

## Комплексний аналіз співвідношення структурних і речовинних неоднорідностей різних поверхів літосфери Дніпровсько-Донецької западини

О.В. Усенко, І.Б. Макаренко, О.С. Савченко, А.П. Усенко, 2025

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

За розрахунками параметрів теплового поля на нафтогазових родовищах Чернігівського і Лохвицького блоків Дніпровсько-Донецької западини встановлено зміни геотермічного градієнта з глибиною. На кожному родовищі є свердловини як з незмінним градієнтом (19—21 °С/км), так і з різкою його зміною. На території Чернігівського блока ці зміни виявились від'ємними (зниження градієнта до 15—17 °С/км), між трансрегіональним тектонічним швом Херсон—Смоленськ і розломом Переяслав-Хмельницький—Прилуки зміни як від'ємні, так і додатні, а на південний схід (у Лохвицькому блоці) — винятково додатні (підвищення до 35—55 °С/км). Тут глибина стрибка градієнта збігається з глибиною гідрогеологічної інверсії, а саме зі зміною високомінералізованих хлоридно-кальцієвих вод верхнього гідродинамічного поверху на термальні слабо мінералізовані гідрокарбонатно-натрові нижнього. Також у межах Лохвицького блока встановлено зв'язок між глибинами стрибка градієнта та заляганням пластів з аномально високим пластовим тиском (АВПТ), виникнення якого є наслідком накопичення газової складової в тектонічно чи літологічно екранованих пастках. Визначено, що ділянка поширення пластів з АВПТ, де зафіксовано виключно підвищення геотермічного градієнта, обмежена зонами розушільнення, виділеними за даними гравітаційного моделювання. В її межах зміна градієнта від'ємна чи відбувається в обох напрямках. Причини такої закономірності потребують подальшого аналізу.

**Ключові слова:** Дніпровсько-Донецька западина, тепловий потік, геотермічний градієнт, пластовий тиск, густина неоднорідність, зони розушільнення.

**Вступ.** Уже наприкінці 1980-х років було доведено, що теплове поле Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) формується внаслідок конвективного перенесення тепла висхідними потоками флюїдів (гідротермальних розчинів), яке визначає як розподіл тиску (прояви аномально високого пластового тиску (АВПТ)), так і температурний режим надр. Був встановлений зв'язок між появою термальних слабомінералізованих гідрокарбонатно-натрових вод нижнього гідродинамічного поверху (зони вертикального руху) і розміщенням

пластів з АВПТ [Геологія..., 1989]. Проте доки існували уявлення, що міграція флюїдів обмежена шарами девону та нижнього карбону, причини підвищення температури та пластового тиску залишалися невиявленими. В останні десятиліття було доведено, що утворення родовищ вуглеводнів є наслідком ланцюга подій, підпорядкованих планетарним процесам глибинної дегазації Землі, з якою пов'язані геодинамічна нестабільність, виникнення тектонічних напружень, а також сучасна гідротермальна діяльність, яка забезпечується існуванням

Citation: Usenko, O.V., Makarenko, I.B., Savchenko, O.S., & Usenko, A.P. (2025). Comprehensive analysis of the correlation between structural and material heterogeneities of different layers of the lithosphere of the Dnieper-Donetsk Basin. *Geofizychnyi Zhurnal*, 47(2), 333—339. <https://doi.org/10.24028/gj.v47i2.322573>.

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/>).

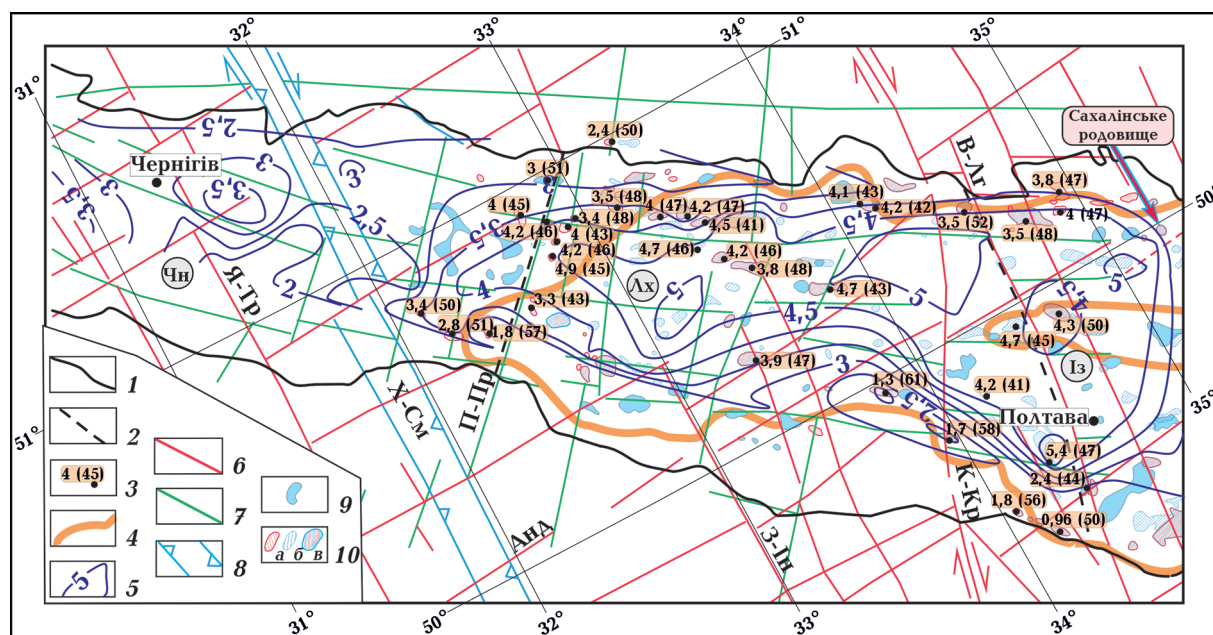


Рис. 1. Схема розподілу глибин стрибку геотермічного градієнта та поширення зони аномально високого пластового тиску в Чернігівському та Лохвицькому блоках Дніпровсько-Донецької западини: 1 — межа западини; 2 — границі блоків; 3 — глибина розміщення продуктивних пластів, у дужках — значення теплового потоку, розраховане за температурою в пласті (глибина та температура, за даними роботи [Геологія..., 1989]); 4 — контур поширення зон АВПТ, за роботою [Геологія..., 1989]; 5 — визначені глибини стрибку градієнта; 6, 7 — розломи, за [Старостенко и др., 2015] (6 — ортогональні (Я-Тр — Ядлово-Трахтемирівський, З-Ін — Західноінгулецький, К-Кр — Криворізько-Кременчуцький, В-Лг — Верховцівсько-Льговський, Анд — Андрушевський); 7 — діагональні (П-Пр — Переяслав-Хмельницький—Прилуки)); 8 — трансрегіональний тектонічний шов Херсон—Смоленськ; 9 — соляні штоки; 10 — родовища вуглеводнів (а — нафтові, б — газові, в — нафтогазові).

Fig. 1. The geothermal gradient jump depths distribution and the abnormally-high stratum pressure zone of the Chernihivskyi and Lohvitskyi blocks of the Dnieper-Donetsk Basin: 1 — borders of the basin; 2 — block borders; 3 — depth of productive layers, in brackets — the value of the heat flow calculated by the temperature in the stratum (depth and temperature after [Shpak, 1989]); 5 — the determined gradient jump depths; 6, 7 — faults by [Starostenko et al., 2015] (6 — orthogonal (Я-Тр — Yadlovo-Traktemirovskyi, З-Ін — Zakhidnoinguletskyi, К-Кр — Kryvorizko-Kremenchutskyi, В-Лг — Verkhovtsivsko-Lhovskyi, Анд — Andrushevskyi); 7 — diagonal (П-Пр — Pereiaslav-Khmelnitskyi—Pryluky)); 8 — Kherson—Smolensk transregional tectonic suture; 9 — salt stocks; 10 — hydrocarbon deposits (a — oil, б — gas, в — oil and gas).

глибинних джерел тепла та флюїдів [Лукин, 2005; Лукин, Шестопалов, 2021; Усенко, Усенко, 2022]. Тому поєднання відомостей про фізичні властивості земної кори з геологічною інформацією про будову фундаменту та осадової товщі, а також про зміну хімічного складу води (гідрогеологічну інверсію) є важливим для комплексного аналізу співвідношення структурних і речовинних неоднорідностей різних поверхів літосфери. Це дасть можливість локалізувати розміщення структур, в яких проявлені усі ознаки, що сприяють накопиченню вуглеводнів та утворенню родовищ. З цієї метою визначено глибини змін

градієнта, які зіставлені з глибиною прояву гідрогеологічної інверсії, за роботою [Лукин, 2005], і розміщенням зон АВПТ, за роботою [Геологія..., 1989]. Додатково враховано особливості будови фундаменту та густинну неоднорідність на його поверхні [Старостенко и др., 2015].

**Зміна (стрибок) геотермічного градієнта.** Опрацьовано результати замірів температури в 1086 свердловинах Чернігівського та Лохвицького блоків ДДЗ, більшість з яких розташована в межах нафтогазових родовищ. Побудовано схему розподілу глибин, при перетині яких змінюється градієнт (рис. 1). На багатьох родовищах

розміри відрізків, на яких проведено розрахунок геотермічного градієнта в середньому—нижньому карбоні та девоні, не перевищує декілька сотень метрів, що дає можливість визначити глибину, на якій градієнт змінюється та надалі залишається вищим чи нижчим в інтервалі не меншому за 500 м.

Наприклад, на Сахалінському родовищі (рис. 2) визначено тільки додатні зміни градієнта. Очевидним є зв'язок між проникними зонами розломів (рис. 2, а), розміщенням покладів (рис. 2, б) і зміною температури (рис. 2, в). Від поверхні до регіонального пермського флюїдоупору градієнт становить  $19\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$ . Перша значна зміна відбувається під пластовими нафтовими та газоконденсатними покладами в пісковиках середнього, друга — нижнього карбону в склепінні куполоподібної складки. У різних свердловинах цього родовища на глибині 4000—5000 м градієнт варіює від 39 до  $46\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$  (див. рис. 2, а).

Було встановлено, що територія ДДЗ поділяється на блоки, в яких зміни геотермічного градієнта мають різну направле-

ність. Так, на захід від трансрегіонального тектонічного шва Херсон—Смоленськ у межах Чернігівського блока при перетині вказаних глибин градієнт зменшується до  $15\text{—}17\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$ . Між цим тектонічним швом і розломом Переяслав-Хмельницький—Прилуки, а також на родовищах Лохвицького блока, що залягають у північній припорожній частині ДДЗ, у більшості свердловин спостерігається додатний стрибок градієнта, але є свердловини з від'ємним стрибком. У центральній частині Лохвицького блока від'ємні зміни відсутні. Майже на всіх родовищах у частині свердловин встановлено істотне підвищення градієнта —  $28\text{—}45\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$  і більше. Тому його середнє значення дорівнює  $24\text{—}25\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$ . У межах всієї западини на кожному родовищі є свердловини з незмінним градієнтом —  $20\text{—}21\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$ . Розрахунки на більшості родовищ наведено в статтях [Усенко, Усенко, 2020, 2022].

**Аномально високий пластовий тиск і гідрогеологічна інверсія.** Територія, на якій зафіксовано появу надлишкового та аномально підвищеного тиску високона-

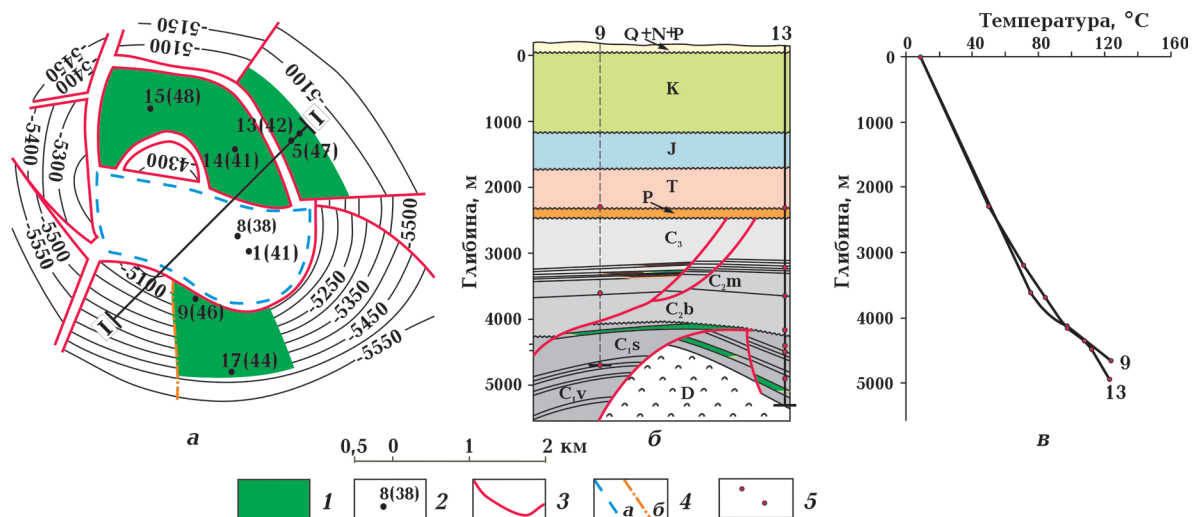


Рис. 2. Модель будови Сахалінського родовища: а — структурна карта покрівлі нижньовізейського ярусу (ізолінії, м); б — геологічний розріз уздовж лінії І—І, за роботою [Атлас..., 1984]; в — термограми; 1 — розміщення продуктивних пластів; 2 — номер свердловини, у дужках — розраховане значення теплового потоку, в мВт/м<sup>2</sup>; 3 — розломи; 4 — обмеження солявого штоку (а) та покладу (б); 5 — глибини вимірювань температури в свердловинах.

Fig. 2. Model of the Sakhalin field structure: а — structural map of the roof of the Lower Viseian layer; б — geological cross-section along the line І—І according to work [Arsiriy, 1984]; в — thermograms; 1 — productive layers; 2 — well numbers (heat flow values in brackets, mW/m<sup>2</sup>); 3 — faults; 4 — limitation of salt stock (а) and deposit (б); 5 — depths of temperature measurements in wells.

пірних термальних вод з високою газо-насиченістю, належить до Лохвицького блока, де виявлено додатний стрибок геотермічного градієнта, зумовлений стрибкоподібним підвищенням температури на 3—10 °С [Лукин, 1997] (див. рис. 1). Тільки на окремих родовищах північної припорожної частини підвищений АВПТ не завжди супроводжується істотним зростанням температури. Прояви АВПТ виражені інжекцією опріснених термальних вод і парогазових струменів, газоводяними викидами, водогазовими фонтанами, появою нафти і газу. Тобто стрибок градієнта спричинений появою термальних вод іншого складу. У зоні змішування глибинних гідрокарбонатно-натрових розсолів (вертикального руху) і розсолів хлор-кальцієвого типу (латерального руху) встановлено відсадженьня кремнезему, оксидів заліза, кальциту [Лукин, Шестопалов, 2022]. Підвищення градієнта відбувається безпосередньо під покладами, в яких встановлений АВПТ, тоді як накопичення вуглеводнів відбувається в колекторах. Наприклад, у Срібненській депресії, біль-

шість родовищ Лохвицького блока розміщуються у вапняках нижньовізейського атола [Лукин, Шестопалов, 2022], що залягають на 200—400 м вище, ніж визначена глибина стрибку градієнта [Усенко, Усенко, 2022]. Всі ці ознаки сучасної ендегенної активності супроводжуються висхідними рухами центральної та південної частин Лохвицького блока на 2—4 і 6—8 мм/рік відповідно [Лукин, 2005].

Існування припливу глибинних мало-мінералізованих термальних вод та явищ АВПТ, а також інші ознаки молоді чи сучасної гідродинамічної активності в Чернігівському блоці ДДЗ невідомі. На розбурених локальних структурах нафта і газ у карбоні відсутні. Тільки в зоні Північного бортового розлому зафіксовані непромислові припливи легкої нафти з колекторів нижньофаменського комплексу. Тут зміна градієнта є додатною, а висхідні рухи не перевищують 2 мм/рік [Лукин, 1997]. Перші прояви АПВТ встановлені при перетині трансрегіонального тектонічного шва Херсон—Смоленськ і на межі Лохвицького блока, де градієнт змінюється в обох

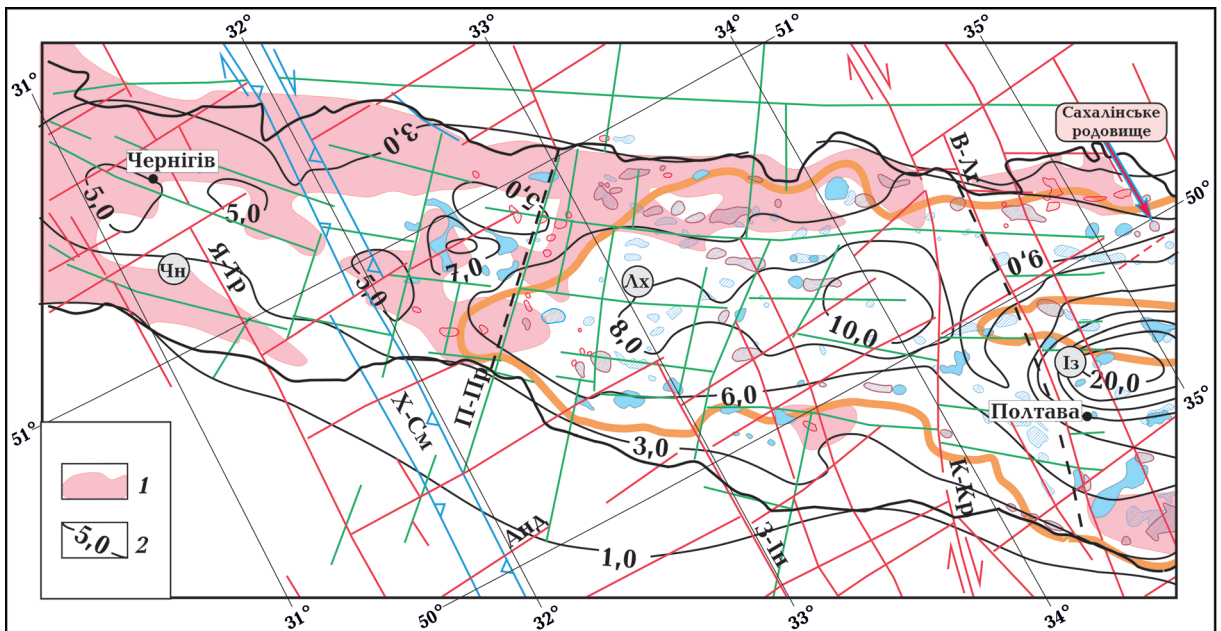


Рис. 3. Схема розміщення зон розуцільнення на поверхні фундаменту, за [Старостенко и др., 2015]: 1 — зони розуцільнення; 2 — глибина залягання фундаменту, км. Інші умовні див. на рис. 1.

Fig. 3. Low-density zones on the basement surface by [Starostenko et al., 2015]: 1 — low density zones; 2 — depth of the basement, km. For other labels, see Fig. 1.

напрямах, а у вугленосних відкладах девону та верхнього візе виявлено збагачені на асфальт нафти.

**Густина неоднорідність на поверхні фундаменту.** Зона розміщення пластів з АВПТ, де відбувається виключно підвищення геотермічного градієнта, оконтурена зонами розуцільнення, виділеними за даними гравітаційного моделювання (рис. 3). У межах Чернігівського блока фундамент переважно розуцільнений зі значеннями густини на його поверхні 2,60—2,65 г/см<sup>3</sup>. У межах центральної та південної частин Лохвицького блока значення густини на поверхні фундаменту перевищують 2,70 г/см<sup>3</sup>. На півночі Лохвицького блока зона розуцільнення з глибини 20 км зміщується на північ і спостерігається вже на борту западини. Саме тут сконцентрована велика кількість родовищ, які можуть розміщуватися в різних блоках земної кори: в розуцільнених на фоні ущільнених порід; в ущільнених, положення яких збігається з розломами; на границі розуцільнених та ущільнених. Встановлено, що за межами території прояву АПВТ, у зонах розуцільнення, зміна градієнта є від'ємною або змінюється в обох напрямках.

У південно-східному напрямку виразно проявлена залежність збільшення глибин стрибку градієнта (див. рис. 1) від глибин залягання фундаменту (рис. 3). Це пов'язане із зануренням поверхні осадових порід нижнього карбону, в яких глибинні термальні води змішуються з водами зони латерального руху. За розміщенням у розрізі регіонально розвинених флюїдоупорів у нижньому карбоні виділяють

два рівні промислової нафтогазоносності: турнейсько-нижньовізейський і верхньовізейсько-серпуховський, які розділені регіональним флюїдоупором.

Таким чином, сучасна гідротермальна діяльність, що проявлена гідрогеологічною інверсією, появою пластів з АВПТ, наявністю свердловин з додатнім стрибком градієнта, відноситься до території, де густина на поверхні фундаменту перевищує 2,70 г/см<sup>3</sup>. Для території, де густина менша за це значення, крім висхідного руху термальних вод зафіксовано наявність і низхідного, що супроводжується від'ємним стрибком градієнта. Тут також не встановлені гідрогеологічна інверсія та підйом території.

**Висновки.** Побудовано схему розподілу глибин, при перетині яких змінюється геотермічний градієнт. Його стрибок виявлено на всіх без винятку родовищах Чернігівського та Лохвицького блоків ДДЗ, де є достатня кількість вимірів. На всіх родовищах також присутні свердловини, в яких стрибок градієнта не проявлений. Тільки в Лохвицькому блоці встановлено додатні зміни градієнта, спричинені впливом термальних гідрокарбонатно-натрових вод і зафіксовано появу пластів з АВПТ флюїдів. За межами території прояву АПВТ та виключно додатних стрибків геотермічного градієнта залишаються зони з різнонаправленими стрибками градієнта та зони розуцільнення, виділені за даними гравітаційного моделювання. Пошук причин цієї закономірності потребує подальшого аналізу із залучанням додаткової інформації.

### Список літератури

*Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины.* Подред. Ю.А. Арсиря. Киев: Мингео УССР, 1984, 190 с.

*Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность.* Под ред П.Ф. Шпака. Киев: Наук. думка, 1989, 204 с.

Лукин А.Е. Глубинная гидрогеологическая инверсия как глобальное синергетическое яв-

ление: теоретические и прикладные аспекты. Статья 2. Тектоно-геодинамические аспекты глубинной гидрогеологической инверсии. *Геол. журн.* 2005. № 1. С. 50—67.

Лукин А.Е. *Литогеодинимические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах.* Киев: Наук. думка, 1997, 224 с.

Лукин А.Е., Шестопалов В.М. Кольцевые тектономагматогенные структуры в зонах повы-

шенной геодинамической неустойчивости — первоочередные объекты поисков месторождений водорода. *Геофиз. журн.* 2021. Т. 43. № 4. С. 1—41. <https://doi.org/10.24028/gzh.v43i5.244038>.

Старостенко В.И., Русаков О.М., Пашкевич И.К., Кутас Р.И., Орлюк М.И., Купrienko П.Я., Макаренко И.Б., Максимчук П.Я., Козленко Ю.В., Козленко М.В., Легостаева О.В., Лебедь Т.В., Савченко А.С. *Тектоника и углеводородный потенциал кристаллического фундамента Днепровско-Донецкой впадины*. Киев: Галактика, 2015, 211 с.

Усенко А.П., Усенко О.В. Аналіз геотермічних параметрів нафтогазових родовищ центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. *Геофиз. журн.* 2020. Т. 42. № 3. С. 128—146. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v42i3.2020.204705>.

Усенко О.В., Усенко А.П. Прояви сучасної дегазації в тепловому потоці та глибинній будові (на прикладі Лохвицького блока Дніпровсько-Донецької западини). *Геофиз. журн.* 2022. Т. 44. № 5. С. 54—76. <https://doi.org/10.24028/gj.v44i5.272327>.

## Comprehensive analysis of the correlation between structural and material heterogeneities of different layers of the lithosphere of the Dnieper-Donetsk Basin

*O.V. Usenko, I.B. Makarenko, O.S. Savchenko, A.P. Usenko, 2025*

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

The calculations of thermal field parameters at oil and gas fields for the Chernihivskiy and Lokhvitskiy blocks of DDB allowed us to define geothermal gradient changes with depth. At all fields, there are wells with stable gradients of 19—21 °C/km, and ones with sharp changes. On the Chernihivskiy block territory, these changes are negative (the gradient decreases to 15—17 °C/km); between the Kherson—Smolensk tectonic suture to the Pereiaslav-Khmelnitskiy—Pryluky Fault, changes are both negative and positive, and to the southeast from it (at the Lokhvitskiy block) they are exclusively positive (increases of up to 35—55 °C/km). Here, the depth of the gradient jump corresponds with the depth of the hydrogeological inversion — the change of the highly mineralized chloride-calcium waters of the upper hydrodynamic layer to thermal, weakly mineralized hydrocarbonate-sodium waters of the lower layer. Also, within the Lokhvitskiy block, a connection has been established between the gradient jump depths and layering of strata with AHSP (Abnormally high stratum pressure). Its occurrence is a consequence of the gas accumulating in tectonically or lithologically shielded traps. The area of layers with AHSP distribution, where only an increase in the geothermal gradient was recorded, is limited by decompression zones, revealed by the gravity modeling data. Within its boundaries, the gradient change is either negative or changes in both directions. The reasons for this pattern need further analysis.

**Key words:** Dnieper-Donetsk Basin, heat flow, geothermal gradient, stratum pressure, density heterogeneity, low density zones.

### References

Arsiri, Yu.A. (Ed.). (1984). *Atlas of geological structure and oil-and-gas bearing of the Dnieper-Donets Depression*. Kiev: UkrSSR Ministry of Geology, UkrSGRI (in Russian).

Shpak, P.F. (Ed) (1989). *Geology and oil and gas potential of the Dnieper-Donets depression. Oil and gas potential*. Kyiv: Naukova Dumka, 204 p (in Russian).

- Lukin, A.E. (2005). Deep hydrogeological inversion as global synergistic phenomenon: theoretical and applied aspects. Art. 2. Tectonic and geodynamic aspects of deep hydrogeologic inversion. *Geologicheskii Zhurnal*, (1), 50—67 (in Russian).
- Lukin, A. E. (1997). *Lithogeodynamic factors of oil and gas accumulation in aulacogenic basins*. Kiev: Naukova Dumka, 223 p. (in Russian).
- Lukin, A.E., & Shestopalov, V.M. (2021). Tectono-magmatogenerating structures in zones of increased geodynamic instability as priority objects for exploration of hydrogen fields. *Geofizicheskii Zhurnal*, 43(4), 1—41. <https://doi.org/10.24028/gzh.v43i5.244038>(inRussian).
- Starostenko, V.I., Rusakov, O.M., Pashkevich, I.K., Kutas, R.I., Orlyuk, M.I., Kuprienko, P.Ya., Makarenko, I.B., Maksimchuk, P.Ya., Kozlenko, Yu.V., Kozlenko, M.V., Legostaeva, O.V., Lebed, T.V., & Savchenko, A.S. (2015). *Tectonics and hydrocarbon potential of the crystalline basement of the Dnieper-Donets depression*. Kiev: Galaktika, 211 p. (in Russian).
- Usenko, A.P., & Usenko, O.V. (2020). Analysis of geothermic parameters of oil-and gas deposits of the central part of the Dnieper-Donets depression. *Geofizicheskii Zhurnal*, 42(3), 128—146. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v42i3.2020.204705>.
- Usenko, O.V., & Usenko, A.P. (2022). The manifestations of modern degassing in the heat flow and deep structure (on the example of Lohvytsky block of Dnieper-Donetsk basin). *Geofizicheskii Zhurnal*, 44(5), 54—76. <https://doi.org/10.24028/gj.v44i5.272327>.