

С. В. Кушнір, Р. П. Паньків, М. В. Кость

Бароосмотичний аналіз гідрогеологічних умов на Шереметівському газовому родовищі (Передкарпаття)

(Представлено академіком НАН України Є. Ф. Шнюковим)

Показано, що в окремих гідроізолюваних газових покладах встановився особливий режим бароосмотичної квазірівноваги при різних пластових тисках і складі пластових вод у колекторських структурах. Під і над покладом газу сформувалися дві окремі зони вертикальної гідрогеологічної зональності, з якими води покладу зберігають осмотичний зв'язок.

В роботах [1–3] показано, що бароосмос може бути важливим фактором самочинної зміни концентрації порових і пластових вод, викликати появу певної вертикальної гідрогеохімічної зональності та, можливо, брати участь у формуванні колекторних структур у нафтогазоносних регіонах.

Для перевірки можливості проявів бароосмосу на газових родовищах було проведено бароосмотичний аналіз гідрогеологічних даних на одному з недавно відкритих на Прикарпатті Шереметівському родовищі, яке розташоване на фрагменті Сторожинецького блока в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину. Родовище складається з трьох невеликих покладів, локалізованих на різних глибинах у товщах глин та аргілітів баденського віку; колекторами газу тут є лінзи пісковиків. На рис. 1 показано схему розташування свердловин, пробурених при пошуках родовища, а також відносне розташування окремих покладів у плані та розрізі родовища. Основні характеристики газів окремих покладів та газів із суміжних непродуктивних горизонтів наведено в табл. 1, а гідрогеологічні дані для свердловин № 3 й № 5, які пройшли через поклади I й III, — в табл. 2.

У всіх трьох покладах газу встановились нижчі від умовного гідростатичного пластові тиски (НГПТ), при цьому в покладі II відносне зниження тиску (ΔP) становить 1,5 МПа, у покладі I — 1,8 МПа, а в III — 3,4 МПа (див. табл. 1). Отже, ΔP зростає прямопропорційно глибині залягання колекторів і приписати його звичайному розсіюванню газів неможливо. Саме ж існування стабільних зон НГПТ засвідчує добру ізолюваність відповідних гідрогеологічних структур.

За складом газу покладів I й III є сухими метановими, а покладу II — азотно-метановими. Відношення $C_2H_6/\Sigma C_3 - C_5$ з глибиною в усіх свердловинах зростає, але в покладах I й II воно значно менше одиниці; це дозволяє вважати їх газу утвореними з керогену типу II на невеликих глибинах (при низьких температурі й тиску [6, с. 102; 7, с. 180]). Газу суміжних непродуктивних горизонтів схожі за складом з газами відповідних покладів, але концентрації основних компонентів тут змінюються по-різному. В зоні глибокого покладу III концентрація CH_4 збільшується як уверх, так і вниз по розрізу, а N_2 , навпаки, — зменшується. Проте в зоні неглибоких покладів II й I вверх по розрізу концентрація CH_4 зменшується, а N_2 — зростає. Це дозволяє стверджувати, що в області покладу III зазначено перебіг дуже повільної дифузії CH_4 з навколишніх товщ у колектор газу та одночасне

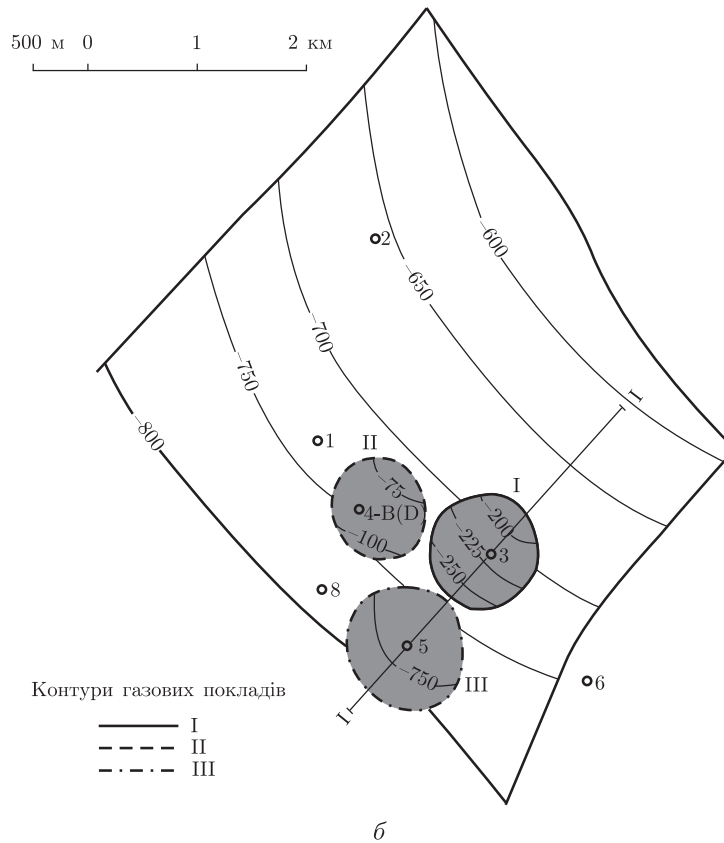
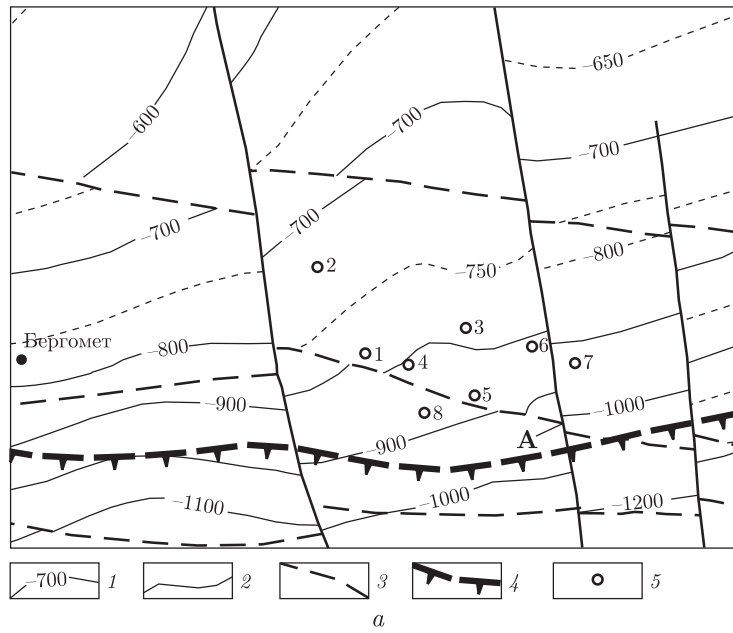


Рис. 1. Шереметівське газове родовище: *a* — схема розташування пошукових свердловин на площі Шереметово (рис. 2.6 у [4]): 1 — ізогіпси донеогенової поверхні; 2 — поперечні тектонічні розломи Шипотської групи; 3 — поздовжні розломи-скиди; 4 — край берегового насування; 5 — свердловини; *б* — розташування газових покладів у плані [5]; *в* — геологічний розріз через свердловини № 3 й № 5 [5]. Пунктиром показано глибинне положення віддаленого пласта II

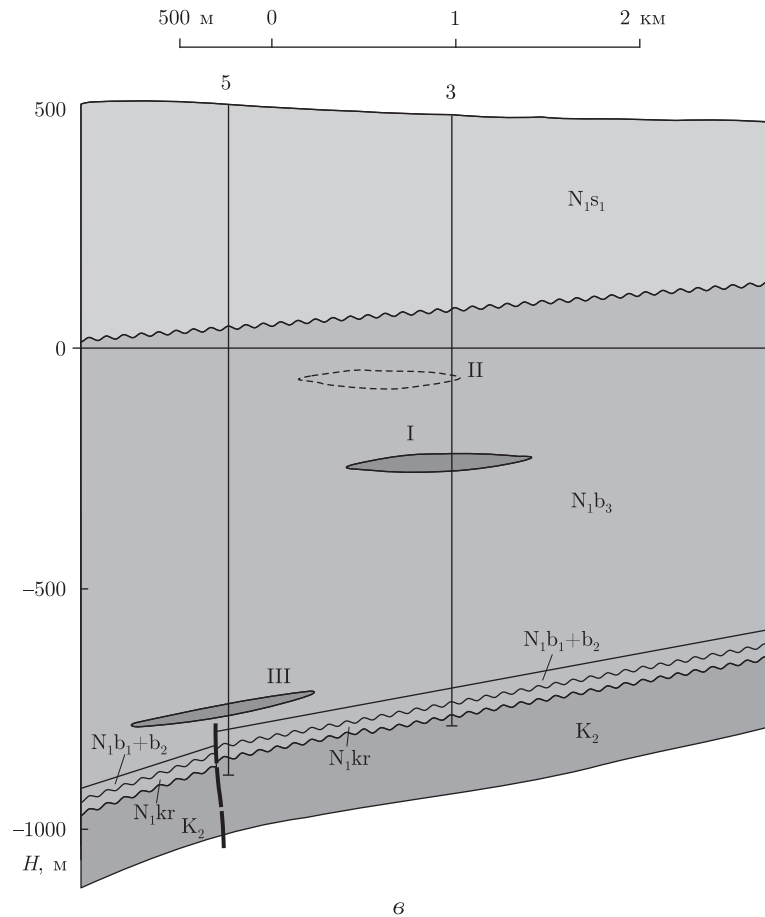


Рис. 1. Продовження

розсіювання азоту. А в зоні покладів I й II має місце дифузійний рух молекул CH_4 уверх, а молекул N_2 — униз по розрізу, що підтверджує можливість дифузійного розсіювання метану з неглибоких покладів.

Важливу генетичну інформацію про газове родовище повинні нести і його гідрогеологічні умови, які, в силу ізольованості відповідних структур, не могли істотно змінитися після формування газових покладів. Мінералізація пластових вод у пройдених свердловинах водоносних горизонтів близька до мінералізації морської води лише в точках проб 4 й 5 свердловин № 3 й № 5 відповідно, а в усіх інших точках, в тому числі й близьких до газових покладів, вона значно менша (див. табл. 2). Це дає підставу припускати, що всі три газові поклади сформувалися в умовах пониженої мінералізації вод морського походження, що сприяло катагенетичній генерації з розсіяної органічної речовини (POR) порід саме газових продуктів [8].

Хоча відстань між свердловинами № 3 й № 5 становить лише близько 1 км, їх пластові води навіть у близьких горизонтах значно відрізняються за пластовими тисками, мінералізацією та хімічним складом. Це вказує на обмежені розміри окремих ізольованих газонесних гідрогеологічних структур. При всій різноманітності хімічного складу пластових вод чітко вирізняється їх хлоробромний коефіцієнт Cl/Br . Його значення в більшості вод близьке до середнього океанічного (284), але в точках проб 2, 3, 5 (свердловина № 3) та 2 (свердловина

Таблиця 1. Характеристика природних газів, виявлених при розвідувальному бурінні на площі Шереметово (за даними [4, 5] та фондів “Західукр-геологія”)

Свердловина	Індекс покладу	Глибина відбору газу, м	Висота покладу газу, м	Коефіцієнт пористості	Пластовий тиск (початковий), МПа	Запаси початкові видобувні, млн м ³	Склад газів, % за об'ємом							
							CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	$\frac{C_2H_6}{\sum C_3 - C_5}$
№ 3	I	602	–	–	–	–	91,45	0,05	0,06	0,050	0,04	2,20	6,15	0,33
		690	70	0,203	5,09	40	95,13	0,02	0,03	0,003	–	0,05	3,96	0,61
		717	–	–	–	–	96,07	0,02	0,03	0,003	–	0,05	3,96	0,61
		984	–	–	–	–	98,49	0,06	0,02	0,020	–	0,07	1,31	1,50
№ 4	II	590	50	0,153	4,42	12	71,45	0,06	0,12	0,060	0,07	0,83	24,46	0,24
		631	–	–	–	–	82,12	0,07	0,14	0,170	–	0,95	15,98	0,23
№ 5	III	615	–	–	–	–	99,69	0,08	0,05	–	–	0,17	0,01	1,60
		1015	–	–	–	–	97,71	0,10	0,06	–	–	0,30	1,83	1,70
		1255	43	0,196	9,19	65	89,75	0,39	0,07	0,030	0,01	0,61	7,78	3,50
		1275	–	–	–	–	95,88	0,42	0,07	0,030	0,01	0,65	2,93	3,80

Таблиця 2. Хімічний склад пластових вод Шереметівського газового родовища та їх бароосмотичні характеристики (за даними фондів “Західукр-геологія”)

Номер проби	Вік порід	Глибина, м	pH	M, г/л	$P_{пл.}$, МПа	Формула води, за В. Колодієм	$\frac{Cl}{Br}$	$P_{осм}$, МПа	$P_{о.н}$, МПа	$\alpha_{осм}$, %
Свердловина № 3										
1	N ₁ ds ₁	313	6,0	1,79	—	Cl77SO ₄ 12HCO ₃ 11/Na80Ca14Mg5NH ₄ 1	—	—	—	—
2	N ₁ ds ₁	470	7,0	7,57	4,79	Cl86SO ₄ 6HCO ₃ 8/Na88Ca7Mg3NH ₄ 2	1235	0,54	4,25	89
3	N ₁ ds ₁	602	7,0	3,45	4,30	Cl46SO ₄ 37HCO ₃ 17/Na72Ca17Mg8NH ₄ 3	1168	0,25	4,05	94
4	N ₁ b ₃	1030	6,0	32,54	6,79	Cl97SO ₄ 2HCO ₃ 1/Na77Mg12Ca8NH ₄ 3	317	2,39	4,40	65
5	N ₁ b ₃	1095	7,5	12,11	11,22	Cl89SO ₄ 7HCO ₃ 4/Na74Mg13Ca11NH ₄ 3	672	0,87	10,35	92
Свердловина № 5										
1	N ₁ b ₃	539	7,0	8,54	2,60	Cl64SO ₄ 24HCO ₃ 12/Na94Mg3Ca2NH ₄ 0,9	232	0,61	1,99	77
2	N ₁ b ₃	615	7,0	20,31	2,59	Cl93HCO ₃ 4SO ₄ 3/Na81Mg9Ca8NH ₄ 1,2	966	1,45	1,14	44
3	N ₁ b ₃	1060	10,0	14,82	6,23	Cl84HCO ₃ 14SO ₄ 2/Na92Ca8NH ₄ 0,6	354	1,11	5,12	82
4	N ₁ b ₃	1249	6,0	15,40	8,79	Cl89HCO ₃ 8SO ₄ 3/Na85Mg10Ca4NH ₄ 0,8	314	1,10	7,69	88
5	N ₁ kr	1354	6,5	31,10	—	Cl81SO ₄ 17HCO ₃ 2/Na87Ca11Mg0,8NH ₄ 0,6	281	—	—	—

Примітка: $P_{осм}$ — осмотичний тиск у воді; $P_{о.н}$ — осмотичний напір води; $\alpha_{осм}$ — ступінь відхилення від стану бароосмотичної рівноваги; $\alpha_{осм} = \frac{P_{о.н}}{P_{гидр}} \cdot 100\%$; $P_{гидр}$ — умовний гідростатичний тиск.

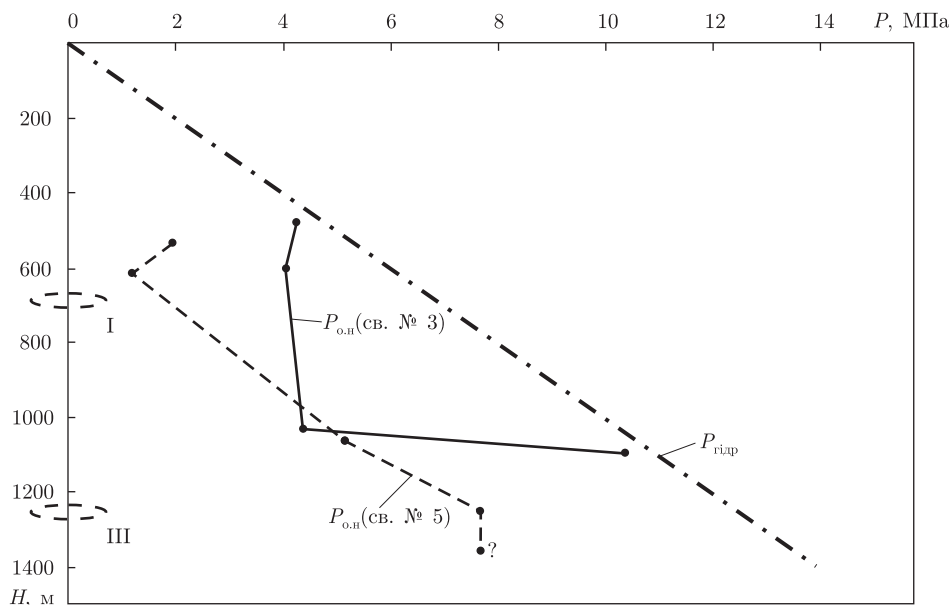


Рис. 2. Бароосмотичні напори ($P_{o.n}$) пластових вод у свердловинах № 3 й № 5. На осі H показано глибинне положення покладів газу I (св. № 3) і III (св. № 5); $P_{гiдр}$ — умовний гідростатичний тиск

№ 5) він різко зростає (в 2–4 рази). Можливо, що це вказує на присутність у зазначених горизонтах підвищеного вмісту активних органічних речовин, які здатні поглинати іони Br^- [9].

Відомо, що бароосмотичні потоки молекул H_2O (спрямовані, звичайно, вгору або вниз по розрізу) формують поступово певну вертикальну гідрогеохімічну зональність (ВГХЗ). Тому поява у розрізі горизонту, заповненого газом або нафтою, може (але не мусить!) розірвати такий потік; тоді слід очікувати появи двох незалежних зон ВГХЗ — верхньої та нижньої. Щоб прояснити це питання, було проведено бароосмотичний аналіз даних табл. 2 за методикою [2]. Отримані результати наведено в правій частині цієї таблиці, а також на рис. 2, де осмотичний напір води ($P_{o.n}$) в обох свердловинах порівнюється з умовним гідростатичним тиском, який у випадку прісних вод в артезіанських басейнах збігається з $P_{o.n}$ цих вод.

Як видно, осмотичні напори H_2O у водах усіх горизонтів свердловин № 3 й № 5 позитивні, а відхилення їх від стану бароосмотичної рівноваги дуже великі. Отже, ці води мають сильно виражену властивість видавлювати з себе молекули H_2O через напівпроникні глинисті товщі у зони з меншими значеннями $P_{o.n}$. Найсильніше ця властивість виражена у водах горизонту свердловини № 3 (точка проби 5). Розглянемо ситуацію в обох свердловинах окремо.

Свердловина № 3. У верхніх горизонтах в інтервалі від 470 до 1030 м значення $P_{o.n}$ несподівано виявились практично однаковими. Якщо це дійсно так, то приходить визнати, що в цьому інтервалі розрізу утворилась єдина квазірівноважна бароосмотична система, в склад якої входить і газовий поклад I на глибині близько 690 м. Отже, газовий поклад якимось чином прискорив бароосмотичні потоки H_2O , внаслідок чого за час існування покладу в зв'язаній з ним ізольованій частині геологічного простору бароосмотичний напір H_2O встиг вирівнятись, а склад вод і пластові тиски в різних горизонтах залишились різними. Це означає, що швидкість бароосмотичних потоків у даній зоні значно перевищує

швидкість дифузії не тільки солей, а й вільних або розчинених у воді газів. На наш погляд, здатність заповнених газом структур пропускати швидкі дифузійні потоки молекул H_2O вказує на те, що при витисканні порових вод газом у колекторах залишається вся осмотично зв'язана вода, яка відзначається різко пониженою мінералізацією [3].

Як видно з табл. 2, між горизонтами свердловини № 3 (точки проб 4 й 5) відстань не перевищує 65 м, а градієнт осмотичного напору H_2O ($P_{o,n}$) становить 6 МПа. При такому перепаді навіть у сильно ущільнених глинах мусить виникати слабкий бароосмотичний потік молекул H_2O уверх по розрізу, який і сформував тут свою зону ВГХЗ. Подібна зона виникла і між горизонтами свердловини № 3 (проби 2 й 1), оскільки в останньому пластовий тиск має бути близьким до гідростатичного, тобто приблизно до 3,1 МПа (див. рис. 2).

Свердловина № 5. Тут поклад газу III розташований між горизонтами свердловини № 5 (точки проб 4 й 5). Пластовий тиск в останньому невідомий. Тому для оцінки перепаду $\Delta P_{o,n}$ у цьому діапазоні використаємо умовні гідростатичні тиски [2]:

горизонт свердловини № 5 (точка 4): $P_{\text{гдр}} = 12,5$ МПа; $c = 1,54\%$; $P_{\text{осм}} = 0,2$ МПа; $P_{o,n} = 11,3$ МПа;

горизонт свердловини № 5 (точка 5): $P_{\text{гдр}} = 13,5$ МПа; $c = 3,11\%$; $P_{\text{осм}} = 2,4$ МПа; $P_{o,n} = 11,1$ МПа.

Отже, в цьому випадку бароосмотичний напір H_2O над і під газовим покладом виявився однаковим; тобто зона покладу знаходиться у стані бароосмотичної квазірівноваги, але вже при значно вищому осмотичному напорі H_2O . Тому й не дивно, що над цією гідроізолюваною системою, як видно з рис. 2, сформувалася нормальна зона ВГХЗ, яка підтверджує існування спрямованого вверх по розрізу досить швидкого бароосмотичного потоку молекул H_2O .

Проведений аналіз бароосмотичної ситуації на Шереметівському газовому родовищі дозволяє стверджувати, що у зонах впливу окремих газових покладів існують гідроізолювані системи, води яких знаходяться в стані бароосмотичної квазірівноваги (у покладі I — при $P_{o,n} = 4$ МПа, у покладі III — при $P_{o,n} = 8$ МПа), але мають сильно виражену здатність видавлювати з себе молекули H_2O . Швидкість бароосмотичного переміщення H_2O у цих системах значно перевищує швидкість дифузії солей і газів. Над і під зонами газових покладів у глинистих товщах сформувались нормальні зони ВГХЗ, по яких проходить значно повільніше переміщення молекул H_2O . Отже, газові поклади не розривають вертикальних бароосмотичних потоків H_2O по розрізах, а є лише окремими ділянками цих потоків, які відрізняються дуже високою швидкістю осмотичного переміщення молекул H_2O . Очевидно, що в прирозломних зонах можливі не тільки вертикальні, а й латеральні бароосмотичні потоки, напрям яких залежатиме від величини $P_{o,n}$ вод у зоні самого розлому.

Сукупність отриманих результатів дозволяє поставити питання про формування покладів газу Шереметівського родовища. Більшість геологів вважає, що поклади газу передкарпатських родовищ можуть мати двояке походження: утворюватись безпосередньо в зоні родовища при катаганетичному розкладі РОР порід [4, 7]; поступати в колектори з глибших і віддаленіших осадових структур шляхом міграції (фільтрації) по тектонічних розломах та інших диз'юнктивних порушеннях [4, 6]. Для спрощення викладу будемо називати ці два види газів відповідно "сингенетичними" та "епігенетичними" (відносно колекторів).

Визначимо, чи вистачало РОР у породах родовища для формування його покладів "сингенетичним" шляхом. Для розрахунків приймаємо, що, згідно з рис. 1, б, площа кожного покладу дорівнює приблизно 1 км^2 (10^6 м^2), а вміщуючі гази породи при пористості 0,2 мають густину 2 г/см^3 (2000 кг/м^3) і займають усю висоту відповідного покладу (див. табл. 1).

Для піщано-глинистих порід баденського моря вміст $C_{\text{орг}}$ можна прийняти в 1% [10]. З другого боку врахуємо, що 1 моль CH_4 займає за нормальних умов об'єм в $22,4 \text{ дм}^3$ і містить рівно 12 г $C_{\text{орг}}$. Розрахунки на підставі цих даних показали такі результати:

Поклади:	I	II	III
<i>a</i> : маса $C_{\text{орг}}$ у породах покладу, кг:	$14 \cdot 10^8$,	$10 \cdot 10^8$,	$8,6 \cdot 10^8$;
<i>b</i> : маса $C_{\text{орг}}$ у газах покладу, кг:	$2,1 \cdot 10^7$,	$6,4 \cdot 10^6$,	$3,5 \cdot 10^7$;
<i>v</i> : частка $C_{\text{орг}}$ порід необхідна для формування CH_4 покладу, % :	1,5,	0,64,	4,1.

Якщо враховувати, що в покладі I практично можуть збиратися гази з усієї зони бароосмотичної квазірівноваги (її висота не 70, а приблизно 560 м), то можливість заповнення покладів I й II “сингенетичним” газом не викликає ніяких сумнівів. На користь чисто сингенетичної концепції для цих покладів говорять також склад газів, наявність у пластових водах помірних концентрацій Vg й I, відсутність видимих шляхів проникнення в колектори “чужих” газів, присутність у верхнебаденських ярусах ознак підвищеного вмісту активної органічної речовини (включаючи прошарки бурого вугілля [11, с. 96]).

У випадку покладу III є ряд ознак участі в його заповненні і епігенетичного газу: майже чисто метановий склад газу, розташування покладу прямо над розломом — скидом, аномально висока температура, явні сліди наявності в минулому надгідростатичного тиску, які виражаються в дифузії CH_4 у колектор з навколишніх порід. Тому можна припустити, що газ покладу III має змішане походження, з перевагою епігенетичної складової. Якщо це припущення вірне, то на глибині покладу III і за його межами повинні залишатись якісь сліди вторгнення глибинних газів високого тиску. І, дійсно, в розташованій дещо вище по схилу свердловині № 6 (див. рис. 1, *a*) на глибині близько 1070 м при бурінні зафіксовано витікання води з газом; також вода виявлена і в самій свердловині № 5 вже на глибині 1116 м. Все це дає підстави вважати, що глибинні гази надходили в поклад III із зони перетину поперечного і поздовжнього розломів, позначеної на рис. 1, *a* точкою **A**. Відзначимо, що в інших пошукових свердловинах на площі Шереметова водоносні горизонти зустрічалися рідко і містили тільки розчинені гази.

Таким чином, можна стверджувати, що наразі залишається незрозумілим, яким чином в колекторах, сформованих у морських осадах, і в суміжних непродуктивних структурах опинилися маломінералізовані води морської генези. Це питання заслуговує на окремий розгляд.

1. Кушнір С. В. Про причини глибинного концентрування вод артезіанських басейнів у зоні гіпергенезу (фізико-хімічний аналіз) // Доп. НАН України. – 2008. – № 7. – С. 111–117.
2. Кушнір С. В. Бароосмотичний аналіз як новий метод гідрогеологічних досліджень // Там само. – 2009. – № 11. – С. 104–110.
3. Кушнір С. В. Прояви баросмосу в підземній гідросфері // Там само. – 2009. – № 12. – С. 120–125.
4. Колодій В. В., Бойко Г. Ю., Бойчевська Л. Е. та ін. Карпатська нафтогазоносна провінція. – Львів; Київ: ТОВ “Український видавничий центр”, 2004. – 390 с.
5. Атлас родовищ нафти і газу України / За заг. ред. М. М. Іванюти, В. О. Федішина, Б. І. Денегі, Ю. О. Арсірія, Я. Г. Лазарка: В 6 т. – Львів: УНГА, 1998. – 2342 с.
6. Новосилецкий Р. М. Гидродинамические и геохимические условия формирования залежей нефти и газа Украины. – Москва: Недра, 1975. – 228 с.
7. Геология и геохимия горючих газов: Справочник / Под ред. И. В. Висоцкого. – Москва: Недра, 1990. – 315 с.

8. *Кущнір С. В.* Вплив солоних вод на катагенетичні перетворення розсіяної органічної речовини // Доп. НАН України. – 1995. – № 11. – С. 93–96.
9. *Тагеева Н. В.* О геохимии глинистых осадков Каспийского моря // Докл. АН СССР. – 1958. – **121**, № 6. – С. 1056–1059.
10. *Войткевич Т. В., Кожин А. В., Мирошников А. Е., Прохоров В. Г.* Справочник по геохимии. – Москва: Недра, 1990. – 480 с.
11. *Нагірний В. М.* Палеогеографічні умови утворення кайнозойських буровугільних покладів України. – Київ: Наук. думка, 1977. – 108 с.

*Інститут геології і геохімії горючих копалин
НАН України, Львів*

Надійшло до редакції 03.11.2009

S. V. Kushnir, R. P. Pankiv, M. V. Kost'

Baroosmotic analysis of hydrogeological conditions at the Sheremetovo gas field (Cis-Carpathians)

It is shown that a special regime of baroosmotic quasi-balance had been formed in separate hydro-isolated gas deposits at various formational pressures and water compositions in collecting structures. Two separate zones of the vertical hydrogeochemical zonality had been formed under and over the gas deposit, whose waters are in an osmotic contact with these zones.