

**Ігор КУРОВЕЦЬ, Олександр ПРИХОДЬКО,  
Ігор ГРИЦИК, Світлана МЕЛЬНИЧУК**

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів,  
e-mail: igggk@mail.lviv.ua

## **ГЕОТЕРМІЧНІ УМОВИ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ**

Формування температурного режиму Дніпровсько-Донецької западини зумовлюється величиною глибинного теплового потоку, структурно-тектонічними особливостями регіону, літологією осадового комплексу, розвитком у регіоні потужного комплексу хомогенних і вулканічних порід, а також гідрогеологічними умовами.

За результатами аналізу фактичного геотермічного матеріалу у свердловинах, отриманого під час проведення геофізичних досліджень, замірів температур при визначенні геотермічних градієнтів та випробуванні продуктивних горизонтів, визначено геотермічні параметри, що характеризують температурний стан порід і флюїдів різних тектонічних зон Східного нафтогазоносного регіону. Наведено схеми розподілу температур на глибинах 2000, 8000 м, середнього геотермічного градієнта, глибин залягання ізотерм 150 і 180 °С та проаналізовано закономірності розподілу геотермічних параметрів. Встановлено латеральну зональність цих параметрів, виокремлено зони їхніх максимальних, середніх та низьких значень. Враховуючи особливості тектонічної будови Дніпровсько-Донецького грабена, у міру занурення осадового комплексу здійснюється поступова заміна нафтових родовищ нафтогазовими, а потім – газовими з північного заходу на південний схід. Геотермічні параметри характеризують геотермічну активність надр западини і дають змогу встановити її зональність, а також прогнозувати фазовий стан вуглеводневих систем на великих глибинах.

*Ключові слова:* геотермічні параметри, термобаричні умови, середній геотермічний градієнт, «фонові» регіональні температури, ізотермічна поверхня, фазовий стан вуглеводнів, Східний нафтогазоносний регіон.

### **Постановка проблеми, аналіз останніх досліджень та публікацій.**

Східний нафтогазоносний регіон, як один із найбільших в Україні, завжди привертав увагу дослідників з метою вивчення геотемпературних умов осадового комплексу порід як у цілому, так і окремих його частин для визначення процесів міграції та акумуляції вуглеводнів у пастках, умов формування їхніх покладів, встановлення фазового стану, а також – оцінки перспектив при пошуках та розвідці родовищ нафти і газу. Питаннями геотермічних досліджень займалися А. Є. Бабінець, Г. С. Брайловський, В. В. Гордієнко, Ю. С. Застьожко, В. В. Колодій, Р. І. Кутас, А. Й. Лур'є, В. І. Лялько, М. М. Митник, В. Г. Осадчий, М. М. Непримєров, О. Ш. Кнішман, В. В. Кравець та багато інших.

Складну геологічну будову регіону вивчали В. Г. Бондарчук, Г. Н. Доленко, В. В. Глушко, П. Ф. Шпак, В. К. Гавриш, І. П. Кліточенко, М. В. Червінська,

О. Ю. Лукін, Ю. О. Арсірій, Б. П. Кабишев, А. Б. Холодних, О. К. Ципка, К. К. Філюшкін, С. О. Варічев, Г. І. Вакарчук та ін.

Для інтерпретації наших досліджень використано схему тектонічного районування Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області, за Ю. О. Арсірієм та О. К. Ципком (Атлас..., 1998).

У процесі аналізу особливостей розподілу вуглеводневих покладів різного фазового стану з'ясовано, що в міру занурення і, відповідно, підвищення пластової температури нафтові поклади змінюються газоконденсатними, а відтак – газовими. Вивчення розподілу вуглеводневих покладів показало, що приблизно до глибин 4500 м термобаричні умови не впливали на процес деструкції нафти. Однак це не заперечує можливості існування вуглеводневих покладів того чи іншого фазового стану і в інших умовах. Так, до прикладу, поклади нафти можуть залягати і на значних глибинах за низьких значень геотермічного градієнта або високих пластових тисків.

Розподіл температур у надрах Східного нафтогазоносного регіону визначається особливостями його геолого-тектонічної будови, а отже, і гідрогеологічними умовами. Південно-східні райони, у яких переважають висхідні рухи (потоки) підземних вод, є областю розвитку полів із найбільш високими температурами, натомість північно-західні, здебільшого з давньою та сучасною інфільтрацією вод, є областями понижених значень температур. Так, у районі Чернігівського поперечного підняття температура на поверхні фундаменту становить 75–200 °С, а на південному сході регіону – 250–300 °С. До речі, вуглеводневим покладам загалом властиві високі значення геотермічного градієнта відносно «фонових». При тому для газових покладів вони вищі порівняно з нафтовими (Колодий, Приходько, 1989; Prykhodko, Lourie, 1998).

**Отримані результати досліджень та їхнє наукове обґрунтування.** На основі аналізу фактичного геотермічного матеріалу зі свердловин, отриманого під час геофізичних досліджень, замірів температур, геотермічних градієнтів та температур при випробовуванні продуктивних горизонтів, а також з літературних джерел проведено інтерполяцію фактичного геотермічного матеріалу та визначено геотермічні параметри, що характеризують температурний стан порід та флюїдів різних тектонічних зон Дніпровсько-Донецького грабена (Приходько та ін., 2005).

Температурний режим у Дніпровсько-Донецькій западині (ДЦЗ) у цілому неоднорідний. Значення температур на глибині 2000 м (рис. 1) коливаються в інтервалі від 45 до 65 °С. Винятком є свердловини в областях із вираженою соляною тектонікою. Мінімальні температури зафіксовані в крайній північно-західній частині (Любеч, Кричківка та ін.), а також в областях зануреного схилу Воронезького кристалічного масиву (Грицик та ін., 1998).

У центральній та південно-східній частинах западини розподіл температур цілком інший: температури зростають з півночі на південь від Воронезького кристалічного масиву до зони південних крайових дислокацій. Мінімальні значення тут виявлені у свердловинах на Рибальській, Качанівській, Бельській та інших площах, максимальні – у районі Зачепилівської та Голубівсько-Іллічівської площ. Амплітуда зростання температур з півночі на південь становить 12–14 °С. На краю південно-східної западини

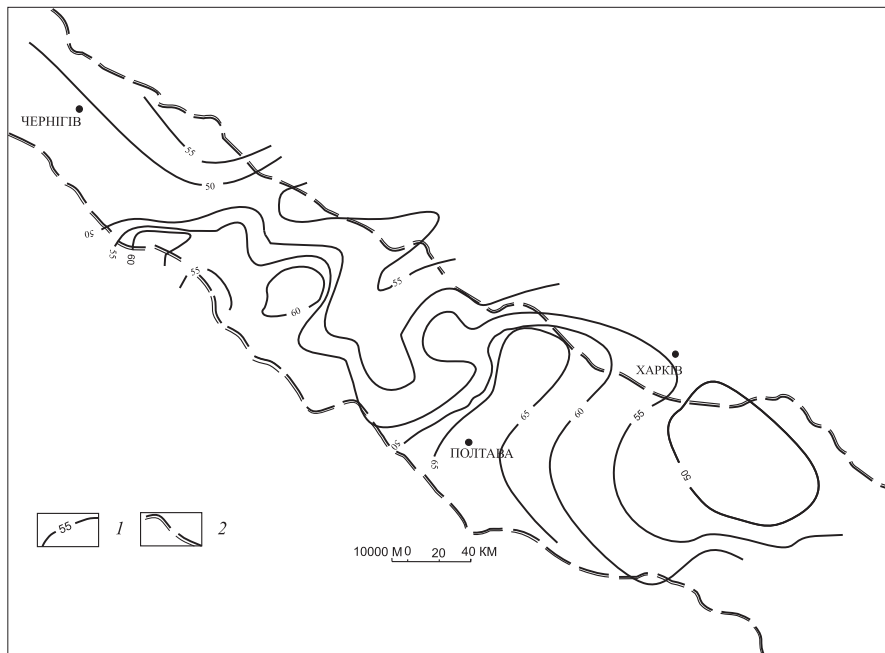


Рис. 1. Схема розподілу температур на глибині 2000 м:  
 1 – ізотерми та їхні значення; 2 – крайові розломи

«температурний фон» підвищується від Воронежського кристалічного масиву до північної окраїни Донбасу (Краснопопівське, Воровське, Бергунське та інші родовища).

Отже, зона найбільш високих температур на північному заході ДДЗ тягнє до її осової частини, у центральній області вона зміщується до південних крайових дислокацій, на південному сході – відхиляється на північ та захоплює смугу структур Північнодонецького насуву.

Слід відзначити, що максимальні значення температур спостерігаються не в центрі ДДЗ, а в районі південного борту; у межах западини великі додатні аномалії регіонального характеру відсутні, майже немає локальних від’ємних аномалій, але виявлено два регіональні температурні мінімуми: один – у північно-західній області, другий розташований у північно-східній частині досліджуваної території і проходить через Колонтаєвську, Високопольську, Роспашновську та Крестищенську структури. Порівняння схем ізотерм із відповідними структурними картами показує, що ізотерми в загальних рисах повторюють особливості будови ізогіпс по підосвах окремих стратиграфічних горизонтів. Північно-західна та північно-східна від’ємні температурні аномалії, очевидно, можуть бути пов’язані з великою глибиною залягання всіх літолого-стратиграфічних комплексів осадових відкладів, причому максимальній глибині занурення фундаменту відповідають мінімальні температури в північно-східній зоні.

Аналізуючи залежність середніх значень температур від глибини та загальну закономірність розподілу температур, зазначимо, що розкид значень температур на глибині 2000 м сягає до 25 °С, кількість відхилень від

середнього значення в бік високих температур більша, ніж у бік низьких, на 10 %, це може бути пов'язано з наявністю покладів вуглеводнів.

Встановлені закономірності підтверджуються також і даними середнього геотермічного градієнта (рис. 2). Мінімальний геотермічний градієнт спостерігається на північно-західній окраїні западини (1,5 °C/100 м), на південному схилі Воронезького кристалічного масиву (2,0 °C/100 м) та в північній частині схилу Українського щита (2,5 °C/100 м). Максимальне значення геотермічного градієнта зафіксоване на декількох структурах зони південних крайових дислокацій (3,0 °C/100 м) та в прибортовій смузі південно-східної частини западини від Шевченківської площі до району Луганська (3,5 °C/100 м). За темпом зміни температури з глибиною Дніпровсько-Донецьку западину можна розділити на дві зони – південно-східну та північно-західну. У першій крива залежності температури від глибини має опуклу форму, тобто, геотермічний градієнт із глибиною зменшується. Натомість на північному заході геотермічний градієнт нижче глибини 2500 м зростає. На основі даних про розподіл температур у вивченій частині розрізу та темпів зміни температури з глибиною встановлено характер розподілу температур по поверхні докембрійського фундаменту. У районі Чернігівського виступу фундаменту температури не перевищують 75–100 °C. Приблизно такі самі температури спостерігаються і в аномальних зонах, що знаходяться біля крайових порушень, у межах яких фундамент залягає на глибині 2000–2500 м. Максимальні

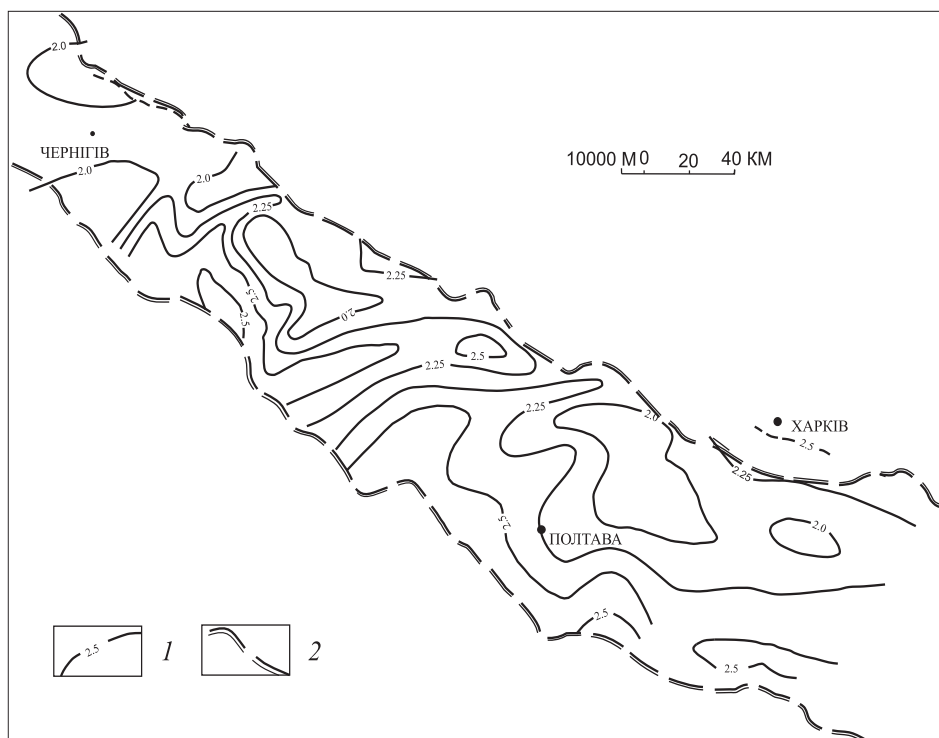


Рис. 2. Схема розподілу середнього геотермічного градієнта:  
1 – ізолінії значень геотермічного градієнта, °C/100 м; 2 – крайові розломи

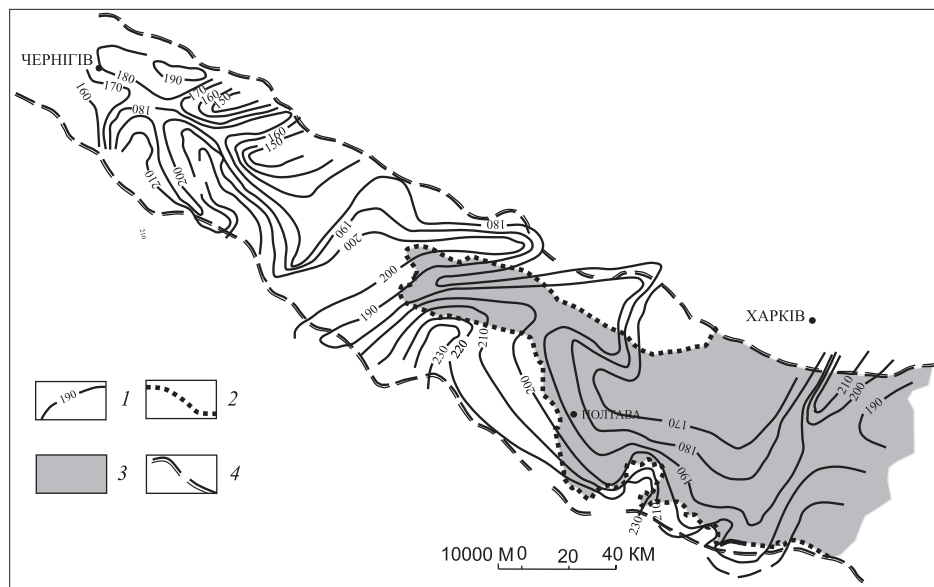


Рис. 3. Схема розподілу фонових регіональних температур на глибині 8000 м: 1 – ізотерми та їхні значення; 2 – межа між осадовою товщею та фундаментом; 3 – зона поширення осадової товщі; 4 – крайові розломи

температури, що перевищують 300 °С, можливі в найбільш занурених зонах (понад 10 км) південно-східної частини ДДЗ (Шебелинська, Співаківська та інші площі).

Для побудови схеми розподілу «фонових» регіональних температур на глибині 8000 м (рис. 3) (Грицик та ін., 1999) та встановлення основних закономірностей зміни температур як по латералі, так і з глибиною, були використані геолого-геофізичні матеріали, одержані під час сейсмічних досліджень, буріння параметричних глибоких свердловин, а також теоретичні розрахунки зміни геотермічного градієнта з урахуванням теплофізичних властивостей порід залежно від глибини їхнього залягання, гідростатичного та гірського тисків. При загальному аналізі розподілу «фонових» регіональних температур на глибині 8000 м виокремлюються три температурні зони (у межах розвитку осадового чохла).

*Зона низьких значень температури (до 180 °С):*

– північно-західна ділянка простягається з північного заходу на південний схід і в плані по фундаменту ДДЗ розміщена в центральній частині Лютенської депресії;

– центральна – охоплює південний схил Солохівської, західний схил Розпашнівської, Решетилівську, Ландарійську, Чутовську депресії та виступи фундаментів, що їх розмежують.

*Зона підвищених значень температури (понад 200 °С):*

– клиноподібна ділянка (незначна за розмірами) розташована на південь від м. Харкова в північній прибортовій зоні;

– південно-західна прибортова ділянка включає південно-західний та південний схили Лютенської депресії, а далі поширюється на південь від

північного схилу Миронівської, на північ і південь від Камишевацької депресій, а також охоплює всю територію грабена на південний схід.

Зона середніх значень температури (180,0–200,0 °С) поширюється з північного заходу на південний схід у центральній частині Дніпровсько-Донецького грабена.

Визначення максимальних глибин розвитку вуглеводнів у рідкій фазі базується на визначенні глибин ізотермічних поверхонь 150–180 °С. Це так зване «нафтове вікно». Майже у всіх нафтоносних регіонах світу за нормальних гідростатичних тисків поклади вуглеводнів у рідкій фазі не встановлені за температур вище 200 °С. Фізичний стан вуглеводнів у покладах залежить від термобаричних умов, каталітичних властивостей вмісних порід, ступеня закритості покладів тощо і не тільки в сучасних умовах, але й упродовж існування покладів, тобто в геологічному минулому.

Глибини залягання ізотерми 150 °С у ДДЗ знаходяться в інтервалі від 5400 до 8900 м (рис. 4). У північно-західній частині області залягання ізотерми розміщені в межах Прилуцької (глибини від 5400 до 6400 м), Срібненської та Роменської западин. Найбільші глибини залягання ізотерми 150 °С тягнуть до Чутовської западини (до 8900 м). Далі на південний схід ізотермічна поверхня поступово піднімається до глибин 6100–5600 м.

У північно-західній частині ДДЗ області залягання ізотермічної поверхні 180 °С (рис. 5) виявлені лише в межах західного схилу Прилуцької та східного схилу Срібненської западин. У центральній частині область поширення

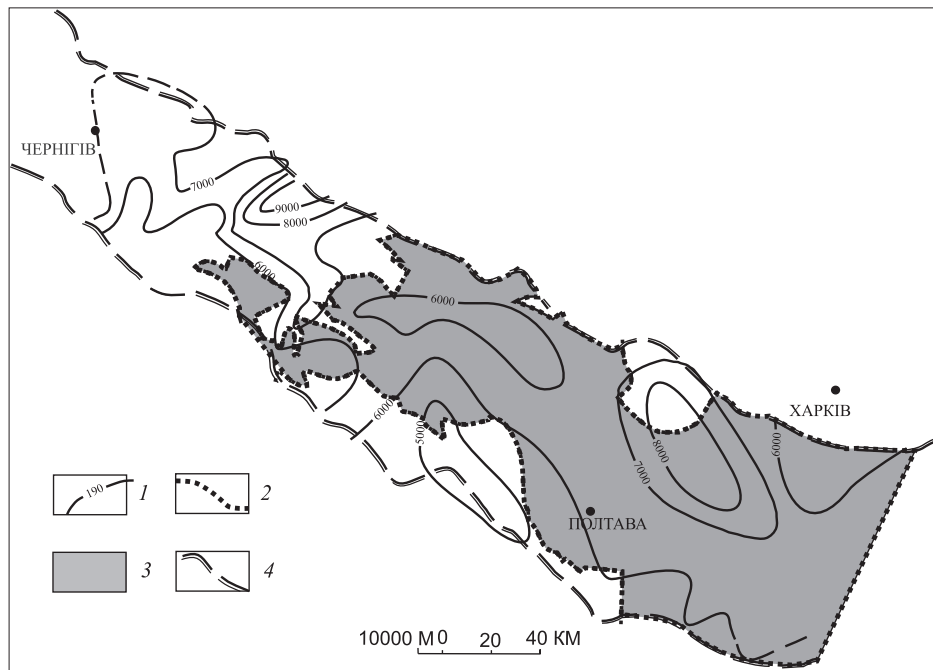


Рис. 4. Схема ізотермічної поверхні 150 °С:

1 – ізопахіти та їхні значення; 2 – межа між осадовою товщею та фундаментом; 3 – зона поширення осадової товщі; 4 – крайові розломи

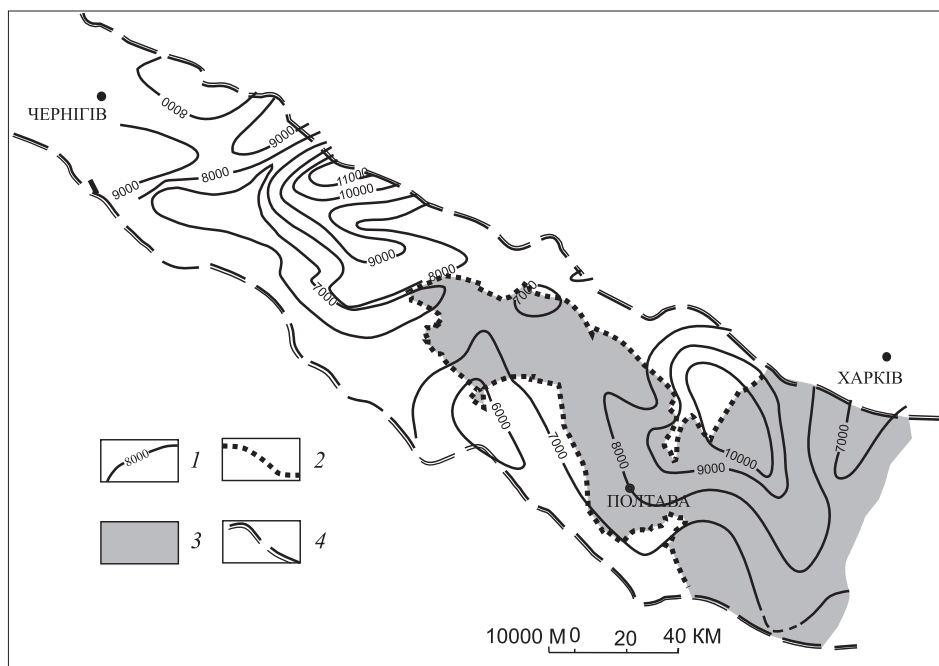


Рис. 5. Схема ізотермічної поверхні 180 °С:  
 1 – ізопакіти та їхні значення; 2 – межа між осадовою товщею та фундаментом; 3 – зона поширення осадової товщі; 4 – крайові розломи

ізомермічної поверхні тяжіє до центральної частини Дніпровсько-Донецького грабена і охоплює Лютенську, Солохівську, Решетилівську, Лондарійську, південний схил Сидоряцької та Чутовську (крім північного схилу) западини. Найглибше занурення ізомермічної поверхні спостерігається на півдні Чутовської западини (10 600 м).

**Висновки.** Із урахуванням особливостей тектонічної будови Дніпровсько-Донецького грабена в міру занурення осадового комплексу здійснюється поступова заміна нафтових родовищ нафтогазовими, а відтак – газовими з північного заходу на південний схід. Визначені геотермічні параметри характеризують геотермічну активність надр западини і дають змогу прогнозувати фазовий стан вуглеводневих систем на великих глибинах. Слід зазначити, що температура та тиск у надрах Східного нафтогазоносного регіону можуть поєднуватися в найрізноманітніших комбінаціях, що спричиняє диференціацію термобаричних умов, а отже, і диференціацію вуглеводневих покладів за їхнім фазовим станом.

*Атлас родовищ нафти і газу України* (Т. 1. Східний нафтогазоносний регіон). (1998). Львів: УНГА.

Грицик, І. І., Колодій, В. В., Осадчий, В. Г., Приходько, О. А., Пуцило, В. І. (1999). Геотермічний режим Дніпровсько-Донецької западини на глибині понад 5 км. *Сборник научных трудов НГА Украины*, 6 (Т. 1. Геология полезных ископаемых), 36–39.

- Грицик, І. І., Осадчий, В. Г., Приходько, О. А. (1998). Карта розподілу регіональних фонових температур Дніпровсько-Донецької западини на глибині 2000 м. В *Матеріали V Міжнар. конф. «Нафта-газ України-98» (Полтава, 15-17 верес. 1998 р.)* (Т. 1, с. 153). Полтава.
- Колодій, В. В., Приходько, А. А. (1989). Геотермическая зональность и распределение залежей УВ на северо-западе ДДВ. *Нефт. и газовая пром-ть*, 1, 12-14.
- Приходько, О. А., Осадчий, В. Г., Куровець, І. М. (2005). Термобаричні умовини продуктивних горизонтів родовищ вуглеводнів північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3-4, 5-12.
- Prykhodko, A., Lourie, A. (1998). Geothermic field, oil and gas content of the Dnieper-Donets cavity. In *Proceedings of the International conference: The Earth's thermal field and related research methods (Moscow, Russia, May 19-21, 1998)* (pp. 220-221). Moscow.

Стаття надійшла:  
03.09.2019

**Ihor KUROVETS, Oleksandr PRYKHODKO,  
Ihor HRYTSYK, Svitlana MELNYCHUK**

#### **GEOHERMAL CONDITIONS OF THE EASTERN OIL- AND GAS-BEARING REGION OF UKRAINE**

The formation of the temperature regime of the Dnieper-Donets depression is determined by the magnitude of the deep heat flux, the structural and tectonic features of the region, the lithology of the sedimentary complex, the occurrence of a thick complex of chemogenic and volcanic rocks in the region, as well as hydrogeological conditions.

Based on the analysis of factual geothermal material on wells, obtained during geophysical studies, measurements of temperatures and geothermal gradients, measurements of temperatures during testing of productive horizons, as well as from literary sources, the interpolation of factual geothermal material is carried out. The geothermal parameters characterizing the temperature state of rocks and fluids of different tectonic zones of the Eastern oil- and gas-bearing region have been determined. Schemes of temperature distribution at depths of 2000, 8000 m, average geothermal gradient, depths of isotherms 150 °C, 180 °C are given and regularities of distribution of geothermal parameters are analyzed. The lateral zoning of the geothermal parameters distribution of the region is established, the zones of their maximum, middle and low values are distinguished. Taking into account the peculiarities of the tectonic structure of the Dnieper-Donets graben, as the sedimentary complex is submerged, a gradual replacement of oil by oil and gas fields and then by the gas ones occurs from the northwest to the southeast. Geothermal parameters characterize the geothermal activity of the subsurface and allow to determine its zonation, as well as to predict the phase state of hydrocarbon systems at great depths.

*Keywords:* geothermal parameters, thermobaric conditions, average geothermal gradient, "background" regional temperatures, isothermal surface, hydrocarbon phase state, Eastern oil- and gas-bearing region.