

Залежність геотермічного градієнта від розташування покладів вуглеводнів у Дніпровсько-Донецький западині

(Представлено академіком НАН України В. І. Старостенком)

При розрахунку теплового потоку на 39 родовищах північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини було відзначено та проаналізовано закономірності розподілу геотермічного градієнта. Досліджено залежності градієнта від тектонічної будови (розташування покладів вуглеводнів і розміщення розломів) та прояву гідрогеологічної інверсії. Наявність та розташування покладів вуглеводнів, вірогідно, пов'язані з припливом глибинного гідротермального розчину по проникних розломних зонах.

Визначення теплових характеристик (геотермічного градієнта, теплопровідності та теплового потоку) розпочато в минулому сторіччі [1]. Істотним доповненням стало використання вимірів температур, виконаних стандартними каротажними термометрами в процесі буріння виробничими організаціями [2]. В даному дослідженні використовуються виміри температур у свердловинах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), що виконані ДГП “Укргеофізика” впродовж 1970–1983 років при пошукових та розвідувальних роботах.

При розрахунку теплового потоку на 39 родовищах північно-західної частини ДДЗ було відзначено та проаналізовано закономірності розподілу геотермічного градієнта.

Мета дослідження — встановлення залежності геотермічного градієнта від тектонічної будови (розташування покладів вуглеводнів і розміщення розломів) та прояву гідрогеологічної інверсії.

Розрахунок геотермічного градієнта. Середній геотермічний градієнт отримано підсумовуванням градієнта кожного відрізка між точками вимірювання температур з врахуванням довжини інтервалу між замірами. Виявлення замірів, які не є спотвореними в процесі буріння, — одне з питань, що потребувало рішення. Проведено прив'язку глибини замірів до розташування стратиграфічних горизонтів. Для розрахунку градієнта відібрані значення температур, що не є залежними від геологічного розрізу [3].

Градієнт до першого заміру в свердловині розраховано від поверхні, температура якої прийнята за 8,0 °С, та визначено з урахуванням поправок глибинних температур за палеоклімат та перетоки поверхневих вод. При внесенні палеокліматичної поправки виправлялось кожне значення температури з урахуванням глибини заміру, при внесенні гідрогеологічної — стратиграфічного горизонту, в якому проводився замір. Палеокліматична поправка є значною на глибині 1300–1500 м, де температура становить до 3,4 °С, на глибині 2500 м — 2 °С, 3000 м — 1,65 °С, 4000 м — 1,1 °С. Таким чином, для більшості замірів вона є дуже незначною. Перетоки поверхневих вод істотно впливають на температури, що виміряні в кайнозойських і мезозойських шарах. Для замірів, проведених у крейдових породах, гідрогеологічна поправка дорівнює 2,7 °С, в юрських — 2,6 °С, тріасових — 2,4 °С, пермських — 2,0 °С. Вважалось, що на глибині розташування карбонових і тим більш девонських порід перетоки поверхневої води відсутні.

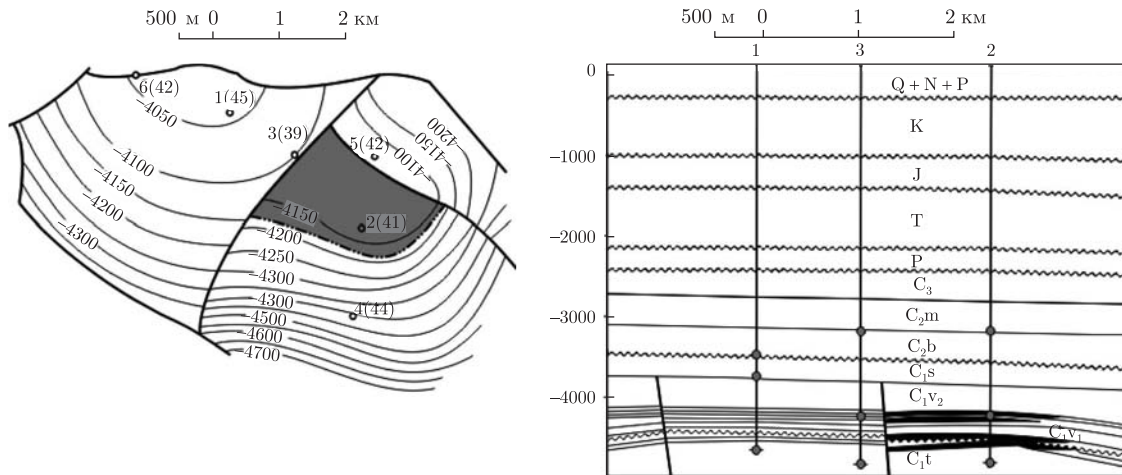


Рис. 1. **Ярмолінцівське родовище.** Схема розташування свердловин на продуктивному горизонті, де розраховані значення ТП (у дужках). Геологічний розріз, розміщення свердловин та точки, в яких виконано заміри [5]

Розподіл теплових характеристик на родовищах ДДЗ. Фіксується чіткий зв'язок між геотермічним градієнтом та розташуванням покладів вуглеводнів. Як приклад, можна навести розподіл на **Ярмолінцівському газоконденсатному родовищі**. Родовище розташоване в Роменському районі Сумської області в приосьовій західній частині ДДЗ і входить до складу Артюхівсько-Анастасівського валу. Структура по покрівлі продуктивного горизонту є частиною великої брахіантиклінали (рис. 1). Середній тепловий потік (ТП) 42 мВт/м^2 (табл. 1). Газоконденсатна суміш знайдена у відкладах турнейського ярусу (продуктивний горизонт Т-1, 4636–4693 м).

Таблиця 1. Розрахунок геотермічного градієнта та теплового потоку на Ярмолінцівському родовищі

| Номер свердловини | Глибина, м | Температура, °С | Теплопровідність, мВт/(м · °С) | Градієнт, °С/км | Тепловий потік, мВт/м ² |
|-------------------|------------|-----------------|--------------------------------|-----------------|------------------------------------|
| 1 | 3480 | 85 | 1,76 | 23 | 45 |
| | 4670 | 125,5 | | 34 | |
| 2 | 3640 | 85 | 1,76 | 22 | 41 |
| | 4840 | 120,5 | | 29 | |
| 3 | 3120 | 73 | 1,76 | 23 | 39 |
| | 4280 | 97 | | 20 | |
| 4 | 4760 | 111,5 | 1,76 | 30 | 44 |
| | 3030 | 70 | | 22 | |
| 5 | 3430 | 82 | 1,76 | 25 | 42 |
| | 4850 | 128,5 | | 32 | |
| 6 | 3160 | 69,5 | 1,76 | 20 | 42 |
| | 4710 | 118 | | 31 | |
| | 2930 | 68 | 1,76 | 24 | 42 |
| | 4650 | 118,5 | | 21 | |
| | | | | 29 | |
| | | | | 24 | |

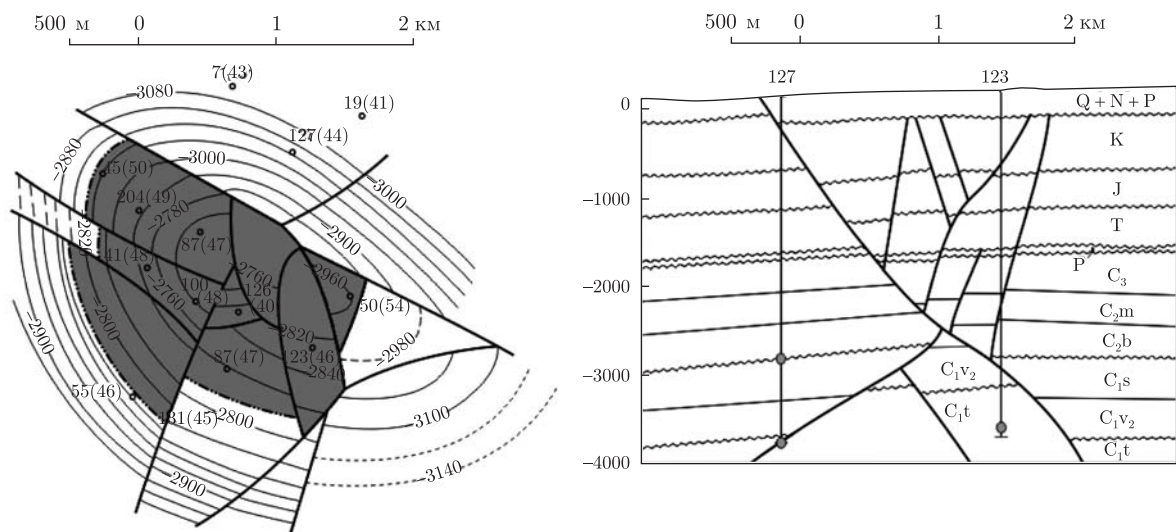


Рис. 2. Качанівське родовище. Схема розташування свердловин на продуктивному горизонті, де розраховані значення ТП (у дужках). Геологічний розріз, розміщення свердловин та точки, в яких виконано заміри [5]

Підвищення градієнта до $24\text{--}34\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$ відзначається в продуктивних нижньовізейських і турнейських шарах. Над покладом у серпухівських шарах та в середньому карбоні градієнт від поверхні типовий для ДДЗ — $20\text{--}23\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$. Розломи також простягаються до межі турнейського і візейського горизонтів.

Залежність градієнта від розподілу продуктивного пласта відзначалася і на інших родовищах північно-західної частини ДДЗ. Підвищення градієнта при перетині покрівлі покладів фіксується в усіх випадках. Після проходження шару градієнт може або залишатися високим, або зменшуватися. Особливо чітко ці залежності проявлені на Монастирищенському, Миколаївському, Коржівському, Сахалінському, Карайкозівському родовищах.

На північному сході досліджуваної території розломні зони відіграють все більшу роль як в тектонічній будові, так і у розподілі геотермічного градієнта. Їх перетин зазначений стрибками температури щодо середнього значення. Цей вплив добре простежується на Качанівському, Рибальському, Березівському родовищах.

Качанівське нафто-, газоконденсатне родовище розташоване в Охтирському районі Сумської області. У тектонічному відношенні воно знаходиться в центральній частині північної прибортової зони ДДЗ. По покрівлі продуктивного горизонту структура є брахіантиклінально північно-західного простягання з девонським соляним ядром (рис. 2). Вона утворює у склепінні грабен просідання, характерний для криптодіапірових структур. На цьому родовищі — 17 нафтогазоносних горизонтів, верхній нафтовий поклад знаходиться у тріасових пісковицях (1467–1470 м). Осадова товща від турнейського ярусу нижнього карбону до тріасу розбита сіткою розломів і насичена прошарками вуглеводнів.

Середній ТП у межах родовища становить $45\text{ мВТ}/\text{м}^2$, що на 3–5 одиниць перевищує ТП на інших родовищах (табл. 2). Температури в турнейських і візейських шарах підвищені, але залишаються високими на глибині залягання тріасових і юрських осадів. Градієнт вищий, ніж на інших родовищах — $27\text{--}28\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{км}$, що збігається з наявністю газоконденсатних та нафтових покладів не тільки в карбоні, а й в пермських і тріасових шарах.

Таблиця 2. Розрахунок геотермічного градієнта та теплового потоку на Качанівському родовищі

| Номер свердловини | Глибина, м | Температура, °С | Теплопровідність, мВт/(м · °С) | Градієнт, °С/км | Тепловий потік, мВт/м ² |
|-------------------|------------|-----------------|--------------------------------|-----------------|------------------------------------|
| 7 | 2000 | 54,5 | 1,75 | 25 | |
| | | | | 25 | 43 |
| 19 | 2000 | 52,5 | 1,75 | 24 | |
| | | | | 24 | 41 |
| 41 | 3100 | 91 | 1,75 | 27 | |
| | | | | 27 | 48 |
| 45 | 3300 | 101 | 1,75 | 29 | |
| | | | | 29 | 50 |
| 50 | 3600 | 118 | 1,75 | 31 | |
| | | | | 31 | 54 |
| 55 | 1000 | 29 | 1,75 | 27 | |
| | | | | 27 | 46 |
| 87 | 2000 | 59,6 | 1,73 | 27 | |
| | | | | 27 | 47 |
| 100 | 3600 | 105 | 1,75 | 27 | |
| | | | | 27 | 48 |
| 123 | 3660 | 103 | 1,75 | 26 | |
| | | | | 26 | 46 |
| 126 | 1100 | 23 | | 19 | |
| | 2730 | 63 | | 24 | |
| | 3750 | 87 | | 23 | |
| | 4980 | 118 | 1,75 | 25 | |
| | | | | 23 | 40 |
| 127 | 2870 | 79,5 | | 26 | |
| | 3780 | 101 | 1,75 | 23 | |
| | | | | 25 | 44 |
| 129 | 2710 | 68 | | 23 | |
| | 3670 | 99,5 | 1,75 | 32 | |
| | | | | 25 | 44 |
| 130 | 2900 | 79 | 1,75 | 25 | |
| | | | | 25 | 44 |
| 131 | 980 | 26,5 | | 25 | |
| | 2880 | 71,5 | | 23 | |
| | 3650 | 98 | 1,75 | 34 | |
| | | | | 26 | 45 |
| 163 | 1860 | 50,5 | 1,75 | 25 | |
| | | | | 25 | 44 |
| 175 | 2730 | 67 | 1,75 | 22 | |
| | | | | 22 | 39 |
| 202 | 940 | 29 | 1,75 | 28 | |
| | | | | 28 | 49 |
| 204 | 950 | 29 | | 28 | |
| | 2680 | 77,5 | 1,73 | 28 | |
| | | | | 28 | 49 |
| 210 | 1020 | 30,5 | | 27 | |
| | 3640 | 102,5 | 1,75 | 27 | |
| | | | | 27 | 47 |
| 212 | 3540 | 80 | 1,75 | 21 | |
| | | | | 21 | 36 |
| 235 | 990 | 28 | | 26 | |
| | 3990 | 94,5 | 1,75 | 22 | |
| | | | | 23 | 40 |
| 237 | 3350 | 77 | 1,75 | 21 | |
| | | | | 21 | 37 |

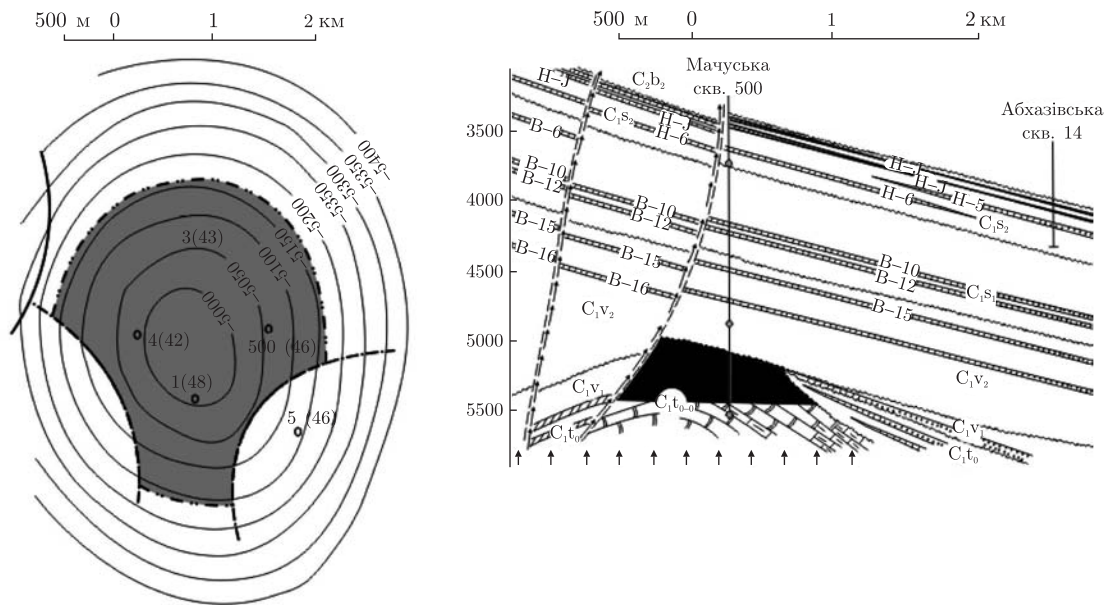


Рис. 3. **Мачуське родовище.** Схема розташування свердловин на продуктивному горизонті, де розраховані значення ТП (у дужках). Геологічний розріз, розміщення свердловин та точки, в яких виконано заміри [5]

Простежується зв'язок між розміщенням розломів, розташуванням покладів та підвищеним геотермічним градієнтом. Однією з причин існування такого зв'язку може бути підйом гідротермальних розчинів. Згідно з даними А. Ю. Лукіна, на родовищах Дніпровського басейну ДДЗ під розсолами хлорокальцієвого типу присутні високонапірні термальні гідрокарбонатно-натрієві води з низькою мінералізацією та високою газонасиченістю. В ході дослідження було виявлено ознаки надзвичайно швидкого вторгнення флюїдів (аномально високий пластовий тиск, інжекції опріснених термальних вод і парагазових струменів по незгідностях, різкі межі з розсолами) та процеси дегідратації. Температури флюїдів, що визначені за вмістом кремнезему, дорівнюють 180–220 °С. При гідрокарбонатно-натрієвому складі та невисокій (до 25 мг/л) мінералізації води спостерігаємо різко підвищений вміст двовалентного заліза (до 300 мг/л), бору (до 10 мг/л), кремнезему (до 0,2 мг/л), наявність глинозему. У складі залізисто-глиноподібного залишку різко підвищені концентрації бору, стронцію, барію, хрому, титану, ванадію, цинку, свинцю, лантану, ртуті тощо. В роботі [4] доведено, що поява нижнього гідрогеологічного поверху свідчить про підйом глибинних вод. На родовищах, де зареєстрована гідрогеологічна інверсія, розподіл геотермічного градієнта це також підтверджує.

До родовищ з визначеною гідрогеологічною інверсією належить **Мачуське газове**, що розташоване в Полтавському районі Полтавської області. В тектонічному відношенні воно знаходиться в південній приосьовій зоні ДДЗ у межах східної частини Гоголівсько-Абхазівської групи піднятих.

Газоносний пласт знайдено при бурінні параметричної свердловини 500 (рис. 3), у турнейській карбонатній товщі (продуктивний горизонт Т-1–2, 5190–5247 м). На глибині 5208 м у свердловині виявлено зону аномально високого пластового тиску — 94,9 МПа [5].

Середній ТП становить 45 мВт/м² (табл. 3). Гідрогеологічна інверсія зареєстрована на глибині 4,5–5,0 км. Невисокий середній градієнт (20 °С/км) простежується до перетину

Таблиця 3. Розрахунок геотермічного градієнта та теплового потоку на Мачуському родовищі

| Номер свердловини | Глибина, м | Температура, °С | Теплопровідність, мВт/(м · °С) | Градієнт, °С/км | Тепловий потік, мВт/м ² |
|-------------------|------------|-----------------|--------------------------------|-----------------|------------------------------------|
| 500 | 2110 | 46 | | 19 | |
| | 3720 | 75,5 | | 18 | |
| | 4900 | 102 | | 22 | |
| | 5510 | 149,5 | 1,81 | 78 | |
| 1 | | | | 26 | 46 |
| | 4210 | 93 | | 20 | |
| | 5750 | 160 | 1,81 | 43 | |
| 3 | | | | 26 | 48 |
| | 4300 | 111 | 1,78 | 24 | |
| 4 | | | | 24 | 43 |
| | 4200 | 106,5 | | 23 | |
| 5 | 5460 | 136 | 1,81 | 23 | |
| | | | | 23 | 42 |
| | 4300 | 93 | | 20 | |
| | 5500 | 135,5 | | 35 | |
| 5 | 5800 | 153 | | 58 | |
| | 5950 | 160 | 1,81 | 47 | |
| | | | | 26 | 46 |

нижньовізейських шарів на глибині 5 км, де залягають газonosні колектори. При перетині шарів градієнт різко підвищується до 43–78 °С/км та залишається високим після проходження шару.

Геотермічний градієнт розрахований для Руденківського, Солохівського і Яблунівського родовищ ДДЗ, на яких проявлена гідрогеологічна інверсія. Градієнт на цих родовищах також підвищується в середньому на 20 пунктів при перетині нафтогазonosних шарів.

Залежність розподілу геотермічного градієнта від розташування покладів вуглеводнів, вірогідно, пов'язана з підняттям глибинного гідротермального розчину по проникних розломних зонах.

Таким чином, встановлена залежність може бути використана при пошуках родовищ, оскільки заміри температур є обов'язковою складовою пошукових та розвідувальних робіт, а розрахунок градієнта можна проводити в польових умовах.

1. Кутас Р. И. Гордиенко В. В. Тепловое поле Украины. – Київ: Наук. думка, 1971. – 141 с.
2. Днепро-Донецкая впадина (геофизика, глубинные процессы) / Под ред. В. В. Гордиенко. – Киев: Корвин-пресс, 2006. – 144 с.
3. Атлас геологического строения и нефтегазосности Днепровско-Донецкой впадины / Ю. А. Арсирій, А. А. Билык, М. И. Бланк и др. – Киев: Мингео УССР, 1984. – 190 с.
4. Усенко А. П. Аналіз геотермічних параметрів на нафтогазових родовищах Дніпровсько-Донецької западини // Геодинаміка. – 2013. – № 2(15). – 347 с.
5. Лукін А. Е. Литолого-динамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. – Киев: Наук. думка, 1997. – 224 с.

А. П. Усенко

Зависимость геотермического градиента от расположения залежей углеводородов в Днепровско-Донецкой впадине

При расчете теплового потока на 39 месторождениях северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины были отмечены и проанализированы закономерности распределения геотермического градиента. Исследованы зависимости градиента от тектонического строения (расположения залежей углеводородов и размещения разломов) и проявления гидрогеологической инверсии. Наличие и расположение залежей углеводородов, вероятно, связаны с притоком глубинного гидротермального раствора по проницаемым разломным зонам.

A. P. Usenko

Dependence of the geothermal gradient on the position of hydrocarbon deposits in the Dnieper-Donets basin

During the calculation of the heat flow at 39 fields of the northwestern part of the Dnieper-Donets basin, the principles of geothermal gradient distribution are determined and analyzed. The gradient dependence on the tectonic structure (location of hydrocarbon deposits and placement of faults) and the display of a hydrogeological inversion are studied. The presence and the location of hydrocarbon deposits are likely related to the inflow of a deep hydrothermal solution via permeable fault zones.