

Святослав КУШНІР, Марія КОСТЬ, Олена ПАЛЬЧИКОВА

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

ПРИЧИНИ ВІДМІННОСТІ ХІМІЧНОГО СКЛАДУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В РОДОВИЩАХ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

На великих багатопластових газових родовищах Передкарпаття величини сумарного складу газів можна вважати характеристиками “первинних” газів, які формували колись відповідні родовища. Основним джерелом цих газів була Крукеницька западина, у надрах якої одночасно утворювалися гази двох типів.

Встановлено, що помітна диференціація складу газів можлива лише при вертикальній міграції через достатньо ущільнені пласти глин. Запропоновано і теоретично обґрунтовано концепцію газового осмосу в нанопористих глинах.

На прикладі Залужанського газоконденсатного родовища показано, що при появі в розрізі осмотичних бар’єрів бароосмотичний профіль для пластових вод і крива зміни концентрації метану в газах розбиваються на декілька незалежних ділянок.

Ключові слова: Залужанське газоконденсатне родовище, склад газів, газовий осмос, бароосмотичний профіль.

Вступ. Газоносність Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (ЗЗПП) уже добре вивчена (Щерба і ін., 1987; Крупський, 2001; Карпатська..., 2004). В атласі зібрано дані про 42 родовища газу в цій зоні із загальними запасами у 270 386 млрд м³ газу (Атлас..., 1998). Але за оцінками геологів Українського державного геологорозвідувального інституту тут повинно знаходитися ще приблизно 158,5 млрд м³ нерозвіданих запасів.

Сучасні геологорозвідувальні роботи з видобування газу на Передкарпатті є малоефективними не тільки через складні геологічні умови, але й невирішеність питання про їхнє походження. Дотепер дилема про органічне чи неорганічне газоутворення, а в рамках органічної концепції – питання про співвідношення біохімічної та термокаталітичної генерації газів, є актуальною. Тому різницю в складі газів різних родовищ і навіть окремих покладів багатопластового родовища, зазвичай, пов’язують з різним складом первинних газів або диференціацією складу під час міграції, хоча її причини невідомі.

Мета роботи – провести фізико-хімічний аналіз особливостей хімічного складу газів на родовищах ЗЗПП, щоб з’ясувати можливі джерела їхнього походження та реальні механізми диференціації під час міграції.

Результати досліджень. Газові поклади в ЗЗПП приурочені до відкладів неогену (міоцен), крейди і юри та містять “сухий” метановий газ (Щерба і ін., 1987; Крупський, 2001; Атлас..., 1998). У складі газів більших газових

родовищ присутній гелій, що вважається ознакою їхнього глибинного походження. Родовища розташовані переважно в Крукеницькій западині та Угерсько-Косівській підзоні, причому 93 % усіх розвіданих запасів газу ЗЗПП припадає на першу з них. Найбільші запаси зосереджені на ділянках (блоках) № 1 – 46 % та № 4 – 22 % від запасів Зовнішньої зони (Павлюх, 2009). Газоконденсатні родовища характерні лише для ділянки № 1, а нафтові (важкої нафти) – для ділянки № 3 (рис. 1). Газові родовища ніби обрамляють велику Крукеницьку западину, локалізуючись у її прибортових ділянках уздовж Краковецького глибинного розлому та піднасувних структурах уздовж лінії Стебницького насуву (див. рис. 1). Тому багато дослідників вважають, що основним постачальником газів для всіх родовищ північно-західної частини ЗЗПП була Крукеницька западина, де на великих глибинах за високих температур (понад 160 °С) розсіяна органічна речовина (РОР) глинистих товщ зазнає термокаталітичної деструкції з утворенням вуглеводнів C_1-C_5 , зумовлюючи при цьому надвисокі тиски, які витискають ці гази до бортів западини, і тектонічними порушеннями вони мігрують у вищі горизонти крізь товщу осадових порід та нагромаджуються в пастках. Роль сингенетичних газів із колекторських структур вважається помітною лише на дуже малих родовищах (Крупський, 2001). Оскільки на шляху до покладів газу мігрують лише розуцільненими породами, то помітної диференціації вони не зазнають. Отже, основні зміни в первісному складі газів повинна спричинити вертикальна міграція газів локальними порушеннями на родовищах і їхня фільтрація через глинисті пласти.

Якщо все це відповідає дійсності, то для визначення первинного складу газів, що надійшли на багатопластове родовище, потрібно просто відкинути результати їхньої диференціації при вертикальній міграції. Для цього достатньо розрахувати сумарний склад газів родовища, зважаючи на різницю складів у різних покладах. Для розрахунків доцільно обирати тільки великі родовища, де роль локальних факторів буде мінімальною. У табл. 1 наведено результати таких розрахунків для основних газових і газоконденсатних родовищ ЗЗПП, а також двох прикордонних газових родовищ на території Польщі, з яких перше розташоване неподалік піднасувного Хідновицького, а друге – Свидницького родовища на території України.

Як видно, частка негорючих компонентів (CO_2 і N_2) на родовищах невелика, а зміна їхніх концентрацій є хаотичною. Для горючих компонентів явно вимальовується поділ на дві великі групи, де основною ознакою є вміст метану: група А – концентрація CH_4 понад 98 %; група Б – вміст CH_4 приблизно 96 %. Характерно, що гази газоконденсатних родовищ ЗЗПП і польських газових родовищ за складом наближені до типу Б. Гази типу А (див. рис. 1) розміщуються у двох віддалених районах: крайній північно-західній частині ЗЗПП (ділянка 3 та частково 4) і на ділянках 1 та 5, які прилягають до найбільш зануреної (до 5 км) частини Крукеницької западини в області сходження Краковецького і Передкарпатського повздовжніх глибинних розломів (нижня частина ділянки 4).

Існування двох типів “первинних” газів свідчить про те, що гази типу А генерувалися за вищої температури, ніж гази типу Б. Розміщення газів типу А у двох різних районах вказує на існування двох різних центрів їхньої

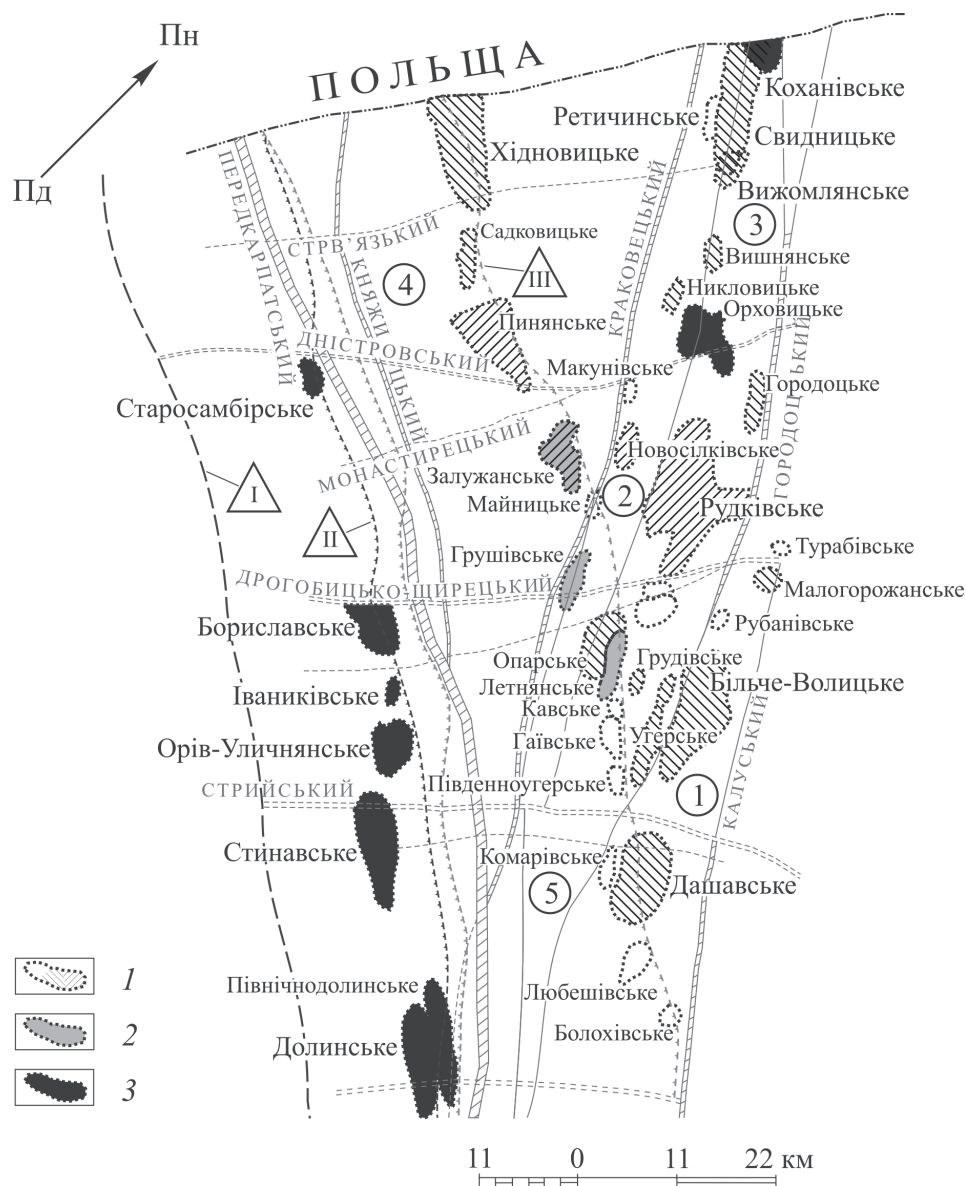


Рис. 1. Схема розміщення родовищ вуглеводнів у північно-західній частині Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (за (Павлюх, 2009) із доповненнями). Поклади: 1 – газові (тип А – штрихування праворуч; тип Б – штрихування ліворуч), 2 – газоконденсатні, 3 – нафтові; границі: I – глибинна Передкарпатського прогину, II – Скибових Карпат, III – Стебницького насуву. Цифри в колах – номери ділянок.

генерації з майже однаковими температурами. Такий розподіл температур характерний тільки для Крукеницької западини, де перший центр знаходиться на ділянці максимального занурення осадових порід неогену, а другий – у північно-західній частині западини, де існує постійний дуже сильний тепловий потік, а ізотерма 150 °С уже на глибині 4 км утворює замкнутий контур (Карпатська..., 2004). Отже, гази типу А могли утворюватися лише в цих

Т а б л и ц я 1. Сумарний склад газів основних газових і газоконденсатних (*) родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину

Родовище (кількість покладів)	Глибина, м	Вік покладів	Запаси, млн м ³	Склад газів, об. %				
				CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	CO ₂	N ₂
На території України (розраховано за даними (Атлас..., 1998))								
Більче-Волицьке (5)	630–940	N ₁ s ₁ ; K ₂ sn + N ₁ h	40 797	98,58	0,15	0,08	0,11	0,95
Угерське (5)	235–890	N ₁ s ₁ ; K ₂ sn + N ₁ h	40 609	98,31	0,16	0,12	0,14	1,05
Рудківське (3)	740–1290	N ₁ s ₁ ; J + N ₁ h	32 824	96,47	0,45	0,27	0,18	1,80
Залужанське* (13)	1080–3280	N ₁ s ₁	27 938	95,91	0,44	0,23	0,82	1,96
Хідновицьке (7)	520–1150	N ₁ s ₁	17 018	98,16	0,17	0,07	0,21	1,15
Пинянське (6)	1085–1965	N ₁ s ₁	15 612	96,06	0,49	0,32	0,55	2,04
Опарське (6)	296–840	N ₁ s ₁	12 657	98,21	0,15	0,05	0,32	1,39
Дашавське (9)	240–980	N ₁ s ₁	12 320	98,38	0,24	0,06	0,34	0,92
Летнянське* (13)	1092–1639	N ₁ s ₁	10 832	96,73	0,67	0,31	0,63	1,42
Свидницьке (6)	187–629	N ₁ s ₁	6 901	98,84	0,10	0,11	0,15	0,71
Вижомлянське (6)	1091–1430	N ₁ s ₁	4 731	98,40	0,28	0,06	0,35	0,49
Грушівське* (3)	1495–1720	N ₁ s ₁	4 001	94,68	0,86	1,03	0,58	1,55
Никловицьке (4)	1140–1296	N ₁ s ₁	3 035	97,65	0,34	0,11	0,77	1,44
Меденицьке (2)	1320–1350	N ₁ h + K ₂ sn	2 770	95,67	0,54	0,32	0,12	2,79
Садковицьке (7)	670–1215	N ₁ s ₁	2 307	98,57	0,02	–	0,34	1,03
Яблунівське (3)	940–1280	N ₁ b	2 640	96,21	0,96	0,15	0,28	2,22
На території Польщі (Kamkowski, 1999)								
Яксманіце– Перемишльське (6)	600–2600	M	28 667	95,44	0,62	0,14	–	3,80
Любачівське (6)	667–1000	J + M	1 433	96,99	0,25	0,13	–	2,05

районах, а гази типу Б – у дещо холодніших умовах проміжної ділянки западини. Одержаний результат може бути ще одним підтвердженням переважної ролі Крукеницької западини при утворенні газових родовищ у північно-західній частині ЗЗПП.

Розташування окремих родовищ газів типів А і Б (див. рис. 1) дозволяє стверджувати, що газопровідними колись були не тільки повздовжні глибинні, але й поперечні регіональні розломи – Стрв'язький, Монастирецький і Стрийський. Цікавим є те, що піднасувні родовища ряду Залужанське–Пинянське–Садковицьке–Хідновицьке не заповнені газами одного джерела, хоча геологічні умови для цього є вельми сприятливими (Павлюх, 2009), а гази першої і другої пари цих родовищ окремо, справді, генетично споріднені. Різне походження мають гази Рудківського та групи Більче-Волицьких родовищ, хоча їхні пластові води утворюють єдину гідродинамічну систему (Крупський, 2001). Усі газоконденсатні родовища розташовані на лінії Стебницького насуву, поблизу Краковецького глибинного розлому. Очевидно, що більшість із них утворилася при фазовому розділенні газів типу Б із дуже високим вмістом вуглеводнів C₃–C₅. Але найменш заглиблене Летнянське родовище в різних покладах містить різні конденсати, причому їхній склад залежить від мінералізації пластових вод: з її збільшенням (від 71 до 117 г/дм³)

зменшується частка метанових–ароматичних вуглеводнів (Атлас..., 1998) та зростає – нафтоєвих. Усе це дозволяє припускати, що колись на цьому родовищі солянки із насуву проникали під сарматські відклади, де прискорювали деструкцію сингенетичної РОР за відносно низьких температур (Кушнір, 1993), що й спричинило утворення різних конденсатів.

Для оцінки ролі вертикальної міграції газів ми обрали Залужанське газоконденсатне родовище (ГКР), на якому 13 газових покладів розташовані на глибинах понад 1 км за температур від 36 до 111 °С. На рис. 2, а зображено контури головних газових покладів, а рис. 2, б – геологічний розріз родовища, що засвідчує його піднасувне положення і наштовхує на думку, що його поклади мали б заповнюватися газом із південного сходу через зону розущільнених піднасувних порід. У табл. 2 наведені дані про газові поклади родовища: вміст CH_4 , термобаричні умови та розраховані нами бароосмотичні характеристики пластових вод. Як бачимо, загальна тенденція до збільшення вмісту метану в газах із зменшенням глибини їхнього залягання виражається тут трьома незалежними хвилями збільшення в інтервалах 3280–2700 м (НД-15–НД-12Б), 2800–2510 м (НД-12А–НД-10) і 1840–1080 м (НД-6–ВД-13), де початкові концентрації метану становлять 94,3; 93,1 і 92,3 % відповідно. При цьому в інтервалі 2350–1970 м (НД-9–НД-7) вміст CH_4 є майже незмінним ($96,2 \pm 0,5$ %), що відповідає газам типу Б. За даними ДП “Західукргеологія”, домішки водню і гелію в газах родовища виявлені в окремих горизонтах розрізу: гелію – у покладах горизонтів НД-6 (0,004 %) і НД-7 (0,007 %), водню – у горизонтах НД-5 (0,01 %) та НД-9 (0,47 %). Це свідчить, що породи навколо відповідних покладів мають надзвичайно низьку газопровідність. Газовий конденсат є лише в горизонті НД-15.

Схожу з газами хвилеподібну динаміку змін має величина мінералізації пластових вод. Незважаючи на це, осмотичний напір у водах ($P_{o.n}$) з глибиною послідовно зростає, але ступінь їхнього відхилення від стану бароосмотичної рівноваги (α) суттєво збільшується. На нашу думку, це можна вважати доказом того, що поклади верхньої частини розрізу сформувалися раніше від нижніх, а умови для бароосмотичного концентрування їхніх пластових вод виникали майже одночасно.

Геотермічний профіль родовища (рис. 3) зображається прямою лінією з градієнтом 3,2 °С на 100 м, а пластові тиски є близькими до умовно гідростатичних ($P_{гдр}$) лише до глибини 2800 м. На більших глибинах різко виокремлюється зона високих надгідростатичних тисків (НГТ), що наростають з явним прискоренням, яке не можна пов’язувати ні з ростом літостатичних тисків, ні з дегідратацією глинистих мінералів (вона проявляється вже в горизонтах НД-6–НД-10). Тому вважаємо його наслідком збільшення концентрації газу і об’єму води в покладах шляхом нових надходжень. Очевидно, що формування Залужанського родовища ще не закінчилося, і до нього знизу продовжують повільно надходити глибинні гази типу Б або сингенетичні гази термокаталітичного розкладу залишкової РОР навколишніх порід за ще достатньо високих (> 90 °С) температур.

Подібно до кривої $P_{пл}$, поділяється на дві незалежні частини і крива $P_{o.n}$. До горизонту НД-12А (89,5 °С; 29,3 МПа) це типовий бароосмотичний профіль, на якому видно і ділянки концентрування пластових вод (до НД-5), і

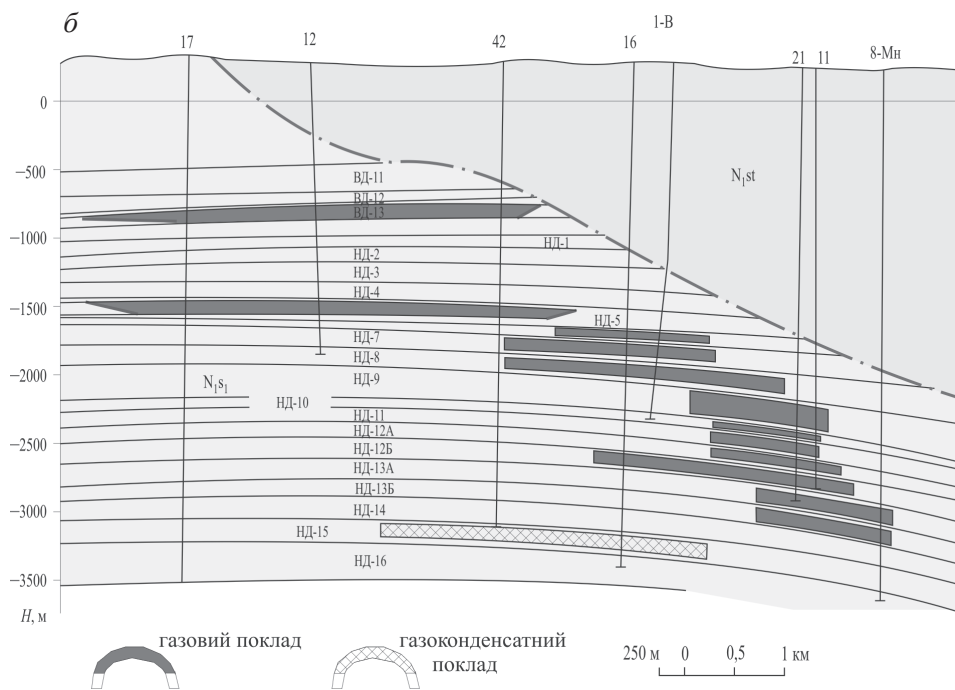
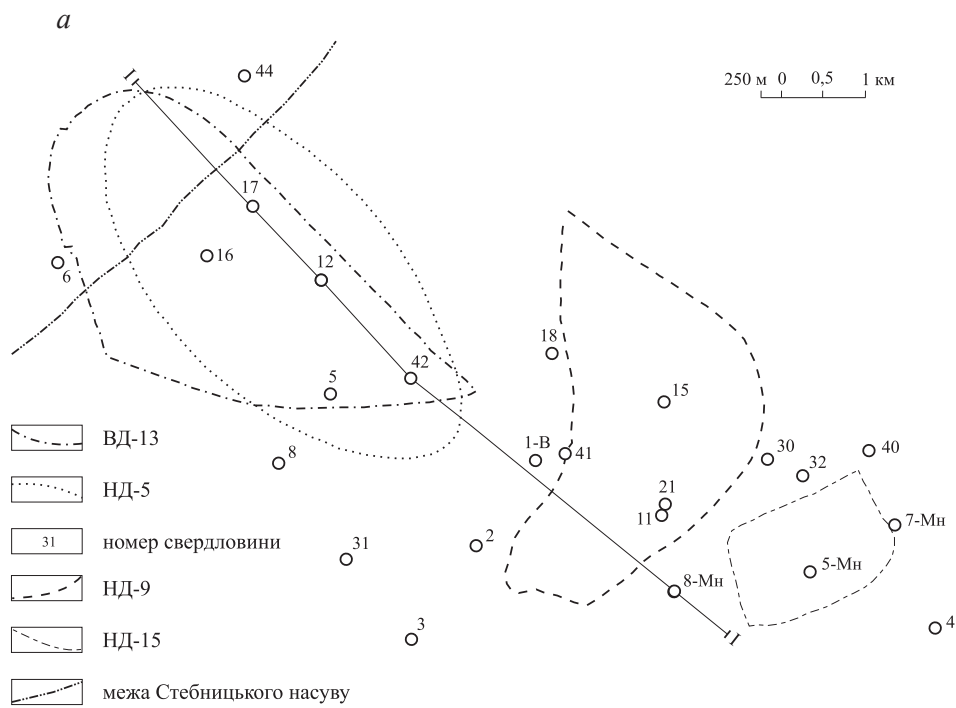


Рис. 2. Залужанське газоконденсатне родовище (Атлас..., 1998):
a – контури головних газових покладів; *б* – геологічний розріз по лінії I-I.

Т а б л и ц я 2. Характеристика покладів газу Задужанського газоконденсатного родовища (Атлас..., 1998)

Горизонт	Глибина, м	M , г/дм ³	Пористість, %	Запаси газу, млн м ³	Вміст СН ₄ , %	$P_{\text{пор}}$, МПа	$T_{\text{пор}}$, °С	$P_{\text{о.н.}}$, МПа	α , %
ВД-13	1 080	21,9	21,7	2 531	98,38	10,7	36,5	9,0	84
НД-5	1 700	38,1	18,0	4 624	96,70	16,8	54	13,86	83
НД-6	1 840	35,4	13,6	68	92,31	19,2	59,5	16,39	85
НД-7	1 920	42,4	16,3	1 416	95,87	20,0	61,5	16,5	83
НД-8	2 050	23,3	14,7	1 760	96,78	21,7	67,5	19,76	91
НД-9	2 350	20,1	15,3	5 008	96,08	24,3	77	22,62	93
НД-10	2 510	17,1	13,5	365	97,58	25,9	81,5	24,44	94
НД-11	2 670	18,06	13,4	345	96,70	27,5	86	25,94	94
НД-12А	2 800	15,1	14,0	200	93,14	29,3	89,5	27,99	96
НД-12Б	2 700	16,0	14,1	2 026	98,47	32,5	93	31,1	96
НД-13А	2 990	17,8	13,0	2 250	95,73	39,5	97	37,95	96
НД-13Б	3 150	21,4	13,3	2 285	94,81	47,0	101,5	45,09	96
НД-15	3 280	30,01	14,0	5 062	94,33	55,1	111	52,55	95
Сумарно, млн м ³				27 940	26 863				
Сумарно, %				100	96,10				

Примітка: M – мінералізація вод; $P_{\text{пор}}$ – пластовий тиск у воді; $P_{\text{о.н.}}$ – осмотичний напір води; α – ступінь відхилення від стану баросмотичної рівноваги. Розрахунки $P_{\text{о.н.}}$ і α проведено за методикою (Кушнір, 2008) з урахуванням реальних $P_{\text{пор}}$ і $T_{\text{пор}}$.

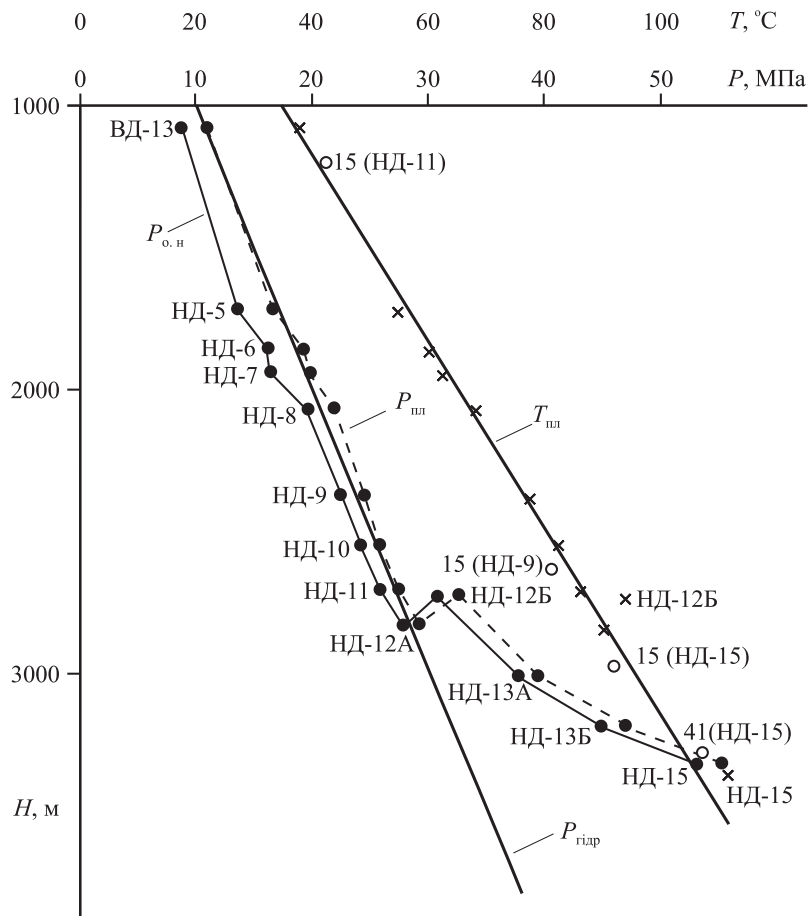


Рис. 3. Зміни пластового тиску ($P_{пл}$), температури ($T_{пл}$) та бароосмотичного напору ($P_{осн}$) у пластових водах Залужанського газоконденсатного родовища: $P_{гидр}$ – умовно гідростатичний тиск. На лінії $T_{пл}$ нанесені точки замірів для газів (x) і води (o).

їхнє розведення (від НД-7 до НД-12А). Це означає, що в пластових умовах бароосмос не припиняється за температури 60–70 °С (Кушнір, 2008), а може існувати і за температури 90 °С. Очевидно, що друга частина кривої $P_{осн}$ (від НД-12Б) до бароосмосу вже не належить. Можливо, її параметри можна використати для оцінки здатності води до термодифузії.

Викладене вище узгоджується із результатами бароосмотичного аналізу пластових вод із придатних для цього свердловин на Залужанській площі (рис. 4). Як бачимо, і тут, у нижній частині розрізу в більшості свердловин, мінералізація вод з глибиною зменшується, що свідчить про існування в їхній зоні доволі сильних вертикальних потоків молекул H_2O . Але у св. 4 і 8, розташованих за контуром газоносності, з південного заходу Залужанської складки, бароосмотичні профілі виявилися сильно деформованими чужими розсольними водами. Вважаємо, що і тут проявився вплив солянок, які проникли із засолених порід Стебницького насуву.

Неочікувано різний характер змін складу горючих газів на Залужанському родовищі спонукав нас до перевірки (за даними (Атлас..., 1998)) тих самих

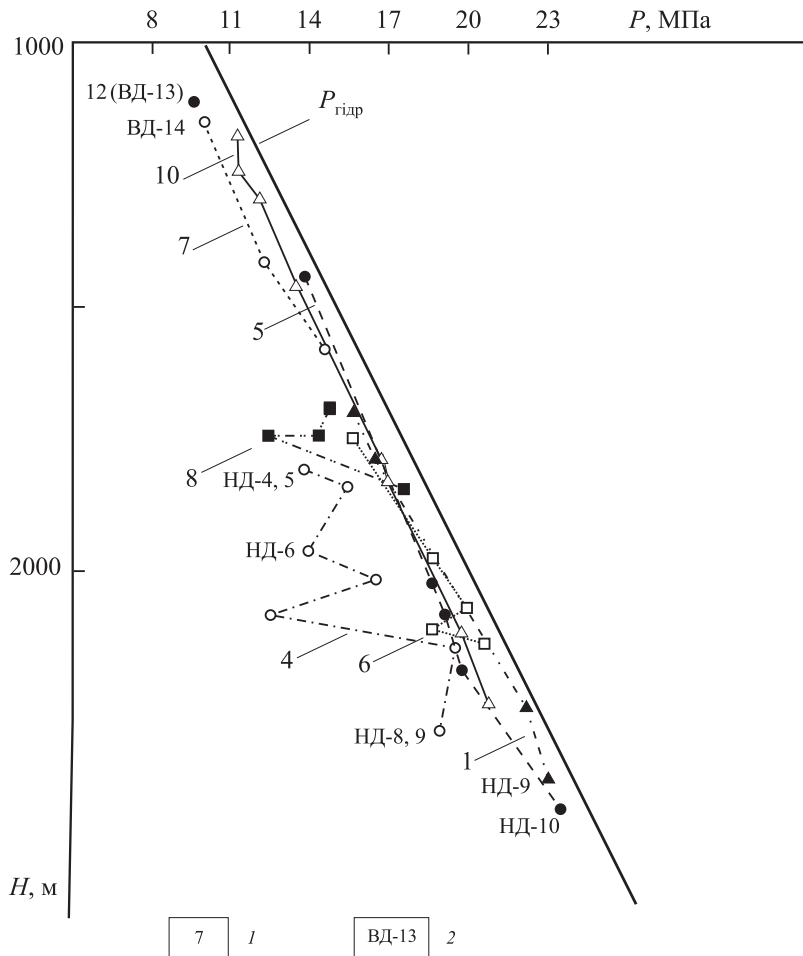


Рис. 4. Бароосмотичні профілі свердловин на Залужанському газоконденсатному родовищі:
 1 – номер свердловини; 2 – горизонт.

параметрів покладів на інших родовищах північно-західної частини ЗЗПП. Виявилось, що за вмістом CH_4 у газах усі багатопластові родовища можна поділити на дві групи:

1. Родовища із майже однаковим вмістом CH_4 в усіх покладах: Свидницьке, Хідновицьке, Садковицьке, Рудківське, Більче-Волицьке, Угерське, Опарівське, Дашавське, Вишнянське (тобто, усі неглибоко залягаючі (до ~ 1 км)). На деяких із них простежується незначне збільшення вмісту CH_4 догори розрізом в усіх або частині покладів.

2. Родовища із різним складом газів в окремих покладах: Залужанське, Пинянське, Летнянське, Вижомлянське і Никловицьке (тобто, родовища глибокого (понад 1 км) залягання). На них чітко спостерігається тенденція до зменшення вмісту CH_4 і збільшення вмісту важких вуглеводнів $\text{C}_2\text{--C}_5$ (ВВ) донизу розрізом, аж до появи в нижніх горизонтах покладів із газовим конденсатом. Іноді в розрізах трапляються ділянки із майже незмінним складом газів.

Наведені факти підтверджують те, що зменшення концентрації метану і збільшення вмісту ВВ у газах з глибиною не є жорстким правилом, а лише тенденцією, яка реалізується тільки в певних геологічних умовах, однією з яких є достатня глибина залягання покладів, тобто певне ущільнення глинистих порід. Оскільки фільтрація через породи-колектори не може спричинити диференціації газів, а дифузія газів через водонасичені породи є дуже повільною, доходимо висновку, що розділення газів може відбуватися лише при їхній міграції через ущільнені сухі (або частково обезводнені) глинисті товщі. Це означає, що глини можуть відігравати роль напівпроникних перегородок не тільки при міграції молекул H_2O із розчинів (бароосмос), але й при еміграції молекул CH_4 із газових сумішей. Тому розділення вуглеводневих газів на глинистих перегородках можна назвати *газовим осмосом*. Уперше на можливість такого процесу ми вказували в роботі (Бароосмотичний..., 2011) при бароосмотичному аналізі гідрогеологічних умов на Хідновицькому газовому родовищі.

З точки зору молекулярної фізики (Кушнір, 2003), газовий осмос може бути наслідком переходу міграції газів у глинах від фільтраційного до ефузійного режиму (Ruthven et al., 2009). При фільтрації через слабкоущільнені глини гази зберігають свій склад і неупорядкований хаотичний рух молекул, які постійно зіштовхуються між собою. При молекулярній ефузії (до прикладу, у вакуумі) рух молекул стає прямолінійним і зіштовхуються вони практично лише зі стінками посудини. Такий режим руху газів отримав історичну назву Кнудсенівської дифузії. Подібний режим руху можна створити в дуже тонких капілярах або нанопористих сухих матеріалах (Zhigang, Ling, 2007). Очевидно, що в таких умовах параметри руху газів будуть визначатися вже їхніми молекулярними характеристиками – середньою швидкістю руху молекул, довжиною їхнього вільного пробігу та ін. (табл. 3). Як бачимо, за температури 25 °С різні молекули мають різні характеристики, але приблизно однакові значення середньої кінетичної енергії ($\bar{E}_k = 1/2 M \bar{v}^2$, де M – молекулярна маса). Це дозволяє обчислити швидкість руху найважливішої для нас молекули газу – метану. Вона дорівнює $\sim 0,614$ км/с, тобто значно менша, ніж у водню та гелію, але більша, ніж в етану (C_2H_6). Якщо прийняти швидкість CH_4 за одиницю, то відносні швидкості будуть такими:

$$\bar{v}(H_2) : \bar{v}(He) : \bar{v}(CH_4) : \bar{v}(C_2H_6) = 2,82 : 2,0 : 1,0 : 0,71.$$

Т а б л и ц я 3. Деякі молекулярні характеристики природних газів (за (Бенсон, 1964) з доповненнями)

Газ	d , нм	\bar{v} за t 25 °С, км/с	\bar{L} за нормальних умов, нм	$\bar{Z} \cdot 10^{-28}$, н/с	$m\bar{v}^2$
H_2	0,274	1,772	118,0	20,4	6,32
He	0,218	1,257	176,5	9,13	6,32
N_2	0,375	0,475	59,6	10,22	6,32
C_2H_6	0,530	0,448	29,8	19,7	6,02
O_2	0,361	0,434	64,4	8,87	6,03

Примітка: d – діаметр молекули; \bar{v} – середня швидкість руху; \bar{L} – середня довжина вільного пробігу; \bar{Z} – середнє число зустрічей з іншими молекулами за секунду; $m\bar{v}^2$ – коефіцієнт, пропорційний значенню кінетичної енергії.

Отже, в умовах ефузії з газової суміші однакових об'ємів H_2 , He , CH_4 і C_2H_6 найшвидше будуть емігрувати H_2 і He , найповільніше – C_2H_6 . Тому порівняно з CH_4 водень і гелій будуть зменшувати, а етан – збільшувати свою концентрацію. Саме це і відбувається на газових родовищах, де, як ми думаємо, реалізується газовий осмос. Очевидно, що в нанопористих глинах з їхньою складною системою наскрізних пор реальна швидкість руху молекул буде значно меншою від наведених у табл. 3 значень \bar{D} , однак набагато більшою, ніж при звичайній дифузії в мікропорах, де виникає опір зустрічних газових молекул.

Отже, для виникнення газового осмосу потрібні такі основні умови:

- наявність пластів сухих (або частково обезводнених) нанопористих глин;
- розташування цих пластів між газовими покладами;
- достатньо високі температури і тиски, які прискорюють ефузію.

Проведений аналіз дозволяє стверджувати, що диференціація газів на газових родовищах при вертикальній міграції можлива лише за наявності умов для газового осмосу. Очевидно, що в частково обезводнених глинистих пластах бароосмос і газовий осмос можуть співіснувати. На нашу думку, це відбувається на Хідновицькому газовому родовищі і спричиняє постійне зростання його розрахункових запасів газу. Зона такого співіснування різних типів осмосу – це гребені складок, де розміщені найтонші пласти глин, що легко обезводнюються. Для піскуватих та слабкоущільнених глин характерні вже наскрізні пори мікронних розмірів, якими можлива і фільтрація газів (Гольдберг, Скворцов, 1986). У такому випадку результати газового осмосу можуть стати малопомітними, як це спостерігалось на газових родовищах неглибокого залягання. Унаслідок різних механізмів процесів роль бароосмосу з глибиною послаблюється (Кушнір, 2008), а газового осмосу – посилюється.

Отримані для Залужанського газоконденсатного родовища дані дозволяють припускати, що його поклади заповнювалися глибинними газами типу Б не одночасно, а поетапно, починаючи з колекторів верхніх горизонтів. Така гіпотеза добре узгоджується із відомою циклічністю тектонічних процесів опускання та підняття блоків земної кори на території ЗЗПП у середньосарматський час (История..., 1981), коли завершувалося формування Карпатської гірської системи і консолидована осадова товща міоценових порід почала повільно та ритмічно підніматися. Це приводило до поступового розущільнення і гідрогеологічного розкриття чимраз глибших колекторських структур та їхнього заповнення глибинними газами. Пізніше гідрогеологічна відкритість була зафіксована епігенетичними процесами цементації у вигляді близьких до умовно гідростатичних пластових тисків аж до голоцену, коли всі газоносні горизонти стали гідрогеологічно закритими. Ступінь закритості в різних ділянках розрізу був неоднаковим, що пов'язано з різною чистотою глин і відмінними темпами їхньої цементації. За даними табл. 2, основні бар'єри для бароосмосу сформувалися в горизонтах НД-12А, НД-10, НД-6 та ВД-13, а для газового осмосу – НД-12Б, НД-10 і ВД-13. Між подібними бар'єрами пізніше виникали окремі ділянки концентрування пластових вод та газоосмотичного збагачення метаном газів окремих покладів.

Підсумовуючи відзначимо, що газовий осмос не може виникати на багатопластових родовищах із пропластковими колекторами, де хоч один із пропластків залишається водонасиченим. У цьому випадку за невеликих градієнтів пластових тисків можлива лише повільна дифузія газів через водний розчин, а за великих – видавлювання води із мікропор і струменева міграція газу без зміни його хімічного складу.

Висновки. Встановлено, що помітна диференціація складу газів можлива лише при вертикальній міграції через достатньо ущільнені пласти глини. Для пояснення цього ефекту запропоновано і теоретично обґрунтовано концепцію газового осмосу в нанопористих глинах.

На прикладі Залужанського газоконденсатного родовища показано, що при появі в розрізі осмотичних бар'єрів бароосмотичний профіль для пластових вод і крива зміни концентрації метану в газах розбиваються на декілька незалежних ділянок.

Атлас родовищ нафти і газу України : у 6 т. / Під ред. М. М. Іванюти. – Львів : Центр Європи, 1998. – Т. 4 : Західний нафтогазоносний регіон. – 328 с.

Бароосмотичний аналіз гідрогеологічних умов на Хідновицькому газовому родовищі / С. Кушнір, М. Кость, І. Дудок, Р. Паньків // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2011. – № 1–2 (154–155). – С. 86–88.

Бенсон С. Основы химической кинетики. – М. : Мир, 1964. – 603 с.

Гольдберг В. М., Скворцов Н. П. Проницаемость и фильтрация в глинах. – М. : Недра, 1986. – 160 с.

История геологического развития Украинских Карпат / В. С. Вялов, С. П. Гавура, В. В. Даныш и др. – Киев : Наук. думка, 1981. – 180 с.

Карпатська нафтогазоносна провінція / В. В. Колодій, Г. Ю. Бойко, Л. Т. Бойчевська і ін. – Львів ; Київ : ТОВ “Український видавничий центр”, 2004. – 390 с.

Крупський Ю. З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського районів України. – К. : УкрДГРІ, 2001. – 144 с.

Кушнір Р. М. Загальна фізика. Механіка. Молекулярна фізика. – Львів : Вид. центр ЛНУ ім. І. Франка, 2003. – 404 с.

Кушнір С. В. Проблеми парагенезису евапоритів, нафти і горючих сірководневих газів // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1993. – № 4 (85). – С. 70–90.

Кушнір С. В. Механізми самочинного концентрування підземних вод і їхня роль у формуванні вертикальної гідрогеохімічної зональності в зоні гіпергенезу (фізико-хімічний аналіз) // Там само. – 2008. – № 3 (144). – С. 78–87.

Павлюх О. Особливості геологічної будови та формування покладів газу в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину // Там само. – 2009. – № 3–4 (148–149). – С. 31–43.

Щерба В. М., Павлюх І. С., Щерба А. С. Газовые месторождения Предкарпатья. – Киев : Наук. думка, 1987. – 148 с.

Karnkowski P. Oil and gas deposits in Poland. – Krakow, 1999. – 380 p.

Ruthven D. M., De Sisto W. J., Higgins S. Diffusion in a mesoporous silica membrane. Validity of the Knudsen diffusion model // Chem. Eng. Sci. – 2009. – Vol. 64. – N 13. – P. 3201–3203.

Zhigang Li, Ling Hong. On the Knudsen transport of gases in nanochannels // J. Chem. Phys. – 2007. – Vol. 127. – P. 074706/1–074706/5.

Стаття надійшла
23.11.12

Svyatoslav KUSHNIR, Maria KOST, Olena PALCHYKOVA

**THE REASONS FOR DIFFERENCE
IN THE CHEMICAL COMPOSITION OF THE NATURAL GASES
IN THE FIELDS OF THE OUTER ZONE OF THE CARPATHIAN FOREDEEP**

An analysis has revealed that at great multilayer gas fields of Precarpathia the values of total gas composition can be considered characteristics of “primary” gases that formed proper fields at one time. The Krukenychy deep was the main source of these gases; gases of two different types simultaneously were formed in its bowels.

It was established that noticeable differentiation of gas composition is possible only with vertical migration throughout rather consolidated seams of clays. To explain this effect we have proposed and theoretically grounded a concept of gas osmose in nanoporous clays. Probably, that in the partially dehydrated clay layers baroosmos osmosis and gas osmosis can coexist.

On the example of the Zaluzhany gas-condensate field it was shown that with the appearance of osmotic barriers in the section a baroosmotic profile for formation waters and a curve of change in the methane concentration in gases are divided into several independent plots.

Gas osmosis can not occur on the multilayer deposits interlayers collectors, where at least one of the water-saturated streaks remain. In this case, a small formation pressure gradient is only a slow diffusion of gases through an aqueous solution, and with large gradients – squeezing the water out of the micropores and jet gas migration without changing of its chemical composition.