

<https://doi.org/10.15407/dopovidi2019.07.044>  
УДК 550.361

**А.П. Усенко**

Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України, Київ  
E-mail: usenkoap@ukr.net

## **Розподіл теплових характеристик у північно-західній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини**

*Представлено академіком НАН України В.І. Старостенком*

*Проаналізовано закономірності розподілу геотермічного градієнта та теплового потоку на родовищах північно-західній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини. Проведено порівняння розподілу геотермічних параметрів на газових та нафтових родовищах. Досліджено залежність градієнта від тектонічної будови (глибини розташування покладів вуглеводнів та розміщення розломів) і глибини прояву гідрогеологічної інверсії. Підвищення градієнта спостерігається на глибині розташування родовищ та може бути пов'язане з притоком глибинного гідротермального розчину по проникних розломних зонах.*

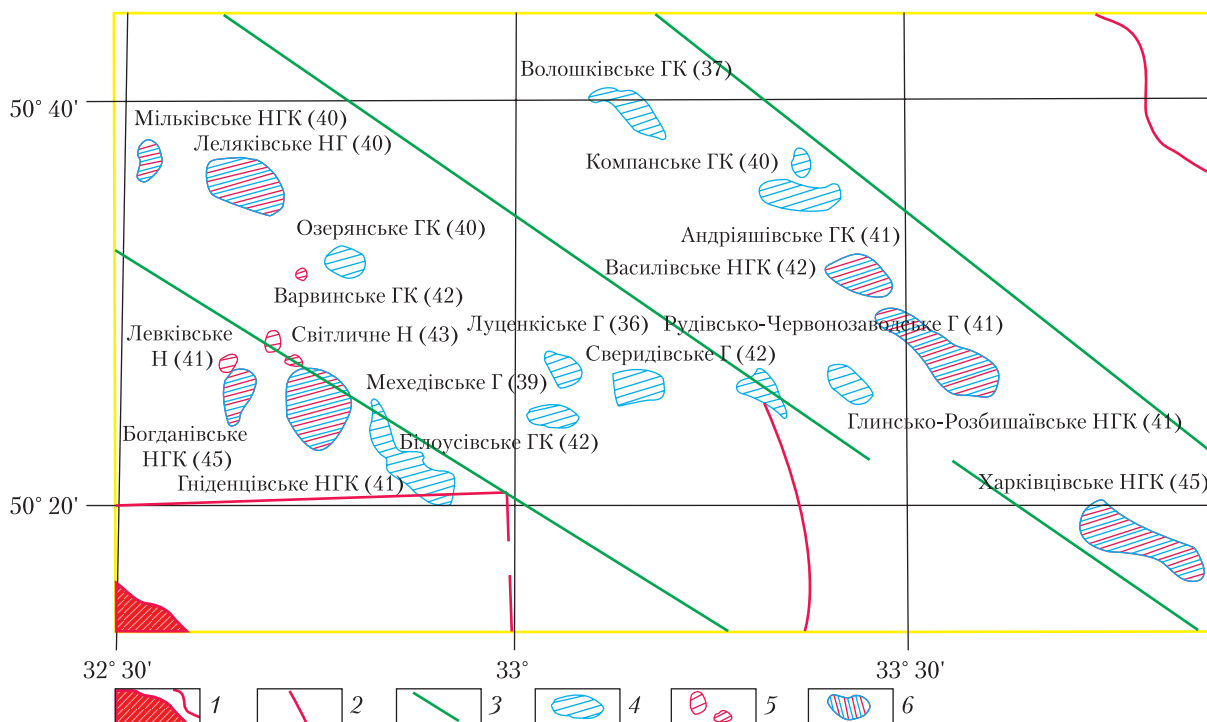
**Ключові слова:** *Дніпровсько-Донецька западина, геотермічний градієнт, тепловий потік, гідрогеологічна інверсія.*

З метою всебічного дослідження теплових характеристик (геотермічного градієнта, теплопровідності та теплового потоку (ТП)) Дніпровсько-Донецької западини (див. [1, 2 та ін.]) у роботі виконано розрахунок геотермічного градієнта та ТП на 19 родовищах Лохвицького блока (рис. 1). Використано виміри температур, виконані в процесі буріння виробничою організацією ДГП “Укргеофізика” протягом 1970–1983 років під час пошукових та розвідувальних робіт. Заміри в свердловинах проводилися стандартними каротажними термометрами.

Середній геотермічний градієнт отримано підсумовуванням градієнта кожного відрізка між точками вимірювання температур з врахуванням довжини інтервалу між замірами. Градієнт до першого заміру в свердловині розраховано від поверхні, температура якої прийнята 8,0 °С. Введено поправку глибинних температур за палеоклімат. Також вважалось, що на глибині розташування карбонових і девонських порід перетоки поверхневої води відсутні. Значення теплопровідності стратиграфічних горизонтів наведено за даними Р.І. Кутаса [3]. Для кожної свердловини розраховано середню теплопровідність та ТП.

Мета роботи — дослідити зв'язок підвищення градієнта з тектонічною будовою родовищ і розташуванням покладів вуглеводнів та встановити вірогідні причини збільшення температури.

© А.П. Усенко, 2019



**Рис. 1.** Карта теплового потоку на родовищах північно-західній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини. 1 – межа борту; 2, 3 – тектонічні розломи; 4 – газові родовища; 5 – нафтові родовища; 6 – нафтогазові родовища

На більшості родовищ до певної глибини градієнт є середнім для ДДЗ 19–23 °С/км, натомість на глибинах 3500–5600 м у частині свердловин спостерігається його різке підвищення до 35–54 °С/км, а в деяких випадках до 73 °С/км (табл. 1). Стрибок градієнта пов'язаний з перетином межі розташування візейського та турнейського ярусів нижнього карбону. У більшості випадків високі значення градієнта зберігаються в породах девону. Лише в декількох свердловинах Лесяківського (№ 202), Кампанського (№ 3), Світличного (№ 2, 3, 4) та Білоусівського (№ 2, 8) родовищ фіксується обернена залежність – зменшення до 13–17 °С/км.

Оскільки потужність відрізка, на якому градієнт є середнім, перевищує 4000 м, ці особливості мало впливають на середні значення ТП. На більшості родовищ ТП має дві моди розподілу. Там, де свердловина перетинає значну потужність порід турнейського чи візейського ярусів карбону та девону, ТП становить 42–45 мВт/м<sup>2</sup>. Там, де заміри проводилися вище, ТП не перевищує 35–39 мВт/м<sup>2</sup>.

Як приклад можна розглянути *Лесяківське нафтогазове родовище*, що розташоване у Варвинському районі Чернігівської області. Воно знаходиться в північно-західній частині приосьової зони ДДЗ. У пермських утвореннях структура є асиметричною брахіантиклінально північно-західного простягання з пологим південно-західним (до 2°) і крутішим північно-східним (до 4°) крилами, розміром 12,4 × 8,0 км (по ізогіпсі – 1760 м, амплітудою до 100 м).

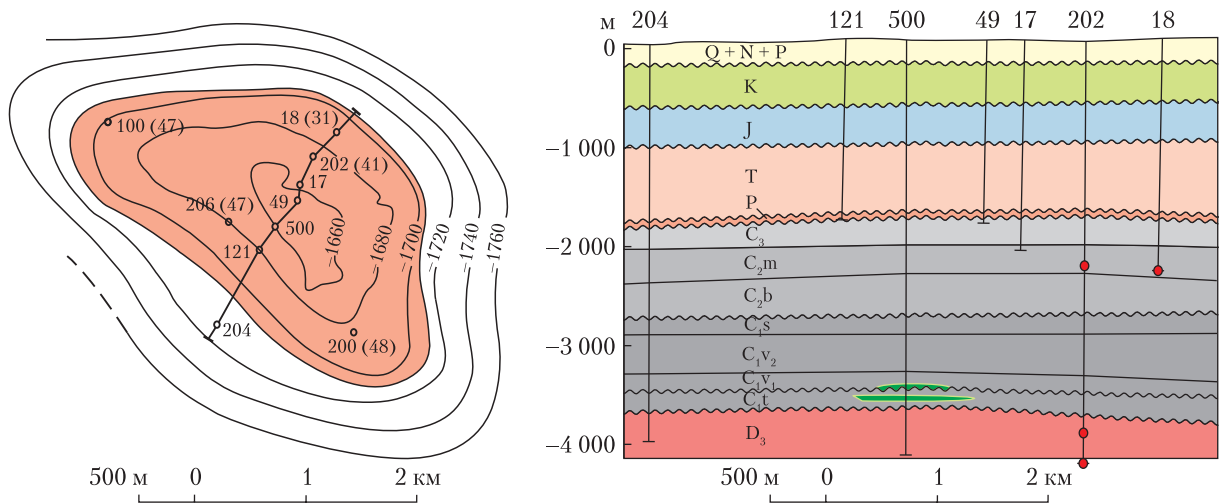
Перший фонтанний приплив нафти дебітом 58,3 т/добу отримано у свердловині 2 з пермських відкладів (глибини 1875–1884 м). Під час випробування свердловини 500 отри-

Таблиця 1. Значення теплових характеристик на родовищах північно-західної частини приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини

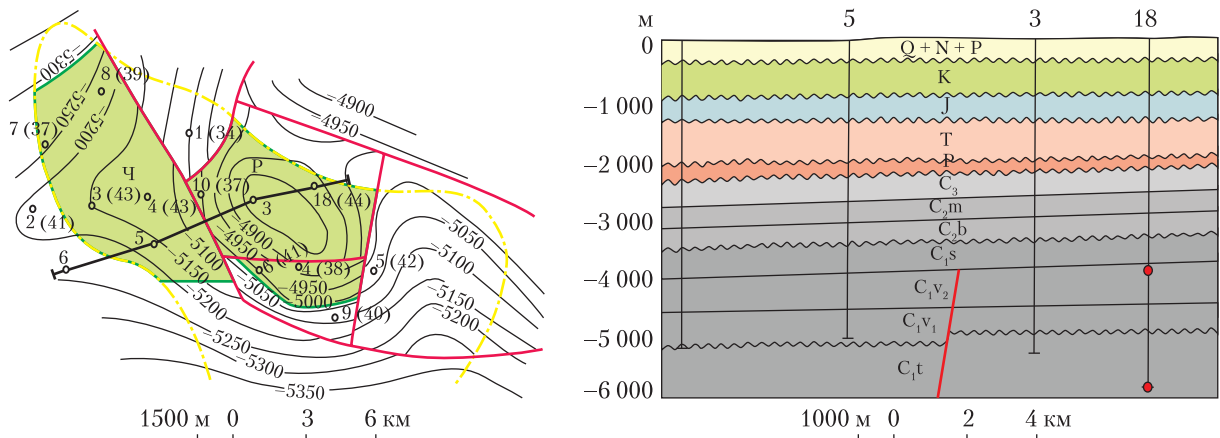
Номер свердловини	Температура, °С	Глибина, м	Теплопровідність, мВт/(м <sup>2</sup> · °С)	Гradient, °С/км	ТП, мВт/м <sup>2</sup>	Номер свердловини	Температура, °С	Глибина, м	Теплопровідність, мВт/(м <sup>2</sup> · °С)	Гradient, °С/км	ТП, мВт/м <sup>2</sup>
<i>Волошковське</i>						6	133,5	5400	1,87	23	44
7	103,5	4950	1,81	19	35	7	117	5460	1,88	20	38
314	71,5	2920	1,76	22	39	11	133	5600	1,89	23	43
<i>Мільківське</i>						<i>Озерянське</i>					
6	99	3530	1,78	26	47	2	81,5	3190	1,78	24	42
7	82	3440	1,77	22	39	3	71,5	3090	1,78	21	37
13	72,5	3340	1,76	20	35	4	91	3820	1,79	22	40
56	51	1970	1,68	23	39	5	105	4480	1,81	22	40
<i>Лесяківське</i>						6	107	4770	1,86	21	39
3	51	2220	1,72	21	36	7	107,5	4700	1,83	21	39
5	48,5	1920	1,70	23	38	8	119	4660	1,82	25	45
6	42	1820	1,69	20	34	10	111,5	4600	1,83	23	42
7	133	5600	2,02	22	45	<i>Василівське</i>					
12	54,5	2230	1,72	22	38	11	128	5150	1,80	23	42
16	48,5	1940	1,70	22	38	12	137	5150	1,80	25	45
18	45,5	2240	1,72	18	31	13	84	3590	1,76	22	38
75	51,5	1910	1,70	24	41	15	134	5360	1,81	24	43
95	47	1930	1,70	22	37	<i>Варвинське</i>					
100	125	4870	1,95	24	47	1	117	4600	1,90	24	45
200	109	3920	1,84	26	48	2	108	4400	1,85	23	43
201	106,5	4210	1,88	21	40	3	101	4300	1,80	22	39
202	98,5	4190	1,88	22	41	<i>Світличне</i>					
206	103,5	4200	1,88	25	47	1	118	4490	1,85	25	46
<i>Кампанське</i>						2	96	4090	1,86	22	41
1	118	4980	1,82	22	41	3	109	4240	1,89	24	46
2	93	4120	1,80	21	38	4	92	4250	1,87	20	37
3	124	5560	1,83	21	38	5	102	4150	1,86	23	43
4	124	5100	1,82	23	42	<i>Глинсько-Розбишайівське</i>					
50	111	4850	1,82	21	39	103	98,5	3520	1,81	26	47
<i>Андріяшівське</i>						<i>Левківське</i>					
4	119	4900	1,82	23	42	1	44	1970	1,78	19	34
5	115	4890	1,82	22	40	2	84	2990	1,82	26	47

Продовження таблиці 1.

Номер свердловини	Температура, °С	Глибина, м	Теплопровідність, мВт/(м <sup>2</sup> ·°С)	Гradient, °С/км	ТП, мВт/м <sup>2</sup>	Номер свердловини	Температура, °С	Глибина, м	Теплопровідність, мВт/(м <sup>2</sup> ·°С)	Гradient, °С/км	ТП, мВт/м <sup>2</sup>
<i>Богданівське</i>						<i>Червонозаводське</i>					
5	72	2470	1,71	26	45	2	128,5	5430	1,82	22	41
<i>Гіденцівське</i>						3	138,5	5550	1,82	24	43
1	87	3390	1,77	24	42	4	136	5520	1,82	24	43
2	72	2500	1,73	26	45	7	82	3650	1,78	21	37
63	56	2000	1,69	25	43	8	86,5	3650	1,78	22	39
101	92	3000	1,75	29	50	9	134	5590	1,82	23	41
102	74	2500	1,73	27	47	100	110	3810	1,79	27	48
107	63	3000	1,75	19	33	<i>Мехедівське</i>					
174	50	1830	1,67	24	41	4	126	5270	1,81	23	41
175	45	1810	1,67	22	37	5	120,5	5280	1,81	21	39
177	46	1820	1,67	22	37	7	120	5330	1,81	21	38
180	47	1860	1,67	22	38	<i>Білоусівське</i>					
<i>Луценківське</i>						2	99	4740	1,85	19	36
4	133,5	5870	1,80	22	39	3	116	4440	1,81	21	39
6	80	3880	1,77	19	33	7	108	4140	1,85	27	49
<i>Свирідівське</i>						8	130	5520	1,85	22	42
1	115	4320	1,78	25	45	9	119	4450	1,84	25	46
2	23	42	42	23	42	10	118,5	4900	1,90	23	43
3	151	5950	1,81	24	44	11	87,5	3320	1,79	24	43
8	91	4100	1,77	21	36	12	103	4450	1,82	21	39
10	141,5	5470	1,80	25	44	13	116,5	4450	1,82	24	44
12	93,5	4020	1,77	24	42	16	115,5	4450	1,82	24	44
<i>Рудівське</i>						17	118	4450	1,82	25	45
1	81	3870	1,79	19	34	19	98,5	4900	1,85	18	34
4	115	5200	1,82	21	38	20	111,5	4450	1,85	25	46
5	127,5	5250	1,82	23	42	26	125,5	4900	1,83	18	34
6	126	5250	1,82	23	41	<i>Харківцевське</i>					
9	129	5500	1,82	22	40	15	129,5	5290	1,82	23	42
10	86,5	3820	1,79	21	37	16	142,5	5750	1,83	25	45
18	149,5	5920	1,83	24	44	22	141	5140	1,82	26	48
111	113	5210	1,82	20	37						



**Рис. 2.** Ле́ляківське родовище. Схема глибин залягання продуктивного горизонту та розташування свердловин, у яких розраховані значення теплового потоку (в дужках). Геологічний розріз, розміщення свердловин та точки, в яких виконано заміри [4]



**Рис. 3.** Рудівсько-Червонозаводське родовище. Схема глибин залягання продуктивного горизонту та розташування свердловин, у яких розраховані значення теплового потоку (в дужках). Геологічний розріз, розміщення свердловин та точки, в яких виконано заміри [4]

мано приплив газу дебітом 98 тис. м<sup>3</sup>/добу з інтервалу 3670–3674 м (нижньовізейський під'ярус) і 3720–3726 м (турнейський ярус). Поклади нафти пов'язані зі склепіннями, масивно-пластовими і пластовими пастками, а газові скупчення горизонтів візе та тріасу в склепінні пластові і літологічно обмежені (рис. 2).

Середній градієнт коливається в межах 18–22 °С/км (табл. 2). Підвищення геотермічного градієнта відмічається в свердловинах № 11 (28 °С/км), № 100 (39 °С/км), № 200 (48 °С/км) на глибинах розташування девонських порід. Натомість в свердловині № 202 спостерігається зниження градієнта на цих глибинах. Згідно з розрахунками, в цих свердловинах підвищені значення ТП – 45–48 мВт/м<sup>2</sup>, тоді як у свердловинах, де заміри температур проведено в верхньому та середньому карбоні, значення ТП становлять у більшості випадків 34–38 мВт/м<sup>2</sup>.

**Таблиця 2. Розрахунок геотермічного градієнта та теплового потоку на Лесяківському нафтогазовому родовищі**

Номер свердловини	Температура, °С	Глибина, м	Теплопровідність, мВт/(м <sup>2</sup> ·°С)	Градієнт, °С/км	ТП, мВт/м <sup>2</sup>
3	31,5	1830	1,78	15	26
				15	
4	28	1300	1,80	18	37
	51	2220		24	
				21	
5	48,5	1920	1,78	23	40
				23	
6	42	1820	1,78	20	36
				20	
7	117	5460	2,17	20	44
				20	
11	52	2080	2,18	22	49
	95	4240		19	
	133	5600		28	
				22	
12	54,5	2230	1,80	22	40
				22	
16	48,5	1940	1,79	22	40
				22	
18	45,5	2240	1,80	18	32
				18	
75	51,5	1910	1,78	24	44
				24	
95	47	1930	1,78	22	39
				22	
100	53,5	2510	2,08	19	51
	79	3700		21	
	125	4870		39	
200	58	2200	1,92	24	50
	73	3180		14	
	109	3920		48	
				26	
201	35,5	2140	1,97	14	47
	106,5	4210		34	
				24	
202	58	2130	1,98	25	43
	93,5	3910		19	
	98,5	4190		17	
206	103,5	4200	1,98	22	49
				25	

**Таблиця 3. Розрахунок геотермічного градієнта та теплового потоку на Рудівсько-Червонозаводському газовому родовищі**

Номер свердловини	Температура, °С	Глибина, м	Теплопровідність, мВт/(м <sup>2</sup> ·°С)	Градієнт, °С/км	ТП, мВт/м <sup>2</sup>
<i>Рудівське</i>					
1	81	3870	1,79	19	34
				19	
4	88	3710	1,82	22	38
	115	5200		18	
				21	
5	127,5	5250	1,82	23	42
				23	
6	92	3880	1,82	22	41
	126	5250		24	
				23	
				23	
9	86,5	3730	1,82	21	40
	129	5500		24	
				22	
10	86,5	3820	1,79	21	37
				21	
18	90,5	3780	1,83	22	44
	149,5	5920		27	
				24	
111	113	5210	1,82	20	37
				20	
<i>Червонозаводське</i>					
2	85	4360	1,82	18	41
	128,5	5430		41	
3	93	4140	1,82	21	43
	138,5	5550		32	
				24	
4	94,5	4020	1,82	22	43
	130,5	5360		26	
	136	5520		34	
7	82	3650	1,78	24	37
				21	
8	86,5	3650	1,78	21	39
				22	
9	94	3920	1,82	22	41
	134	5590		24	
				23	
100	110	3810	1,79	27	48
				27	

Інший тип розподілу зафіксований на *Рудівсько-Червонозаводському* родовищі (табл. 3, рис. 3). Родовище розташоване у Лохвицькому районі Полтавської області. У тектонічному відношенні воно знаходиться у північно-західній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини в межах Свиридівської сідловини, що розділяє Срібнянську та Жданівську депресії. Свердловиною 371 на Рудівській ділянці встановлено промислову газонасність верхньовізейського продуктивного горизонту з інтервалу 4698–4707 м, де отримано приплив газоконденсатної суміші дебітом 86 тис. м<sup>3</sup>/добу. У межах Червонозаводської ділянки поклади відкриті пошуковою свердловиною 2. У результаті випробування візейського горизонту (5443–5466 м) визначено приплив газу дебітом 59 тис. м<sup>3</sup>/добу.

Основні поклади родовища пов'язані з відкладами нижньої частини верхньовізейського під'ярусу карбону, колектори якого надзвичайно неоднорідні як по площі, так і в розрізі. Поклади пластові тектонічно екрановані та літологічно обмежені, деякі з них у пластовому склепінні.

Середній градієнт становить 19–23 °С/км. На *Рудівській* частині родовища градієнт підвищується тільки в свердловині № 18 (27 °С/км), натомість на *Червонозаводській* частині родовища стрибки відмічаються у чотирьох випадках на глибині розташування нижньовізейських та турнейських порід у свердловинах № 2 (41 °С/км), № 3 (32 °С/км), № 4 (34 °С/км), № 100 (27 °С/км). У цьому випадку підвищення градієнта спостерігаються в породах карбону, на глибинах 3810–5920 м.

Описи свідчать, що підвищення градієнта у більшості випадків спостерігається нижче глибини залягання візейських порід нижнього карбону і, таким чином, має літологічний контроль. З іншого боку, кривля порід візейського ярусу в багатьох випадках обмежує вертикальні розломи, що можуть бути шляхами міграції розчинів. Такий висновок підтверджується наявністю гідрогеологічної інверсії на Леляківському родовищі [5, 6]. Під розсолами хлоркальцієвого типу знаходяться високонапірні термальні гідрокарбонатно-натрієві води. Можна допустити, що глибинні розчини, які насичені вуглеводнями та мають більшу температуру, розтікаються в породах турнейського-візейського ярусів нижнього карбону. За наявності тектонічних і літологічних умов частина вуглеводнів затримується та утворюються родовища.

#### ЦИТОВАНА ЛІТЕРАТУРА

1. Усенко А.П. Залежність геотермічного градієнта від розташування покладів вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині. *Допов. Нац. акад. наук Укр.* 2014. № 12. С. 106–112. <https://doi.org/10.15407/dopovidi2014.12.106>
2. Усенко А., Усенко О. Анализ геотермических параметров на северо-западной части ДДВ. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2018. 141 с.
3. Тектоника и углеводородный потенциал кристаллического фундамента Днепровско-Донецкой впадины: Старостенко В.И., Русаков О.М. (ред.). Киев: Галактика, 2015. 211 с.
4. Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины: Арсирый Ю.А., Билык А.А., Бланк М.И. и др. (ред.). Киев: Мингео УССР, 1984. 190 с.
5. Лукин А.Е. Литолого-динамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. Киев: Наук. думка, 1997. 224 с.
6. Шестопалов В.М., Лукин А.Е., Згонник В.А., Макаренко А.Н., Ларин Н.В., Богуславский А.С. Очерки дегазации Земли. Киев: Итек сервис, 2018. 632 с.

Надійшло до редакції 29.05.2019

## REFERENCES

1. Usenko, A. P. (2014). Dependence of the geothermal gradient on the position of hydrocarbon deposits in the Dnieper-Donets basin. *Dopov. Nac. Akad. Nauk Ukr.*, No. 12, pp. 106-112 (in Ukrainian). <https://doi.org/10.15407/dopovidi2014.12.106>
2. Usenko, A. & Usenko, O. (2018). Analysis of geothermal parameters at north-western part of Dnieper-Donets basin. LAP LAMBERT Academic Publishing (in Russian).
3. Starostenko, V. I. & Rusakov, O. M. (Eds.). (2015). Tectonic and hydrocarbon potential of crystalline foundation of Dnieper-Donets basin. Kyiv: Galaktika (in Russian).
4. Arsiriy, U. A., Bilyk, A. A., Blanc, M. I. et al. (Eds.). (1984). Atlas of the geological structure and hydrocarbon deposits of Dnieper-Donets basin. Kyiv: Mingeo USSR (in Russian).
5. Lukin, A. E. (1997). Litho-dynamic factors of oil and gas accumulation at aulacogene basin. Kyiv: Naukova dumka (in Russian).
6. Shestopalov, V. M., Lukin, A. E., Zhonnik, V. A., Makarenko, A. N., Lavin N. V. & Boguslavsky A. S. (2018). Essays on Earth's degassing. Kyiv: Itek service (in Russian).

Received 29.05.2019

*А.П. Усенко*

Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, Киев  
E-mail: usenkoap@ukr.net

### РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК В СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПРИОСЕВОЙ ЗОНЫ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

Проанализированы закономерности распределения геотермического градиента и теплового потока на месторождениях северо-западной части приосевой зоны Днепро-Донецкой впадины. Проведено сравнение распределения геотермических параметров на газовых и нефтяных месторождениях. Исследована зависимость распределения градиента от тектонического строения (глубины расположения залежей углеводородов и размещения разломов) и проявления гидрогеологической инверсии. Повышение градиента происходит на глубине размещения месторождений и может быть связано с притоком глубинных гидротермальных растворов по проницаемым зонам разломов.

**Ключевые слова:** *Днепро-Донецкая впадина, геотермический градиент, тепловой поток, гидрогеологическая инверсия.*

*A.P. Usenko*

S.I. Subbotin Institute of Geophysics of the NAS of Ukraine, Kyiv  
E-mail: usenkoap@ukr.net

### DISTRIBUTION OF THERMAL CHARACTERISTICS IN THE NORTH-WEST PART OF THE NEAR-AXIAL ZONE OF THE DNEIPER-DONETS BASIN

The geothermal gradient and heat flow distributions on fields at the axial part of the south-western side of the Dnieper-Donets basin are analyzed. The distributions of geothermal parameters on gas and oil fields are compared. The dependence of the gradient on the tectonic structure (location of hydrocarbon deposits and the placement of faults) and the display of a hydrogeological inversion is studied. It is concluded that the presence and the location of hydrocarbon deposits are likely related to the inflow of a deep hydrothermal solution via permeable fault zones.

**Keywords:** *Dnieper-Donets basin, geothermal gradient, heat flow, hydrogeological inversion.*