
doi: <https://doi.org/10.15407/dopovidi2017.06.058>

УДК 550.361

А.П. Усенко

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

E-mail: usenkoap@ukr.net

Розподіл теплових характеристик в центральній частині південно-західного борту Дніпровсько-Донецької западини

Представлено академіком НАН України В.І. Старостенком

Проаналізовано закономірності розподілу геотермічного градієнта та теплового потоку на 15 родовищах південно-західного борту 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. Зроблено висновок, що наявність та розташування покладів вуглеводнів, вірогідно, пов'язані з притоком глибинного гідротермального розчину по проникних розломних зонах.

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

В дослідженні проведено розрахунок теплових характеристик на родовищах південного борту центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) з метою встановлення залежності геотермічного градієнта від будови осадових порід (розподілу покладів вуглеводнів та розміщення розломів) і прояву гідрогеологічної інверсії.

У розрахунках використано виміри температур у свердловинах ДДЗ, що виконані ДГП “Укргеофізика” під час пошукових та розвідувальних робіт. Враховувалися заміри, отримані на забої свердловин безпосередньо після буріння. Вони вважаються найменш спотвореними і можуть бути використані для оцінки регіональних особливостей геотермічного режиму [1]. За цим матеріалом можна проводити аналіз загальних закономірностей розподілу геотермічних параметрів.

Середній геотермічний градієнт отримано підсумовуванням градієнта кожного відрізка між точками вимірювання температур з урахуванням довжини інтервалу між замірами. Градієнт до першого заміру в свердловині розраховано від поверхні, температура якої прийнята за 9,0 °С. Градієнт визначався з урахуванням поправок глибинних температур за палеоклімат. Вважалося, що на глибині розташування карбонових і девонських порід перетоки поверхневої води відсутні.

© А.П. Усенко, 2017

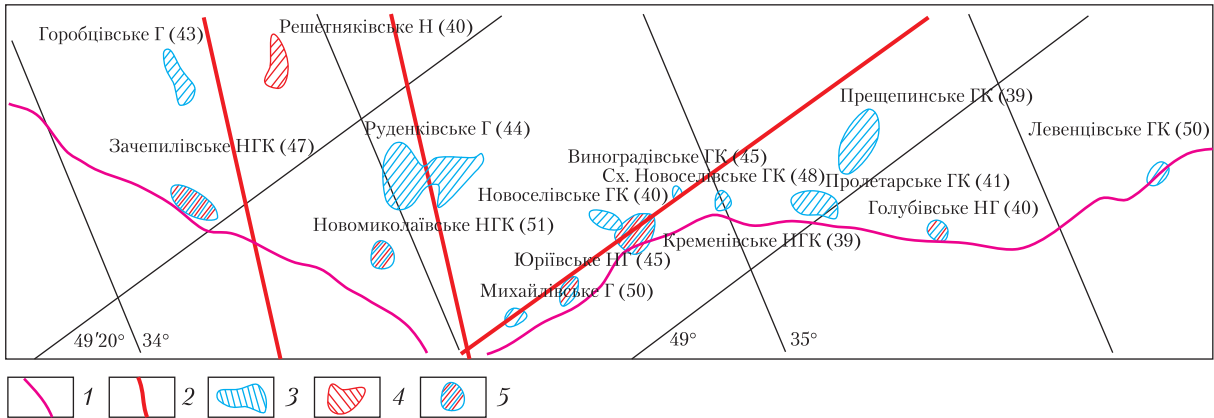


Рис. 1. Карта теплового потоку на родовищах центральної частини південно-західного борту ДДЗ. 1 – межа борту; 2 – тектонічні розломи; 3 – газові родовища; 4 – нафтові родовища; 5 – нафтогазові родовища

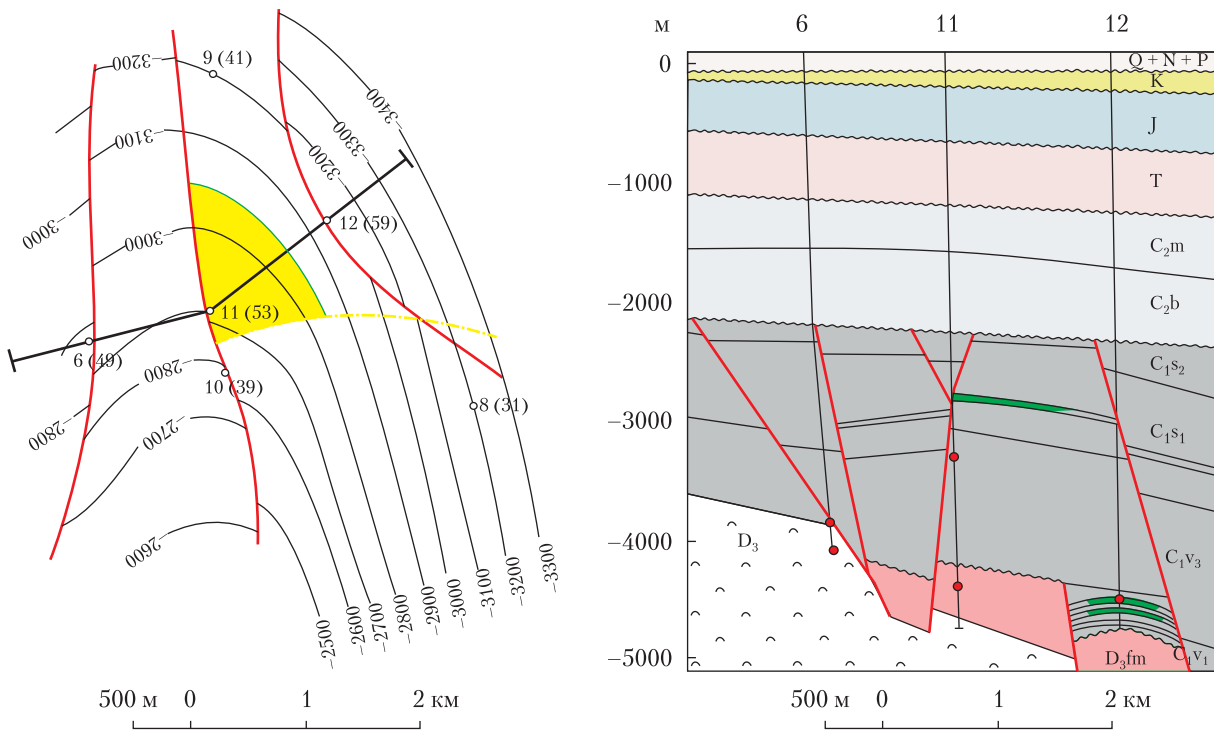


Рис. 2. Горобцівське газове родовище. Схема розташування свердловин на продуктивному горизонті, де розраховані значення теплового потоку (у дужках). Геологічний розріз, розміщення свердловин та точки, в яких виконано заміри [5]

Значення теплопровідності стратиграфічних горизонтів узяті з роботи [1]. Середня теплопровідність в інтервалі поверхня–забіїв наведена з урахуванням потужності кожного стратиграфічного горизонту в свердловині.

Геотермічний градієнт та тепловий потік розраховано на 15 родовищах південно-західного борту ДДЗ, що знаходяться на межі Лохвицького та Ізюмського блоків. Для кожної

Таблиця 1. Значення теплових характеристик на родовищах центральної частини південно-західного борту ДДЗ

№ свердловини	Температура, °С	Глибина, м	Теплопровідність, мВт/м·°С	Гradient, °С/км	Тепловий потік, мВт/м ²	№ свердловини	Температура, °С	Глибина, м	Теплопровідність, мВт/м·°С	Gradient, °С/км	Тепловий потік, мВт/м ²
<i>Горобцівське</i>						<i>Руденківське</i>					
3	108	4600	1,86	22	40	6	63,5	2330	1,83	24	45
4	126	4950	1,86	22	41	11	98	4130	1,86	22	41
6	112	4070	1,90	26	49	13	120,5	4950	1,94	23	44
7	98	4970	1,86	18	34	14	113,5	4280	1,86	25	46
8	77,5	4120	1,85	17	31	17	120,5	4940	1,94	23	44
9	108,5	4810	1,95	21	41	18	117,5	4950	1,94	22	43
10	82	3320	1,72	22	39	19	134	5230	1,98	24	48
11	126	4330	1,95	27	53	23	88	4370	1,86	18	34
12	145	4490	1,94	31	59	25	142	5640	2,04	24	48
17	65,5	2290	1,82	25	46	27	98	4200	1,86	21	40
<i>Зачепилівське</i>						<i>Михайлівське</i>					
1	52,5	1500	1,77	31	55	33	123	4850	1,92	24	46
4	34,5	1210	1,74	24	42	34	65	2000	1,82	29	53
9	47,5	1800	1,79	23	41	35	61,5	2400	1,83	23	42
19	27	670	1,77	31	55	<i>Юрійівське</i>					
20	42,5	1390	1,76	27	47	10	34,5	1150	1,79	25	45
23	44,5	1770	1,79	22	39	11	40	1030	1,77	33	59
412	60	1810	1,79	30	53	18	31	1050	1,78	24	42
<i>Решетняківське</i>						<i>Новоселівське</i>					
1	74	2990	1,83	22	41	19	32	980	1,77	33	59
3	78	3000	1,83	25	46	20	41	1330	1,80	27	48
4	70	2900	1,83	22	39	100	103	4350	2,12	22	46
6	70,5	3460	1,84	18	34	<i>Юрійівське</i>					
7	57	2610	1,82	19	35	2	72	2720	1,85	24	44
8	76	3000	1,83	23	42	6	31	1000	1,76	25	43
11	62	2730	1,82	20	37	17	49	1600	1,81	27	48
12	74	2730	1,82	25	45	19	61,5	2200	1,84	25	45
14	56,5	2460	1,81	20	37	20	61,5	2190	1,84	25	46
16	131	5450	1,86	23	42	<i>Новоселівське</i>					
<i>Новомиколаївське</i>						<i>Кременівське</i>					
29	82,5	2100	1,84	36	67	1	58,5	2600	1,85	20	36
30	87	2900	1,86	27	51	2	70	2880	1,85	22	40
31	90	3150	1,98	26	52	9	71,5	2740	1,85	23	43
39	120	4050	2,20	28	61	<i>Кременівське</i>					
41	82	3800	1,85	20	36	2	49,5	2200	1,83	19	35
45	65	2450	1,85	24	44	5	76	3200	1,85	21	39
47	98	3800	2,14	24	51	9	51	2470	1,84	18	32
49	112	4000	2,19	26	57	10	61	2300	1,83	23	43
51	65	2700	1,86	21	40	20	62	2250	1,83	24	45
79	81,5	2500	1,85	30	55	<i>Виноградівське</i>					
						7	79	2920	1,85	24	45

Закінчення таблиці 1

№ свердловини	Температура, °С	Глибина, м	Теплопровідність, мВт/м·°С	Гradient, °С/км	Тепловий потік, мВт/м ²	№ свердловини	Температура, °С	Глибина, м	Теплопровідність, мВт/м·°С	Gradient, °С/км	Тепловий потік, мВт/м ²
<i>Східно-Новоселівське</i>											
19	82,5	2800	1,83	27	49	33	65	2500	1,87	23	43
20	64,5	2210	1,82	26	47	38	54,5	2320	1,90	20	39
<i>Пролетарське</i>						<i>Голубівське</i>					
15	86	3500	1,86	22	41	2	44	1650	1,83	23	41
41	92,5	3810	1,86	22	41	3	56	2000	1,84	24	45
<i>Перецепинське</i>						<i>Левенцівське</i>					
29	28	1120	1,83	19	35	5	46,5	1970	1,84	20	36
31	38	1640	1,85	19	36	25	40	1680	1,83	20	36
32	43	1890	1,86	19	36	9	89	2920	1,86	28	51
						16	74	2260	1,85	29	54
						17	72	2150	1,85	25	46

свердловини розраховано значення теплового потоку (табл.1). Значення теплового потоку варіюють у межах родовищ. Теплопровідність на більшості родовищ змінюється мало, тоді як середній геотермічний gradient у свердловині коливається від 17–18 до 32–33 °С/км, іноді в межах одного родовища. Це призводить до значної різниці розрахованого теплового потоку в межах одного родовища. Середній тепловий потік на родовищах центральної частини винесено на рис. 1. Його значення змінюється від 39 до 51 мВт/м².

Треба визначити причини цих коливань gradienta в межах однієї свердловини і теплового потоку в межах родовища. Як приклад можна проаналізувати розподіл геотермічного gradienta на Горобцівському газовому і Решетняківському нафтовому родовищах. Зіставлення є інформативним, тому що температура може коливатися безпосередньо в покладах. У діючих свердловинах на нафтових та газових покладах ці коливання мають різний знак. На газових родовищах фіксується підвищення, а на нафтових – падіння температур у продуктивних горизонтах [2]. У роботі використано заміри, які проведено на забої безпосередньо в процесі буріння. Цікаво простежити наявність вказаної залежності та її вплив на розрахунок gradienta температур і теплового потоку.

Горобцівське газове родовище розташоване в Решетилівському і Новосанжарському районах Полтавської області [3]. У тектонічному відношенні воно знаходиться на схилі Зачепилівсько-Левенцівського валу в центральній частині приосьової зони ДДЗ.

Геотермічний gradient у верхній частині розрізу є середнім для ДДЗ – 17–23 °С/км. Істотні стрибки gradienta (31–49 °С/км) відмічаються при досягненні глибини залягання покладів, які розташовані на глибині приблизно 4100 м (у візейському горизонті) та нижче (табл. 2, рис. 2). Підвищення gradienta не відмічено на менших глибинах. Свердловини (№№ 6, 9, 11, 12, 17), в яких відбувається стрибок gradienta, перетинають розломні зони, що утворені в середньому карбоні. У зв'язку з залежністю gradienta від тектонічної будови та глибини виміру розраховані значення теплового потоку значно варіюють. Розподіл теплового потоку тяжіє до двох мод – 40 та 52 мВт/м².

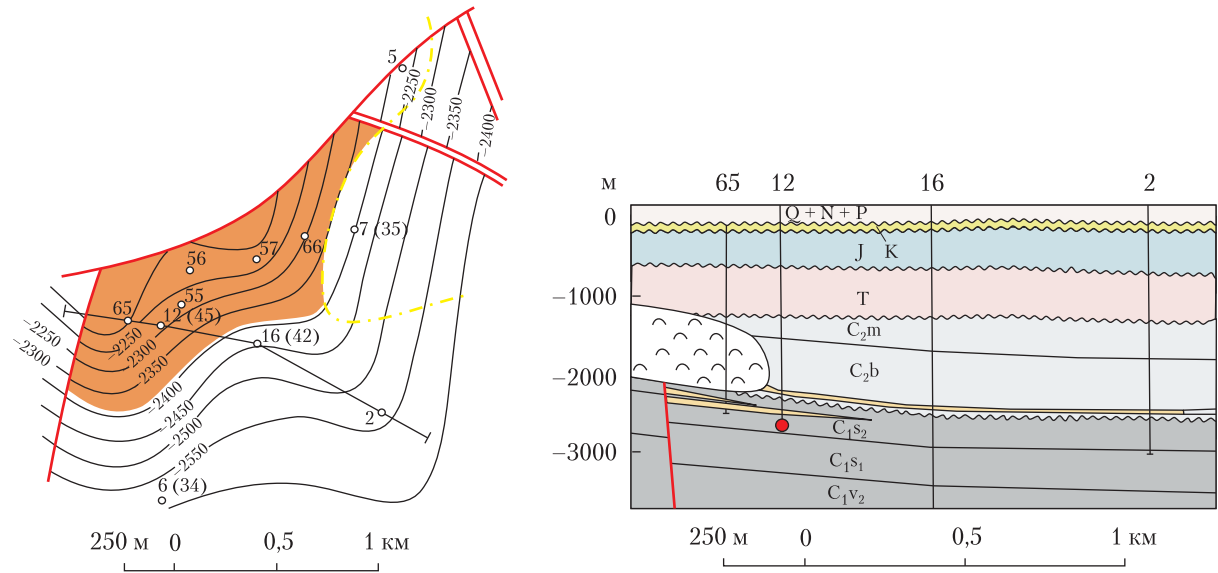


Рис. 3. Решетняківське родовище. Схема розташування свердловин на продуктивному горизонті, де розраховані значення теплового потоку (у дужках). Геологічний розріз, розміщення свердловин та точки, в яких виконано заміри [5]

Таблиця 2. Розрахунок геотермічного градієнта та теплового потоку на Горобцівському газовому родовищі

№ свердловини	Температура, °С	Глибина, м	Палеокліматична поправка, °С	Теплопровідність, мВт/м·°С	Градiєнт, °С/км	Тепловий потік, мВт/м ²	№ свердловини	Температура, °С	Глибина, м	Палеокліматична поправка, °С	Теплопровідність, мВт/м·°С	Градiєнт, °С/км	Тепловий потік, мВт/м ²
3	50	2100	2,5	1,86	21	40	9	44	1690	3,2	1,95	23	41
	108	4600	1		23			86	4100	1,2		17	
					22			108,5	4810	1		31	
4	91,5	3600	1,5	1,86	21	41	10	82	3320	1,6	1,72	22	39
	126	4950	0,95		25					22			
					22					22			
6	96,5	3850	1,4	1,90	23	49	11	77	3330	1,6	1,95	21	53
	112	4070	1,2		70			126	4330	1,1		49	
					26					27			
7	98	4970	0,95	1,86	18	34	12	145	4490	1,1	1,94	31	59
					18					31			
					18					31			
8	45,5	1970	2,6	1,85	20	31	17	20	790	3	1,82	18	46
	77,5	4120	1,2		14			65,5	2290	1,35		29	
					17					25			

Решетняківське нафтове родовище розташоване в Новосанжарському районі Полтавської області [3]. У тектонічному відношенні воно знаходиться в центральній частині приосової зони ДДЗ.

Підвищення градієнта відмічено в свердловинах №№ 1, 3, 4, 8, 12, 16 з глибини 2300 м і становить 29–32 °С/км, що відповідає глибині залягання нафтових покладів (табл. 3, рис. 3). Цей стрибок не зафіксований у свердловинах №№ 6, 7, 11, 14, що розташовані за межами покладу. За межами покладу розрахований тепловий потік становить 34–39 мВт/м², а у межах покладу підвищений – 42–46 мВт/м².

На цьому родовищі зафіксована гідрогеологічна інверсія. Згідно з даними А.Ю. Лукіна, на родовищах Дніпровського басейну ДДЗ під розсолами хлоркальцієвого типу знаходяться високонапірні термальні гідрокарбонатно-натрієві води з низькою мінералізацією та високою насиченістю вуглеводнями. На його думку, поява нижнього гідрогеологічного поверху свідчить про підйом глибинних вод [4].

На нафтовому та газовому родовищах після проходження пластів, що вміщують вуглеводні, фіксується підвищення градієнта, яке можна пов'язати з проявом гідротермальної діяльності. Невелика різниця градієнта, найімовірніше, обумовлена літологічним складом шарів, ніж типом покладів (нафтові чи газові), що залягають. Девонська сіль на Горобців-

Таблиця 3. Розрахунок геотермічного градієнта та теплового потоку на Решетняківському нафтовому родовищі

№ свердловини	Температура, °С	Глибина, м	Палеокліматична поправка, °С	Теплопровідність, мВт/м · °С	Градієнт, °С/км	Тепловий потік, мВт/м ²	№ свердловини	Температура, °С	Глибина, м	Палеокліматична поправка, °С	Теплопровідність, мВт/м · °С	Градієнт, °С/км	Тепловий потік, мВт/м ²					
1	21	940	3	1,83	16	41	8	30,5	1210	3,2	1,83	20						
	48,5	2200	2,4		21			43,5	1820	2,8		21						
	74	2990	1,7		31			51	2190	2,4		19						
3	28,5	900	3	1,83	25	46	11	64,5	2640	2	1,82	29	42					
		2060	2,6		20			76	3000	1,7		31						
		2310	2,35		29			62	2730	1,9		20						
		3000	1,7		32			74	2730	1,9		20						
4	40	1700	2,9	1,83	20	39	12	74	2730	1,9	1,82	25	45					
		2390	2,2		18							14		56,5	2460	2,2	1,81	20
		2900	1,7		32							16		100	4220	1,2	22	
6	70,5	3460	1,6	1,84	18	34	16	131	5450	0,8	1,86	25	42					
					18			34	23									
7	57	2610	2	1,82	19	35												

ському родовищі залягає під покладами, що сприяє підйому гідротермальних розчинів, а на Решетняківському — вище і затримує їх. Це обумовлює утворення літологічної пастки. Особливостями будови осадової товщі можна пояснити різний характер розподілу температур.

Таким чином, підтверджено висновок, зроблений раніше [5], що розподіл геотермічного градієнта на родовищі залежить від розташування покладів вуглеводнів, розломів та прояву гідрогеологічної інверсії.

ЦИТОВАНА ЛІТЕРАТУРА

1. Тектоника и углеводородный потенциал кристаллического фундамента Днепровско-Донецкой впадины. В.И. Старостенко, О.М. Русаков (ред.). Киев: Галактика, 2015. 211 с.
2. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. Москва: Недра, 1965. 240 с.
3. Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. Ю.А. Арсирий, А.А. Билык, М.И. Бланк и др. (ред.). Киев: Мингео УССР, 1984. 190 с.
4. Лукин А.Е. Литолого-динамические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. Киев: Наук. думка, 1997. 224 с.
5. Усенко А.П. Залежність геотермічного градієнта від розташування покладів вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині. *Допов. Нац. акад. наук Укр.* 2014. № 12. С. 106–112.

Надійшло до редакції 30.01.2017

REFERENCES

1. Starostenko, V.I. & Rusakov, O.M. (Eds.). (2015). Tectonic and hydrocarbon potential of crystalline foundation of Dnieper-Donets basin. Kiev : Galaktika (in Russian).
2. Chekalyuk, E.B. (1965). Thermodynamics of the oil reservoir. Moscow: Nedra (in Russian).
3. Arsiy, U.A., Bilyk, A.A., Blanc, M.I. et al. (Eds.). (1984). Atlas of the geological structure and hydrocarbon deposits of Dnieper-Donets basin. Kiev: Mingeo USSR (in Russian).
4. Lukin, A.E. (1997). Litho-dynamic factors of oil and gas accumulation at aulacogene basins. - Kiev: Naukova dumka (in Russian).
5. 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).

Received 30.01.2017

А.П. Усенко

Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, Киев

E-mail: usenkoap@ukr.net

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЮГО-ЗАПАДНОГО БОРТА ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

Проанализированы закономерности распределения геотермического градиента и теплового потока на 15 месторождениях юго-западного борта Днепровско-Донецкой впадины. Проведено сравнение распределения геотермических параметров на газовых и нефтяных месторождениях. Исследована зависимость градиента от тектонического строения (расположения залежей углеводородов и размещения разломов) и проявления гидрогеологической инверсии. Сделан вывод, что наличие и расположение залежей углеводородов, вероятно, связаны с притоком глубинного гидротермального раствора по проницаемым разломным зонам.

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

A.P. Usenko

S.I. Subbotin Institute of Geophysics of the NAS of Ukraine, Kiev

E-mail: usenkoap@ukr.net

DISTRIBUTION OF THERMAL CHARACTERISTICS IN THE CENTRAL PART
OF THE SOUTH-WESTERN SIDE OF THE DNEIPER-DONETS BASIN

The regularities of the distributions of geothermal gradients and heat flows on 15 fields 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 gradients on the tectonic structure (location of hydrocarbon deposits and placement of faults) and on the depth of manifestation of the 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.*