

## Аналіз геотермічних параметрів нафтогазових родовищ центральної частини Дніпровсько-Донецької западини

*А. П. Усенко, О. В. Усенко, 2020*

Інститут геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України, Київ, Україна  
Надійшла 10 березня 2020 г.

Розглянуто розподіл геотермічних параметрів у центральній частині Дніпровсько-Донецької западини на стику Лохвицького та Ізюмського блоків. Геотермічний градієнт і тепловий потік розраховано за результатами вимірів, що проводились безпосередньо в процесі буріння.

Встановлено, що геотермічний градієнт варіює як з глибиною, так і на площі навіть у межах одного родовища. Зіставлення з геологічним розрізом демонструє, що стрибки градієнта пов'язані з перетином стратиграфічних (літологічних) меж, а його різка зміна відбувається при перетині покрівлі покладів вуглеводнів переважно у нижньому карбоні. У більшості випадків стрибки градієнта є додатними, тоді як у девонській вулканогенно-осадовій товщі — здебільшого від'ємні.

Для розрахунку теплового потоку (ТП) використані тільки заміри, виконані в глибоких свердловинах, що перетинають поклади вуглеводнів. На багатьох родовищах фіксуються дві моди розподілу ТП, що відрізняються на 5—10 одиниць, що можна пояснити гідрогеологічною ізольованістю різних блоків одного родовища.

Стрибки градієнта та коливання значень ТП можуть бути викликані розтіканням гідротермального розчину в пористих шарах осадової товщі. На Мачуському газовому родовищі зафіксовано збіг глибини зростання градієнта з глибиною реєстрації гідрогеологічної інверсії та зоною аномально високого пластового тиску.

Зіставлення з картою ТП, побудованою за результатами вимірів температур у свердловинах з усталеним тепловим режимом, демонструє загальний збіг розподілу ТП.

Межа Лохвицького та Ізюмського блоків є зоною зміни багатьох фізичних характеристик фундаменту, яка проявлена у більшості геофізичних полів. На карті ТП — зростанням середніх значень на північному і південному бортах западини та різким зменшенням у її центральній частині. І якщо підвищені значення ТП поширені і на заході, і на сході западини, то подібні від'ємні аномалії наявні тільки в цій зоні.

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

Дослідження теплового потоку (ТП) Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) розпочато в минулому сторіччі [Кутас, Гордиенко, 1971]. Суттєвим доповненням стало використання результатів замірів температур, виконаних виробничими організаціями стандартними каротажними термометрами в процесі буріння [Днепровско-Донецкая..., 2006]. Було проведено розрахунок ТП для кожного виміру на глибині понад 2000 м. Це дало змогу забезпечити

розрахунок середнього ТП між вибоєм та поверхнею з похибкою, що не перевищує 10 %. У статті використано дані тих самих вимірювань, але спосіб розрахунку ТП та аналізу отриманих даних є іншим. За замірами температур у свердловині визначено геотермічний градієнт до останнього виміру, а потім розраховано ТП у кожній свердловині. Коливання температур між точками вимірювання зіставлено з геологічною будовою нафтогазових родовищ.

Визначено особливості розподілу температур у нелітифікованій осадовій товщі.

Розрахунок геотермічних параметрів проведено в 330 свердловинах на 55 родовищах вуглеводнів центральної частини ДДЗ (на стику Лохвицького та Ізюмського блоків). Побудовано карту розподілу ТП центральної частини ДДЗ.

У монографії [Старостенко и др., 2015] опубліковано карту ТП ДДЗ і Донбасу (за даними Р. І. Кутаса). Загальну характеристику геотермічних умов наведено за результатами експериментальних вимірів температури в глибоких свердловинах з усталеним тепловим режимом та визначень густини теплового потоку з врахуванням теплопровідності порід, експериментально замірених на зразках керн в лабораторних умовах. За цими даними можна схарактеризувати регіональні особливості ТП. Саме подібні заміри необхідно використовувати для вивчення розподілу глибинного ТП. Утім об'єктивні причини значно зменшують кількість та густину вимірювань. Останній параметр є вирішальним для визначення джерел тепла в зонах сучасної гідротермальної діяльності. Наприклад, у Донбасі, де на значній частині поверхні відслонюються літифіковані породи карбону, спостерігається збіг вузьких аномалій ТП із зонами глибинних розломів [Усенко, 2002]. Отже, можна майже однозначно встановити їх гідротермальне походження.

Використання вимірів температур, здійснених безпосередньо в процесі буріння, істотно збільшує кількість даних, що можуть бути використані як для визначення ТП, так і для встановлення змін термічного градієнта з глибиною. Порівняння розрахунку ТП за замірами, що здійснені безпосередньо в процесі буріння, й тими, що проведені в свердловинах з усталеним тепловим режимом, дає змогу зробити висновки стосовно можливості використання перших для розрахунку ТП в осадових басейнах.

**Аналіз розподілу температур, що вимірювались у процесі буріння.** Існує думка, що заміри температур у газових і нафтових свердловинах є спотвореними в процесі

буріння, і, на перший погляд, термограми підтверджують цей висновок, демонструючи значні коливання температур на малих відрізках. Зіставлення глибини замірів та геологічного розрізу показує, що стрибки мають чітку стратиграфічну прив'язку (рис. 1—4). Як приклад можна навести термограму св. 4 Валюхівського родовища (рис. 1) та св. 4 — Червонозаярського (рис. 3). Наприклад, різке підвищення температури на глибині 5250 та 5500 м у св. 4 Валюхівського родовища (рис. 2) пов'язане з перетином подошви та покрівлі осадовувулканогенних порід девону, тому їх дані виключені з розрахунку геотермічного градієнта.

Подібні різкі підвищення температур на межі девону та карбону зафіксовано на Червонозаярському родовищі. Термограма (див. рис. 3) демонструє, що температура підвищується на подошві та покрівлі продуктивного горизонту (рис. 4). У самому шарі, що вміщує поклад природного газу, температури навіть нижче, що може бути пов'язане з розтіканням холодного бурового розчину в пористому колекторі.

До розрахунку ТП включено три з дев'яти вимірів температури в свердловині. Виміри на глибині 4280, 4480, 4570 м викривлені внаслідок перетину меж шарів (на яких фіксуються підвищені температури), що і зумовлює імітацію стрибків градієнта. Зростання температури на глибині 5500 м також виключено з розрахунку, бо його причина неясна (можливо, перетинання межі девонських порід). Ці коливання температур значної амплітуди відбуваються на коротких відрізках, їх урахування не призведе до зміни значення загального градієнта й ТП у свердловині.

**Розрахунок геотермічного градієнта і теплового потоку.** Головним досліджуваним параметром є геотермічний градієнт, а також його зміна в кожній свердловині.

Середній геотермічний градієнт розраховано як суму градієнтів на відрізках між точками вимірювання температур. Враховано довжину інтервалів між замірами.

Градієнт до першого заміру в свердловині розраховано від поверхні, темпера-

тура якої дорівнює 8,0—9,0 °С [Донецко-Дніпровская..., 2006].

Теплопровідність осадових порід ДДЗ вивчено на значній кількості зразків (табл. 1). Вимірювання проведено за методом двох температурно-часових точок і рухомого точкового джерела тепла. Середню теплопровідність для порід кожного періоду наведено з урахуванням потужності кожного літологічного різновиду в досліджуваних районах. За цими даними встановлювали середнє значення параметра в інтервалі поверхня—забій.

Палеокліматична поправка є значною на глибині 1300—1500 м — до 3,4 °С, на глибині 2500 м вона становить 2 °С, 3000 м — 1,65 °С, 4000 м — 1,1 °С. Таким чином, для більшості замірів поправка дуже незначна. Те саме стосується і гідрогеологічної поправки. Перетоки поверхневих вод суттє-

во впливають на температури, виміряні в кайнозойських і мезозойських шарах. Для замірів, проведених у крейдяних породах, поправка дорівнює 2,7 °С, в юрських — 2,6, тріасових — 2,4, пермських — 2,0 °С. Вважали, що на глибині залягання карбонів і тим більше девонських порід перетоки поверхневої води відсутні.

Значення ТП розраховано в кожній свердловині як добуток середнього геотермічного градієнта на середню теплопровідність.

**Особливості розподілу термічного градієнта і ТП з глибиною та на площі.** Розрахунок градієнта і ТП у кожній свердловині та на кожному родовищі демонструє коливання цих параметрів у широких межах. Градієнт у більшості свердловин змінюється від 20 до 50 °С/км, а ТП у декількох свердловинах одного родовища може ко-

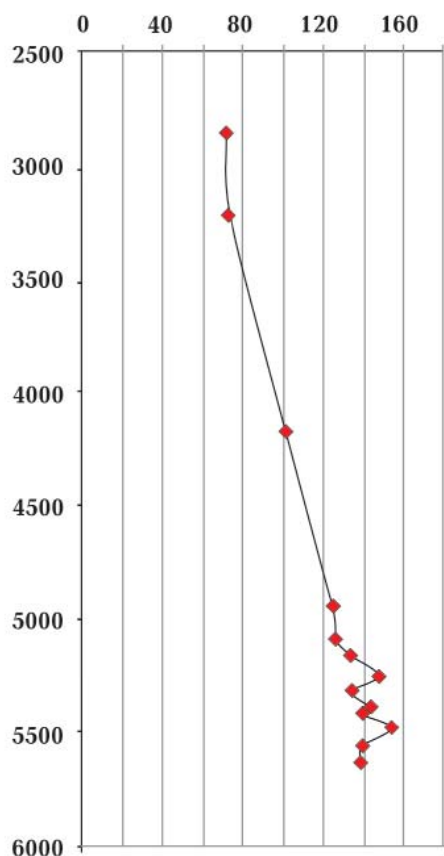


Рис. 1. Розподіл температур у свердловині № 4 Валухівського родовища.

Fig. 1. Temperature distribution at well № 4 of the Valuhivsk gas field.

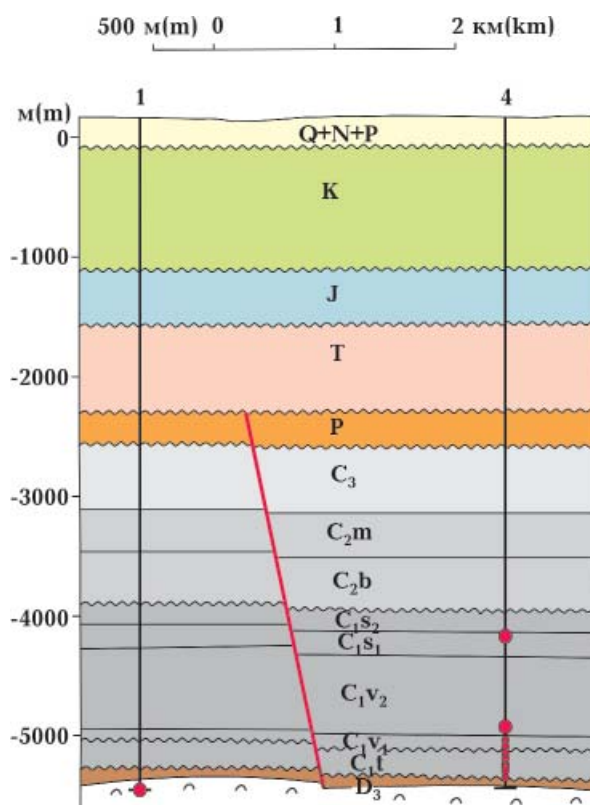


Рис. 2. Геологічний розріз [Атлас..., 1984] та точки вимірювання температур у свердловинах Валухівського газового родовища.

Fig. 2. Geological cut [Атлас..., 1984] and temperature measurement points, at wells of the Valuhivsk gas field.

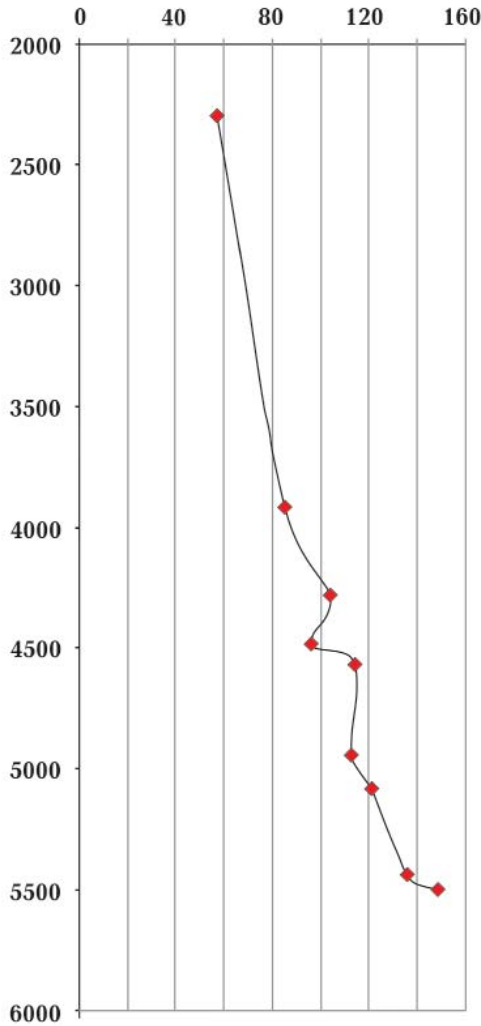


Рис. 3. Розподіл температур у свердловині № 4 Червонозаярського газового родовища.

Fig. 3. Temperature distribution at well № 4 of the Chervonozayarsk gas field.

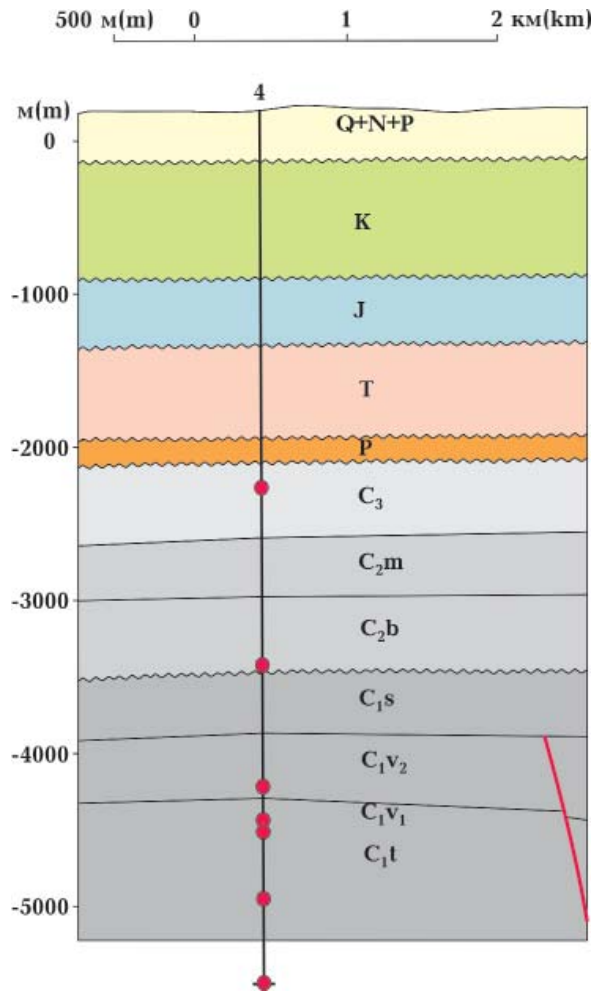


Рис. 4. Геологічний розріз [Атлас..., 1984] та точки вимірювання температур у свердловинах Червонозаярського газового родовища.

Fig. 4. Geological cut [Атлас..., 1984] and temperature measurement points, at wells of the Chervonozayarsk gas field.

**Таблиця 1. Результати вимірювання теплопровідності порід ДДЗ (за даними Р. І. Кутаса)**

Вік	Порода						Використані значення
	Глина	Аргіліт	Пісковик	Вапняк, доломіт	Мергель	Сіль	
Крейда	1,4—1,7	1,5—2,2	2,2—2,7	—	—	—	1,8
Юра	1,2—1,6	1,6—2,2	1,7—2,4	—	—	—	1,7
Триас	1,3—1,7	1,6—2,0	2,3—2,9	—	—	—	1,8
Перм	1,3—1,9	1,9—2,1	2,0—2,5	—	1,8—2,5	4,2—5,0	1,9
Карбон	1,3—1,7	—	—	—	—	—	—
Середній карбон	—	1,7—2,2	2,0—2,4	—	—	—	1,75
Візе-гурне	—	1,8—2,6	2,5—3,0	—	—	—	—
Девон	—	—	2,4—3,2	—	—	—	—
Девон	—	—	2,4—3,3	2,0—2,5	1,8—2,6	4,0—4,5	3,2
Кількість вимірювань	223	242	134	12	52	11	—

ливатися від 39 до 50 мВт/м<sup>2</sup> (рис. 5, табл. 2).

Аномалії ТП тяжіють до зон глибинних розломів (рис. 5), але чіткої залежності, як, наприклад, у Донецькому басейні [Усенко, 2002], не простежується. Можна окреслити закономірності розподілу геотермічних параметрів, що проявлені у більшості випадків, хоча тектонічна будова та розмі-

щення колекторів у кожному випадку мають певні особливості.

Значну роль відіграють розломи, які мають різні напрямки і протяжність. На частині родовищ вони обмежені породами нижнього—середнього карбону чи обмежені відкладами середнього карбону; в багатьох випадках простежуються до

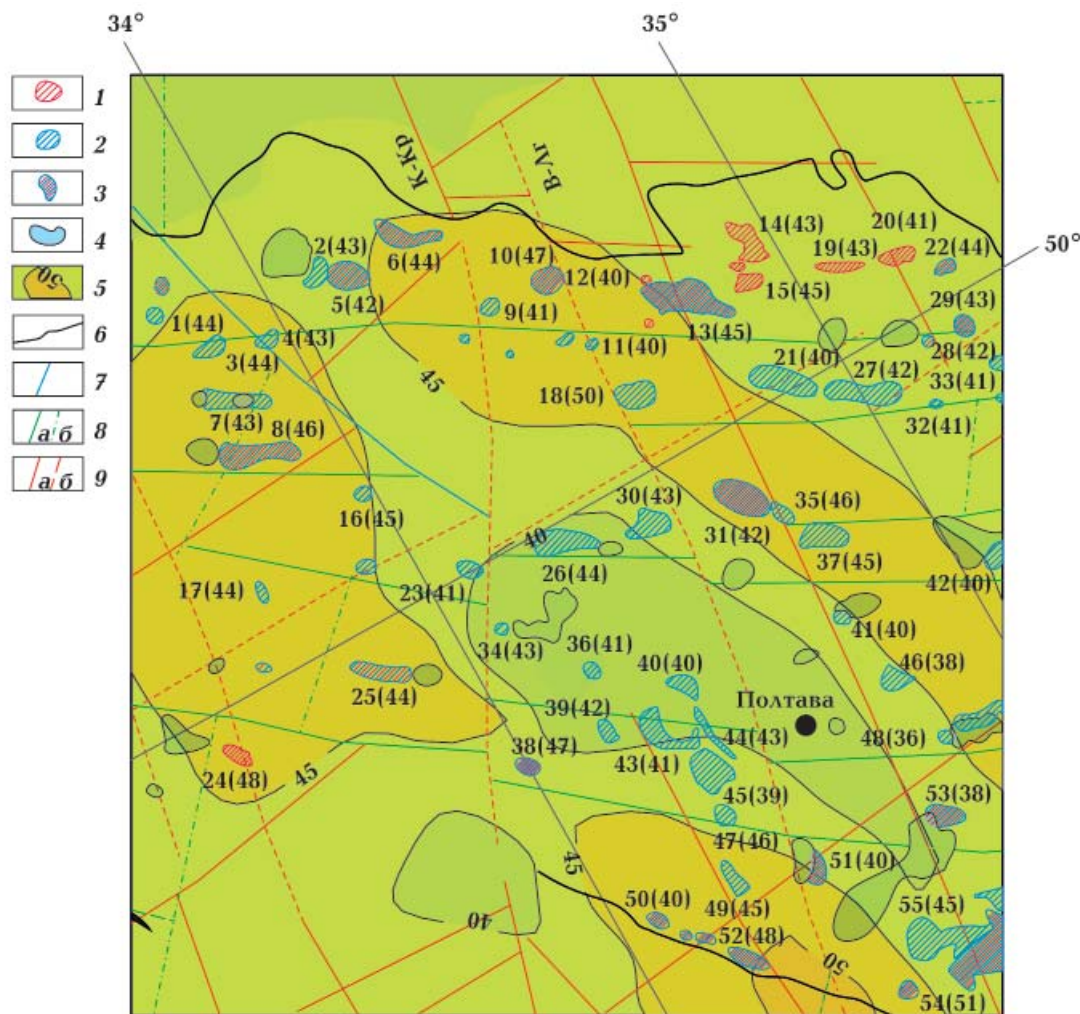


Рис. 5. Розрахунок ТП на родовищах вуглеводнів центральної частини ДДЗ. Винесено на карту ТП за [Старостенко и др., 2015]. Номери відповідають наведеним у таблиці, в дужках значення ТП. Умовні позначення: 1 — нафтові родовища, 2 — газові родовища, 3 — нафто-газові родовища, 4 — сольві штоки, 5 — ізолінії ТП; 6 — борг ДДЗ; 7 — розломи, що супроводжують регіональні тектонічні шви; 8 — система продольних розломів (а) та розломів, що їх супроводжують, 9 — розломи ортогональної системи (а — першого рангу; б — вищих рангів). К-Кр — Криворізько-Кременчуцький, В-Лг — Верховцівсько — Львовський розлом.

Fig. 5. Heat flow calculation at hydrocarbon fields of Dnieper-Donets basin central part. Put on map of heat flow according to the work [Старостенко и др., 2015]. Numbers are equal those in the table, the values of heat flow are in brackets. Legend: 1 — oil fields, 2 — gas fields, 3 — oil-gas fields, 4 — salt bunches, 5 — heat flow isolines according to the work, 6 — board of Dnieper-Donets basin, 7 — faults accompanying regional tectonic commissure, 8 — system of longitudinal faults and the faults which accompanying them, 9 — faults of the orthogonal system (a — first rank; b — higher ranks). K-Kp — Krivorishsk-Kremenchutsk fault, B-Lr — Verhovcivsk-Logovsk fault).

**Т а б л и ц я 2. Результати розрахунку геотермічних характеристик на родовищах центральної частини ДЗЗ**

Родовища	Кількість	Градiєнт до покладу	Стрибки градiєнту (кількість свердловин)	Середній градiєнт	ТП
Русанівське газове	2	24	35—36 (2)	24	44
Кулічихінське газове	10	20	17 (3) 36 (5)	22	43 37—42
Валюхівське газове	8	23	17 (2) 30—37 (8)	24 21; 25	44 40; 45
Гадячське газове	9	23	40—65 (2)	23 23; 26	43 40; 48
Тiмофiєвське нафтогазове	22	20	32—34 (15)	22 21—24	42 38—46
Новотроїцьке нафтогазове	2	—	—	24 22; 26	44 40; 47
Червонозна менське газоконденсатне	3	21	18 (1) 26—38 (2)	22	43 41—45
Східнохарківцівське нафтогазове	3	24	29—54 (3)	25	46 43—49
Червонозаярське газове	4	21	17 (1) 27—46	23	41 38—44
Качанівське нафтогазове	22	24	27—34	22 20; 27	47 40; 49
Загорянське газоконденсатне	4	21	34 (2)	22	40 37—44
Ясенівське нафтове	3	21	16 (1)	22	40 38—41
Рибальське нафтогазове	27	24	24—34 (?)	26 20; 26	45 40; 47
Бугруватське нафтове	28	21	28—31(?)	23 20; 25	43 38; 45
Голіківське газоконденсатне	6	20	27—38 (5)	24	45 42—51
Перевозівське газоконденсатне	1 (4 зам)	20	30—44	25	45
Комишнянське газоконденсатне	8	21	27—35 (8)	24	44 41—49
Більське газове	4	19	26—37 (2)	27	50 49—51
Радянське нафтове	4	22	30—34 (3)	24	43 40—46
Козіївське нафтове	24	20	25—35 (12)	23 21; 24	41 39; 44
Котелівське газоконденсатне	24	20	31—38 (20)	22	40 36—46
Качалівське газове	2	20	39 (2)	24	44 44—45
Семиренківське газоконденсатне	3	21	41 (3)	22	41 40—41
Кибинцівське нафтове	5	25	31—50 (5)	26	48 45—55
Радченківське нафтогазове	6	22	27—28 (4)	24 22; 27	44 39; 47

Родовища	Кількість	Градiєнт до покладу	Стрибки градiєнту (кількість свердловин)	Середній градiєнт	ТП
Західносолохівське газове	8	20	33—42 (7)	24	44 42—47
Березівське газовоконденсатне	12	22	33—46 (6)	23	42 40—46
Карайкозівське нафтогазове	7	21	36—57(6) 15 (3)	25	42 40—47
Сахалінське нафтогазовоконденсатне	13	20	34—50 (11)	24	43 41—48
Солохівське газове	9	21	34—42 (7)	23 23; 26	43 42; 47
Олішевське нафтогазове	3	19	25—33 (2)	22	42 38—44
Степове газове	6	19	29—44 (4)	22 20; 24	41 37; 45
Краснокутське гзове	5	21	27—32(4)	22 21; 24	41 40; 45
Кавердинське газове	1	22	30	23	43
Наташинське газове	1	22	28	25	46
Гоголівське газове	6	19	26—32 (3)	23 22; 25	41 39; 45
Мавіївське газове	11	20	28—36 (11)	24	45 41—49
Сагайдацьке нафтогазове	13	24	30—57 (11)	27	47 41—56
Родникове газове	4	20	35—60 (2)	23 21; 27	42 39; 50
Байрацьке газове	2	20	30 (1)	21	40 38—42
Рунівщинівське газове	2	20	—	22	40 38—42
Чутівське газове	13	—	—	21	40 35—45
Семенцівське газове	18	20	29—38 (11) 14 (1)	21 20; 24	41 38; 44
Макарцівське газове	2	19	29—32 (2)	23	43 41—45
Абазівське газове	19	19	32—44 (14)	19 (4) 20; 23	39 37; 42
Східно-Полтавське газове	5	18	44 (1)	21	38 35—40
Мачуське газове	5	19	35—58 (5)	25	46 43—49
Машівське газове	8	19	—	19	36 34—37
Горобцівське газове	10	19	16 (3) 31—49 (7)	25 22; 27	45 40; 52
Степове нафтогазове	6	19	25—44 (5)	23 20; 25	40 36; 45
Решетняківське нафтогазове	10	19	29—32(6)	22	40 35—46

Родовища	Кількість	Градiєнт до покладу	Стрибки градiєнту (кiлькiсть свердловин)	Середнiй градiєнт	ТП
Зачепилiвське нафтогазове	7	23	27—31 (6)	27	48 43—56
Суходолiнське нафтогазове	2	—	—	21	38 33,43
Новомиколаiвське газовоконденсатне	10	23	14 (1) 34—45 (8)	24 21; 28	51 40; 54
Руденкiвське нафтогазове	13	20	26—35 (9)	23	45 42—48

*Примiтка.* Значення середнього ТП доповнено даними про мiнiмальнi та максималнi значення на кожному родовищi (данi, вказанi через тире). Якщо на родовищi чiтко виявленi двi моди розподiлу ТП, значення роздiленi крапкою з комою. В цих випадках неведенi два значення загального градiєнту в свердловинi.

### Т а б л и ц я 3. Розрахунок геотермiчного градiєнту та ТП на Червонозаярському газовому родовищi

Номер свердловини	Глибина, м	Температура, °С	Тепло-провiднiсть, мВт/м·°С	Градiєнт, °С/км	Тепловий потiк, мВт/м <sup>2</sup>
1	51	2130	1,83	21	38
	92	4100		20	
				21	
2	103	4120	1,84	23	41
	117,5	4950		17	
				22	
4	57	2300	1,84	22	44
	113	4940		21	
	136	5440		46	
5			1,84	24	42
	88	3700		22	
	103	4240		27	
	114	4700		23	
			23		

пермських вiдкладiв; на деяких родовищах досягають поверхнi.

Не менш визначною є наявнiсть пористих (пористих) порiд — колекторiв, бiльша частина з яких є пiсковиками. В багатьох випадках рiзке пiдвищення температури фiксується також у сольових вiдкладах та пiд ними.

Пiсля майже обов'язкового пiдвищення градiєнта в нижньому карбонi в девонських шарах вiн переважно зменшується до 17—18 °С/км. Падiння можна поясню-

вати заповненням трiщинуватих девонських порiд буровим розчином. Цi замiри не включено до розрахунку ТП.

За винятком випадкiв, коли рясна сiтка розломiв досягає поверхнi (як на Качанiвському родовищi), градiєнт верхньої частини розрiзу є сталим 19—20 °С/км. Пiдвищений градiєнт вiд поверхнi (близько 23 °С/км) зафиксовано на родовищах пiвденного та пiвнiчного бортiв ДДЗ, якi розмiщуються над глибинними розломами та мiсцями їх перетину.



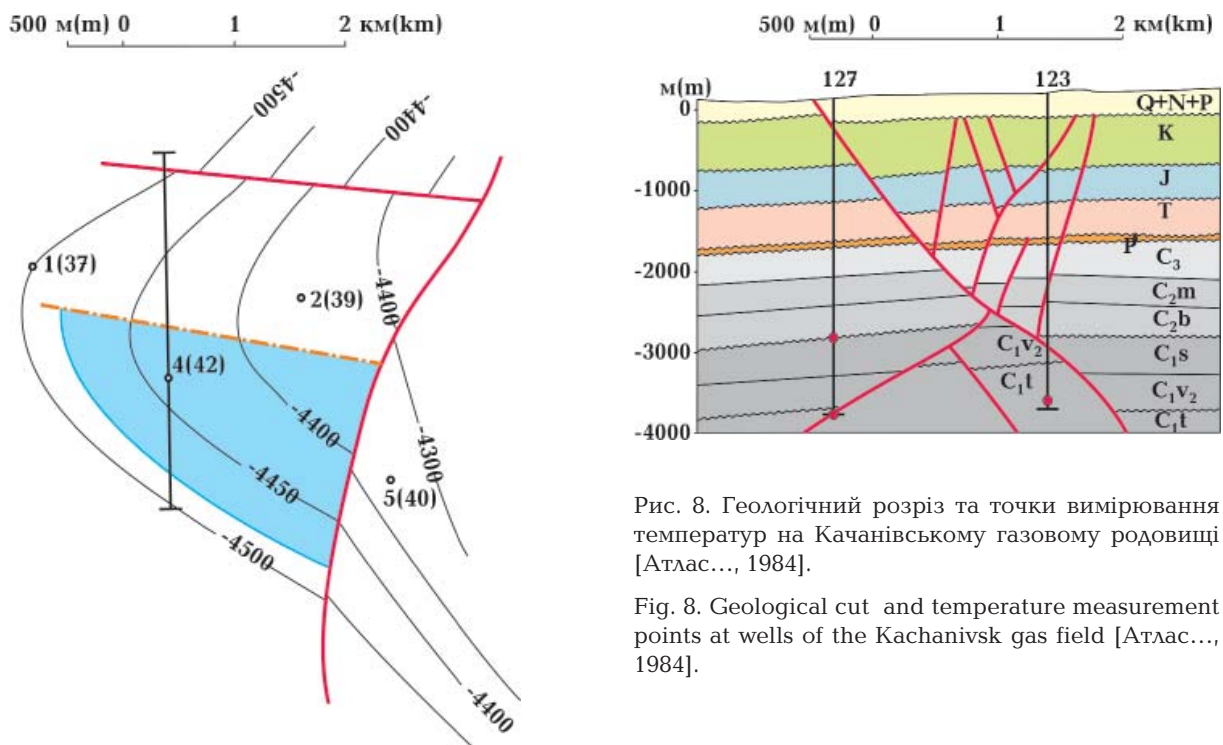


Рис. 8. Геологічний розріз та точки вимірювання температур на Качанівському газовому родовищі [Атлас..., 1984].

Fig. 8. Geological cut and temperature measurement points at wells of the Качанivsk gas field [Атлас..., 1984].

Рис. 6. Схема розташування свердловин на Червонозаярському газовому родовищі [Атлас..., 1984], в яких розраховано ТП (значення в дужках, мВт/м<sup>2</sup>).

Fig. 6. Layout of wells, at the Chervonozayarsk gas field [Атлас..., 1984], on which heat flow was calculated (value in brackets, mW/m<sup>2</sup>).



Рис. 7. Схема розташування свердловин на Качанівському газовому родовищі [Атлас..., 1984], в яких розраховано ТП (значення в дужках, мВт/м<sup>2</sup>).

Fig. 7. Layout of wells at the Качанivsk gas field [Атлас..., 1984], on which heat flow was calculated (value in brackets, mW/m<sup>2</sup>).

500 м(m) 0 1 2 км(km)

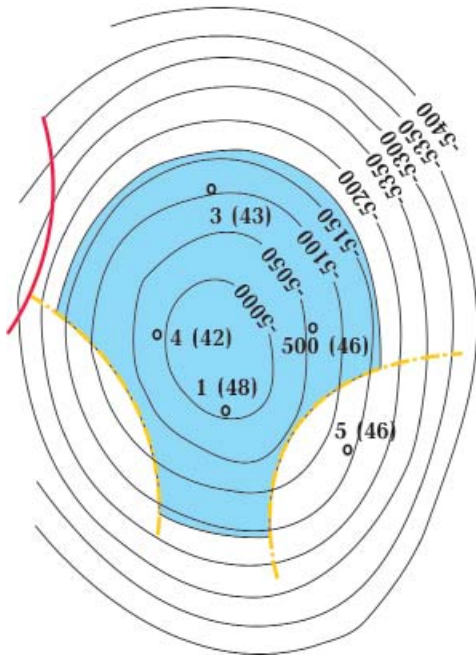


Рис. 9. Схема розташування свердловин на Мачуському газовому родовищі [Атлас..., 1984], в яких розраховано ТП (значення в дужках, мВт/м<sup>2</sup>).

Fig. 9. Layout of wells, at the Machusk gas field [Атлас..., 1984], on which heat flow was calculated (value in brackets, mW/m<sup>2</sup>).

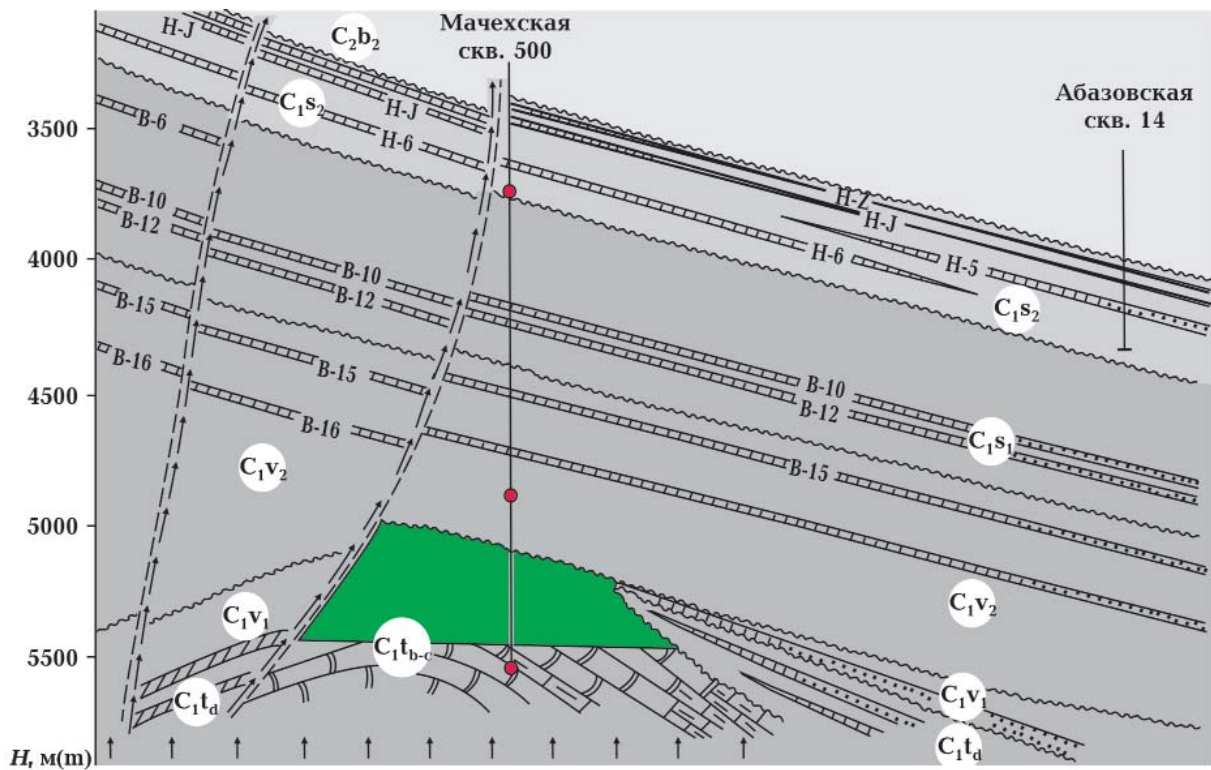


Рис. 10. Геологічний розріз [Лукин, 1997] та точки вимірювання температур на Мачуському газовому родовищі.

Fig. 10. Geological cut [Лукин, 1997] and temperature measurement points at wells of the Machusk gas field.

На 34 із 35 родовищ у більшості свердловин визначено різке підвищення градієнта, яке збігається з глибиною розміщення покладів вуглеводнів. Найчастіше поклади пов'язані з колекторами (пісковиками) турнейського та візейського ярусів нижнього карбону, які залягають на глибині понад 4000 м. Тому загальний градієнт у глибоких свердловинах становить 22—23 °С/км, а загальний ТП 40—42 мВт/м<sup>2</sup>. Якщо потужність відкладів нижнього карбону більша чи поклади вуглеводнів знаходяться у середньокам'яновугільних породах, що збільшує відрізок, на якому середній градієнт підвищений, то розраховані значення ТП також є вищими. Для визначення загального ТП використано заміри в глибоких свердловинах, що перетинають ці поклади.

На 19 родовищах чітко проявлено дві моди розподілу ТП у свердловинах близької глибини. У табл. 2 наведено два значення ТП (через крапку з комою), якщо між максимальним та мінімальним значеннями немає проміжних. На карту винесено середнє значення ТП на родовищі. Якщо значення ТП у межах родовища змінюються від мінімальних до максимальних значень поступово, перші й останні розділені тире.

Наведемо кілька прикладів родовищ з різним розподілом градієнта і ТП.

На **Червонозаярському газовому родовищі** підвищення градієнта зафіксовано в тектонічному блоці, де розміщуються пластові, тектонічно екрановані та літологічно обмежені поклади газу (рис. 3, 6). Колектори — пісковики, пористість яких змінюється від 5 до 25 %. Підвищення градієнта до 46 °С/км виявлено у св. 4 та до 27 °С/км — у св. 5 (табл. 3).

Свердловини 1 и 2, що розташовані за межами покладу газу, мають постійний градієнт (20—23 °С/км). Відрізок 4120—4950 м характеризується навіть зниженням градієнта до 17 °С/км. У св. 4, що розташована в межах покладу, на глибині 4950—5440 м фіксується стрибок градієнта до 46 °С/км. Середній ТП на родовищі — 42 мВт/м<sup>2</sup>.

Тектонічний контроль розподілу ТП чітко проявлений на **Бугруватівському на-**

**фтовому родовищі**, яке пов'язане з брахі-антиклінальними складками, розбитими скидами з амплітудою від 30 до 250 м. Нафтові поклади тектонічно екрановані та літологічно обмежені. Продуктивними є візейські й турнейські шари нижнього карбону та фаменські — верхнього девону. Системою скидів структура розділена на ряд гідродинамічно ізольованих блоків, які в сумі налічують 49 одиничних покладів. Колектори представлені пісковиками.

Геотермічний градієнт від поверхні до московського ярусу середнього карбону 19—22 °С/км, але є і підвищення до 23—24 °С/км. Для частини свердловин проведено по одному-два заміри, тому можна вирахувати лише середній градієнт. У 10 свердловинах при перетині покладів градієнт підвищується до 28—31 °С/км. Проте у 6 свердловинах градієнт є низьким і на глибинах понад 3500—4000 м. Таким чином, існує дві моди розподілу ТП — 39 та 45 мВт/м<sup>2</sup>, що може бути спричинено розділенням площі родовища на гідроізовані блоки [Атлас..., 1984]. Можливо, подібна ізованість чи наявність та відсутність колекторів по різні боки розлому зумовлює існування двох мод розподілу.

На частині родовищ північного борту (наприклад Качанівському) та на деяких родовищах південного борту (наприклад Сагайдацькому) розломи досягають кайнозойських порід та поверхні. Тому тут градієнт підвищений і у верхній частині свердловин (до 25—27 °С/км), що спричиняє підвищення значень ТП (47—50 мВт/м<sup>2</sup>).

**Качанівське газове родовище** по покрівлі продуктивного горизонту являє собою брахіантикліналь північно-західного простягання з девонським соляним ядром. Складка порушена системою поперечних і поздовжніх скидів. Промислові скупчення розміщуються в покладах тріасу, пермі, верхнього і нижнього карбону. 28 покладів родовища пов'язані з пластовими і масивно-пластовими склепінними тектонічно екранованими і літологічно обмеженими пастками (рис. 7, 8). Породи-колектори на родовищі представлені пісковиками, а пермського горизонту — та-

кож тріщинувато-кавернозно-поровими ангідритами і вапняками. Максимальна відкрита пористість властива пісковикам тріасу, перми і верхнього карбону (до 33 %). З глибиною фільтраційно-ємнісні властивості колекторів погіршуються, і для порід нижнього карбону ці параметри становлять 8—14 %.

На жаль, у переважній більшості випадків наведено лише по одному виміру температур у свердловині. Втім властиві верхній частині розрізу невеликі градієнти 19—22 °С/км фіксуються у 4 свердловинах з 22 (табл. 4). В усіх інших випадках градієнт підвищений від поверхні, що приводить до підвищення значень середнього ТП. З урахуванням того, що поклади вуглеводнів розміщено у породах тріасу, можна говорити про зв'язок між підвищеним градієнтом, розломами та розташуванням цих покладів.

**Імовірні причини підвищення геотермічного градієнта.** Особливості розподілу температур у свердловинах дають змогу припустити, що теплоносій є рухливою речовиною, яка може заповнювати тріщинуваті та пористі породи й дуже нерівномірно розподілятися в осадовій товщі різного літологічного складу. Переміщення теплоносія контролюється проникними зонами розломів осадового чохла та наявністю порід з високим колекторськими властивостями. Цим характеристикам найбільш відповідає гідротермальний розчин.

Зв'язок з розломами фундаменту не так чітко проявлений, як у Донбасі, де аномалії до 70—80 мВт/м<sup>2</sup> знаходяться безпосередньо над зонами розломів та на їх перетині [Усенко, 2002]. Осадовий шар Донбасу зазнав катагенетичних перетворень, тому розломи первинно-осадової товщі збігаються з розломами фундаменту, а літологічні неоднорідності не заважають винесенню гідротермального розчину до поверхні (глибини близько 1 км, на якій проведено заміри).

Згідно з даними О. Ю. Лукіна, на родовищах центральної частини ДДЗ під розсолами хлоркальцієвого типу виявлено високонапірні термальні гідрокарбонатно-

натрієві води з низькою мінералізацією та високою газонасиченістю [Лукин, 1997]. Були виявлені ознаки надзвичайно швидкого вторгнення розчинів (аномально високий пластовий тиск, інжекції опріснених термальних вод і парогазових струменів по незгідностях, різкі межі з розсолами), процеси дегідратації. Саме таку картину з припливом термальних вод, напір яких різний навіть у межах одного родовища та змінюється у часі, демонструє розподіл температур у свердловинах.

До родовищ з визначеною гідрогеологічною інверсією належить **Мачуське газове** (рис. 9, 10). Газоносний пласт відкрито при бурінні параметричної свердловини № 500 у турнейській карбонатній товщі (продуктивний горизонт Т-1-2, глибина 5190—5247 м). На глибині 5208 м у свердловині виявлено зону аномально високого пластового тиску — 94,9 МПа [Лукин, 1997].

Середній ТП становить 45 мВт/м<sup>2</sup> (табл. 5). Гідрогеологічна інверсія зареєстрована на глибині 4500—5000 м. Невисокий середній градієнт (20 °С/км) спостерігається до перетину нижньовізейських шарів на глибині 5000 м, де залягають газоносні колектори. При їх перетині градієнт різко підвищується до 43—78 °С/км і залишається високим після проходження шару.

Температури розчинів, визначені за вмістом кремнезему, дорівнюють 180—220 °С (за безпосередніми вимірами — 150 °С (табл. 5)). Вони мають гідрокарбонатно-натрієвий склад і невисоку (до 25 мг/л) мінералізацію, різко збільшений вміст двовалентного заліза (до 300 мг/л), бора (до 10 мг/л), кремнезему (до 0,2 мг/л), наявний глинозем. У складі залізисто-глиноподібного залишку значно підвищені концентрації бора, стронцію, барію, хрому, титану, ванадію, цинку, свинцю, лантану, ртуті тощо. Було також розраховано геотермічний градієнт для Руденківського та Солохівського родовищ ДДЗ (див. табл. 2), на яких проявлена гідрогеологічна інверсія. Ці родовища також показали підвищення градієнта в середньому на 20 одиниць при перетині нафтогазоносних шарів.

**Т а б л и ц я 4. Розрахунок геотермічного градієнту та ТП на Качанівському газовому родовищі**

Номер свердловини	Глибина, м	Температура, °С	Тепло-провідність, мВт/м · °С	Градієнт, °С /км	Тепловий потік, мВт/м <sup>2</sup>
7	54,5	2000	1,84	27	50
19	52,5	2000	1,79	25	44
41	91	3100	1,79	24	42
45	101	3300	1,83	27	50
50	118	3600	1,83	29	53
55	29	1000	1,84	31	57
87	59,6	2000	1,73	27	46
100	105	3600	1,79	27	49
123	103	3660	1,84	26	49
126	23	1100	1,86	19	42
	63	2730		24	
	87	3750		23	
	118	4980		25	
127	79,5	2870	1,84	26	46
	101	3780		23	
				25	
129	68	2710	1,84	23	47
	99,5	3670		32	
130	79	2900	1,83	25	46
131	26,5	980	1,84	22	46
	71,5	2880		23	
	98	3650		34	
163	50,5	1860	1,79	25	45
175	67	2730	1,82	22	41
202	29	940	1,73	28	49
204	29	950	1,82	25	49
	77,5	2680		28	
				27	
210	30,5	1020	1,84	25	49
	102,5	3640		27	
212	80	3540	1,84	26	38
235	28	990	1,85	23	41
	94,5	3990		22	
237	77	3350	1,84	22	39

**Т а б л и ц я 5.** Розрахунок геотермічного градієнту та теплового потоку на Мачуському родовищі

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

У працях [Лукин, 1997; Шестопапов и др., 2018] доведено, що поява нижнього гідрогеологічного поверху свідчить про підймання глибинних вод, а збагачення металами може бути виключно наслідком зв'язку з магматичними джерелами речовини.

Розрахунки геотермічного градієнта, наведені у працях [Усенко, 2014, 2017, 2019; Усенко, Усенко, 2018] та у даному дослідженні, показують, що стрибки градієнта виявлені на усіх родовищах. Це підтверджує наявність нижнього гідрогеологічного поверху під західною та центральною частинами ДДЗ.

**Можливість використання замірів, проведених безпосередньо в процесі буріння** для визначення розподілу ТП на площі, — одне із важливих питань роботи. Отриманий результат був зіставлений з картою розподілу ТП, наведеною у монографії [Старостенко и др., 2015] (див. рис. 5). При побудові карти ТП Р. І. Кутас використав експериментальні виміри температури в глибоких свердловинах з уста-

леним тепловим режимом. Розбіжності визначення середнього ТП, навіть у межах одного родовища, можуть становити 7 одиниць у середньому (див. табл. 2), а в багатьох випадках існує дві моди розподілу. Ця особливість відмічена і для Шебелінського родовища [Старостенко и др., 2015]. Тому буквальний збіг неможливий навіть з об'єктивних причин — коливання значень ТП у межах одного родовища. Проте обидва розрахунки демонструють однакові особливості розподілу середнього ТП, властиві тільки цій частині ДДЗ.

**Теплове поле центральної частини ДДЗ** не проявлене різкими змінами ТП на площі, як, наприклад, теплове поле Донбасу [Усенко, 2002]. За нашими даними, середні значення на родовищі змінюються від 36 до 52 мВт/м<sup>2</sup> при найбільш поширеному — 42 мВт/м<sup>2</sup>.

Верховцівсько-Льговський розлом є межею між Лохвицьким та Ізюмським сегментами кристалічного фундаменту ДДЗ. Територія між Криворізько-Кременчуцьким

та Верховцівсько-Льговським розломами є межею, за якою на схід різко збільшується глибина залягання кристалічного фундаменту та зменшується потужність консолідованої кори [Старостенко и др., 2015]. Згідно з тривимірною магнітною моделлю, в Лохвицькому сегменті намагнічені блоки кори розміщуються у центральній частині, тоді як в Ізюмському — в північній при-бортовій частині, що узгоджується з простяганням зони підвищеної густини підкорової мантії вздовж Центрального (Осьового) розлому [Старостенко и др., 2015]. Ця межа виділяється на схемі швидкісної неоднорідності мантії частини літосфери поширенням на схід зони перешарування негативних і позитивних аномалій швидкості [Старостенко и др., 2017]. Таким чином, досліджувана територія охоплює зону, по якій різко змінюються фізичні властивості та будова кори і верхньої мантії.

Територія між Криворізько-Кременчуцьким і Верховцівсько-Льговським розломами виділяється і на карті ТП зростанням середніх значень на північному і південному бортах ДДЗ та різким їх зменшенням у центральній частині. І якщо підвищені значення ТП поширені на заході та сході ДДЗ, то подібні негативні аномалії наявні тільки в цій зоні. Вони виділяються як за розрахунками ТП у свердловинах, що були відстояні, так і за даними, отриманими в процесі буріння.

**Висновки.** Розрахунок геотермічних характеристик у 330 свердловинах на 55 родовищах вуглеводнів ДДЗ дає змогу зробити висновки, частина яких є попередніми й потребує детальнішого обґрунтування на підставі гідрогеологічних досліджень.

Результати вимірювань температур, що проводились безпосередньо в процесі буріння, можуть бути використані для визначення середнього ТП. Зіставлення розподілу ТП, визначеного за експериментальними вимірами температур у глибоких свердловинах з усталеним тепловим режимом демонструє загальний збіг отриманих результатів.

Територія між Криворізько-Кременчуцьким і Верховцівсько-Льговським роз-

ломами характеризується різкою зміною фізичних властивостей кори: розподілу густини, швидкості поширення сейсмічних хвиль, розташування магнітних об'єктів тощо. В тепловому полі підвищення ТП ( $45\text{—}50\text{ мВт/м}^2$ ) зафіксовано на північному і південному бортах, тоді як в осьовій частині середній ТП не перевищує  $40\text{ мВт/м}^2$ .

Верхня частина розрізу характеризується сталим градієнтом —  $19\text{—}20\text{ }^\circ\text{C/км}$ . Геотермічний градієнт підвищується при перетині межі покладів вуглеводнів, яка контролюється розміщенням апікальних частин брахіантиклінальних складок (які здебільшого проявлені на покрівлі шарів нижнього—середнього карбону) та зонами розломів.

Коливання температур, які відбуваються на горизонтальних літологічних межах, не впливають на розрахунок середнього градієнта глибокої ( $4500\text{—}6000\text{ м}$ ) свердловини. Їх прояви фіксуються на дуже малих відрізках.

На родовищах, де розломи досягають кайнозойських порід та земної поверхні (на бортах ДДЗ), ТП підвищується до  $45\text{—}50\text{ мВт/м}^2$ . Таким чином, підвищення градієнта на окремих відрізках має тектонічний контроль. Підвищення температур спостерігається і в колекторах, які вміщують поклади вуглеводнів, що дає змогу говорити про літологічний контроль.

Геотермічний градієнт залежить від розміщення покладів вуглеводнів як на площі, так і з глибиною. Підвищення градієнта відзначається при перетині тектонічних, стратиграфічних і літологічних меж, які у багатьох випадках контролюють і розміщення покладів вуглеводнів. На частині родовищ зони, в яких зафіксовано підвищення градієнта, є тектонічно (гідрогеологічно) обмеженими.

Отже, можна допустити існування єдиної причини підвищення температури та збагачення вуглеводневими сполуками. На родовищах південного борту центральної частини ДДЗ О. Ю. Лукін виявив зв'язок розміщення покладів з проявами гідрогеологічної інверсії, яка спричинена сучасною гідротермальною активністю. Тому мож-

ливим чинником підвищення температур на глибині розміщення покладів можна вважати гідротермальний розчин, що є теплоносієм і постачальником вуглеводнів та інших газів. Склад цього водного розчину

гідрокарбонатно-натровий. Наявні дані щодо зміни температур і геотермічного градієнта у свердловинах підтверджують наявність цього зв'язку практично на усій досліджуваній території.

### Список літератури

- Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. Под ред. Ю. А. Арсирий, А. А. Билык, М. И. Бланк. Киев: Изд. Мингео УССР, 1984. 190 с.
- Днепровско-Донецкая впадина (геофизика, глубинные процессы). Под ред. В. В. Гордиенко. Киев: Корвин пресс, 2006. 144 с.
- Кутас Р. И. Гордиенко В. В. Тепловое поле Украины. Киев: Наук. думка, 1971. 141 с.
- Лукин А. Е. Литолого-динамические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. Киев: Наук. думка, 1997. 224 с.
- Старостенко В. И., Пашкевич И. К., Макаренко И. Б., Куприенко П. Я., Савченко А. С. Геодинамическая интерпретация геолого-геофизической неоднородности литосферы Днепровско-Донецкой впадины. *Доп. НАН України*. 2017. № 9. С. 84—94.
- Старостенко В. И., Русаков О. М., Пашкевич И. К., Кутас Р. И., Орлюк М. И., Куприенко 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. Анализ геотермических параметров на нефтегазовых родовищах Днепровско-Донецкой западины. *Геодинамика*. 2013. № 2(15). С. 347—349.
- Усенко А. П. Залежність геотермічного градієнта від розташування покладів вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині. *Доп. НАН України*. 2014. № 12. С. 106—112.
- Усенко А. П. Розподіл теплових характеристик в центральній частині південно-західного борту Дніпровсько-Донецької западини. *Доп. НАН України*. 2017. № 6. С. 58—61.
- Усенко А. П. Розподіл теплових характеристик в північно-західній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини. *Доп. НАН України*. 2019. № 7. С. 44—51.
- Усенко А., Усенко О. Анализ геотермических параметров на северо-западной части ДДВ. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2018. 141 с.
- Усенко О. В. Тепловой поток и современная активизация Донецкого бассейна. *Геофиз. журн*. 2002. Т. 24. № 5. С. 102—111.
- Шестопапов 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.

## Analysis of geothermic parameters of oil-and gas deposits of the central part of the Dnieper-Donets depression

A. P. Usenko, O. V. Usenko, 2020

S.I. Subbotin Institute of Geophysics, National Academy of Sciences of Ukraine, Kiev, Ukraine

Distribution of geothermic parameters in the central part of the DDD in the joint of Lohvitsa and Izyum blocks has been considered in the paper. Geothermic gradient and



heat flow have been calculated according to the results of measurements conducted directly in the process of drilling.

It has been found that geothermic gradient varies both with depth and area even within the limits of one deposit. Comparison with geologic cross-section shows that the leaps of gradient are connected with crossing of stratigraphic (and lithologic) borders and the changes of temperature are noticed while crossing the roof of hydrocarbon deposits predominantly in the Lower Carboniferous. In most cases they are positive. In the Devonian volcanogenic-sedimentary stratum in considerable cases negative leaps appear as well. For calculation of heat flow (HF) only the measurements were used conducted in the deep holes crossing hydrocarbon deposits. Two modes of HF distribution are fixed in many deposits that differ by 5—10 units possibly explainable by hydrogeologic isolation of different blocks of the same deposit. The leaps of gradient and fluctuations of HF values may be produced by diffidence of hydrothermal solution in porous layers of sedimentary stratum. In the Machekha gas deposit a coincidence is fixed for the depth of gradient growth and the depth of registration of hydrogeologic inversion and a zone of anomalously high pressure in the stratum.

Comparison with a map of HF, plotted by the results of temperature measurements in the wells with established heat regime demonstrates overall coincidence of HF distribution.

The margin of the Lohvitsa and Izyum blocks is a zone of changes of many physical characteristics of the basement and shows itself in the majority of geophysical fields. In the HF map it is marked out with the increase of average values in the northern and southern sides of the DDD and with their decrease in its central part. While increased values of HF are distributed both in the west and in the east of DDD, then the similar negative anomalies are represented only in this zone.

**Key words:** Dnieper-Donets depression, heat flow, temperature gradient, hydrogeologic inversion.

## References

- Arsiry, Yu. A., Bilyk, A. A., & Blank, M. I. (Eds.). (1984). *Atlas of the geological structure and oil and gas potential of the Dnieper-Donets depression*. Kiev: Edition of the Ministry of Geology of the USSR, 190 p. (in Russian).
- Gordienko, V. V. (Ed.). (2006). *Dnieper-Donets Basin (geophysics, deep processes)*. Kiev: Corwin Press, 144 p. (in Russian).
- Kutas, R. I. & Gordienko, V. V. (1971). *Thermal field of Ukraine*. Kiev: Naukova Dumka, 141 p. (in Russian).
- Lukin, A. E. (1997). *Lithological and dynamic factors of oil and gas accumulation in aulacogenic basins*. Kiev: Naukova Dumka, 224 p. (in Russian).
- Starostenko, V. I., Pashkevich, I. K., Makarenko, I. B., Kuprienko, P. Ya., & Savchenko, A. S. (2017). Geodynamic interpretation of the geological and geophysical heterogeneity of the lithosphere of the Dnieper-Donets depression. *Dopovidi NAN Ukrainy*, (9), 84—94 (in Russian).
- 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. (2013). Analysis of geothermal parameters at oil and gas fields of the Dnieper-Donetsk basin. *Geodynamika*, (2), 347—349 (in Ukrainian).
- Usenko, A. P. (2014). Dependence of the geothermal gradient on the location of hydrocarbon deposits in the Dnieper-Donetsk basin. *Dopovidi NAN Ukrainy*, (12), 106—112 (in Ukrainian).
- Usenko, A. P. (2017). Distribution of thermal characteristics in the central part of the south-western side of the Dnieper-Donetsk depression. *Dopovidi NAN Ukrainy*, (6), 58—61 (in Ukrainian).

- Usenko, A. P. (2019). Distribution of thermal characteristics in the north-western part of the axial zone of the Dnieper-Donetsk basin. *Dopovidi NAN Ukrainy*, (7), 44—51 (in Ukrainian).
- Usenko, A. & Usenko, O. (2018). *Analysis of geothermal parameters in the northwestern part of the DDB*. LAP LAMBERT Academic Publishing, 141 p. (in Russian).
- Usenko, O. V. (2002). Heat flow and modern activation of the Donetsk basin. *Geofizicheskiy zhurnal*, 24(5), 102—111 (in Russian).
- Shestopalov, V. M., Lukin, A. E., Zgonnik, V. A., Makarenko, A. N., Larin, N. V., & Boguslavskiy, A. S. (2018). *Essays on the degassing of the Earth*. Kiev: Itek servis, 632 p. (in Russian).

## Анализ геотермических параметров нефтегазовых месторождений центральной части Днепровско-Донецкой впадины

А. П. Усенко, О. В. Усенко, 2020

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

В статье рассмотрено распределение геотермических параметров в центральной части Днепровско-Донецкой впадины на стыке Лохвицкого и Изюмского блоков. Геотермический градиент и тепловой поток рассчитаны по результатам измерений, проводимых непосредственно в процессе бурения.

Установлено, что геотермический градиент варьирует как с глубиной, так и на площади даже в пределах одного месторождения. Сопоставление с геологическим разрезом показывает, что скачки градиента связаны с пересечением стратиграфических (и литологических) границ, а его резкий скачок отмечается при пересечении кровли залежей углеводородов преимущественно в нижнем карбоне. В большинстве случаев скачки градиента являются положительными, тогда как в девонской вулканогенно-осадочной толще во многих случаях появляются и отрицательные.

Для расчета теплового потока (ТП) использованы только замеры, выполненные в глубоких скважинах, пересекающих залежи углеводородов. На многих месторождениях фиксируются две моды распределения ТП, которые отличаются на 5—10 единиц, что может объясняться гидрогеологической изолированностью различных блоков одного месторождения.

Скачки градиента и колебания значений ТП могут быть вызваны растеканием гидротермального раствора в пористых слоях осадочной толщи. На Мачехском газовом месторождении фиксируется совпадение глубины повышения градиента с глубиной регистрации гидрогеологической инверсии и зоной аномально высокого пластового давления.

Сопоставление с картой ТП, построенной по результатам измерений температур в скважинах с устоявшимся тепловым режимом, демонстрирует общее совпадение распределения ТП.

Граница Лохвицкого и Изюмского блоков является зоной изменения многих физических характеристик фундамента и проявлена в большинстве геофизических полей. На карте ТП выделяется увеличением средних значений на северном и южном бортах ДДВ и уменьшением в центральной части. Если повышенные значения ТП распространены и на западе, и на востоке впадины, то подобные отрицательные аномалии представлены только в этой зоне.

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