

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

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

## **ВЕРТИКАЛЬНА ТЕРМОБАРИЧНА ЗОНАЛЬНІСТЬ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ**

Для прогнозної оцінки перспективних пошуково-розвідувальних територій, а також роздільного прогнозування окремих продуктивних горизонтів пошуково-розвідувальних площ на нафту та газ необхідно встановлення закономірностей у розміщенні вже розвіданих покладів вуглеводнів з урахуванням структурно-тектонічної будови, літолого-стратиграфічних особливостей, гідрогеологічних та геотермобаричних умов нафтогазоносного регіону. Взаємозв'язок геотермобаричних параметрів з фазовим станом вуглеводнів у вертикальному розрізі має слугувати важливим фактором для розв'язання поставленої задачі.

У межах Східного нафтогазоносного регіону України встановлена просторова зональність у розміщенні газових, нафтових і газоконденсатних покладів. У цілому розподіл температур і тисків на різних глибинах, середніх геотермічних градієнтів, градієнтів однойменних літолого-стратиграфічних горизонтів (витриманих як по площі, так і за потужністю) тісно пов'язані з глибинною геологічною будовою досліджуваного регіону і підтверджують уявлення про роль тектонічних, літолого-стратиграфічних та гідрогеологічних чинників на формування теплового режиму осадових басейнів.

Розроблено вертикальну зональність розміщення покладів вуглеводнів нафтогазоносних горизонтів за геотермобаричними параметрами північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини та 8 з 15 районів Східного нафтогазоносного регіону, а саме: Монастирищенсько-Софіївського і Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносних, Глинсько-Солохівського газонафтоносного, Рябухинсько-Північно-Голубівського і Машівсько-Шебелинського газонасних, Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного, Красноріцького газонасного районів, а також нафтогазоносного району північного борту.

Виявлені закономірності розподілу пластових температур, тисків, геотермічного і термобаричного коефіцієнтів з урахуванням особливостей тектонічної будови Дніпровсько-Донецького грабена дозволяють більш обґрунтовано вирішувати георетичні проблеми, пов'язані з міграцією вуглеводнів, формуванням та збереженням покладів, що дасть можливість ефективніше вести пошуки нових родовищ на великих глибинах у межах досліджуваної території.

*Ключові слова:* термобаричні параметри, початкові пластові температури, початкові пластові тиски, термобаричний коефіцієнт, гідростатичний тиск, коефіцієнт гідростатичності, продуктивний горизонт, нафтогазоносний комплекс, фазовий стан вуглеводнів, пошуково-розвідувальні роботи; нафтові, газові, газоконденсатні поклади.

**Мета роботи.** Встановлення взаємозв'язку геотермобаричних умов та закономірностей у розміщенні вже розвіданих покладів вуглеводнів на родовищах Східного нафтогазоносного регіону України має слугувати основою для попередньої прогностичної оцінки перспектив пошуково-розвідувальних територій та роздільного їх прогнозування на нафту або газ у вертикальному розрізі, а також дасть можливість ефективніше вести пошуки нових родовищ на великих глибинах у межах досліджуваної території.

**Основні результати дослідження.** Оскільки геотермічний режим формувався шляхом надходження тепла із глибинних надр, аналіз розподілу геотермічних параметрів в осадовому комплексі дозволяє з'ясувати вплив геолого-тектонічних, геохімічних, гідрогеологічних та інших чинників, а також розміщення покладів та родовищ вуглеводнів на його перерозподіл. Фізико-хімічні процеси, які відбуваються в покладах і відкладах, що їх перебивають, призводять до зростання щільності теплового потоку та утворення локальних додатних геотермічних аномалій (Лялько, Митник, 1978).

Проведеними дослідженнями встановлено взаємозв'язок геотермічної активності надр із розміщенням покладів вуглеводнів (Осадчий и др., 1976; Приходько та ін., 2005; Куровець та ін., 2019). У межах Східного нафтогазоносного регіону України встановлена просторова зональність у розміщенні газових, нафтових та газоконденсатних покладів: північно-західна частина, найменш занурена, містить переважно нафтові; південно-східна, найбільш занурена, – здебільшого газові; центральна – нафтогазова, характеризується складним співвідношенням поверхів нафто- і газонасності в розрізі. Аналогічні закономірності спостерігаються і в інших нафтогазоносних провінціях світу.

Загалом розподіл температур і тисків на різних глибинах, середніх геотермічних градієнтів, градієнтів однойменних літолого-стратиграфічних горизонтів (витриманих як по площі, так і за потужністю) тісно пов'язані з глибинною геологічною будовою досліджуваного регіону і підтверджують уявлення про роль тектонічних, літолого-стратиграфічних та гідрогеологічних факторів на формування теплового режиму осадових басейнів. Локальні додатні і від'ємні аномалії на регіональному тепловому полі зумовлені різними причинами: тектонічними порушеннями, наявністю солі в розрізі, викликанням окремих стратиграфічних горизонтів (комплексів), гідрогеологічними особливостями, наявністю покладів вуглеводнів та ін.

Під час проведення пошукових робіт на нафту і газ у північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини методом польової геотермічної зйомки у 80–90-х роках минулого століття виникла необхідність розробки геотермобаричних критеріїв нафтогазоносності досліджуваного району та побудови як латеральної, так і вертикальної зональності розміщення покладів вуглеводнів у розрізі осадового чохла (Приходько и др., 1981; Колодий, Приходько, 1989). Це дало можливість вивчити і більш детально з'ясувати вплив термобаричних умов на фазовий стан вуглеводнів у продуктивних горизонтах та визначити інтенсивність катагенетичних змін порід і положення границі пізнього катагенезу, що є важливим чинником для вирішення проблем формування покладів та родовищ у цілому.

Для вивчення закономірностей розміщення покладів вуглеводнів у вертикальному розрізі осадового чохла проаналізовано результати замірів початкових пластових температур і тисків родовищ нафти, газу і газоконденсату (таблиця).

Характеристика розподілу термобаричних параметрів покладів вуглеводнів північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини

Нафтогазоносний комплекс	Продуктивні горизонти	Глибина проведення заміру, $H$ , м	Початкова пластова температура, $T_{\text{пл}}$ , К	Початковий пластовий тиск, $P_{\text{пл}}$ , МПа	Коефіцієнт гідростатичності, $k_g = P_{\text{пл}}/P_y$	Термобаричний коефіцієнт, $k_T = T_{\text{пл}}/P_{\text{пл}}$ , К/МПа
Мезозойський (MZ)	нафтові	1312–1798	313–375	14,2–45,2	0,98–1,19	8,3–22,4
	газові	1472–3843	312–325	13,6–17,9	0,97–1,07	18,2–22,8
	нафтові	1660–2117	319–336	16,8–21,4	0,99–1,08	16,8–21,4
Верхньокам'яновугільно-пермський (P + C <sub>3</sub> )	газові	1645–2130	326–340	17,7–22,2	1,06–1,10	17,7–22,2
	газоконденсатні	1880–2140	327–337	14,3–22,3	1,05–1,06	19,3–22,3
Середньокам'яновугільний (C <sub>2</sub> )	нафтові	1550–3490	321–370	14,9–36,7	0,97–1,15	10,1–21,7
	газові	2136–3578	327–389	21,9–38,5	1,03–1,11	10,1–15,1
	газоконденсатні	2167–3745	338–370	20,6–41,2	0,97–1,33	9,0–16,6
	газонафтові	1870–3131	331,5–368	19,1–32,4	1,03–1,09	11,3–17,4
Серпуховський (C <sub>1s</sub> )	нафтові	2682–5088	337–385	27,1–56,2	1,03–1,16	6,9–13,0
	газові	3465–4909	359–404	35,7–53,4	1,05–1,18	7,5–10,1
Верхньовізейський (C <sub>1v2</sub> )	нафтові	2728–4720	351–399	20,7–51,4	0,69–1,14	7,7–12,4
	газові	2700–5539	336–417	29,1–83,9	0,80–1,60	5,0–12,1
	газоконденсатні	2330–4970	344–402	25,1–56,2	1,04–1,22	7,1–13,7
	газонафтові	2910–3580	363,5–371	31,0–39,0	1,04–1,11	9,5–11,7
Турнейсько-нижньовізейський (C <sub>1t</sub> + v <sub>1</sub> )	нафтові	2733–4922	348–393	29,8–52,5	0,67–1,14	7,5–16,9
	газові	3287–5781	351,5–419	31,6–82,8	0,95–1,49	5,1–11,6
	газоконденсатні	3280–5010	371–402	32,0–71,8	1,00–1,57	5,5–11,6
Девонський (D)	газонафтові	2785–2841	356–358	30,2	1,08–1,11	11,8–11,9
	нафтові	3106–4483	354–389	31,3–49,6	0,97–1,16	7,8–11,3
Докембрійський (PЄ)	газові	4912	395	53,3	1,11	7,4
	нафтові	3198	369	34,1	1,09	10,82
	газові	3514–3630	365–368	36,6–38,1	1,06–1,07	9,65–9,95

У вертикальному розрізі поклади вуглеводнів, залежно від початкових пластових температур і початкових пластових тисків, розміщуються в трьох зонах. Верхня термобарична зона характеризується значеннями пластових тисків від 13 до 20 МПа і пластовими температурами від 310 до 345 К. Вона містить, в основному, нафтові (до 70 %) і незначну кількість газових покладів (до 30 %). У середній термобаричній зоні пластові тиски змінюються від 20 до 53 МПа, а температури – від 325 до 417 К. Тут розміщуються нафтові (63 %), газоконденсатні (19 %), газові (13 %) та газонафтові (5 %) поклади. Поклади нафти цієї зони більше газонасичені, мають менший вміст сірки. У нижній термобаричній зоні пластові тиски перевищують 53 МПа, а досліджені температури коливаються в межах від 385 до 420 К. Ця зона має газові (68,5 %) та газоконденсатні (31,5 %) поклади.

На фазовий стан вуглеводнів впливає аномальність пластових тисків. У розкритих буровими свердловинами відкладах початковий тиск у природних резервуарах переважно вищий, а іноді – нижчий, порівняно з гідростатичним, унаслідок чого з'явилося поняття надгідростатичних пластових тисків, пластових тисків, менших за гідростатичний (Колодій, 1979). Встановлені латеральні та вертикальні зональності розміщення покладів вуглеводнів різного фазового складу, а також статистичні дані в різних нафтогазоносних провінціях свідчать про те, що нафтові поклади за гідростатичного пластового тиску можуть існувати до глибин, де пластові температури сягають максимум 150–180 °С («зона зникнення нафти»). Існування покладів нафти за більш високих значень температури досить рідкісне і можливе за наявності надгідростатичних пластових тисків: на нафтовому родовищі Лейк Вашингтон (басейн Галф Кост) нафтовий поклад у міоценових відкладах на глибині 6500 м має температуру >200 °С, на нафтовому родовищі Лейк Барр – 208 °С, на родовищі Північний Мурун – 233 °С. У межах Східного нафтогазоносного регіону такі умови відсутні.

Кількісно аномальність пластових тисків характеризується коефіцієнтом гідростатичності. Аналіз розподілу покладів вуглеводнів залежно від коефіцієнта гідростатичності та глибини залягання дає всі підстави стверджувати, що основна їхня частина (до 98 % покладів) характеризується його значеннями від 1,00 до 1,20. Винятком є незначна частина покладів вуглеводнів  $C_1t$  та  $C_1v_1$  Качанівського,  $C_1v_2$  Яблунівського,  $C_1v_2$  Рудівсько-Червонозаводського родовищ, які мають аномально низькі значення коефіцієнтів гідростатичності ( $0,70 < k_r < 0,95$ ) та аномально високі ( $1,20 < k_r < 1,60$ ) на Березівському ( $C_1v_2$ ), Рудівсько-Заводському ( $C_1t$ ), Василівському ( $C_1t$  та  $C_1v_1$ ), Яблунівському ( $C_1v_1$ ), Куличихінському ( $C_1v_2$ ) і Сахалінському ( $C_1v_2$ ) родовищах. Нафтові поклади переважно пов'язані із зонами, у яких значення  $k_r$  змінюється від 1,00 до 1,20. Дещо ширшим є діапазон значень коефіцієнта гідростатичності для газових і газоконденсатних покладів (від 0,80 до 1,60).

Одним з показників, що характеризує термобаричний стан покладів вуглеводнів, є термобаричний коефіцієнт, який визначається за формулою  $k_T = T_{пл} / P_{пл}$  (К/МПа). При аналізі розміщення покладів вуглеводнів у вертикальному розрізі залежно від значення термобаричного коефіцієнта та глибин їхнього залягання виділено три зони: на глибинах від 1000 до 2000 м, де  $k_T$  змінюється від 16 до 23, – в основному нафтові (до 70 %) і газові поклади;

на глибинах від 2000 до 4700 м при зміні  $k_T$  від 7,5 до 17,5 за фазовим станом поклади у кількісному співвідношенні зменшуються за схемою: нафтові – газоконденсатні – газові – газонафтові; на глибинах від 4500 до 6000 м, за  $k_T$  від 5 до 9, – це зона поширення газових (68,5 %) та газоконденсатних (31,5 %) покладів.

Районування Східного нафтогазоносного регіону базується на особливостях структурно-тектонічної будови з урахуванням літолого-стратиграфічних елементів, продуктивності нафтогазоносних комплексів, гідрогеологічних умов, розміщення родовищ вуглеводнів та ін. Щоб визначити характер розміщення покладів вуглеводнів за термобаричними параметрами у вертикальному розрізі, ми використали схему нафтогазогеологічного районування Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області (ДДНГО), за Ю. О. Арсірієм, Б. П. Кабишевим, О. К. Ципком, П. Ф. Шпаком, де виокремлено 15 нафтогазоносних районів з різним рівнем проведення пошуково-розвідувальних робіт, геолого-геофізичною вивченістю, з різним рівнем розвіданих запасів та перспективних ресурсів (Атлас..., 1998). Враховуючи вищевикладене, наводимо зональність розміщення покладів вуглеводнів та їхній фазовий стан у вертикальному розрізі залежно від термобаричних параметрів.

**Чернігівсько-Брагинський перспективний район** не має відкритих родовищ вуглеводнів. Тут можливі відкриття дрібних родовищ нафти в приобортних зонах грабена, про що свідчать результати випробувань у свердловинах під час буріння.

**Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний район.** Промислові поклади *нафти* відкриті в середньокам'яновугільному, верхньовізейському та нижньовізейсько-турнейському продуктивних комплексах. Розвідані нафтові поклади у вертикальному розрізі розташовуються в інтервалі глибин від 1500,0 до 4921,5 м і характеризуються такими параметрами (рис. 1): пластові температури змінюються від 409,0 (Петрушівське родовище ( $C_1V_2$ )) до 323,0 К; пластові тиски – від 14,20 до 52,48 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 7,50 до 22,75; коефіцієнт гідростатичності – від 1,02 до 1,14.

**Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний район.** Промислова нафтогазоносність встановлена від юрських до девонських відкладів. Район має досить значну щільність нерозвіданих ресурсів. На основі аналізу значень пластових температур, пластових тисків, термобаричних та гідростатичних коефіцієнтів у вертикальному розрізі досліджуваного району виокремлено зони фазового стану вуглеводнів (рис. 2):

– *верхня (нафтові і газоконденсатні поклади)* має такі параметри: пластові температури змінюються від 312,0 до 366,0 К; пластові тиски – від 13,6 до 31,0 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 11,42 до 22,94; глибини розташування зони – від 1312,0 до 2996,0 м;

– *середня (нафтові, газоконденсатні, газові та нафтогазові поклади)* – пластові температури коливаються від 345,0 до 417,0 К; пластові тиски – від 31,1 до 53,4 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 7,47 до 12,07; глибини розміщення зони – від 2998,0 до 4690,0 м;

– *нижня (газоконденсатні поклади)* – для цієї зони характерні значення пластових температур  $> 404,0$  К; пластових тисків  $> 57,47$  МПа; термобаричний коефіцієнт – від 8,02 до 4,97 при глибинах  $> 4709,0$  м.

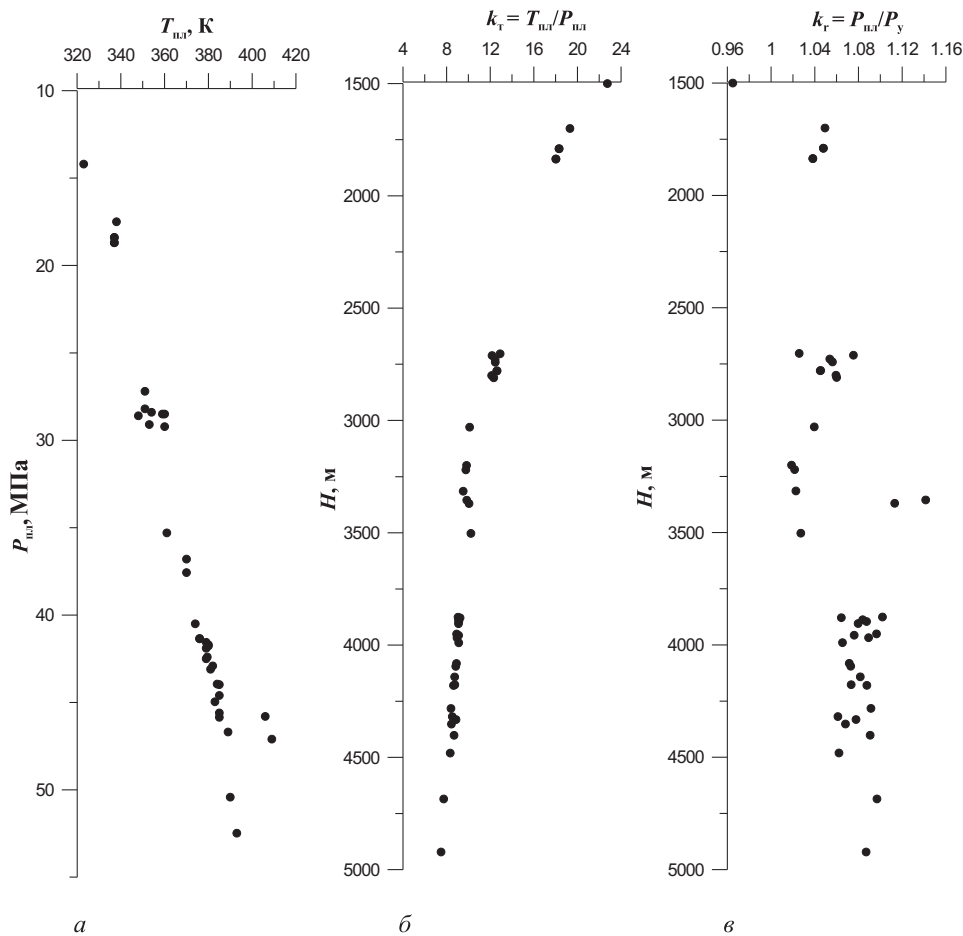


Рис. 1. Графіки розподілу покладів вуглеводнів Монастирищенсько-Софіївського нафтоносного району (1–14)\* відповідно до визначених значень геотермобаричних параметрів:

*a* – початкових пластових температур та тисків; *б* – термобаричного коефіцієнта та глибини їх залягання, *в* – коефіцієнта гідростатичності та глибини їх залягання. Поклади: • – нафти; ◦ – газу; × – газоконденсату; + – нафтогазові.

\* Родовища вуглеводнів (цифри на схемі нафтогазогеологічного районування Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області (Атлас..., 1998))

За коефіцієнтом гідростатичності поклади вуглеводнів у розрізі досліджуваного району розташовуються так: нафтові в межах його коливання від 1,00 до 1,20 на глибинах залягання продуктивних горизонтів від 1472,0 до 5088,0 м; газоконденсатні – від 1,0 до 1,6 на глибинах понад 1312,0 м; газові – 1,05–1,14 на глибинах від 3271,0 до 4261,0 м; нафтогазові – 1,05–1,06 на глибинах від 2998,0 до 3152,0 м.

Розвідані *нафтові* поклади (48,1 %) характеризуються такими геотермобаричними параметрами: пластові температури змінюються від 313,0 до 397,0 К; пластові тиски – від 14,20 до 56,15 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 6,86 до 22,39; коефіцієнт гідростатичності – від 1,0 до 1,20. Глибини розвіданих нафтових покладів змінюються від 1472,0 до 5088,0 м.

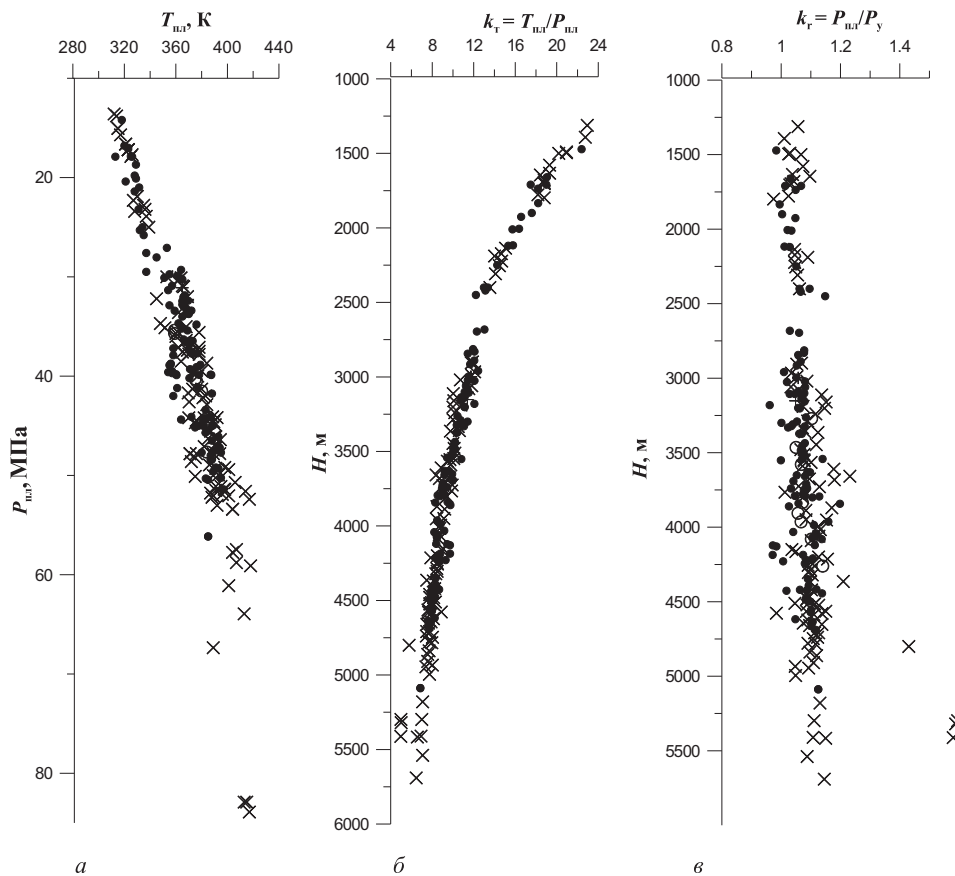


Рис. 2. Графіки розподілу покладів вуглеводнів Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району (15–60)\* відповідно до визначених значень геотермобаричних параметрів:

а – початкових пластових температур та тисків; б – термобаричного коефіцієнта та глибини їх залягання; в – коефіцієнта гідростатичності та глибини їх залягання.

Умовні позначення див. рис. 1

*Газові* поклади (3,4 %) виявлені в діапазоні глибин від 3271,0 до 4261,0 м і їм властиві пластові температури від 359,0 до 385,0 К; пластові тиски – від 35,38 до 47,65 МПа; значення термобаричного коефіцієнта – від 8,0 до 10,15; коефіцієнта гідростатичності – від 1,05 до 1,14.

*Газоконденсатні* поклади (48,5 %) мають такі геотермобаричні параметри: діапазон пластових температур – від 314,0 до 418,0 К; пластових тисків – від 13,80 до 83,90 МПа; термобаричного коефіцієнта – від 5,01 до 22,94; коефіцієнта гідростатичності – від 1,00 до 1,23 (варто зауважити, що поклади газоконденсату  $C_1v_2$  Карайкозівського і  $C_1v_2$  Березівського газоконденсатних родовищ на глибинах від 4800,0 до 5412,0 м мають відносно високі значення – від 1,43 до 1,60 на досліджених глибинах від 1312,0 до 5690,7 м).

*Глинсько-Солохівський газонафтоносний район* має найбільші нерозвідані ресурси (ступінь розвіданості становить 48,9 %) та відрізняється розмаїттям типів покладів та найбільшими розвіданими запасами нафти.

За термобаричними параметрами у вертикальному розрізі осадового чохла виокремлюють такі зони (рис. 3):

– *верхня (нафтові газові поклади)*, характери – пластові температури змінюються від 291,0 до 345,0 К; пластові тиски – від 8,3 до 23,8 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 13,96 до 35,06; глибини розташування зони – від 346,0 до 2322,0 м;

– *середня (нафтові, газоконденсатні, газові і нафтогазові поклади)* – пластові температури коливаються від 336,0 до 400,0 К; пластові тиски – від 23,8 до 50,7 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 6,17 до 15,20; глибини розміщення зони – від 2320,0 до 4720,0 м;

– *нижня (газоконденсатні і газові поклади)* – значення пластових температур > 388,0 К; пластових тисків > 50,7 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 7,02 до 3,67 при глибинах > 4720,0 м.

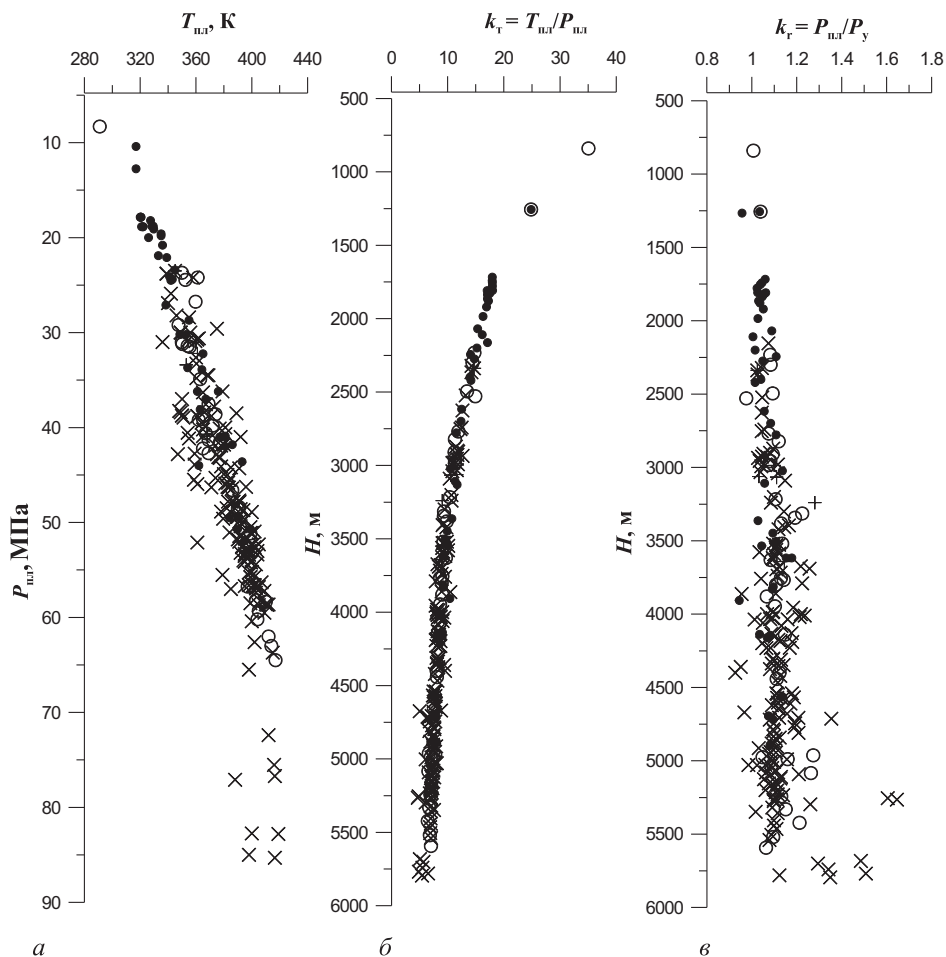


Рис. 3. Графіки розподілу покладів вуглеводнів Глинсько-Солохівського газонафтоносного району (61–110)\* відповідно до визначених значень геотермобаричних параметрів: а – початкових пластових температур та тисків; б – термобаричного коефіцієнта та глибини їх залягання; в – коефіцієнта гідростатичності та глибини їх залягання.

Умовні позначення див. рис. 1



Поклади вуглеводнів мають такі параметри.

**Нафтові** поклади (10,3 %): пластові температури змінюються від 317,0 до 399,0 К; пластові тиски – від 10,40 до 51,90 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 7,61 до 24,86; коефіцієнт гідростатичності – від 1,0 до 1,18; розміщені в діапазоні глибин від 1256,0 до 4896,0 м.

Для **газових** покладів (7,6 %) у вертикальному розрізі характерні геотермобаричні параметри: пластові температури змінюються від 291,0 до 417,0 К; пластові тиски – від 8,30 до 64,50 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 6,47 до 35,06; гідростатичний коефіцієнт – від 1,0 до 1,27 у межах глибин залягання – від 840,0 до 5593,0 м.

Розвідані **газоконденсатні** поклади (80,5 %) розміщуються на глибинах від 1500 до 6222,0 м за пластових температур від 336,0 до 419,0 К; пластових тисків – від 23,50 до 113,50 МПа; значень термобаричного коефіцієнта – від 3,67 до 14,68 та гідростатичного коефіцієнта – від 1,0 до 1,24 (винятком є високі значення гідростатичного коефіцієнта покладів газоконденсату у відкладах  $C_1t$  на Рудівській площі,  $C_1t$  Василівському нафтогазоконденсатному,  $C_1v_2$  Комишнянському,  $C_1v_2$  Західно-Кошовійському, Гоголівському газоконденсатних родовищах, де на глибинах від 4713,0 до 5795,0 м вони сягають від 1,35 до 1,65). У цьому нафтогазоносному районі Східного нафтогазоносного регіону України відкритий найглибший поклад газоконденсату  $C_1v_2$  на Перевозівському газоконденсатному родовищі (6300 м).

**Нафтогазові** поклади (1,6 %) розташовані в інтервалі глибин від 2338,0 до 3642,0 м. Вони характеризуються такими геотермобаричними параметрами: пластові температури змінюються від 339,0 до 368,0 К; пластові тиски – від 23,50 до 40,90 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 9,00 до 14,68; коефіцієнт гідростатичності – від 1,02 до 1,28. Великі потужності потенційно нафтогазоносних відкладів нижнього карбону, які залягають на глибинах до 7000 м, відкривають значні перспективи для пошуків нових родовищ вуглеводнів.

**Антонівсько-Білоцерківський нафтогазоносний район.** У результаті пошуково-розвідувальних робіт відкрито лише два дрібні родовища (Кибицівське нафтове і Сагайдацьке газонафтове). Відтак перспективи пов'язують із неантиклінальними пастками.

**Рябухинсько-Північно-Голубівський газонасний район** включає одну з найбільших монокліналей Дніпровсько-Донецької западини – Зміївську. У його межах встановлена продуктивність середньокам'яновугільних, серпуховських і верхньовізейських відкладів. Ступінь розвіданості – незначний.

Поклади **газоконденсату** в цьому районі характеризуються такими геотермобаричними параметрами: пластові температури коливаються в межах від 334,0 до 413,0 К; пластові тиски – від 18,57 до 79,00 МПа; значення термобаричного коефіцієнта – від 4,01 до 18,42; коефіцієнта гідростатичності – від 1,05 до 1,20 при глибинах залягання від 1802,0 до 5460,5 м. Винятком є поклади  $C_1v_2$  Мар'їнського,  $C_1s_1$  Краснокутського,  $C_1v_2$  Південно-Граківського та  $C_1s_2$  Максальського газоконденсатних родовищ, де в покладах на глибинах від 3432,0 до 4589,0 м значення коефіцієнта гідростатичності сягають від 1,20 до 1,53.

**Машівсько-Шебелинський газонасний район** розташований у зануреній частині западини, де розвідані та розробляються найбільші газоконденсатні

родовища, приурочені до міжкупольних похованих структур у нижньопермських відкладах. Пластова кам'яна сіль краматорської світи разом з діапіровою франського віку утворюють грибоподібні тіла, під якими в масивно-пластових пастках сформувалися великі поклади газоконденсату. Ступінь розвіданості – 88,2 %.

Розвідані *газоконденсатні* поклади Машівсько-Шебелинського газоносного району відкриті в діапазоні глибин від 1200,0 до 4290,0 м і характеризуються такими геотермобаричними параметрами (рис. 4): пластові температури – від 318,0 до 365,0 К; пластові тиски – від 23,14 до 47,15 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 6,73 до 11,17; коефіцієнт гідростатичності – від 1,12 до 1,35. Винятком є поклади  $C_3ar$  і  $C_3ar - P_{kt}$  Мелехівського газоконденсатного родовища, де на глибинах від 2780,0 до 3120,0 м  $k_r$  змінюється від 1,40 до 1,49.

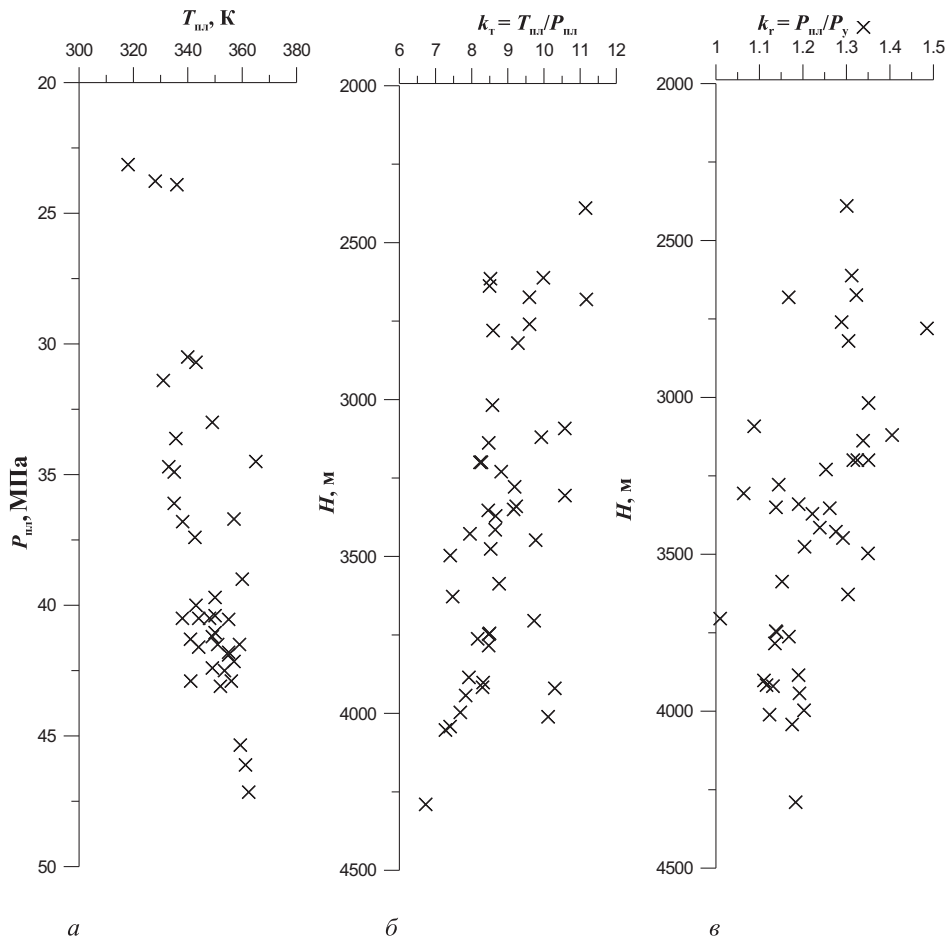


Рис. 4. Графіки розподілу покладів вуглеводнів Машівсько-Шебелинського газоносного району (128–144)\* відповідно до визначених значень геотермобаричних параметрів:

а – початкових пластових температур та тисків; б – термобаричного коефіцієнта та глибини їх залягання; в – коефіцієнта гідростатичності та глибини їх залягання.

Умовні позначення див. рис. 1

За даними багатьох дослідників *Руденківсько-Пролетарський нафтогазоносний район* відрізняється від сусіднього Антонівсько-Білоцерківського високими перспективами та широким стратиграфічним діапазоном продуктивних відкладів – від юрського до турнейського віку включно. Винятком є породи верхньокам'яновугільно-нижньопермського комплексу. Переважна більшість родовищ зосереджена в межах Зачепилівсько-Левенцівського валу вздовж південного крайового розлому. Ступінь розвіданості – 43,5 %.

У вертикальному розрізі досліджуваного району за термобаричними параметрами виокремлюються дві зони фазового стану вуглеводнів (рис. 5):

– *верхня (нафтові, газоконденсатні та газові поклади)*: пластові температури змінюються від 295,0 до 382,0 К; пластові тиски – від 4,5 до 40,4 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 9,2 до 43,5; глибини розташування зони – від 295,0 до 3700,0 м;

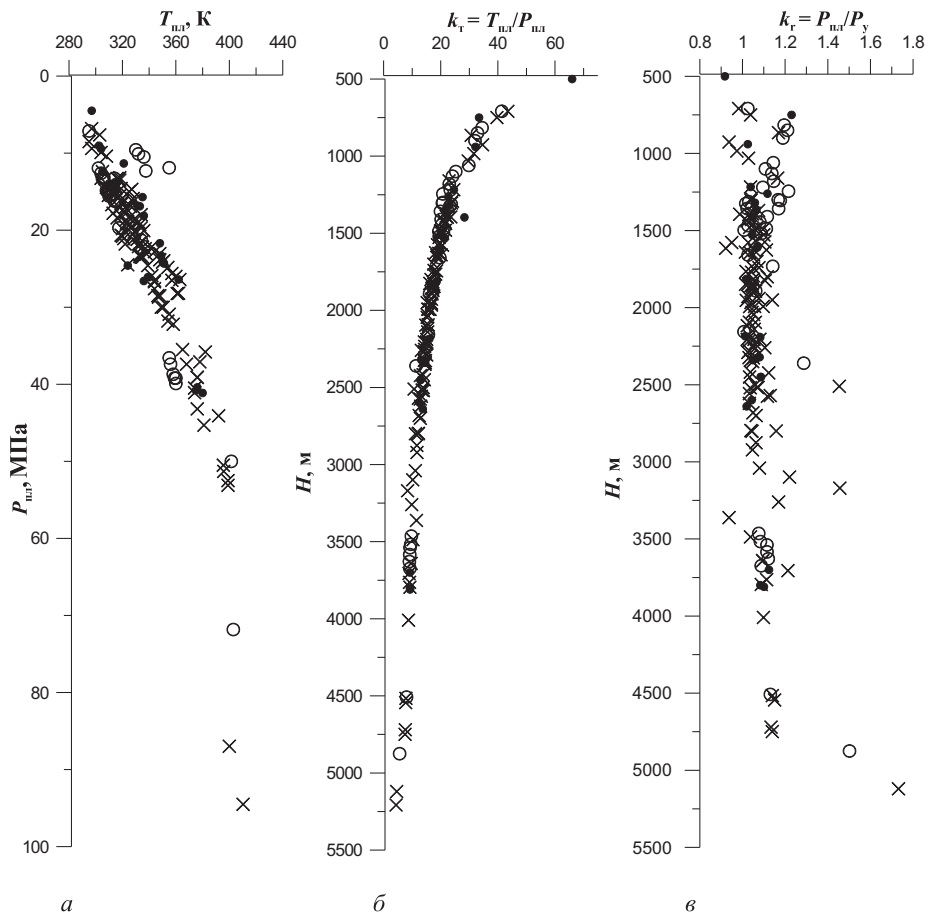


Рис. 5. Графіки розподілу покладів вуглеводнів Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району (145–174)\* відповідно до визначених значень геотермобаричних параметрів:

*a* – початкових пластових температур та тисків; *б* – термобаричного коефіцієнта та глибини їх залягання; *в* – коефіцієнта гідростатичності та глибини їх залягання.

Умовні позначення див. рис. 1

– *нижня (газоконденсатні та газові поклади)* – для цієї зони характерні значення пластових температур  $> 380,0$  К; пластових тисків  $> 40,4$  МПа; термобаричний коефіцієнт  $< 9,2$  при глибинах  $> 3700,0$  м.

Значення коефіцієнтів гідростатичності для покладів вуглеводнів верхньої зони становлять від 1,0 до 1,2; нижньої –  $> 1,1$ .

*Нафтові* поклади розвідані на глибинах від 500,0 до 3810,0 м і характеризуються такими геотермобаричними параметрами: пластові температури – від 297,0 до 380,0 К; пластові тиски – від 4,50 до 41,13 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 9,31 до 33,43; коефіцієнт гідростатичності – від 1,01 до 1,12. Винятком є нафтові поклади  $C_{1s_2}$  Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища, де на глибинах 750,0 м значення гідростатичного коефіцієнта становить 1,23.

Область покладів *газу* (19,0 %) у вертикальному розрізі прослідковується на глибинах від 709,0 до 4875,0 м. Їй властиві такі термобаричні характеристики: пластові температури змінюються від 295,0 до 403,0 К; пластові тиски – від 7,13 до 71,83 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 5,61 до 41,37; коефіцієнт гідростатичності – від 1,01 до 1,22. Винятком є поклади  $C_{1s}$  Решетнеківського газонафтового на глибині 2360,0 м та  $C_{1v_1}$  Горобцівського газоконденсатного на глибині 4875,0 м родовищ, де значення коефіцієнта становить відповідно 1,29 і 1,50.

*Газоконденсатні* поклади розвідані на глибинах від 709,0 до 5208,0 м і мають такі геотермобаричні параметри: пластові температури змінюються від 295,0 до 410,0 К; пластові тиски – від 6,83 до 94,50 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 4,60 до 43,48; коефіцієнт гідростатичності – від 1,00 до 1,17. Винятком є поклади  $C_{1v_1}$  та  $C_{1t}$  Руденківського газоконденсатного родовища, де на глибинах від 2510,0 до 5120,0 м його значення змінюються від 1,22 до 1,73).

**Жовтнево-Лозівський перспективний район** є прямим продовженням попереднього, але суттєво відрізняється від нього геологічною будовою. Він включає одну з найбільших у регіоні структуру – Лозівську монокліналь. Незважаючи на численні сейсмічні дослідження, у ньому не виділено жодного локального підняття, але тут закартовано значну кількість незгідних скидів, які є надійними екранами для багатьох покладів північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. Це дозволяє в межах Лозівської монокліналі прогнозувати наявність покладів вуглеводнів.

**Співаківський газоносний район** розташований на території, де встановлена багатокілометрова товща кам'яновугільних відкладів. На перспективи покладів вуглеводнів негативно впливає його сусідство зі складчастим Донбасом з його активними та епігенетичними процесами. Розвідані родовища газоконденсату свідчать про реальну можливість існування промислових покладів вуглеводнів, які можуть бути пов'язані як з традиційними, так і нетрадиційними пастками.

**Кальміус-Бахмутський газоносний район** – через складні сейсмогеологічні умови підготовка пошукових об'єктів ведеться повільно. До відкриття невеликого Лаврентіївського газоконденсатного родовища цей район вважався малоперспективним.

**Красноріцький газоносний район** – практично це територія північних околиць Донбасу, хоча за нафтогазогеологічним районуванням включений

до ДДНГО. У тектонічному плані це перехідна зона від складчастого Донбасу до схилу Воронежської антеклізи, яка розчленована системою скидів субширотного простягання, до яких прилягають низки видовжених конседиментаційних складок із зрізаними північними крилами. Промислова газонасність встановлена у відкладах середнього карбону. Прямі ознаки газонасності отримані із серпуховських відкладів Муратівської структури.

*Газові* поклади розвідані в діапазоні глибин від 346,0 до 2408,0 м, де пластові температури змінюються від 297,0 до 365,0 К; пластові тиски – від 4,10 до 23,90 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 15,27 до 72,44; коефіцієнт гідростатичності – від 1,01 до 1,24.

*Газоконденсатні* поклади розкриті бурінням на глибинах від 1165,0 до 2962,0 м. За результатами випробувань область поширення зони характеризується такими геотермобаричними параметрами: пластові температури – від 314,0 до 373,0 К; пластові тиски – від 11,70 до 31,60 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 11,80 до 26,84; коефіцієнт гідростатичності – від 1,00 до 1,12.

*Лисичанський перспективний район* розташований у зоні дрібної складчастості Донбасу. Третя частина його площі перекрита малопотужним мезокайнозойським чохлам. На решті території кам'яновугільна товща виходить на денну поверхню. У районі широко розвинена система насувів, під якими прогноуються скупчення газу. Імовірність їхнього існування підтверджується метановим складом розчиненого в підземних водах газу та інтенсивними газопроявами в гірничих виробках вугільних шахт.

*Нафтогазонасний район північного борту* розташований за межами западини, де відсутні хемогенні і галогенні відклади нижньої пермі, а також добре виражені складки північно-західного простягання. Для нього характерна невелика потужність осадового чохла, що не перевищує 3,5–4,0 км. Тут уперше підтвердився прогноз перспективності утворень кристалічного фундаменту. Відтак, промислово оцінку цього району планують здійснювати в основному для відкладів середнього та нижнього карбону, а також верхньої частини розрізу кристалічного фундаменту.

Аналіз значень пластових температур, пластових тисків, термобаричних та гідростатичних коефіцієнтів у вертикальному розрізі досліджуваного району дав можливість виокремити зони фазового стану вуглеводнів (рис. 6):

– *верхня (газоконденсатні поклади)*: пластові температури змінюються від 298,0 до 332,0 К; пластові тиски – від 6,1 до 17,1 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 18,65 до 48,85; глибини розташування зони – від 525,0 до 1747,0 м;

– *середня (нафтові, газові та газоконденсатні поклади)* – пластові температури коливаються від 313,0 до 386,0 К; пластові тиски – від 17,1 до 38,3 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 9,45 до 18,65; глибини розміщення зони – від 1747,0 до 3673,0 м;

– *нижня (газоконденсатні поклади)* – значення пластових температур > 376,0 К; пластових тисків > 38,3 МПа; термобаричний коефіцієнт < 9,45 при глибинах залягання > 3673,0 м.

Розвідані *нафтові* поклади залягають на глибинах від 1747,0 до 3673,0 м у діапазоні пластових температур – від 336,0 до 368,0 К; пластових тисків – від 17,10 до 38,30 МПа; термобаричних коефіцієнтів – від 9,71 до 19,65; коефіцієнтів гідростатичності – від 1,00 до 1,10.

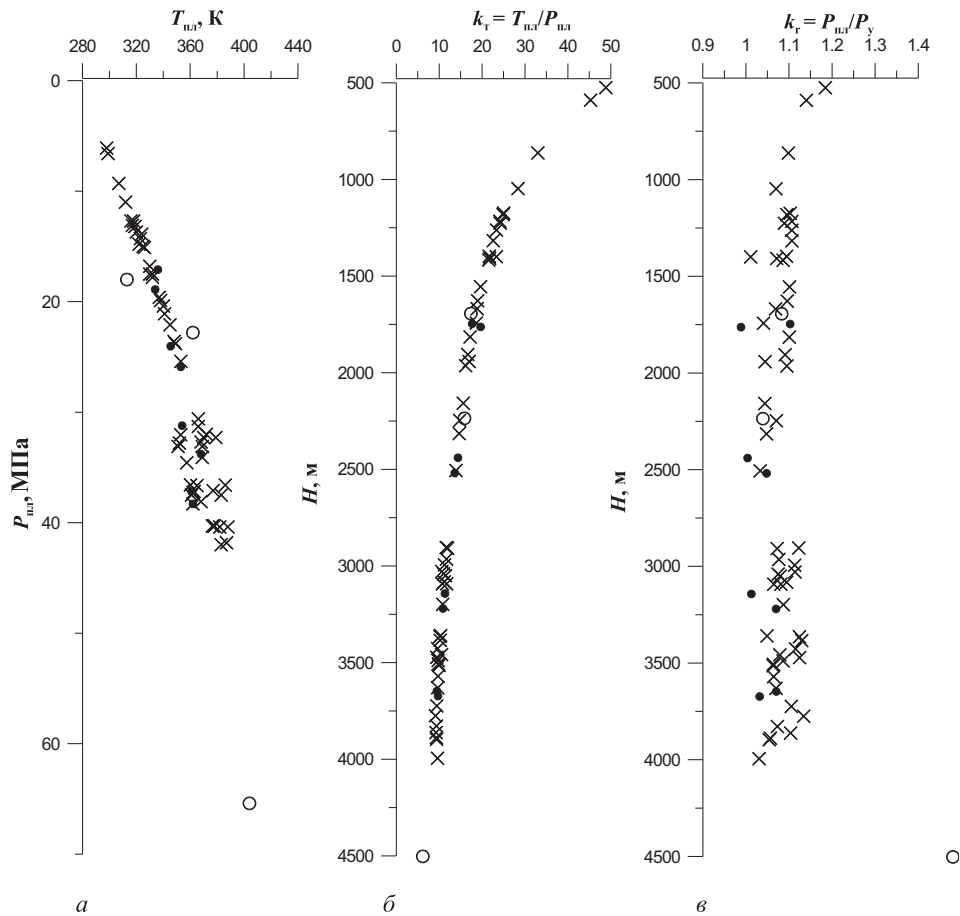


Рис. 6. Графіки розподілу покладів вуглеводнів нафтогазоносного району північного борту (186–205)\* відповідно до визначених значень геотермобаричних параметрів: а – початкових пластових температур та тисків; б – термобаричного коефіцієнта та глибини їх залягання; в – коефіцієнта гідростатичності та глибини їх залягання.

Умовні позначення див. рис. 1

**Газові** поклади розвідані на глибинах від 1694,0 до 4502,5 м. Вони характеризуються такими геотермобаричними параметрами: пластові температури – від 313,0 до 404,0 К; пластові тиски – від 18,00 до 65,40 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 6,18 до 17,39; коефіцієнт гідростатичності – від 1,04 до 1,48.

**Газоконденсатні** поклади досліджені на глибинах від 525,0 до 3995,0 м і мають такі геотермобаричні параметри: пластові температури змінюються від 298,0 до 388,0 К; пластові тиски – від 6,10 до 42,00 МПа; термобаричний коефіцієнт – від 9,12 до 48,85; коефіцієнт гідростатичності – від 1,00 до 1,16. Винятком є поклади  $C_2m$ , які залягають на глибині 525,0 м Вільховеського газоконденсатного родовища, де його значення сягає 1,14–1,18.

**Перспективний район південного борту** на сьогодні ще не отримав кількісної оцінки промислових ресурсів. Характеризується невеликими потужностями кам'яновугільних відкладів, а також незначною плікативною дислокацією та потужністю мезокайнозойських відкладів, які забезпечують

закритість надр. На думку багатьох дослідників, тут слід очікувати відкриття покладів вуглеводнів також і у верхній частині кристалічного фундаменту.

**Висновки.** Розроблена вертикальна зональність у межах Східного нафтогазоносного регіону України, а саме північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини та 8 з 15 районів Східного нафтогазоносного регіону: Монастирищенсько-Софіївського і Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносних, Глинсько-Солохівського газонафтоносного, Рябухинсько-Північно-Голубівського і Машівсько-Шебелинського газонасних, Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного, Красноріцького газонасних районів та нафтогазоносного району північного борту дозволила встановити розміщення покладів вуглеводнів нафтогазоносних горизонтів та їхній фазовий стан за геотермобаричними параметрами. Середній геотермічний градієнт, градієнти одноім'яних літолого-стратиграфічних горизонтів (витриманих як по площі, так і за потужністю) тісно пов'язані з глибинною геологічною будовою досліджуваного регіону і підтверджують уявлення про роль тектонічних, літолого-стратиграфічних і гідрогеологічних факторів на формування теплового режиму осадових басейнів. Виявлені закономірності розподілу пластових температур, тисків, геотермічного і термобаричного коефіцієнтів з урахуванням особливостей тектонічної будови Дніпровсько-Донецького грабена дозволяють більш обґрунтовано вирішувати теоретичні проблеми, пов'язані з міграцією вуглеводнів, формуванням та збереженням покладів, що дасть можливість ефективніше вести пошуки нових родовищ на великих глибинах у межах досліджуваної території.

- Атлас родовищ нафти і газу України. Т. 1–3. Східний нафтогазоносний регіон.* (1998). Львів: Центр Європи.
- Колодий, В. В. (1979). Термобарические условия и нефтегазоносность водонапорных бассейнов. *Геология и геохимия горючих ископаемых*, 52, 3–8.
- Колодий, В. В., Приходько, А. А. (1989). Геотермическая зональность и распределение залежей УВ на северо-западе ДДВ. *Нефтяная и газовая промышленность*, 1, 12–14.
- Куровець, І., Приходько, О., Грицик, І., Мельничук, С. (2019). Геотермічні умови Східного нафтогазоносного регіону України. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 2 (179), 47–54.
- Лялько, В. И., Митнык, М. М. (1978). *Исследование процессов переноса тепла и вещества в земной коре*. Киев: Наукова думка.
- Осадчий, В. Г., Лурье, А. И., Ерофеев, В. Ф. (1976). *Геотермические критерии нефтегазоносности недр*. Киев: Наукова думка.
- Приходько, А. А., Осадчий, В. Г., Куцяба, И. В., Вакарчук, Г. И., Бабаев, В. В. (1981). Региональные геотермические исследования в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины. В *Проблемы горной теплофизики: тезисы выступлений II Всесоюзной научно-технической конференции (Ленинград, 17–19 ноября 1981 г.)* (с. 75). Ленинград.
- 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.

Стаття надійшла:  
24.09.2019

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

## **VERTICAL THERMOBARIC ZONING OF HYDROCARBON DEPOSITS OF THE EASTERN OIL- AND GAS-BEARING REGION OF UKRAINE**

For the predictive appraisal of the perspective exploratory territories as well as prediction of separate producing horizons of prospecting and exploration areas for oil and gas it is necessary to establish the regularities of distribution of already explored deposits of hydrocarbons with structural-tectonic construction, lithological-stratigraphic features, hydrogeological and geothermobaric conditions of oil- and gas-bearing region taken into account.

Interconnection between geothermobaric parameters and the phase state of hydrocarbons in the vertical section should be an important factor for the solution of the posed task.

Within the limits of the Eastern oil- and gas-bearing area of Ukraine, the spatial zoning is established in the location of gas, oil and gas-condensate deposits. As a whole, the distribution of temperatures and pressures at different depths, average geothermal gradients, gradients of the lithological-stratigraphical horizons of the same name (sustained both as to the area and thickness) are closely connected with the deep geological structure of the studied region (area) and confirm the existing notions of the role of tectonic, lithological-stratigraphic and hydrogeological factors in the formation of the thermal regime of sedimentary basins.

Vertical zoning of the distribution of hydrocarbon deposits of oil- and gas-bearing horizons was developed according to geothermobaric parameters of the north-western part of the Dnieper-Donets Depression and 8 areas from 15 ones of the Eastern oil- and gas-bearing region, namely: Monastyryshche-Sofiivka and Talalaivka-Rybalske oil- and gas-bearing areas, Glynsk-Solokha gas- and oil-bearing area, Ryabukhyne-Northern Golubivka and Mashivka-Shebelynka gas-bearing areas, Rudenky-Proletarske oil- and gas-bearing region, Krasna Rika gas-bearing area and also oil- and gas-bearing area of the Northern edge.

Revealed regularities of the distribution of formation temperatures, pressures, geothermal and thermobaric coefficients with peculiarities of the tectonic structure of the Dnieper-Donets graben taken into account will make it possible to solve theoretical problems connected with hydrocarbon migration, the formation and preservation of deposits in more well-founded way that will make it possible to conduct prospecting for new fields at great depths within the studied territory more effectively,

*Keywords:* thermobaric parameters, initial formation temperatures, initial formation pressures, thermobaric coefficient, hydrostatic pressure, hydrostatics coefficient, producing horizon, oil- and gas-bearing complex, phase state of hydrocarbons, exploratory-prospecting works, oil, gas and gas-condensate deposits