

## АНАЛІЗ ГЕОТЕРМІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ НА НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

У роботі проведено порівняння залежності розподілу геотермічного градієнту від прояву гідрогеологічної інверсії й розташування покладів вуглеводнів. На прикладі Ярмолінцівського і Мачуського родовищ показано, що підвищення градієнту відбувається при перетині покрівлі покладу. Середній геотермічний градієнт над покладом складає 19-20°C/км в обох випадках. При проходженні покладу зростає до 30°C/км, там, де гідрогеологічна інверсія не є зареєстрованою (Ярмолінцівське газоконденсатне родовище) і до 40 – 70°C/км, на об'єктах, де гідрогеологічна інверсія є присутня (Мачуське газове родовище).

**Ключові слова:** поклади вуглеводнів; Дніпровсько-Донецька западина; геотермічний градієнт; гідрогеологічна інверсія.

### *Вступ*

Визначення теплових характеристик (геотермічного градієнту, теплопровідності та визначення теплового потоку) розпочато в минулому сторіччі [Кутас, Гордиенко, 1971]. Суттєвим доповненням стало використання результатів вимірів температур, виконаних в процесі буріння виробничими організаціями стандартними каротажними термометрами [Гордиенко, Гордиенко и др., 2006]. В даному дослідженні використані виміри температур в свердловинах Дніпровсько-Донецької западини, що виконані ДГП “Укргеофізика” протягом 1970-1983 років саме при пошукових та розвідувальних роботах.

Мета дослідження – визначення зв'язку залягання покладів вуглеводнів із зміною геотермічного градієнту та гідрогеологічних параметрів (проявом гідрогеологічної інверсії (ГІ)). Для реалізації мети вирішуються задачі:

1. вивчення розподілу температур, зміни геотермічного градієнту з глибиною на родовищах;
2. зіставлення геотермічного градієнту на родовищах, де встановлена гідрогеологічна інверсія та на тих, де вона відсутня.

Аналіз характеру залежності градієнту від наявності інжекції глибинних вод може виявити причинно-наслідкові зв'язки між ними, що є важливим в розробці як теоретичних уявлень, так і для використання в практиці пошуків родовищ.

### *Розрахунок геотермічного градієнту та теплового потоку*

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

Градієнт до першого заміру в свердловині розраховано від поверхні, температура якої прийнята за 8,0°C. Глибинний ТП визначався з врахуванням поправок глибинних температур за

палеоклімат та перетоки поверхневих вод. Виправлялось кожне значення температури з врахуванням глибини заміру (при внесенні палеокліматичної поправки) та стратиграфічного горизонту, в якому проводився замір (при внесенні гідрогеологічної). Палеокліматична поправка є значною на глибині 1300-1500 м, де складає до 3,4 °С, на глибині 2500 м становить 2 °С, 3000 м – 1,65 °С, 4000 м – 1,1 °С. Таким чином, для більшості замірів вона є дуже незначною. Те ж саме стосується і гідрогеологічної поправки. Перетоки поверхневих вод суттєво впливають на температури, виміряні в кайнозойських та мезозойських шарах. Для замірів, проведених в крейдових породах, поправка складає 2,7 °С, в юрських – 2,6 °С, тріасових – 2,4 °С, пермських – 2,0 °С. Вважалося що на глибині розташування карбонових і, тим більше, девонських порід, перетоки поверхневої води відсутні.

### *Розподіл геотермічного градієнту*

На Ярмолінцівському газоконденсатному родовищі фіксується чіткий зв'язок розподілу температур з глибиною і горизонтальними межами шарів (табл. 1, рис. 1, 2).

Над покладом – у серпухівських шарах, середньому карбоні, градієнт від поверхні звичайний для ДДЗ – 20-23 °С/км. Відзначається підвищення градієнту у продуктивних нижньовізейських і турейських шарах до 24-34 °С/км.

Автором було визначено геотермічні градієнти на 35 родовищах північно-західної частини ДДЗ. На всіх, без виключення, родовищах простежується встановлена залежність. Підвищення градієнту при перетині покрівлі покладів відзначається у всіх випадках. Після проходження шару градієнт може або залишатися високим, або падати, у залежності від кожного окремого випадку.

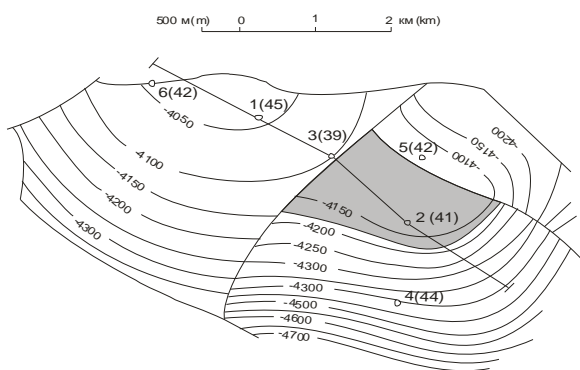
До родовищ з визначеною гідрогеологічною інверсією належить **Мачуське газове родовище**.

Невисокий середній градієнт (20 °С/км) спостерігається до перетину нижньовізейських шарів на глибині 5 км, де залягають газоносні колектори. При перетині градієнт різко підвищується до 43-78 °С/км і залишається високим після проходження шару (табл. 2, рис. 3, 4).

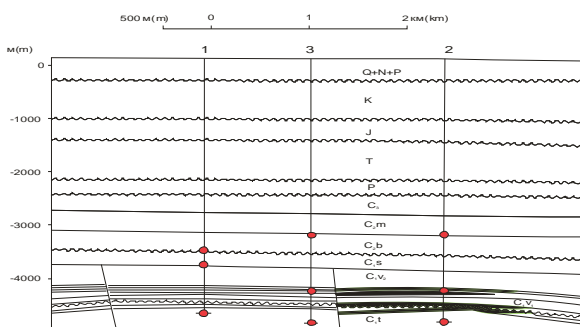
Таблиця 1

**Розрахунок теплових характеристик на Ярмолінцівському газоконденсатному родовищі**

№ свердловини	Глибина (м)	Температура (°C)	Теплопровідність (мВт/м·°C)	Гradient (°C/км)	Тепловий потік (мВт/м <sup>2</sup> )
1	3480	85		23	
	4670	125,5	1,76	34	
				25	45
2	3640	85		22	
	4840	120,5	1,76	29	
				23	41
3	3120	73		21	
	4280	97		20	
	4760	111,5	1,76	30	
			22	39	
4	3030	70		21	
	3430	82		30	
	4850	128,5	1,76	32	
			25	44	
5	3160	69,5		20	
	4710	118	1,76	31	
					42
6	2930	68		21	
	4650	118,5	1,76	29	
				24	42

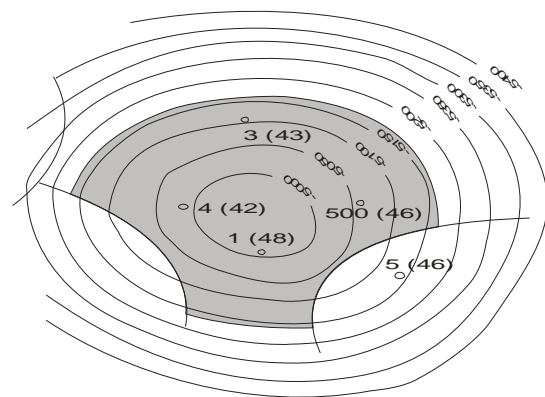


**Рис. 1.** Ярмолінцівське газоконденсатне родовище. Схема розташування свердловин, в яких розраховані значення ТП (в дужках)

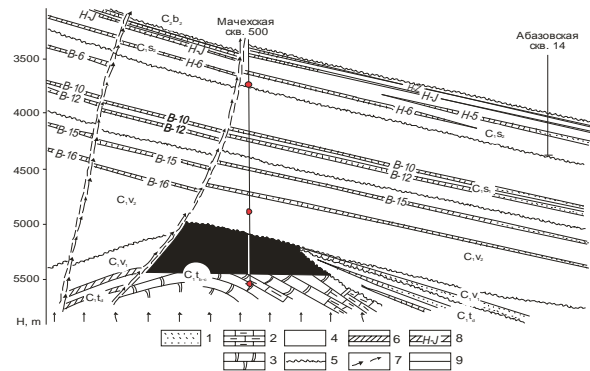


**Рис. 2.** Геологічний розріз, розміщення свердловин, та точки, в яких виконано заміри на Ярмолінцівському газоконденсатному родовищі

500 м (m) 0 1 2 км (km)



**Рис. 3.** Мачуське газоконденсатне родовище. Схема розташування свердловин, в яких розраховані значення ТП (в дужках)



**Рис. 4.** Геологічний розріз, розміщення свердловин, та точки, в яких виконано заміри на Мачуському газоконденсатному родовищі

Таблиця 2

**Розрахунок теплових характеристик на Мачуському газовому родовищі**

№ свердловини	Глибина (м)	Температура (°C)	Теплопровідність (мВт/м·°C)	Gradient (°C/км)	Тепловий потік (мВт/м <sup>2</sup> )
500	2110	46	2,5	19	
	3720	75,5	1,4	18	
	4900	102	0,9	22	
	5510	149,5	0,8	78	
				26	46
1	4210	93	1,2	20	
	5750	160	0,8	43	
				26	48
3	4300	111	1,1	24	
				24	43
4	4200	106,5	0,9	23	
	5460	136	0,8	23	
				23	42
5	4300	93	0,8	20	
	5500	135,5	0,8	35	
	5800	153	0,8	58	
	5950	160	0,8	47	
				26	46

Гідрогеологічна інверсія зареєстрована на глибині 4,5-5 км. Згідно з даними А.Ю. Лукіна, на родовищах Дніпровського басейну ДДЗ під розсолами хлоркальцієвого типу виявлено високонапірні термальні гідрокарбонатно-натрієві води з низькою мінералізацією та високою газонасиченістю. За його думкою, поява нижнього гідрогеологічного поперу свідчить про підйом глибинних вод (Лукин, 1997).

Також було розраховано геотермічний градієнт ще для 3-х родовищ ДДЗ (Руденківське, Солохівське і Яблунівське) на яких проявлена ГІ. Ці родовища так само показали підвищення градієнту в середньому на 20 пунктів при перетині нафтогазоносних шарів. Вірогідно, сильні стрибки температури є пов'язаними з підйомом розігрітої речовини та сучасною активізацією в Дніпровському басейні ДДЗ.

#### *Розподіл теплового потоку*

Глибинний тепловий потік розраховується як добуток середнього геотермічного градієнту в свердловині та теплопровідності порід, які вона перетинає. Оскільки глибина свердловин не перевищує 5950 м, а в середньому, складає 5 км, а потужність продуктивних пластів, де фіксується підвищення градієнту, складає приблизно 500-700 м, то навіть значні підвищення градієнту, майже не відбиваються на його значенні.

Коливання теплового потоку на Ярмолінцівському складає від 40 мВт/м<sup>2</sup> до 45 мВт/м<sup>2</sup>, та децю вище від 42 до 48 мВт/м<sup>2</sup> на Мачуському. Різниця 2-3 мВт/м<sup>2</sup> значно нижча від відносної похибки вимірів (10 %). Тому виявлена закономірність не проявлена в розподілі теплового потоку.

#### *Висновки*

1. Підвищення градієнту при проходженні продуктивних пластів фіксується у всіх випадках.

2. На родовищах, де встановлена гідрогеологічна інверсія, яка свідчить про притік глибинних розчинів, підвищення градієнту є значно (в 2-3-рази) вищим, ніж на родовищах, де вона не зафіксована.

3. Можна зробити попередній висновок, що в Дніпровському басейні ДДЗ присутній підйом термальних вод.

#### *Література*

- Гордиенко В.В., Гордиенко И.В., Завгородняя О.В. и др. Днепровско-Донецкая впадина (геофизика, глубинные процессы) / К.: Корвин-пресс, 2006. – 144 с.
- Кутас Р.И. Гордиенко В.В. Тепловое поле Украины. – К.: Наук.думка. – 1971. – 141 с.
- Лукин А.Е. Литолого-динамические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. – К.: Наук.думка. – 1997. – 224 с.

### **АНАЛИЗ ГЕОТЕРМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ**

**А.П. Усенко**

В работе проведено сравнение зависимости распределения геотермического градиента от гидрогеологической инверсии и размещения залежей углеводородов. На примере Ярмолинцевского и Мачуського месторождений показано, что повышение градиента происходит при пересечении кровли залежи. Средний геотермический градиент над залежью составляет 19-20 °С/км в обоих случаях. При прохождении залежи возрастает до 30 °С/км, там, где гидрогеологическая инверсия не зарегистрирована (Ярмолинцевское газоконденсатное месторождение) и до 40-70 °С/км, на объектах, где гидрогеологическая инверсия присутствует (Мачусьское газовое месторождение).

**Ключевые слова:** залежи углеводородов; Днепровско-Донецкая впадина; геотермический градиент; гидрогеологическая инверсия.

### **ANALYSIS OF GEOTHERMAL PARAMETERS AT THE OIL AND GAS FIELDS IN DNIEPER-DONETS BASIN**

**A.P. Usenko**

The current work performs the comparison of distribution of geothermal gradient depending on the display of hydrogeological inversion and location of hydrocarbon deposits. On the example of Yarmolintsivske and Machuske fields is shown that the increase of the gradient takes place at the intersection of the roof of the deposit. The average geothermal gradient over deposit is set to 19-20 °C/km in both cases. With the passage of deposit it increases to 30°C/km, where the hydrogeological inversion is not registered (Yarmolintsivske gas condensate field) and 40 - 70 °C / km at the deposit where hydrogeological inversion is present (Machuske gas field).

**Key words:** deposits of hydrocarbons; the Dnieper-Donetsk basin; geothermal gradient; hydrogeological inversion.