

<https://doi.org/10.15407/mineraljournal.44.03.099>
УДК 548.4:550.4:553.98:551.263.036/037 (477.8)

І.М. Наумко, д-р геол. наук, чл.-кор. НАН України, проф., зав. від.
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України
79060, м. Львів, Україна, вул. Наукова, 3-а

E-mail: naumko@ukr.net; <https://orcid.org/0000-0003-3735-047X>

М.І. Павлюк, д-р геол.-мін. наук, акад. НАН України, проф., дир.
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України
79060, м. Львів, Україна, вул. Наукова, 3-а

E-mail: igggk@mail.lviv.ua; <https://orcid.org/0000-0001-8741-0624>

А.А. Локтев, канд. геол. наук, голова наглядової ради
ТОВ "Інститут геології"

04114, м. Київ, Україна, вул. Дубровицька, 28

E-mail: shon327@hotmail.com; <https://orcid.org/0000-0003-3640-8473>

Ю.В. Хоха, д-р геол. наук, ст. досл., старш. наук. співроб.
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України
79060, м. Львів, Україна, вул. Наукова, 3-а

E-mail: kho_ha_yury@ukr.net; <https://orcid.org/0000-0002-8997-9766>

Б.Е. Сахно, мол. наук. співроб.

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України

79060, м. Львів, Україна, вул. Наукова, 3-а

E-mail: igggk@mail.lviv.ua; <https://orcid.org/0000-0003-3094-7345>

Ю.А. Белецька, провідн. інженер

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України

79060, м. Львів, Україна, вул. Наукова, 3-а

E-mail: dijumast@ukr.net; <https://orcid.org/0000-0001-6534-3520>

Н.Г. Сава, інженер

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України,

79060, м. Львів, Україна, вул. Наукова, 3-а

E-mail: bardaksava@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-3267-1779>

ОСОБЛИВОСТІ ФЛЮЇДНОГО РЕЖИМУ ПОСТСЕДИМЕНТОГЕННИХ ПРОЦЕСІВ ПРИ ФОРМУВАННІ ГАЗОНОСНОСТІ ЗАКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ (В МЕЖАХ УКРАЇНИ)

Досліджено гази мігрувальних палеофлюїдів Закарпатського прогину в Україні. Їхні властивості проаналізовано на підставі даних вивчення флюїдних включень у мінералах і закритих пор перспективно газоносних порід. Взірці відбирали з геологічних розрізів розвідувальних свердловин, пробурених у межах Мукачівської (1-Бородівсько-Новосільська) та Солотвинської (1-Буштинська, 4-Грушівська, 1-Данилівська, 28-Солотвинська) западин. За даними маспектрометричного хімічного аналізу у складі летких сполук встановлено метан та його гомологи і вуглекислий газ, що збігається з виявленим переважанням у природних газах родовищ Закарпатської газоносної області метану та його гомологів, з одного боку, та діоксиду вуглецю —

Цитування: Наумко І.М., Павлюк М.І., Локтев А.А., Хоха Ю.В., Сахно Б.Е., Белецька Ю.А., Сава Н.Г. Особливості флюїдного режиму постседиментогенних процесів при формуванні газоносності Закарпатського прогину (в межах України). *Мінерал. журн.* 2022. 44, № 3. С. 99—110. <https://doi.org/10.15407/mineraljournal.44.03.099>

з іншого боку. Вуглеводневі гази, такі як: метан (98,2 об. %) , етан (1,2 об. %) і пропан (0,6 об. %) виявлено у включеннях у кальциті прожилку в породі зі свердловини 28 Солотвинської структури, що містить Солотвинське родовище природного газу. У закритих порах породи міститься лише метан. Природні гази Солотвинського газового родовища містять метан (53,86 %), етан (2,65 %) і пропан + бутан (1,34—0,32 %). Уміст CO_2 становить 97,3 об. % у включеннях у кальциті прожилків у породах свердловини 1 на площі Руські Комарівці в Мукачівській западині і 100 об. % у включеннях у цеоліті (?) з вкраплень у породах свердловини 1 на площі Буштино в Солотвинській западині. Це можна пояснити діяльністю двох різних за складом палеофлюїдів, а саме, відновного або окиснювального типів, наявних у Закарпатському прогині: зі значним вмістом відновлених сполук (метану і його гомологів) чи високою концентрацією окиснених сполук (здебільшого CO_2), що визначалося відмінностями у складі первинного високоенергетичного абіогенного глибинного флюїду: вуглеводневмісного або діоксидвуглецевмісного. Газовий склад палеофлюїдів указує на можливість існування двох типів покладів природного газу: одного — здебільшого вуглеводневого складу та іншого — здебільшого вуглекислого газу, і відповідно, відкриття родовищ природного газу таких як Солотвинське і родовищ вуглекислого газу — як Мартівське. Утворення вуглеводнів у широкому діапазоні умов і первинного матеріалу ("полігенез нафти") дає змогу підвищити оцінку ресурсів нафти і газу регіону. Полігенетичний підхід до розуміння процесів утворення вуглеводнів вимагає змін у стратегії геологорозвідувальних робіт. Потрібні додаткові дослідження в галузі геохімії та термобарометрії і термодинаміки флюїдів мінералоутворювального середовища у межах перспективних геологічних структур Закарпатської газозноної області для прогнозування залягання газових родовищ та визначення ключових територій для розвідки.

Ключові слова: газ, флюїдні включення, газозноні розрізи, міграція, Закарпатський прогин, Україна.

Вступ. Вирішення пріоритетного завдання нафтогазової галузі України — зміцнення енергетичної незалежності держави передбачає збільшення обсягів видобутку вуглеводнів у всіх, без винятку, нафтогазовидобувних регіонах. У межах Західного нафтогазозноного регіону до одного з таких високоперспективних теренів відносять територію Закарпатського внутрішнього або тилового прогину [1, 6, 7], в якому у межах України перше родовище природного газу — Солотвинське відкрито 1982 р. Відкриття упродовж 1980—1990 рр. Русько-Комарівського, Королівського та Станівського газових родовищ дало змогу виокремити у складі Карпатської нафтогазозноної провінції власне Закарпатську газознону область. Наступними пошуковими роботами виявлено Мартівське газове родовище (вміст CO_2 понад 98 %) і Дібрівське родовище природного горючого газу [6, 7]. Водночас за результатами пошукового буріння на деяких площах Закарпатського прогину скупчень газу чи нафти не виявлено [9], і причини наразі остаточно не встановлені. Особливістю природних газів Закарпатського прогину є те, що окрім гомологів метану, вони подекуди містять значну частку азоту і діоксиду вуглецю, іноді в них наявні інертні гази (очевидно глибинного генезису) та хімічно активний сірководень [1].

Ефективному прогнозуванню газозноності, зокрема наявності скупчень газу з максимальним вмістом метану та його гомологів, сприятимуть дослідження геологічних чинників, що контролюють газозноність: вплив тектонічної діяльності та вулканізму на формування газозноності, наявність потенційних нафтоматеринських товщ, температурний режим у надрах прогину і з'ясування його взаємозв'язку з газозноністю. А найголовніше, що залишається відкритим і потребує нагального вирішення у контексті з'ясування умов газозноності території, це, насамперед, питання щодо збереження легких сполук у породах-колекторах наявних перспективних структур. Його можна вирішити прецизійними методами учення про мінералоутворювальні середовища (флюїди) [3, 12], за допомогою яких ідентифікують газові сполуки у флюїдних включеннях у мінералах і в закритих порах порід, що сприятиме відтворенню етапів генерації, міграції й акумуляції палеофлюїдів [14—17]. Оскільки легкі компоненти, як індикатори умов мінералогенезу [8], є достовірним джерелом інформації про газовий режим флюїдів, позаяк PT -параметри та склад включень від часу захоплення дотепер не змінилися і на них не впливають процеси інтенсивного новогазотворення в осадовій товщі, це уможливить

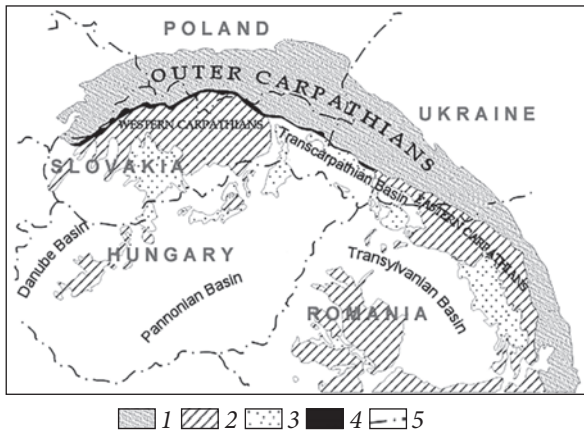


Рис. 1. Схема розташування Закарпатського басейну в межах Альпійського складчастого поясу і Альпійсько-Карпатсько-Динарських гір (за даними [30], зі спрощеннями): 1 — Зовнішні Карпати; 2 — Внутрішні Карпати; альпійські та динарські структурні одиниці; 3 — поверхневий вихід кайнозойських вулканічних порід; 4 — зона П'єнінських скель; 5 — лінії державних кордонів

Fig. 1. Location scheme of the Transcarpathian Basin within the limits of the Alpine Foldbelt and the Alpine-Carpathian-Dinaric Mountains (according to [30], with simplifications): 1 — Outer Carpathians; 2 — Inner Carpathians; Alpine and Dinaric units; 3 — Upper Cenozoic volcanic rocks; 4 — Pieniny Klippen Belt; 5 — state border lines

ефективніше прогнозувати пошуки покладів природних газів.

Мета роботи — отримати дані про склад і співвідношення летких сполук у флюїдних включеннях у мінералах і в закритих порах умісних порід як передумову відтворення газового режиму мігрувальних палеофлюїдів і встановлення термобарогеохімічних показників газоносності Закарпатського прогину, що дасть змогу підвищити ефективність геологорозвідувальних робіт у регіоні.

Стислі відомості про геологічну будову Закарпатського прогину. Закарпатський внутрішній або тиловий прогин — це геологічна структура у складі Карпатської складчастої споруди орієнтовно шириною 60 км і довжиною 150 км [5]. У його розрізі виділяють такі структурно-тектонічні поверхні: донеогеновий складчастий фундамент гетерогенної блокової будови, представлений відкладами, палеозою, мезозою та палеогену, і неогеновий — складений моласами загальною товщиною до 3500 м [1]. З північно-східної частини Закарпатський прогин обмежують зо-

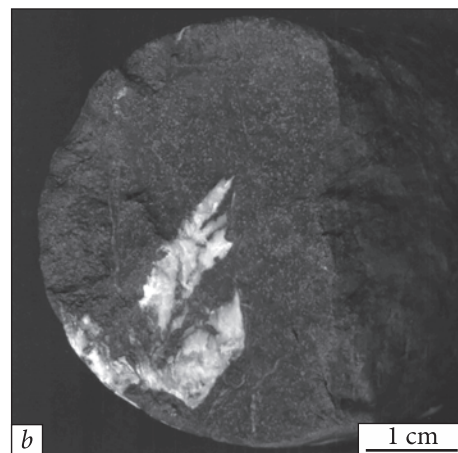
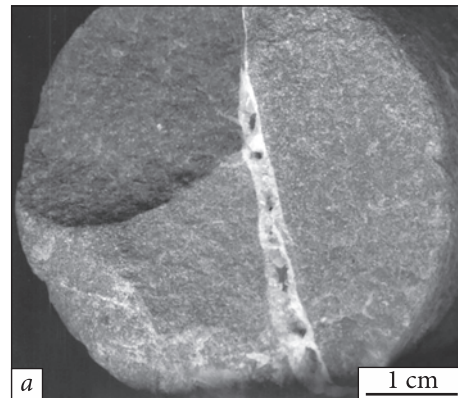


Рис. 2. Кальцит прожилково-вкрапленої мінералізації у відкладах перспективних структур Мукачівської і Солотвинської западин: а — в алевроліті, св. 23-Солотвинська, гл. 2198—2203 м (зр. Сол2198-2); б — у пісковики (сколок по прожилку), св. 4-Грушівська, гл. 3270—3275 м (зр. Груш3270)

Fig. 2. Calcite of the veinlet-impregnated mineralization in deposits of promising structures of Mukachevo and Solotvyno depressions: a — in the siltstone, well 23-Solotvyno, depth 2198—2203 m (sample Sol2198-2); b — in the sandstone (chipped along the veinlet), well 4-Hrushovo, depth 3270—3275 m (sample Hrush3270)

ною П'єнінських скель і Мармароським кристалічним масивом, на південному сході вулканічними породами Марамурешського басейну він відділений від Трансільванської западини, від Паннонської западини прогин відокремлений Берегівською зоною розломів, по яких відбувалися неодноразові виливи вулканічних мас і інтрузії, уздовж південно-західної межі, а на північному заході він переходить у Східнославацьку западину (рис. 1).

У межах української частини прогину виділяють Вигорлат-Гутинське вулканічне пасмо, Мукачівську западину у західній і Со-

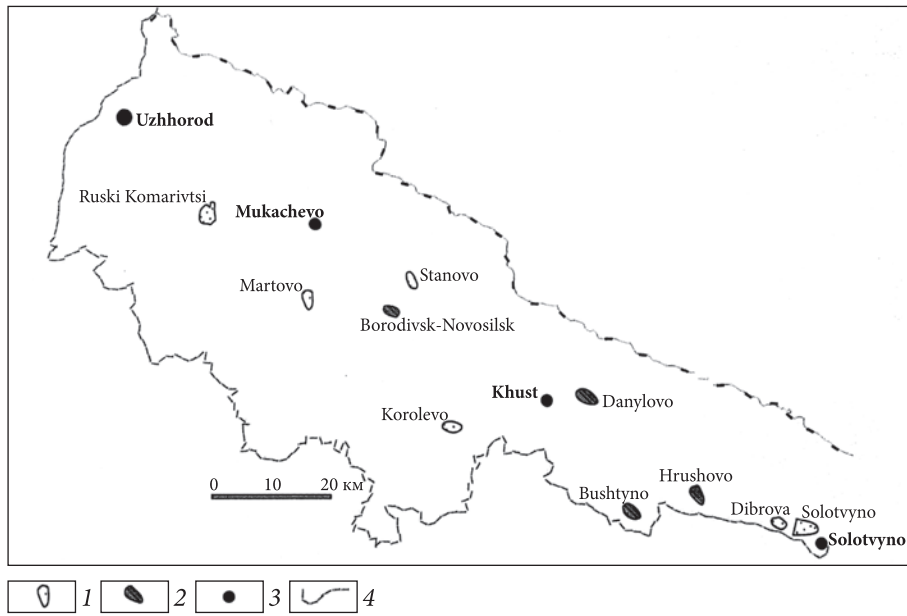


Рис. 3. Схема розміщення газових родовищ і пошукових площ у межах української частини Закарпатського прогину: 1 — газові родовища; 2 — пошукові площі; 3 — міста; 4 — лінія державного кордону України

Fig. 3. Layout scheme of gas fields and search areas within the limits of the Ukrainian part of the Transcarpathian Basin: 1 — gas fields; 2 — search areas; 3 — cities; 4 — state border line of Ukraine

лотвинську — у східній частині, розмежовані вулканічним пасмом Шолес. Тектонічна одиниця Закарпатського прогину відповідає Закарпатській газонасній області.

За розрізами пошукових свердловин, пробурених в межах Мукачівської та Солотвинської западин, вмісні породи мають вік від триасу до неогену та розмаїтий склад на різних стратиграфічних рівнях, зумовлені гетерогенною блоковою будовою фундаменту і, відповідно, різкими коливаннями як товщин, так і літологічного складу відкладів: це — пісковики, алевроліти, аргіліти, доломіти, туффіти, габродіорити [1, 10].

Значне поширення у вмісних породах отримали новоутворення накладених процесів постседиментогенного мінералогенезу, зафіксовані регенерацією кластичних зерен мінералів, перекристалізацією та розчиненням цементу вмісних порід, формуванням прожилково-вкрапленої мінералізації, яка представлена, головню, кальцитом (рис. 2). Як природний феномен літосфери Землі [22], прожилково-вкраплену мінералізацію обґрунтовано вважають важливим показником вуглеводненасиченості [14—17] перспективно нафтогазоносних геологічних розрізів.

Предмет дослідження — леткі сполуки флюїдних включень у прожилково-вкрапленій мінералізації і закритих пор вмісних порід за розрізами свердловин, пробурених у перспективних структурах Мукачівської (св. 1 на Бороdivсько-Новосільській пошуковій площі) і Солотвинської (св. 1 на Буштинській, св. 4 — Грушівській, св. 1 — Данилівській, св. 28 — Солотвинській пошукових площах) западин української частини Закарпатського внутрішнього прогину (рис. 3).

Метод дослідження. Склад летких компонентів флюїдних включень у мінералах (кальцит, цеоліт) і закритих пор вмісних порід (пісковик, аргіліт, доломіт) визначали за допомогою маспектрометричного хімічного методу на часопролітному маспектрометричному МСХ-3А (1—200 а. о. м.) [3]. Водночас також вимірювали відносні газонасиченість (ΔP) та водонасиченість (C_{H_2O}) включень у мінералах і закритих пор порід. Газ із включень у мінералах і пор у вмісних породах звільняли механічним способом, роздаваючи проби мінералу або породи в умовах форвакууму ($1 \cdot 10^{-3}$ Па) у спеціально сконструйованій невеликій металевій циліндричній ступці між двома плоскопаралельними

побідитовими поверхнями. Стандартна наважка становила 200 мг, фракція +1—2 мм.

Отримані результати та їхнє обговорення. За даними маспектрометричного хімічного аналізу склад летких сполук флюїдних включень у мінералах і закритих порах порід

за розрізами деяких свердловин на Бородівсько-Новосільській, Буштинській, Грушівській, Данилівській, Солотвинській пошукових площах відмінний за співвідношенням метану, діоксиду вуглецю та пари води залежно від місця опробування (таблиця).

Склад летких компонентів флюїдних включень у кальциті з прожилків і закритих пор у вмісних породах перспективно газоносних геологічних розрізів Закарпатського прогину (за даними маспектрометричного хімічного аналізу) ¹

The composition of volatile components of fluid inclusions in calcite of the veinlets and closed pores in the host rocks of promising gas-bearing geological sections of the Transcarpathian Basin (according to the data from mass-spectrometric chemical analysis) ¹

Number sample	Description of the sample	Interval selection, m	Components, vol.% ²		Relative gas saturation ΔP , Pa ³	Water saturation C_{H_2O} , vol.% ⁴	Content of the TOC in the rock, % [10]
			CO ₂	CH ₄			
1-Bush403 ⁵	Argillite N ₁ sl	403—411	Traces	—	<0.07	—	0.27
1-Bush403a	Zeolite (?) from the impregnates	403—411	100.0	—	0.40	—	
4-Hrush3270 ⁵	Sandstone P ₃	3270—3275	Traces	—	<0.07	83.0	0.84
4-Hrush 3270	Calcite from the veinlet	3270—3275	4.9	95.1	0.10	87.0	
28-Sol2351	Argillite P ₃	2351—2353	—	100.0	0.27	—	0.70
28-Sol2351a	Calcite from the veinlet	2351—2353	—	CH ₄ 98.2 C ₂ H ₆ 1.2 C ₃ H ₈ 0.6 C ₄ H ₁₀ traces	5.33	—	
1-Dan1261	Argillite N ₁ tb ₂	1261—1266	5.4	94.6	0.12	—	0.25
1-Dan1607 ⁵	Sandstone N ₁ tb ₁	1607—1614	—	Traces	<0.07	—	0.08
1-Dan2361	Dolomite N ₁ tr	2361—2363	4.2	95.8	0.10	—	0.95
1-BN1650	Clay limestone J-T	1650—1656	—	—	<0.01	100.0	0.08
1-BN1650a ⁵	Calcite from the veinlet	1650—1656	—	Traces	<0.07	—	

Примітка. ¹ Аналітик Б.Е. Сахно, маспектрометр МСХ-3А (Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів); ² пробу мінералу (породи) наважкою 200 мг фракції +1—2 подрібнювали шляхом роздавлювання у спеціально сконструйованій ступці, перед аналізом напускну систему маспектрометра вакуумували до величин порядку $1 \cdot 10^{-3}$ Па; ³ відносна газонасиченість ΔP , Па — приріст тиску в напускній системі маспектрометра (відносно залишкового тиску порядку $1 \cdot 10^{-3}$ Па у ній), який створюється внаслідок вивільнення летких компонентів (без врахування пари води, сорбованої на P₂O₅, поміщеному в напускну систему) із включень та закритих пор за подрібнення проби, і може бути порівняльною величиною для однакових наважок; ⁴ відносна водонасиченість C_{H_2O} , об. % — відсотковий вміст пари води, яку сорбували на P₂O₅, поміщеному в напускну систему, у загальному об'ємі вивільнених летких компонентів; ⁵ у зразках зафіксовано мінімальну кількість "сухого" газу (пара води відсутня).

NOTE. ¹ Analyst B.E. Sakhno, mass spectrometer MCX-3A (Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of the NAS of Ukraine, Lviv); ² sample of the mineral (rock) of standard weight of 200 mg and fraction +1-2 was crushed by squashing in a specially designed mortar, before the analysis, the assumed system of the mass-spectrometer was vacuumed to forvacuum values of the order $1 \cdot 10^{-3}$ Pa; ³ relative gas saturation ΔP , Pa — the increase of pressure in the assumed system of the mass spectrometer (with respect to the residual pressure of order $1 \cdot 10^{-3}$ Pa in it), which is created as a result of the release of volatile components (without taking into account the steam, sorbed on P₂O₅, placed in the assumed system) from inclusions and closed pores in the chopping of the sample and may be a comparative value for the same weight; ⁴ relative water saturation C_{H_2O} , vol. percent — percentage of the steam, that was absorbed on P₂O₅ placed in the assumed system, in the total volume of released volatile components; ⁵ the minimum amount of "dry" gas (there is no steam) was recorded in the samples.

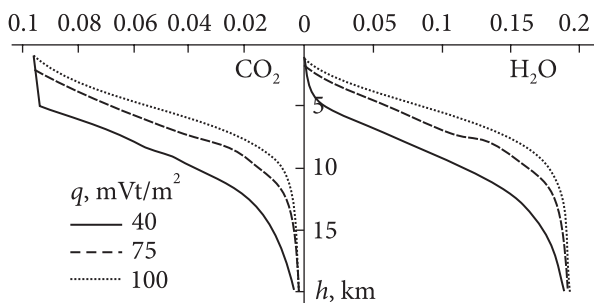


Рис. 4. Вміст води і вуглекислого газу (в мольних частках) у флюїді під час його контакту з керогеном II типу залежно від глибини та величини теплового потоку q [25]

Fig. 4. Water and carbon dioxide content (in molar fractions) in the fluid during its contact with type II kerogen, depending on the depth and magnitude of the heat flow q [25]

Аналізуючи ці вперше отримані оригінальні результати, зазначимо певну нерівномірність розподілу їхніх значень, залежну ймовірно від особливостей флюїдного режиму мінералоутворювальних систем, що визначається флюїодинамічними чинниками формування осадово-вулканогенних верств і прожилково-вкрапленої мінералізації у них. Значно коливаються й значення відносних газо- і водонасиченостей.

Насамперед вкажемо на принципову відмінність складу газу у включеннях у мінералі (цеоліт?) з гнізд і вкраплень в аргіліті св. 1-Буштинська (інт. 403—411 м), в якому 100 % від об'єму становить діоксид вуглецю, від решти свердловин (Бородівсько-Новосільська, Грушівська, Данилівська, Солотвинська пошукові площі), в яких переважає метан. Так, у св. 1-Грушівська (інт. гл. 3270—3275 м) вміст метану становить 95,1 об. %, CO_2 — 4,9 об. % за вмісту пари води (87,0 об. %), у св. 1-Данилівська (інт. гл. 1261—1266 і 2361—2363 м) — 94,6—95,8 і 5,4—4,2 об. % відповідно. Водночас у св. 1-Бородівсько-Новосільська (інт. гл. 1650—1656 м) лише виявлено сліди метану (у прожилку) і 100 об. % пари води (у породі).

Важливо зазначити, що у св. 28-Солотвинська і в кальциті прожилково-вкрапленої мінералізації, і в породі містяться лише вуглеводневі гази, причому у кальциті встановлено метан (98,2 об. %), етан (1,2 об. %) і пропан (0,6 об. %), а в породі — лише метан (100 об. %). Наголосимо, що у кальциті з прожилка відносна газонасиченість (5,33 Па) по-

над на порядок вища, порівняно з умісною породою (0,27 Па).

Для Карпатського регіону відомо [27, 2, 4, 32, 5, 14—17 та ін.], що діагностика метану і його легких гомологів у складі реліктових включень флюїдів підвищує оцінку перспектив газонасиченості тих чи інших теренів. Отже, уперше виявлений нами у межах вивчених теренів значний уміст насичених вуглеводнів (метану, етану, пропану) в газовій фазі та висока відносна газонасиченість флюїду (див. таблицю) набувають важливого генетичного значення як можливі сприятливі локальні пошуково-розвідувальні ознаки перспективно нафтогазоносних територій. Це й підтверджено відкриттям Солотвинського газового родовища, у природних газах якого домінує метан з домішками етану, пропану та бутану [1].

З іншого боку, у св. 1-Буштинська Буштинської площі у Солотвинській западині газ у включеннях у мінералі (ймовірно, цеоліті) з гнізд і вкраплень представлений лише CO_2 , а у св. 1-Руські Комарівці у Мукачівській западині його вміст у включеннях у кальциті з прожилків і виділень у породах в інтервалах 2804—2814, 3369—3374, 3873—3881 м також сягає значних величин, відповідно, 46,6; 13,9 і 39,5 об. % [32]. Це може свідчити про функціонування у надрах даних структур CO_2 -флюїду, його фіксацію в осадовій товщі та збереженості покладів за сприятливих геологічних і тектонічних умов. Таким доказом слугує відкриття Мартівського родовища вуглекислого газу [6, 7].

Власне вміст CO_2 у флюїді, за даними термодинамічного моделювання [25] у рівновазі з H_2O , може вказувати на термобаричні умови, за яких відбувалося формування флюїду. Встановлено тенденцію обернено пропорційної зміни мольної частки вуглекислого газу та води із зростанням тиску та температури з глибиною (рис. 4). Водночас максимальна кількість CO_2 , як засвідчує аналіз, утворюється за умов помірних тисків і температур на незначних глибинах, що загалом корелюється із результатами дослідження зразків, поданих у таблиці. Зауважимо однак, що відомості щодо пропорційного вмісту лише двох компонентів, зокрема, CO_2 і H_2O , не варто вважати достатньо повними, і нада-

лі у запропонованій критерій планується інтегрувати один або кілька представників алканового ряду.

Видається можливим, після детального аналізу динаміки зміни вмісту води і вуглекислого газу емпіричними засобами, моделювання методами молекулярної динаміки та оцінки тенденцій у змінах складу флюїду в досліджах із штучного "дозрівання" (піролізу), за умови підтвердження наших міркувань, використання критерію відношення частки CO_2 до води як одного з показників умов та глибин генерування природних вуглеводнів.

Окрім того, флюїд, насичений кислими газами і водою, матиме кислотні властивості, на які впливатиме ймовірна наявність у глибинному флюїді й лужних газів, наприклад — аміаку. Кислотність флюїду може призвести до руйнації карбонатного цементу із збільшенням пористості колекторів, а саме: переходу карбонатів у розчинні гідрокарбонати під впливом вуглекислого газу у водному середовищі. Вплив кислого гідросульфід-іона SH^- на карбонатні породи складніший, утім загальна протонізація системи сприятиме розчиненню цементу та міграції флюїду у породи-провідники і породи-колектори [25].

У всіх проаналізованих зразках зовсім немає або наявний у незначних кількостях азот, хоча, наприклад, у складі природних газів Солотвинського родовища його вміст становить 23,06 об. % [1]. Це може вказувати на малу кількість закритих пор у вивчених утвореннях. На цьому наголошують у [23], бо тоді й інші молекулярні гази захоплюються слабше, чим створюють низьку відносну газонасиченість на межі "сухого" газу ($<0,07$ Па). З іншого боку, якщо інтерпретувати азот як індикатор глибинного походження флюїдів включень, то можна припустити генетичну вторинність досліджуваного флюїду, як і впливає з наших побудов. Для підтвердження чи спростування цього припущення необхідно провести додаткові дослідження, зокрема, термобарогеохімічні та термодинамічні.

Низькі значення відносної газонасиченості флюїдних включень і закритих пор у вмісних породах вказують ще й на те, що перетворення органічної речовини як можливого джерела летких сполук "сухого" газу проходили за невисоких (загалом літостатичних)

тисків. Це підтверджується термодинамічними розрахунками Е.Б. Чекалюка [28] про граничні тиски генерації газів у процесі дегідратації органічної речовини.

Водночас, як вказувалося, відносна газонасиченість включень у кальциті прожилково-вкрапленої мінералізації св. 28-Солотвинська (5,33 Па) є вищою, порівняно з вмісною породою — аргілітом (0,27 Па). Наприклад, за даними [32], зауважимо, що у Мукачівській западині у кальциті з прожилків і виділень у св. 1-Руські Комарівці відносна газонасиченість також висока і досягає 2,93 Па (по CH_4 за вмісту 78,5 об. %) та 4,93 Па (по CO_2 за вмісту 97,3 об. %), а у св. 1-Лісарня зафіксували ще вищу відносну газонасиченість включень у кальциті прожилково-вкрапленої мінералізації — 8,80 Па (по CH_4 за вмісту 92,7 об. %). Це може свідчити про відносно високі тиски у включеннях-дефектах у кальциті, які створено захопленими ними мігрувальними флюїдами, що надходили з глибинних горизонтів системами розвинених вертикальних (субвертикальних) тріщин, і, відповідно, на існування значно вищих тисків у глибинних осередках нафтидогенезу, реальність існування яких також підтверджено у [28].

З огляду на висловлене, важливо було проаналізувати можливу наявність сприятливих умов для генерації природних газів у межах осадового чохла Закарпатського прогину.

Результати досліджень керну з 57 інтервалів різновікових породних комплексів на вміст органічного вуглецю (ТОС) [10, 11] свідчать про широкий діапазон значень $C_{\text{орг}}$: 0,05—2,73, зокрема 0,05—2,53 у Мукачівській і 0,08—2,73 — у Солотвинській западинах прогину. Породи з умістом $C_{\text{орг}}$ понад 1 %, які, згідно з критеріями оцінки нафтогазогенераційного потенціалу материнських порід на основі вмісту $C_{\text{орг}}$ [29], характеризуються добрим і дуже добрим нафтогазогенераційним потенціалом, трапляються як у донеогеновому складчастому фундаменті (св. 22-, 23-Солотвинські, 1-Буштинська, 1-Бородівсько-Новосільська), так і в моласовій товщі неогену (св. 1-Велико-Добронська, 8-Тячівська). Однак треба бути дуже обережним з такою оцінкою, бо варто для вирішення цих питань включати [29] повну інтеграцію даних ТОС і

Rock-Eval, доповнення даних *Rock-Eval* піролізно-газовою хроматографією та використання діаграм історії занурення порід для інтерпретації відбивної здатності вітриніту.

У цьому аспекті наголосимо, що вторгнення інтрузивних тіл в осадово-вулканогенні верстви, збагачених розсіяною органічною речовиною, загалом може поліпшувати їхні ємнісні характеристики під час утворення вторинного колекторського простору внаслідок розвитку постседиментогенних змін (насамперед мінерального складу цементу, типу цементації тощо), тріщинуватості і флюїдизації, та, з огляду на це, невитриманістю за площею і розрізом пористості й проникності. З іншого боку, це може стимулювати й інтенсифікувати природний крекінг-процес з утворенням газоподібних і рідких вуглеводнів.

У зв'язку з цим вкажемо, що для досліджених нами зразків характерний дуже низький вміст $C_{орг}$, який, до речі, не корелює з жодним із показників, визначених маспектрометричним хімічним методом (див. таблицю).

Це у підсумку може свідчити, що лише певна частка вуглеводнів могла генеруватися як наслідок перетворення органічної речовини. Джерелом іншої, яка значно переважає, ймовірно, є високоенергетичний [24] — абіогенний високотемпературний (високотемпературний) глибинний флюїд [13, 31, 21]. Його релікти фіксуються у включеннях у кальциті прожилково-вкрапленої мінералізації їхньою значно вищою відносною газонасиченістю, порівняно з вмісною породою. Власне більша газонасиченість й зумовлена відносно високим тиском глибинного флюїду у включеннях-дефектах у кальциті.

Зауважимо, що сумарний компонентний склад газів нафтогазових родовищ Західного нафтогазоносного регіону України під час термодинамічного аналізу вказує як на можливість біогенного, так і на ймовірність абіогенного походження, тобто на "полігенез нафти" [26], що й впливає з впливу глибинної дегазації Землі на нафтидогенез і нафтогазоутворення [20]. З природних систем вимогам до моделі, яка передбачає перебування у рівновазі системи, що складається з керогену та вуглеводневих газів, найкраще відповідають системи, де рівновага реалізується в елемен-

тах закритої пористості: флюїдних включеннях у мінералах і закритих порах порід [26]. Це, за прикладом [33], можна поширити зокрема і на наш випадок.

Отже, у межах Закарпатського прогину, де природні гази родовищ, окрім гомологів метану, подекуди містять значну частку азоту та діоксиду вуглецю, цей важливий елемент характеристики їхнього складу підтверджено встановленим нами складом летких сполук флюїдних включень у кальциті прожилково-вкрапленої мінералізації і закритих пор умісних порід за розрізами свердловин, пробурених у перспективних структурах, що отримало схвалення на деяких міжнародних конференціях [18, 19].

Висновки. 1. На підставі аналізу вперше отриманих даних про склад газів включень палеофлюїдів у мінералах і закритих пор порід перспективно газонасичених розрізів Закарпатського прогину (в межах України) охарактеризовано особливості флюїдного режиму постседиментогенних процесів, як значущі термобарогеохімічні та термодинамічні показники газонасиченості. Спостережувана нерівномірність розподілу метану, діоксиду вуглецю, пари води у складі летких сполук, та відносних газо- і водонасиченостей, ймовірно, залежить від особливостей флюїдного режиму мінералоутворювальних систем, що визначається флюїдодинамічними чинниками формування осадово-вулканогенних верств і прожилково-вкрапленої мінералізації у них.

2. Виявлена за співвідношенням окиснених і відновлених сполук вуглецю істотна відмінність складу газів у включеннях флюїдів і закритих порах порід, ідентифікованих за розрізами свердловин, пробурених у перспективних структурах, співпадає з виявленою перевагою у природних газах родовищ Закарпатської газонасної області: з одного боку, метану і його гомологів, з іншого — діоксиду вуглецю, та наявністю відповідно Солотвинського родовища вуглеводнів та Мартівського родовища вуглекислого газу.

3. Це можна пояснити наявністю двох крайніх гілок геохімічної спеціалізації мігровальних палеофлюїдів, які функціонували у надрах: однієї зі значним вмістом сполук відновного характеру (метану та його гомоло-

гів), іншої — за високої концентрації окиснених сполук (головно, CO_2), як доказ, що абіогенний високотермобарний глибинний флюїд може еволюціонувати як відновлений вуглеводневмісний чи окиснений діоксидвуглецевовмісний, що склало за відповідних умов основу для формування у регіоні родовищ природних газів двох типів: переважно вуглеводневих та переважно діоксидвуглецевих.

4. Уявлення про можливість утворення вуглеводнів у широкому спектрі умов та первинного матеріалу ("полігенез нафти") підвищують оцінки нафтогазоресурсності регіону, а відповідні полігенетичні підходи до проце-

сів формування викопних вуглеводнів обґрунтовують і зміну стратегії геологорозвідувальних робіт у регіоні. Це зумовлює потребу інтенсифікації досліджень у галузі геохімії та термобарометрії флюїдів мінералоутворювального середовища, підкріплену термодинамічним аналізом, зокрема, щодо еволюції керогену під впливом високоенергетичного абіогенного глибинного флюїду, у перспективних структурах Закарпатської газозонної області, з метою наукового прогнозу наявності покладів висококалорійного газу та, відповідно, визначення пріоритетних напрямів пошуково-розвідувальних робіт у регіоні.

ЛІТЕРАТУРА

1. Атлас родовищ нафти і газу України. В 6-ти т. За заг. ред. М.М. Іванюти, В.О. Федішина, Б.І. Денегі, Ю.О. Арсірія, Я.Г. Лазарука. Львів: Центр Європи, 1998. 2354 с.
2. Братусь М.Д., Давиденко М.М., Зінчук І.М., Калюжний В.А., Матвієнко О.Д., Наумко І.М., Пірожик Н.Е., Редько Л.Р., Сворень Й.М. Флюїдний режим мінералоутворення в літосфері (в зв'язку з прогнозуванням корисних копалин). Київ: Наук. думка, 1994. 192 с.
3. Калюжний В.А. Основи учения о минералообразующих флюидах. Киев: Наук. думка, 1982. 240 с.
4. Калюжний В.А., Сахно Б.Е. Перспективи прогнозування корисних копалин за типоморфними ознаками флюїдних включень вуглеводнів та вуглець-діоксиду (Закарпатський прогин, Складчасті Карпати, Україна). *Геологія і геохімія горючих копалин*. 1998. № 3(104). С. 133—147.
5. Колодій В.В. (відп. ред.). Карпатська нафтогазоносна провінція. Львів-Київ: ТОВ "Український видавничий центр", 2004. 390 с.
6. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. Київ: УкрДГРІ, 2001. 144 с.
7. Крупський Ю.З. Геологія і нафтогазоносність Західного регіону України. Львів: СПОЛОМ, 2020. 254 с.
8. Кульчезька Г.О. Леткі компоненти мінералів як індикатори умов мінералоутворення: автореф. дис. ... д-ра геол. наук. Київ, 2009. 40 с.
9. Локтев А. Проблеми прогнозування інтрузивних тіл як причина отримання від'ємних результатів при проведенні геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у межах Чоп-Мукачівської западини Закарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2011. № 1—2 (154—155). С. 90—91.
10. Локтев А. Кількісний показник $C_{\text{орг}}$ різновкових комплексів Закарпатського прогину як критерій оцінки нафтогазогенераційного потенціалу. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2019. № 1(178). С. 41—46.
11. Локтев А.А. Геологічні чинники газоносності Закарпатського прогину: автореф. дис. ... канд. геол. наук. Київ, 2019. 20 с.
12. Матковський О., Наумко І., Павлунь М., Сливко Є. Термобарогеохімія в Україні. Львів: Простір-М, 2021. 282 с.
13. Наумко І.М., Сворень Й.М. О важности глубинного высокотемпературного флюида в создании условий для формирования месторождений природных углеводородов в земной коре. *Новые идеи в науках о Земле. Материалы VI Междунар. конф.* (Москва, 8—12 апр. 2003 г.). Москва, 2003. Т. 1. С. 249.
14. Наумко І.М. Флюїдний режим мінералогенезу породно-рудних комплексів України (за включеннями у мінералах типових парагенезисів): автореф. дис. ... д-ра геол. наук. Львів, 2006. 52 с.
15. Наумко І.М. Вуглеводні флюїдні включень — показник перспектив геологічних розрізів Карпатської нафтогазоносною провінції. *Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. Матеріали Четвертої міжнар. наук.-практ. конф.* (Трускавець, 6—10 листоп. 2017 р.). Київ: ДКЗ України, 2017. Т. 2. С. 48—53.
16. Наумко І.М. Мінералофлюїдологія і прогнозування вуглеводненасиченості надр. *Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. Матеріали Шостої міжнар. наук.-практ. конф.* (Трускавець, 7—11 жовт. 2019 р.). Київ: ДКЗ України, 2019. Т. 1. С. 416—421.
17. Наумко І.М. Мінералофлюїдологія та синтез і генезис природних вуглеводнів у надрах Землі. *Геофиз. журн.* 2020. 42, № 4. С. 72—96. <https://doi.org/10.24028gzf.0203-3100.v42i4.2020.210673>

18. Наумко І.М., Павлюк М.І., Локтев А.А., Сахно Б.Е., Белецька Ю.А., Сава Н.Г. Газы включень флюїдів і закритих пор порід перспективно газоносних геологічних розрізів Закарпатського прогину (у межах України). *Геологія горючих копалин: досягнення та перспективи. Матеріали II міжнар. наук. конф.* (Київ, 6—8 верес. 2017 р.). Київ: ІГН НАН України, 2017. С. 154—158.
19. Наумко І.М., Павлюк М.І., Локтев А.А., Хоха Ю.В., Сахно Б.Е., Белецька Ю.А., Сава Н.Г. Термобарогеохімічні показники перспектив газоносності Закарпатського прогину України. *Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. Матеріали Сьомої міжнар. наук.-практ. конф.* (Львів, 2021 р.). Київ: ДКЗ України, 2021. Т. 2. С. 77—83.
20. Павлюк М.І., Наумко І.М. Фундаментальна праця з проблем дегазації Землі. *Геол. журн.* 2020. № 3(372). С. 65—70. <http://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2020.3.209174>
21. Сворень Й.М. Явище утворення природних вуглеметанів під дією абіогенного високотермобарного глибинного флюїду. *Геологія горючих копалин: досягнення та перспективи. Матеріали II Міжнар. наук. конф.* (Київ, 6—8 верес. 2017 р.). Київ: ІГН НАН України, 2017. С. 225—229.
22. Сворень Й.М., Наумко І.М. Термобарометрія і геохімія газів прожилково-вкрапленої мінералізації у відкладах нафтогазоносних областей і металогенічних провінцій — природний феномен літосфери Землі. *Допов. НАН України.* 2005. № 2. С. 109—113.
23. Файф У., Прайс Н., Томпсон А. Флюїди в земній корі. Москва: Мир, 1981. 436 с.
24. Хоха Ю.В. Еволюція органічної речовини осадових комплексів нафтогазоносних регіонів України з позицій термодинаміки: автореф. дис. ... д-ра геол. наук. Київ, 2021. 44 с.
25. Хоха Ю.В., Любчак О.В., Яковенко М.Б. Термодинаміка трансформації керогену II типу. *Геологія і геохімія горючих копалин.* 2019. № 3(180). С. 25—41.
26. Хоха Ю.В., Павлюк М.І., Наумко І.М. Термодинаміка еволюції органічної речовини в контексті полігенезу вихопних вуглеводнів. *Геол. журн.* 2020. № 4(373). С. 3—16. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814/2020.4.214800>
27. Цекоєв В.П. Исследование углеводородных газов и водорода в эпигенетическом кальците Карпат. *Роль минералогии в поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений. Материалы респ. симп.* Киев: Наук. думка, 1976. Ч. 1. С. 78—82.
28. Чекалюк Э.Б. Предельные давления генерации угольных газов в процессе метаморфизма углей. *Геология и геохимия горючих ископаемых.* Киев: Наук. думка, 1990. Вып. 74. С. 1—4.
29. Dembicki Jr.H. Three common source rock evaluation errors made by geologist during prospect or play appraisals. *AAPG Bull.* 2009. 93, № 3. P. 341—356. <http://doi.org/10.1306/10230808076>
30. Dolton G.L. Pannonian Basin Province, Central Europe (Province 4808) — Petroleum Geology, Total Petroleum Systems and Petroleum Resources Assessment: *U.S. Geol. Survey Bull. 2204-B.* Reston, Virginia, 2006. 47 p.
31. Naumko I., Svoren' Yo. Abiogenic-biogenic bases of the genesis and synthesis of natural hydrocarbons in the Earth's lithosphere (by fluid inclusions research). *Geochim. et Cosmochim. Acta.* 2010. 74. Iss. 11. Suppl. 1. A747.
32. Naumko I.M., Kovalyshyn Z.I., Svoren' J.M., Sakhno B.E., Telepko L.F. Towards forming conditions of veinlet mineralization in sedimentary oil- and gas-bearing layers of Carpathian region (obtained by data of fluid inclusions research). *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals.* 1999. № 3(108). P. 83—91.
33. Naumko I.M., Kurovets' I.M., Zubyk M.I., Batsevych N.V., Sakhno B.E., Chepusenko P.S. Hydrocarbon compounds and plausible mechanism of gas generation in "shale" gas prospective Silurian deposits of Lviv paleozoic depression. *Geodynamics.* 2017. № 1(22). P. 26—41. <http://doi.org/10.23939/jgd2017.01.036>

Надійшла 12.04.2022

REFERENCES

1. Ivanyuta, M.M., Fedyshyn, V.O., Deneha, B.I., Arsiriia, Yu.O. and Lazaruk, Ya.H. (eds) (1998), *Atlas of oil and gas fields of Ukraine*, in 6 vol., Center of Europe, Lviv, UA, 2354 p. [in Ukrainian].
2. Bratus', M.D., Davydenko, M.M., Zinchuk, I.M., Kalyuzhnyi, V.A., Matvienko, O.D., Naumko, I.M., Pirozhyk, N.E., Red'ko, L.R. and Svoren', Yo.M. (1994), *Fluid regime in mineral formation in lithosphere (in relation to prognosis in prospecting for economic deposits)*, Nauk. dumka, Kyiv, UA, 192 p. [in Ukrainian].
3. Kalyuzhnyi, V.A. (1982), *Principles of the knowledge on mineral-forming fluids*, Nauk. dumka, Kyiv, UA, 240 p. [in Russian].
4. Kalyuzhnyi, V.A. and Sakhno, B.E. (1998), *Geology & Geochemistry of Combustible Minerals*, No. 3(104), UA, pp. 133-147 [in Ukrainian].
5. Kolodiy, V.V. (ed.-in-chief) (2004), *Carpathian petroliferous province*, LLC Ukr. Publ. Centre, Lviv-Kyiv, UA, 390 p. [in Ukrainian].

6. Krups'kyi, Yu.Z. (2001), *Geodynamic conditions of formation and oil and gas content of Carpathian and Volyn-Podilsk regions of Ukraine*, UkrDGRI, Kyiv, UA, 144 p. [in Ukrainian].
7. Krups'kyi, Yu.Z. (2020), *Geology and oil and gas content of the Western region of Ukraine*, SPOLOM, Lviv, UA, 254 p. [in Ukrainian].
8. Kulchetska, H.O. (2009), *Volatile components of minerals as indicators of mineralogenesis*, Abstract of D.Sc. geol. dissert., Kyiv, UA, 40 p. [in Ukrainian].
9. Loktiev, A. (2011), *Geology & Geochemistry of Combustible Minerals*, No. 1-2 (154-155), UA, pp. 90-91 [in Ukrainian].
10. Loktiev, A. (2019), *Geology & Geochemistry of Combustible Minerals*, No. 1(178), UA, pp. 41-46 [in Ukrainian].
11. Loktiev, A.A. (2019), *Geological factors of gas bearing in Transcarpathian foredeep*, Abstract of Ph.D. geol. dissert., Kyiv, UA, 20 p. [in Ukrainian].
12. Matkovs'kyi, O., Naumko, I., Pavlun, M. and Slyvko, Ye. (2021), *Thermobarogeochemistry in Ukraine*, Prostir-M, Lviv, UA, 282 p. [in Ukrainian].
13. Naumko, I.M. and Svoren', Yo.M. (2003), *New Ideas in Earth Sciences. Proc. of the VI Int. conf. (Moscow, April 8-12, 2003)*, Moscow, Vol. 1, RU, p. 249 [in Russian].
14. Naumko, I.M. (2006), *Fluid regime of mineral genesis of the rock-ore complexes of Ukraine (based on inclusions in minerals of typical parageneses)*, Abstract of D.Sc. geol. dissert., Lviv, UA, 52 p. [in Ukrainian].
15. Naumko, I.M. (2017), *Subsoil use in Ukraine. Prospects for investment, Mat-li of the Fourth Int. sci.-pract. conf. (Truskavets, Novem. 6-10, 2017)*, DKZ of Ukraine, Kyiv, Vol. 2, UA, pp. 48-53 [in Ukrainian].
16. Naumko, I.M. (2019), *Subsoil use in Ukraine. Prospects for investment, Mat-li Sixth Int. sci.-pract. conf. (Truskavets, October 7-11, 2019)*, DKZ of Ukraine, Kyiv, Vol. 1, UA, pp. 416-421 [in Ukrainian].
17. Naumko, I.M. (2020), *Geophys. Journ.*, Vol. 42, No. 4, UA, pp. 72-96 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.24028gzf.0203-3100.v.42i4.2020.210673>
18. Naumko, I.M., Pavlyuk, M.I., Loktyev, A.A., Sakhno, B.E., Belets'ka, Yu.A. and Sava, N.H. (2017), *Geology of Combustible Fossils: Achievements and Prospects: Proc. of the Second Int. Sci. Conf. (Kyiv, Septem. 6-8, 2017)*, IGN of the NAS of Ukraine, Kyiv, UA, pp. 154-158 [in Ukrainian].
19. Naumko, I.M., Pavlyuk, M.I., Loktyev, A.A., Khokha, Yu.V., Sakhno, B.E., Belets'ka, Yu.A. and Sava, N.H. (2021), *Subsoil use in Ukraine. Prospects for investment, Materials of the Seventh Int. sci.-practical conf. (Lviv, 2021)*, DKZ of Ukraine, Kyiv, Vol. 2, UA, pp. 77-83 [in Ukrainian].
20. Pavlyuk, M.I. and Naumko, I.M. (2020), *Geol. Journ.*, No. 3(372), UA, pp. 65-70 [in Ukrainian]. <http://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2020.3.209174>
21. Svoren', Yo.M. (2017), *Geology of Combustible Fossils: Achievements and Prospects: Proceedings of the Second Int. Sci. Conf. (Kyiv, Septem. 6-8, 2017)*, IGN of the NAS of Ukraine, Kyiv, UA, pp. 225-229 [in Ukrainian].
22. Svoren', Yo.M. and Naumko, I.M. (2005), *Dopov. Nac. acad. nauk Ukr.*, No. 2, UA, pp. 109-113 [in Ukrainian].
23. Fyfe, W., Price, N. and Thompson, A. (1981), *Fluids in the Earth's crust*, Mir, Moscow, RU, 436 p. [in Russian].
24. Khokha, Yu.V. (2021), *Evolution of sedimentary complexes organic matter of Ukraine oil and gas regions from the thermodynamics standpoint*, Abstract of D.Sc. geol. dissert., Kyiv, UA, 44 p. [in Ukrainian].
25. Khokha, Yu.V., Lyubchak, O.V. and Yakovenko, M.B. (2019), *Geology & Geochemistry of Combustible Minerals*, No. 3(180), UA, pp. 25-41 [in Ukrainian].
26. Khokha, Yu.V., Pavlyuk, M.I. and Naumko, I.M. (2020), *Geol. Journ.*, No. 4(373), UA, pp. 3-16 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814/2020.4.214800>
27. Tsekoev, V.P. (1976), *The role of mineralogy in prospecting and exploration of oil and gas fields: Mat-ly resp. symp.*, Nauk. dumka, Kyiv, Pt 1, UA, pp. 78-82 [in Russian].
28. Chekalyuk, E.B. (1990), *Geology & Geochemistry of Combustible Minerals*, Nauk. dumka, Kyiv, Vyp. 74, UA, pp. 1-4 [in Russian].
29. Dembicki, Jr.H. (2009), *AAPG Bull.*, Vol. 93, No. 3, pp. 341-356. <http://doi.org/10.1306/10230808076>
30. Dolton, G.L. (2006), *U.S. Geol. Survey Bull. 2204-B*, Reston, Virginia, 47 p.
31. Naumko, I. and Svoren', Yo. (2010), *Geochim. et Cosmochim. Acta*, Vol. 74, Iss. 11, Suppl. 1, A747.
32. Naumko, I.M., Kovalyshyn, Z.I., Svoren', J.M., Sakhno, B.E. and Telepko, L.F. (1999), *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*, No. 3(108), pp. 83-91.
33. Naumko, I.M., Kurovets', I.M., Zubyk, M.I., Batsevych, N.V., Sakhno, B.E. and Chepusenko, P.S. (2017), *Geodynamics*, No. 1(22), pp. 26-41. <http://doi.org/10.23939/jgd2017.01.036>

Received 12.04.2022

I.M. Naumko, DrSc (Geology), Corresponding Member of the NAS of Ukraine, Prof.,
Head of Department

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of the NAS of Ukraine
3-a, Naukova Str., Lviv, Ukraine, 79060

E-mail: naumko@ukr.net; <https://orcid.org/0000-0003-3735-047X>

M.I. Pavlyuk, DrSc (Geology, Mineralogy), Academician of the NAS of Ukraine, Prof., Director
Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of the NAS of Ukraine

3-a, Naukova Str., Lviv, Ukraine, 79060

E-mail: igggk@mail.lviv.ua; <https://orcid.org/0000-0001-8741-0624>

A.A. Loktiev, PhD (Geology), head of supervisory board

LLC "Institute of Geology R&D"

28, Dubrovytska Str., Kyiv, Ukraine, 04114

E-mail: shon327@hotmail.com; <https://orcid.org/0000-0003-3640-8473>

Yu. V. Khokha, DrSc (Geology), Senior Researcher, Senior Researcher

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of the NAS of Ukraine

3-a, Naukova Str., Lviv, Ukraine, 79060

E-mail: khoha_yury@ukr.net; <https://orcid.org/0000-0002-8997-9766>

B.E. Sakhno, Junior Researcher

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of the NAS of Ukraine

3-a, Naukova Str., Lviv, Ukraine, 79060

E-mail: igggk@mail.lviv.ua; <https://orcid.org/0000-0003-3094-7345>

Yu.A. Belets'ka, Leading Engineer

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of the NAS of Ukraine

3-a, Naukova Str., Lviv, Ukraine, 79060

E-mail: dijumast@ukr.net; <https://orcid.org/0000-0001-6534-3520>

N.H. Sava, Engineer

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of the NAS of Ukraine

3-a, Naukova Str., Lviv, Ukraine, 79060

E-mail: bardaksava@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-3267-1779>

FEATURES OF THE FLUID REGIME OF POSTSEDIMENTOGENIC PROCESSES DURING THE FORMATION OF GAS CAPACITY OF THE TRANSCARPATHIAN BASIN (WITHIN THE LIMITS OF UKRAINE)

Gases in migrating paleofluids of the Transcarpathian Basin in Ukraine proper were investigated. Their properties were analyzed using fluid inclusions in minerals and fluids occurring in closed pores of promising gas-bearing rocks. Samples were taken from wells drilled within the Mukachevo (1-Borodivsk-Novosilsk) and Solotvyno (1-Bushtyno, 4-Hrushovo, 1-Danylovo, 28-Solotvyno) depressions. According to the data from mass-spectrometric chemical analysis, methane and its homologues and carbon dioxide were found in the composition of volatile compounds, which coincides with the identified advantage of methane and its homologues, on the one hand, and carbon dioxide, on the other hand, in the natural gases of fields of the Transcarpathian gas-bearing area. Methane (98.2 vol. %) , ethane (1.2 vol. %) and propane (0.6 vol. %) are found in fluid inclusions in calcite of veinlet in the rock from the well 28 of the Solotvyno structure, which includes the Solotvyno natural gas field. Only methane is found in closed rock pores. Natural gases of the Solotvyno gas field contain methane (53.86%), ethane (2.65%) and propane + butane (1.34-0.32%). CO₂ contents as high as 97.3 vol. % occur in fluid inclusions in calcite of veinlets in rocks of the well 1 at Ruski Komarivtsi of the Mukachevo depression and 100 % in fluid inclusions in zeolite (?) from impregnates in rocks of the well 1 at Bushtyno of the Solotvyno depression. This can be explained by the activity of two different composition paleofluids, namely reduced or oxidating types present in bowels of the Transcarpathian Basin. They are associated with significant amount of reduced compounds (methane and its homologues) or a high concentration of oxidized compounds for their (mainly CO₂). This was determined by differences in the composition of the primary high-energy abiogenic deep fluid: hydrocarbon-containing or carbon dioxide-containing. The gas composition of paleofluids indicates that two types of natural gas deposits may exist, mainly hydrocarbon or mainly carbon dioxide rich and, accordingly, the discovery of natural gas fields such as Solotvyno and carbon dioxide – such as Martovo. Hydrocarbon formation over a wide range of conditions and primary material (“oil polygenesis”) allows the assessment of oil and gas resources of the region. A polygenetic approach for understanding hydrocarbon formation processes requires a changes in exploration strategy. More geochemical and thermobarometric research as well thermodynamic study of mineral-forming fluids is needed in promising geologic structures of the Transcarpathian gas-bearing area. This necessary, in order to predict possible occurrence of high-energy gas deposits and to determine areas for exploration.

Keywords: gas, fluid inclusions, gas-bearing sections, migration, Transcarpathian Basin, Ukraine.