exploring the research area for hydrocarbon deposits were determined.

Key words: northwestern shelf of the Black Sea, gravity modeling, deep structure, fault tectonics, hydrocarbon potential.

References

- Kozlenko, V.G. (1978). Gravitational model of the tectonosphere and normal values of gravity. *Doklady ANUkrSSR. Ser. B*, (7), 591—593 (in Russian).
- Kozlenko, M.V., & Kozlenko, Yu.V. (2024). Deep structure, tectonic evolution and hydrocarbon potential of the Kalamitsky shaft (northwestern shelf of the Black Sea) according to the data of density modeling. *Geologiya i poleznye ickopaemye Mirovogo okeana*, 20(2), 41—62. <https://doi.org/10.15407/gpimo2024.02.041> (in Ukrainian).
- Kozlenko, Yu.V., Korchagin, I.M., & Mykhailuk, S.F. (1997). Software complex for processing and interpretation of gravimetric and magnetometric data and geoid anomalies. *Bulletin of the UAC*, (1), 245—250 (in Ukrainian).
- Lukin, A.E. (2015). The system «superplume — deep segments of oil and gas basins» is an inexhaustible source of hydrocarbons. *Geological Journal*, (2), 7—20 (in Russian).
- Stovba, S.M., Popadyuk, I.V., Fenota, P.O., & Khryashchevskaya, O.I. (2020). Geological structure and tectonic evolution of the Ukrainian sector of the Black Sea. *Geofizicheskii Zhurnal*, 42(5), 53—106. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v42i5.2020.215072>.