

УДК 553.061.12/.17:556.3:550.4 (477.8)

**Святослав КУШНІР, Марія КОСТЬ,
Роман ПАНЬКІВ, Оксана СЕНІВ, Роман КОЗАК**

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

**ГЕОХІМІЧНІ І ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ
ЛОКАЧИНСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА
(ЛЬВІВСЬКИЙ ПАЛЕОЗОЙСЬКИЙ ПРОГИН)**

Встановлено, що Локачинське газове родовище суттєво відрізняється від газових родовищ Передкарпатського прогину, які мають набагато менший геологічний вік. Фактор часу зумовив на родовищі велику подрібненість водоносних горизонтів на окремі закриті резервуари з дуже малими водопріпливами, значно ускладнив бароосмотичні профілі для багатьох свердловин та “заморозив” їх на певних етапах формування. Із тієї самої причини між покладами газу III і IV на родовищі сформувався непроникний для вод та газів геологічний бар’єр, який спричинив утворення двох зон оберненої газохімічної зональності, де з глибиною концентрація CH_4 зростає, а важких вуглеводнів – зменшується. Показано, що верхня з цих зон виникла внаслідок дифузійного розсіювання газів; причина появи нижньої зони поки що незрозуміла.

Існування газових родовищ у Львівському палеозойському прогині залежить не стільки від інтенсивності генерації газів на великих глибинах, скільки від герметичності пасток нафти і газу. Збереженню Великомоствівського газового родовища в цьому регіоні сприяло його піднасувне положення, а Локачинського – сильні екранувальні властивості девонських глин, цементация яких відбулася вже на ранніх етапах існування родовища.

Ключові слова: Локачинське газове родовище, склад газів, гідрогеологічні умови, бароосмотичні характеристики.

Вступ. Львівський палеозойський прогин сформувався на стику Східно- і Західноєвропейської платформ та вивпунений відкладами від кембрію до карбону включно, які є перспективними на нафту і газ. За 50 років пошукових робіт у цьому регіоні відкрили лише два невеликі газові родовища у відкладах девону: Великомоствівське (1964 р.), Локачинське (1979 р.) (Атлас..., 1998). У Люблінському прогині, який є продовженням Львівського на території Польщі, відкрито 8 нафтових і газових родовищ у відкладах девону і карбону (Особливості..., 2009). Із українських родовищ промислове значення має лише Локачинське, дослідженню якого присвячено багато робіт (Рудниченко и др., 1984; Структурно-тектонічний..., 2010 та ін.). Деякі питання його будови і геологічних умов розглядали також у своїх роботах А. Полівцев (1990),

Р. Сейфуллін (2003), В. Скордулі, А. Романюк (1987), В. Скордулі (1991), Крупський (2001). Проте донині не з'ясовані причини різних особливостей цього родовища, що обмежує можливості пошукових робіт у регіоні.

Мета роботи – детально проаналізувати склад газів і геологічні умови Локачинського газового родовища (ЛГР) та з'ясувати характер і причини його особливостей.

Загальна характеристика родовища. Розташування ЛГР у північно-східній частині прогину на одній із локальних структур Локачинського валу, який простягається із південного заходу на північний схід, показано на рис. 1–3. Родовище складається із семи окремих покладів (I–VII), розташованих на гребені Локачинської антиклінальної складки зі слідами давніх тектонічних порушень, пов'язаних з активізацією розлому. Продуктивний розріз середнього девону має циклічну будову та складається із регресивних циклів карбонат–глина–пісковик, де майже кожний цикл має поклад газу в пісковиках або карбонатних породах (Гоник і ін., 2012). Карбонатні породи сильно доломітизовані, місцями засульфачені гіпсом або ангідритом. Глинисті відклади мають, як правило, дуже добрі екранувальні властивості.

На родовищі пробурено багато свердловин (див. рис. 2), але св. 4, 11, 13, 14, 16, 20, 22, 24, 25 виявилися “сухими”. Серед них є й такі, що пробурені в контурі газоносності (св. 22, 25). Це засвідчує, що значний об'єм продуктивної товщі порід девону займають монолітні породи, у яких немає ні води, ні газу. Вважаємо, що цю монолітність вони могли отримати внаслідок тривалих епігенетичних процесів, подібних до описаних у (Петрографические..., 2003) змін для порід, що перекривають поклади.

У табл. 1 наведено основні характеристики покладів газу ЛГР (Атлас..., 1998), а в табл. 2 – дані ДП “Західукргеології” про склад цих газів. Перші шість покладів приурочені до відкладів середнього девону, і їхні запаси згори донизу швидко наростають. Найглибше розташований поклад VII, локалізований уже у верхах нижнього девону та за запасами співрозмірний з покладом III. Пористість колекторів у горизонтах I–III змінюється в широких межах (3–17%), а в горизонтах IV–VII є більш стабільною (8,3–16,5%). Температура збільшується згори донизу від 23 до 29 °C з доволі високим термічним градієнтом – приблизно 4,4 °C/100 м.

Т а б л и ц я 1. Основні характеристики покладів газу на Локачинському родовищі (Атлас..., 1998)

Поклад (горизонт)	Вік	H , м	K , %	$P_{пл}$, МПа	t , °C	M , г/дм ³ (горизонт)	Q , млн м ³
I	D ₂	815	3–10	8,45	23	75,36 (I + II)	–
II	D ₂	830	9,6–12,8	8,30	25	65,31 (II)	449
III	D ₂	840	8–17	8,64	25	52,50 (II + III)	838
IV	D ₂	860	11–16,5	9,04	27	51,90 (IV)	1275
V	D ₂	890	8,4–11	9,43	27	65,31 (IV + V + VI)	1479
VI	D ₂	910	8,4–14,7	9,77	29	88,83 (VI)	2113
VII	D ₁	950	8,3–16	9,53	29	84,54 (VII)	818

Примітки: H – глибина залягання покрівлі покладу; K – пористість колекторів; $P_{пл}$ – початковий пластовий тиск; M – мінералізація пластових вод (горизонти відбору); Q – розраховані запаси газу; “–” – не виявлено.

Газохімічний аналіз. Із табл. 2 видно, що гази ЛГР належать до “сухих” метанових з невеликими домішками важких вуглеводнів (ВВ), CO_2 , N_2 і містять також інертні гази (Ar–He), леткі сполуки сірки (H_2S та меркаптани). Привертає увагу характер розподілу горючих газів між різними горизонтами. У ряді I–III згори донизу зростає вміст CH_4 і зменшується концентрація всіх ВВ. А в ряді IV–VII настає інша хвиля аналогічних змін, тільки в дещо сповільненому варіанті.

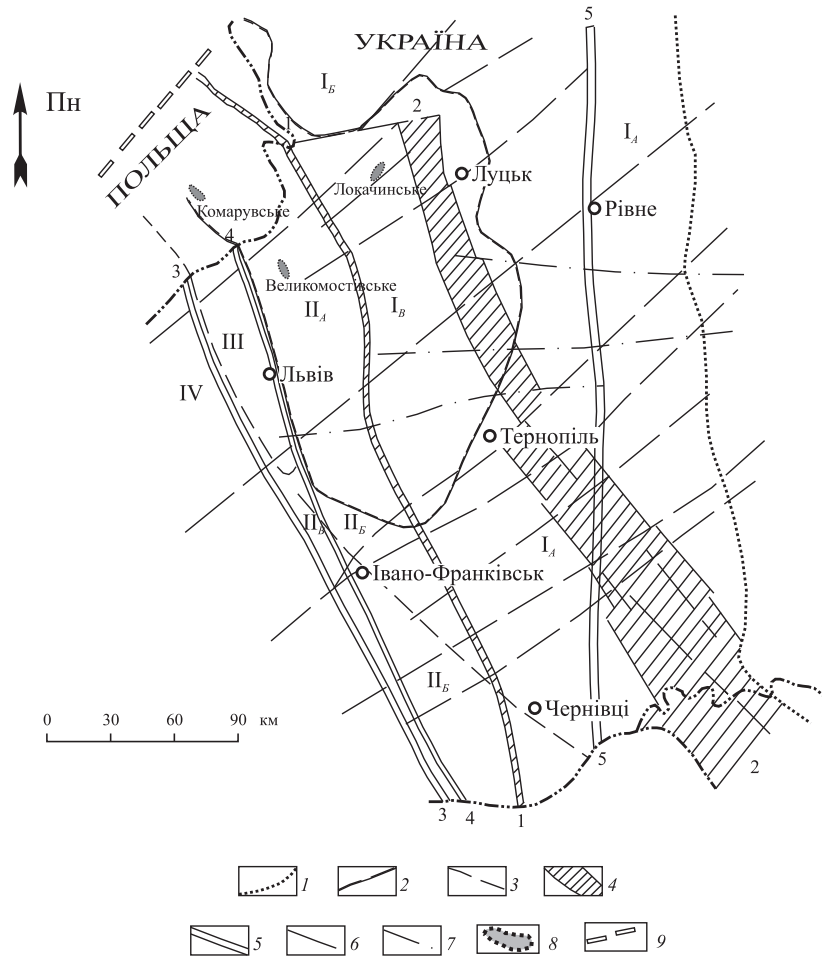


Рис. 1. Схема розміщення газових родовищ у Львівському палеозойському прогині (Крупський, 2001):

1 – границя Українського щита; 2 – межа Львівського палеозойського прогину; 3 – межа Передкарпатського прогину, проведена по північно-східних флексурах мезозою; 4 – зони трансформних розломів: 1–1 – Нововолинського і Радехів-Рогатинсько-Монастирського (зона Тейсейре-Торнквіста), 2–2 – Луцького-Збарзького-Кам’янець-Подільського; 5 – основні розломи північно-західного та меридіонального напрямків: 3–3 – Городоцько-Калуський-Косівський, 4–4 – Рава-Руський, 5–5 – Рівненсько-Борщівський-Новосілівський; 6 – основні розломи північно-східного напрямку; 7 – основні розломи широтного напрямку; 8 – газові родовища; 9 – осьова лінія поперечного підняття Диле-Хелм. I – Східноєвропейська платформа: I_а – Волино-Подільська монокліналь, I_б – Ковельський виступ, I_в – Львівський палеозойський прогин (Зовнішня зона); II – Західноєвропейська платформа: II_а – Львівський палеозойський прогин (Внутрішня зона), II_б – Міліївська зона, II_в – Рава-Руська зона; III – Львівська крейдова мульда; IV – Передкарпатський прогин.

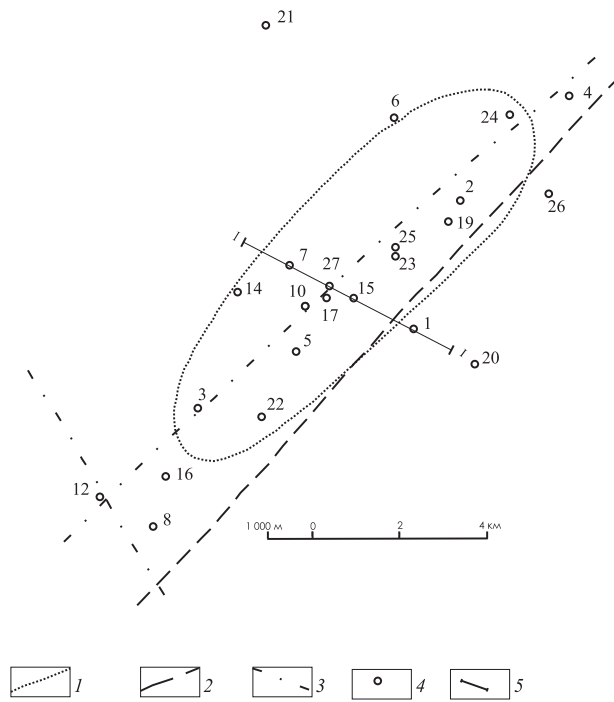


Рис. 2. План Локачинського газового родовища (Атлас..., 1998; Петрографические..., 2003):
 1 – контур покрівлі VI продуктивного горизонту; 2 – Локачинський глибинний розлом; 3 – інші тектонічні порушення; 4 – свердловини; 5 – лінія геологічного розрізу.

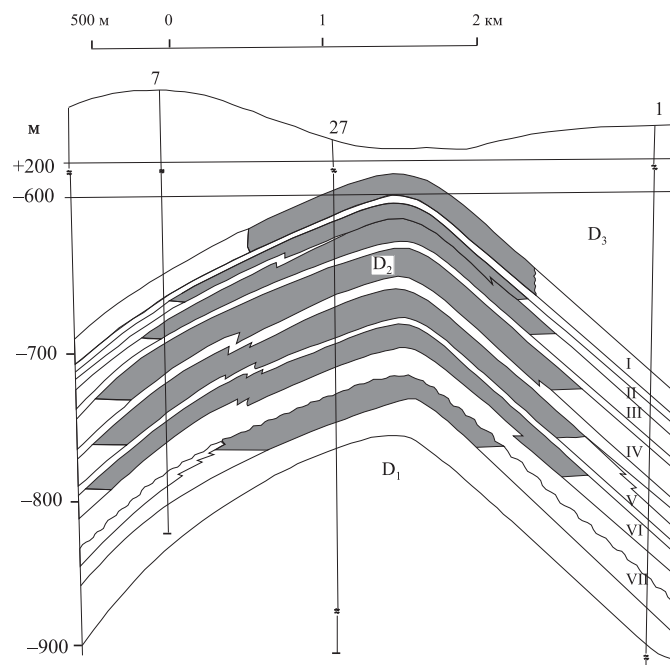


Рис. 3. Геологічний розріз по лінії I-I (Атлас..., 1998).
 Римськими цифрами позначені номери покладів газу з табл. 1, хвиляста лінія – границя між D₁ і D₂.

Т а б л и ц я 2. Склад газів (% об.) у покладах Локачинського родовища (за матеріалами ДП “Західурггеологія”)

Поклад	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	He	Ar	N ₂	H ₂
I	92,96	2,000	0,540	0,115	0,087	—	0,145	0,281	—	3,97	—
II	93,35	0,513	0,089	0,027	—	—	0,579	0,226	—	5,22	—
III	95,35	0,237	0,019	—	0,022	—	0,222	0,303	—	3,65	—
IV	92,35	1,178	0,423	0,094	0,122	0,069	0,608	0,210	0,392	4,49	0,071
V	93,26	0,823	0,207	0,086	0,066	0,018	0,387	—	—	5,15	—
VI	93,71	1,317	0,364	0,051	0,049	0,071	0,459	0,170	0,097	3,45	0,265
VII	95,26	0,837	0,098	0,039	0,016	0,016	0,365	0,132	0,118	2,98	0,143

Примітки: в усіх газах є домішки H₂S (до 0,329 г/м³) і меркаптанів (до 0,094 г/м³); “—” – не виявлено.

Т а б л и ц я 3. Склад газів у девонських відкладах Великомоствівського (А) і Комарувського (Б) родовищ (Об условиях..., 1971; Karukowski, 1993)

Родовище	Глибина, м	P _{гн} , МПа	t, °C	Вміст газів, об. %								Примітка
				CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	CO ₂	N ₂	He + Ne		
A(1)	2207–2240	*	*	87,51	6,87	0,30	0,07	0,50	4,40	0,116	*	
A(2)	2370–2387	24,32	60	93,63	8,57	0,22	—	0,30	3,28	0,158	*	
Б	2080–2190	23,61	88	80,49	10,91	2,29	0,86	0,32	3,17	—	H ₂ – 0,08 CO – 0,96	

Примітки: “*” – відсутні дані; “—” – не виявлено.

Зазвичай, на багатопластових газових родовищах спостерігається зовсім інша картина: згори донизу вміст CH_4 зменшується, а ВВ – зростає. Таку послідовність змін можна назвати газохімічною зональністю. На нашу думку, пряма зональність є наслідком диференціації газів при газовому осмосі, який виникає під час проходження суміші газів через тонкопористі глиняні покриття (Кушнір і ін., 2013). Отже, на ЛГР спостерігається не пряма, а обернена газохімічна зональність. Це є свідченням того, що в геологічній історії ЛГР мали бути певні причини, які зумовили цей незвичний ефект. Зазначимо, що про збільшення вмісту CH_4 з глибиною на ЛГР уже вказували В. Скордулі, А. Романюк (Скордулі, Романюк, 1987), але не надали цьому значення.

Щоб з'ясувати причину оберненої газохімічної зональності на ЛГР, розглянемо склад газів на двох інших газових родовищах Львівського прогину. Виявлено, що на Великомоствівському родовищі, яке складається із двох покладів, дані про склад газів є лише для св. 9-ВМ (Об условиях..., 1971), а для родовища Комарув – тільки усереднені (Karnkowski, 1993) (табл. 3). На Великомоствівському родовищі вміст CH_4 зростає з глибиною, як і на ЛГР, але зростає і концентрація C_2H_6 , натомість концентрації C_3H_8 і C_4H_{10} явно зменшуються. Якщо взяти за основу поклад А(2), то при переході до А(1) найбільше зменшується концентрація CH_4 (на 6,12 %), потім C_2H_6 (1,7 %), збільшується – C_3H_8 (0,78 %), з'являється C_4H_{10} і зменшується вміст $\text{He} + \text{Ne}$. Такі зміни концентрації газів є доказом того, що в цьому випадку вони спричинені дифузійним розсіюванням газів із покладу А(1), що колись мав близький до А(2) склад, бо темпи змін концентрації горючих газів узгоджуються з величинами коефіцієнтів їхньої дифузії у воді за температури 25 °С, які за даними¹ дорівнюють:

Газ	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	Ar	Ne	H_2	N_2
$\text{Д} \cdot 10^9, \text{ м}^2/\text{с}$	1,90	1,71	1,27	0,97	1,83	7,37	4,10	2,08

Родовище Комарув має подібну до Великомоствівського геологічну історію формування і розташоване майже на 200 м ближче до поверхні Землі, тому дифузійне розсіювання і там повинно було б проявитися досить сильно. На жаль, помітити його важко, бо в ньому вже присутні жирні гази, а вміст домішок CO і H_2 засвідчує, що в цьому регіоні на глибині і сьогодні продовжуються процеси термокаталітичної деструкції розсіяної органічної речовини. Проте ми припускаємо, що за наявності точних даних про склад газів для всіх восьми покладів родовища Комарув також можливо виявити ефект дифузійного розсіювання.

Явні прояви дифузійного розсіювання газів із Великомоствівського родовища дозволяють стверджувати, що той самий процес є причиною оберненої газохімічної зональності в покладах I–III на Локачинському родовищі, розташованому майже на 1200 м вище по розрізу. Однак цей механізм не може працювати в покладах IV–VII, де розсіювання неможливе. Проаналізувавши всі відомі фізичні процеси в осадових породах, ми дійшли висновку, що пояснити другу хвилю оберненої газохімічної зональності в покладах IV–VII ЛГР може лише термодифузія в герметичній системі з газообміном між окремими

¹ Усереднені дані (Новиков и др., 2004).

покладами і концентруванням легких газів у зоні підвищених температур (Чураев, 1990). Тому ми схильні прийняти цю ідею як робочу гіпотезу, хоч єдиним доказом можливості такого процесу в наших умовах є поки що лише величезний геологічний час існування ЛГР – близько 290 млн років (Крупський, 2001).

Існування двох різних зон оберненої газохімічної зональності на ЛГР свідчить, що між покладами III і IV уже давно сформувався непроникний для газів (і води!) геологічний бар'єр. Очевидно, що цю роль виконує глинистий екран, який їх розділяє. Він максимально ущільнився під час еволюції епігенетичних процесів у водонасичених карбонатних глинах (Петрографические..., 2003).

Збереження H_2 і He у покладах IV–VII на ЛГР підтверджує дуже сильну їхню герметизацію. Природно, що з покладів I–III зник водень, але дивно, що зник і Ar при збереженні He: повинно ж бути навпаки. Можливо, це помилка авторів звіту, які переписували аналітичні дані.

Вміст H_2S і меркаптанів у газах ЛГР вказує, що на родовищі і сьогодні протікає дуже повільна мікробіальна сульфатредукція, яка колись була сильною та привела до нагромадження значних кількостей епігенетичного піриту в навколишніх теригенних породах і повсюдного зменшення сульфатності пластових вод (Петрографические..., 2003). Основним етапом сульфатредукції та дифузійного розсіювання газів вважаємо пермський період, коли молоде родовище знаходилося майже на 200 м ближче до поверхні Землі і його ще не перекривали мезо- та кайнозойські відклади.

Важливим фактором руху газів в осадових товщах є пластовий тиск. Із табл. 1 видно, що на ЛГР пластові тиски дещо перевищують умовні гідростатичні ($P_{гидр}$) в усіх покладах, окрім II. Отже, пластові води покладу II до його герметизації мали гідравлічний зв'язок з поверхневими водами. А в ряді II–VII надгідростатичність ($P_{н.г} = P_{пл} - P_{гидр}$) наростає з уповільненням, але без розриву в зоні III–IV. На нашу думку, це означає, що геологічний бар'єр між III і IV горизонтами сформувався після герметизації усіх покладів. Проте існування цього бар'єру не може бути доказом двохетапного формування ЛГР наприкінці пізнього карбону.

Дуже низькі температури газів на ЛГР (див. табл. 1) приховують, що гази ЛГР надійшли із достатньо прогрітих глибинних порід силуру або й кембрію, у яких давно спостерігалися газо- і нафтопрояви (Скордули, Романюк, 1987; Скордули, 1991; Крупський, 2001). Тому є всі підстави сподіватися на прояв конденсаційних вод, здатних сильно змінити мінералізацію контурних вод у покладах з великими запасами газу.

Гідрогеологічні умови. Гідрогеологічні умови Волино-Подільської нафтогазоносною області в цілому вивчали (Вивчення..., 2008), однак їхніх особливостей на Локачинській площі ще не досліджували. Із табл. 1 видно, що пластові води газових покладів ЛГР мають різну мінералізацію, яка послідовно зменшується в ряді I–III і збільшується в ряді IV–VII. Ці води відповідають мінералізації вод неглибокого моря та морських лагун на стадії осадження карбонатних порід.

Для детальнішого аналізу використаємо дані свердловинних досліджень на Локачинській площі (до 1985 р.), виконаних у ДП “Західукргеологія” й

Інституті геології і геохімії горючих копалин (ІГГК) НАН України. Як з'ясувалося, на родовищі іноді спостерігали помірно високі дебїти свердловин, що є свідченням наявності окремих відносно великих гідродинамічних систем з високою водопровідністю. До прикладу, у св. 2 з глибини 1074 м (D_1) одержано приплив води 11,5 м³/добу; у св. 5 на глибинах 946, 987 і 1020 м (D_2) – приплив 59,3; 11,1 та 94 м³/добу відповідно, а у св. 27 з глибини 1032 м (D_1) – вода з дебїтом 45,6 м³/добу. На рис. 2 видно, що всі ці свердловини знаходяться в контурі газоносності і розміщені поруч з гравітаційним порушенням, яке проходить через родовище і може бути зв'язане із самим Локачинським розломом.

Досить характерним є і розподіл незвичних для ЛГР вод низької ($M < 20$ г/дм³) та дуже високої ($M > 100$ г/дм³) мінералізації. Маломінералізовані води трапляються лише в девонських відкладах: D_1 – св. 2, 23, 27; D_2 – св. 5, 25, 27; D_3 – св. 27, причому у св. 23 і 27 (табл. 4) такі води проявляються в трьох різних горизонтах. Усі ці свердловини також розташовані в зоні гравітаційного порушення, а їхні води мають розмаїтий хімічний склад (від хлоридних до сульфатно-гідрокарбонатних) з переважанням у катіонному складі або Na, або Ca і коефіцієнтом метаморфізації $r_{Na/rCl} > 1$ (див. табл. 4). Отже, ці води змішаного типу – суміш пластових та поверхневих. Усе це підтверджує, що Локачинська складка мала колись гідродинамічний зв'язок із поверхневими водами.

Води з $M > 100$ г/дм³ виявлені в таких відкладах: D_2 – св. 2 (Cl/CaMg), св. 5 (Cl/CaMgNa), св. 6 (Cl/CaNaMg); S (силур) – св. 2 (Cl/CaMg), св. 23 (Cl/CaMg). Вони могли б вважатися сингенетичними, якби їхнє поширення було повсюдним, а типові відклади відповідали сульфатній стадії осадоутворення. Те, що в них $[Ca] > [Mg]$, легко пояснити втратою Mg на доломітизацію вапняків. Але більш імовірно, що вони надходили на родовище з більших глибин після заповнення його колекторів газом.

Водночас на родовищі спостерігаються ще деякі ознаки впливу конденсаційних вод, які потрапили в породи-колектори разом із глибинними газами і не змінили хімічного типу пластових вод під час змішування. До прикладу, при повторних аналізах води зі св. 1 (глибина 991 м, D_2 , пелчинська світа) одержали такі результати (табл. 5).

А в період експлуатації ЛГР із газового сепаратора одержали воду з $M \approx 13,85$ г/дм³ складу: Cl₁₉₂ HCO₃SO₄₃/Na₆₃ Ca₂₁ Mg₁₆. Очевидно, що в контурну св. 1 при останніх замірах підтікали вже контурні води із близького покладу газу, сильно розбавлені конденсаційною водою.

Специфічним є і поширення вод з високим хлорбромним коефіцієнтом ($Cl/Br > 1000$). У св. 1 і 23 вони займають увесь розріз ($D_1 + D_2$), у св. 2 і 27 – тільки горизонт D_1 , у св. 8 – увесь горизонт D_2 (953–968 м), у св. 6 – тільки одна проба із D_1 на глибині 1086 м. За межами девонських відкладів аномально високе значення Cl/Br виявлене лише в одній пробі із кембрійських відкладів (св. 23, глибина 2065 м). Отже, високі значення Cl/Br характерні тільки для відкладів девону, але розподіляються в них дуже нерівномірно. Перегляд гідрогеологічних матеріалів ДП “Західукргеологія” та ІГГК НАН України показав, що майже в усіх наведених прикладах води мали слабкокислотний характер ($pH = 4,5-6,5$), хоча у відповідних розрізах багато вод мали $pH > 7$.

Т а б л и ц я 4. Гідрогеологічні і бароосмотичні характеристики пластових вод
Локачинського газового родовища

№ св.	H, м	Вік	M, г/дм ³	rNa rCl	Cl Br	Тип води*	P _{гидр} МПа	P _{осм} МПа	P _{о.н} МПа	α, %
1	994	D ₂	72,66	0,68	1 774	Cl/NaCaMg	9,94	6,23	3,71	37
	1 052	D ₂	71,56	0,65	1 621	--	10,52	6,13	4,39	42
	1 075	D ₁	84,54	0,63	1 418	--	10,75	7,25	3,50	33
	1 143	D ₁	43,77	0,67	5 876	--	11,43	3,30	8,13	71
2	911	D _{2,3}	177,45	0,29	—**	Cl/CaNaMg	9,11	20,70	-11,59	-127
	923	D _{2,3}	75,33	0,70	183	Cl/NaCaMg	9,23	6,46	2,77	30
	933	D _{2,3}	65,31	0,76	—	Cl/NaMgCa	9,33	5,55	3,78	41
	974	D ₂	43,77	0,72	2 243	Cl/NaCaMg	9,74	3,30	6,44	66
	986	D ₂	37,75	0,68	279	--	9,86	2,85	7,01	71
	1 037	D ₁	88,83	0,62	1 511	--	10,37	7,61	2,76	27
	1 047	D ₁	13,39	1,39	2 482	Cl/HCO ₃ SO ₄ /Na	10,47	1,01	9,46	90
	1 052	D ₁	88,83	0,62	64 005	Cl/NaCaMg	10,52	7,61	2,91	28
	1 087	D ₁	58,53	0,68	—	--	10,87	4,98	5,89	54
	1 095	D ₁	55,53	0,68	5 292	--	10,95	4,72	6,23	57
3	917	D ₂	63,47	0,61	1 441	Cl/NaCaMg	9,17	5,40	3,77	41
	934	D ₂	67,52	0,59	—	--	9,34	5,74	3,60	39
	957	D ₂	51,9	0,59	—	--	9,57	4,41	5,16	54
	959	D ₂	33,17	0,59	514	--	9,59	2,44	7,15	75
	983	D ₂	28,46	0,59	22 136	Cl/NaCa	9,83	2,10	7,73	79
	1 008	D ₂	65,33	0,60	—	Cl/NaCaMg	10,08	5,56	4,52	45
	1 016	D ₂	56,54	0,73	209	--	10,16	4,81	5,35	53
	858	D ₂	63,58	0,22	95	Cl/CaMgNa	8,58	5,39	3,19	37
5	892	D ₂	98,59	0,15	122	--	8,92	8,45	0,47	5
	893	D ₂	105,76	0,15	128	--	8,93	10,19	-1,27	-14
	900	D ₂	144,31	0,13	130	--	9,00	13,90	-4,90	-54
	996	D ₂	62,65	0,72	471	Cl/NaCaMg	9,96	5,33	4,63	46
	1 377	S	17,07	0,73	169	Cl/NaCa	13,77	1,29	12,48	91
	911	D ₂	177,45	0,29	—	Cl/NaCaMg	9,11	20,70	-11,59	-127
6	987	D ₂	63,37	0,68	164	--	9,87	5,39	4,48	45
	996	D ₂	59,14	0,66	159	--	9,96	5,03	4,93	50
	1 086	D ₁	41,04	0,64	9 926	Cl/NaCa	10,86	3,10	7,76	72
	930	D ₂	52,50	0,18	—	Cl/CaMgNa	9,30	4,46	4,84	52
7	956	D ₂	59,21	0,59	—	Cl/NaCaMg	9,56	5,08	4,48	47
	958	D ₂	47,73	0,63	—	Cl/NaCa	9,58	3,60	5,96	62
	991	D ₂	34,81	0,69	—	Cl/NaCaMg	9,91	2,63	7,28	74
	953	D ₂	72,34	0,65	2 609	Cl/NaCaMg	9,53	6,20	3,33	35
	954	D ₂	70,87	0,68	2 294	--	9,54	6,08	3,46	36
8	968	D ₂	47,96	0,55	3 931	--	9,68	3,62	6,06	63
	1 035	D ₁	33,5	0,69	744	--	10,35	2,47	7,88	76
	1 312	S ₂	72,18	0,66	207	--	13,12	6,19	6,93	53
	1 327	S ₂	69,65	0,70	184	Cl/NaCa	13,27	5,92	7,35	55
	1 394	S	88,22	0,66	196	Cl/NaCaMg	13,94	7,56	6,38	46
	1 405	S	87,87	0,69	196	--	14,05	7,61	6,44	46
	1 617	Є	79,53	0,61	140	--	16,17	6,82	9,35	58
	23	800	C ₁ +D ₂	0,84	1,79	—	HCO ₃ SO ₄ /CaMgNa	8,00	0,06	7,94
10	958	D ₂	43,88	0,73	1 821	Cl/NaCaMg	9,58	3,31	6,27	65
	984	D ₂	37,68	0,53	8 899	--	9,84	2,84	7,00	71
	988	D ₁	10,19	1,15	3 905	ClHCO ₃ /Na	9,88	0,77	9,11	92
	1 033	D ₁	9,44	0,92	4 250	ClHCO ₃ /NaCa	10,33	0,67	9,66	94
	1 828	Є	85,19	0,62	185	Cl/NaCaMg	18,28	7,30	10,98	60
	2 065	Є	118,87	0,41	2 162	Cl/CaNaMg	20,65	11,45	9,20	45

Продовження табл. 4

№ св.	H, м	Вік	M, г/дм ³	rNa/rCl	Cl/Br	Тип води*	P _{гдр} , МПа	P _{осм} , МПа	P _{о.н} , МПа	α, %
27	783	D ₃	1,38	1,25	–	SO ₄ Cl/CaMgNa	7,83	0,10	7,73	99
	958	D ₁	43,87	0,73	–	Cl/NaCaMg	9,58	3,31	6,27	66
	989	D ₁	10,48	1,15	3 905	ClHCO ₃ /Na	9,89	0,79	9,10	92
	1 033	D ₁	9,44	0,92	4 250	ClHCO ₃ /NaCa	10,33	0,71	9,62	93

* У формулі типу вод вказані компоненти, вміст яких перевищує 10 %-екв.;

** не виявлено.

Т а б л и ц я 5. Характеристики пластових вод Локачинського газового родовища для св. 1

Дата відбору	M, г/дм ³	Формула складу	Вг, мг/дм ³
19.11.1980	72,66	Cl 96 SO ₄ 4 Na 65 Ca 20 Mg 15	24,5
27.11.1980	14,11	Cl 90 SO ₄ 7 HCO ₃ 3 Na 66 Ca 20 Mg 11	0,80
28.11.1980	13,72	Cl 91 SO ₄ 6 HCO ₃ 3 Na 66 Ca 21 Mg 11	4,54

При цьому майже всі води з високими значеннями Cl/Br (див. рис. 2) належать до свердловин, розташованих у зоні тектонічних порушень. Усе це дозволяє припустити, що зменшення вмісту Br у водах девону пов'язане з поглинанням його розсіяною органічною речовиною порід у ході специфічних хімічних реакцій, спричинених підтоком глибинних вод. Зауважимо, що в Передкарпатському прогині високі значення Cl/Br трапляються лише в піднасувних структурах, де їх справедливо пов'язують із впливом солянок вилуговування із глинисто-соленосних молас Самбірсько-Рожнятівського покриву (Гарасимчук і ін., 2004). У Львівському палеозойському прогині соленосні породи взагалі відсутні.

Бароосмотичний аналіз гідрогеологічних умов. Насамперед, варто згадати основні положення теорії бароосмосу (Кушнір, 2008; 2009_{1,2}). Величина осмотичного напору води $P_{о.н}$ характеризує здатність молекул H₂O до прискореного бароосмотичного переносу (БО-перенос) через глинисті товщі в області з меншими значеннями $P_{о.н}$. У ній враховується вплив на поведінку води не тільки пластового тиску, але й її мінералізації через величину осмотичного тиску розчину ($P_{осм}$), тому що $P_{о.н} = P_{пл} - P_{осм}$. Отже, $P_{о.н}$ є інтегральною характеристикою поведінки молекул H₂O у заданих умовах. Але швидкість бароосмосу залежить не тільки від градієнта $P_{о.н}$, але й від осмотичної проникності глинистих товщ. Дуже ущільнені глини за пористості $n \leq 3$ % втрачають основну масу осмотично зв'язаної води і стають осмотично непроникними. Тому оптимальні умови для бароосмосу виникають за $W_n = 10-20$ % (Кушнір, 2011). Важливою характеристикою вод є їхній ступінь відхилення (α) від стану бароосмотичної рівноваги (БО-рівновага), яка настає тоді, коли $P_{осм}$ у воді зрівнюється із $P_{пл}$, а $P_{о.н} = 0$. Тоді вода втрачає здатність до БО-переносу і її молекули можуть брати участь тільки в дифузійних процесах, рушійною силою яких є градієнт концентрації самої води. Стан БО-рівноваги

трапляється дуже рідко. Значно частіше на газових родовищах проявляється бароосмотична квазірівновага, коли за достатньо великої швидкості бароосмосу в значній частині розрізу встановлюється постійна величина $P_{o.n}$, незалежно від мінералізації вод. У випадку дуже високої швидкості бароосмосу в гідрогеологічно відкритих системах стає можливим осмотичне розбавлення пластових вод, що відображається наближенням фігуративних точок вод на графіку $P_{o.n} = f(H)$ до лінії $P_{пл}$ або до появи надгідростатичних тисків у закритих структурах. Звичайно, бароосмос за $t \leq 70$ °C зумовлює осмотичне концентрування пластових/порових вод: тоді фігуративні точки води віддаляються від лінії $P_{пл}$ ліворуч.

Проаналізуємо дані табл. 4, яка дає бароосмотичні характеристики досліджуваних пластових вод.

1. У гідрогеологічно закритих системах з осмотичною проникністю прорід стан вод завжди поступово наближається до стану БО-рівноваги і величина α зменшується. Такий самий ефект можна очікувати й у відкритих системах із дуже сповільненим водообміном. Тому є всі підстави сподіватися, що на ЛГР вік пластових вод буде обернено пропорційним до величини їх α .

Із табл. 4 видно, що більшість вод ЛГР має $\alpha = 20\text{--}40$ %, що в 3–4 рази менше, ніж у водах газових родовищ Передкарпатського прогину, вік яких досягає 9 млн років (Крупський, 2001). Отже, вік вод ЛГР повинен знаходитися в інтервалі 27–36 млн років, що майже удесятеро менше від прогнозованого геологами віку самого газового родовища. І в цьому немає нічого дивного, бо підземні води беруть участь у природному кругообміні і з часом замінюються іншими, молодшими. Логічно вважати, що справжній вік вод – це період з високою гідродинамічною активністю, після якого настав тривалий застійний режим. Якщо це припущення для вод ЛГР вірне, то вони повинні були заповнити Локачинські структури в олігоцені (палеогеновий період), який тривав з 35,5 до 23 млн років тому назад. І це цілком можливо, бо саме тоді в Карпатському регіоні відбувалися дуже сильні тектонічні рухи, пов'язані з першими етапами формування Карпатської гірської системи (Историческая..., 1986). У неогені ці впливи на Волино-Подільській платформі вже значно послабилися.

Щодо газів ЛГР, то вони жодної участі в кругообмінах не брали, а тектонічна активність могла вплинути на них лише у випадку порушення герметичності екранів, що закінчилося б втратою всіх запасів газу. Можливо, цей фактор і спрацював на багатьох перспективних структурах Волино-Подільської газонафтоносною області, які виявилися порожніми. Проте сам час, як уже зазначалося, може помітно вплинути на хімічний склад газів у покладах – як за рахунок дифузійного розсіювання газів із верхніх покладів, так і при газовому осмосі на більших глибинах.

2. У тривалих складних гідрогеологічних системах закритого типу варто зважати на можливість протікання всіх видів руху в пластових водах – фільтрації, бароосмосу і дифузії. Проте в межах одного горизонту, де градієнти пластових тисків і осмотичних напорів майже відсутні, основну роль повинна відігравати латеральна дифузія, яка завжди спрямована на гомогенізацію пластових вод. Для перевірки ефективності латеральної дифузії на ЛГР був досліджений горизонт D_{2plp} (пелчинська світа, потужність ~ 29 м), за

даними матеріалів фондів ДП “Західукргеологія” для чотирьох свердловин. З’ясувалося, що в горизонті D_{2pl} присутні води з такою мінералізацією (г/дм³): св. 2 – 37,8 і 43,8; св. 5 – від 98,6 до 144,3; св. 7 – 47,7; св. 8 – 70,9 і 72,3. Таке розсіювання означає практичну відсутність латеральної дифузії в цьому горизонті, що є можливим лише тоді, коли води різної мінералізації ізольовані, тобто, утворюють власні закриті системи навіть в одному і тому самому водоносному горизонті.

Отже, якщо гази одного пласта на ЛГР майже завжди утворюють єдину газодинамічну систему, то пластові води того самого горизонту виявляються розбитими на окремі майже закриті резервуари, які не мають між собою навіть дифузійного зв’язку. Причиною такого стану вважаємо сильну карбонатну цементацію, яка зробила основну масу карбонатних і глинистих порід водонепроникними. Унаслідок цього на Локачинській площі, як у контурі газозонності, так і за його межами, багато свердловин виявилися “сухими”.

3. Сильна зубчастість БО-профілів багатьох свердловин (особливо 2, 3 і 27) фіксує наявність величезних градієнтів $P_{o.n}$, які в осмотично відкритих осадових відкладах дуже довго зберігатися не можуть¹. Це засвідчує, що у відповідних структурах вертикальний бароосмос уже давно припинився, а графіки рис. 4–6 показують якісь давні ніби “заморожені” ситуації, де на найдавніші профілі накладалися пізніше різні вторинні впливи. На рис. 4, до прикладу, видно, що у св. 2, 5 і 6 у девонських утвореннях колись сформувалися майже однакові БО-профілі, пов’язані із появою розсолів з $M > 100$ г/дм³. Тоді для св. 2 профіль закінчувався відрізком АБ (пунктир). Але пізніше ця частина профілю була деформована підтоком нових розсольних вод по двох різних горизонтах відкладів D_1 , що надало профілю сучасного зубчастого вигляду. У св. 5 і 6 таких вторинних змін не було, бо в їхні зони чужі води не надходили. Вважати відрізок АБ первинним профілем св. 2 дозволяє паралельність цієї лінії з лініями профілів св. 5 і 6 на однакових глибинах, що вказує на однакову осмотичну провідність відповідних порід.

Деякі простіші профілі зафіксовані на рис. 5 і 6, де пластові води мають менший діапазон мінералізації. У св. 3 (див. рис. 5) – на фоні деякого зростання $P_{o.n}$ з глибиною – виділяється потужний правосторонній виступ у відкладах D_2 , який можна пов’язувати з локальним впливом конденсаційних вод із газових покладів, що залишили незмінним хімічний тип пластових вод. Зате у св. 1 на дещо більших глибинах (1000–1100 м) значення $P_{o.n}$ майже вирівнялися, що свідчить про появу тут зони бароосмотичної квазірівноваги. Але нижче 1100 м також фіксується сильне опріснення пластових вод у відкладах D_1 без зміни їхнього хімічного типу. Вважаємо, що св. 1 натрапила на підземний мікробасейн зі збереженими первинними водами з пониженою (до 40 г/дм³) мінералізацією.

Найбільший діапазон глибин охоплює БО-профіль св. 23 (див. рис. 5). Проте недостатня кількість аналізів вод не дозволяє зробити детальний БО-аналіз розрізу. Можна лише зазначити, що тут горизонт відкладів D_2 був не джерелом молекул H_2O у сусідні водоносні горизонти, як у св. 3, а своєрідним

¹ Бароосмос завжди спрямований на зменшення градієнтів $P_{o.n}$ і поступове згладження БО-профілів розрізу.

“насосом” для цих молекул, які втягувалися сюди не тільки знизу, але й згори. Основним же був потік знизу, із відкладів D_1 , де присутні маломінералізовані (до ~ 10 г/дм³) води з явними ознаками впливу поверхневих вод. Глибше за розрізом величина $P_{o.n}$ майже не змінюється, хоч мінералізація вод дуже різна.

Найпростішими виявилися профілі свердловин на рис. 6. Як бачимо, св. 27 ніби повторює верхню, а св. 8 – нижню частину профілю св. 23, а також профілі св. 5 і 6 в області D_2 . Це свідчить про схожість відповідних БО-процесів. Загалом на рис. 6 показано тенденцію фігуративних точок усіх свердловин стягуватися в область $P_{o.n} = 6-9$ МПа по різних горизонтах. Подібне стягування (в область $P_{o.n} = 4-8$ МПа) спостерігаємо і на рис. 4, 5 (особливо, у відкладах S та Є). Усе це дозволяє стверджувати, що колись усі водонесні горизонти Локачинської структури були осмотично зв’язаними і могли легко обмінюватися молекулами H_2O з використанням відповідних БО-потоків. Це приводило до формування певних БО-профілів, а за високих швидкостей БО-потоків – до наближення величин $P_{o.n}$ у різних горизонтах, тобто формування зон бароосмотичної квазірівноваги. Але майже до моменту

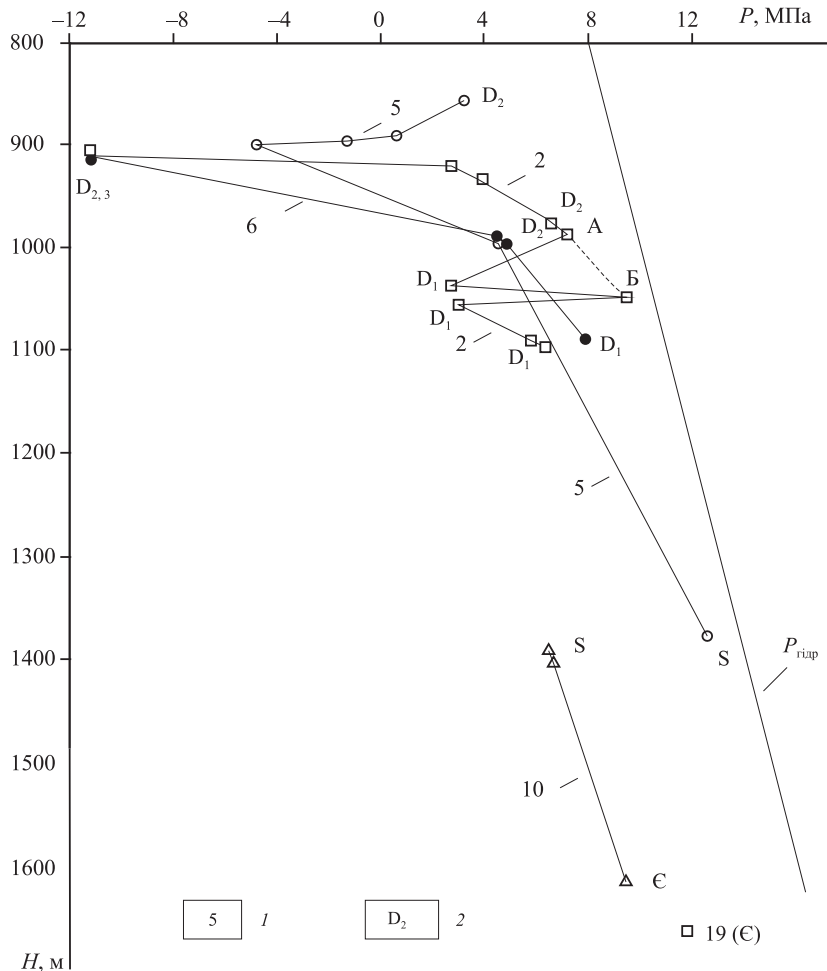


Рис. 4. Бароосмотичні профілі св. 2, 5, 6, 10 на Локачинському газовому родовищі: 1 – свердловина, 2 – вік. Темні точки – законтурні води, порожні – контурні.

осмотичної ізоляції різних горизонтів досягти цього стану вдалося лише воддам св. 1 на глибинах 1000–1100 м. В усіх інших зонах Локачинської структури були зафіксовані лише різні стадії цього стягування $P_{o.n}$ вод та наслідки деформації первинних БО-профілів під впливом чужих вод.

Висновки. Сукупність одержаних результатів засвідчує, що Локачинське газове родовище суттєво відрізняється від газових родовищ Передкарпатського прогину, які мають набагато коротшу геологічну історію. Основні відмінності пов'язані саме із пізньопалеозойським часом утворення ЛГР.

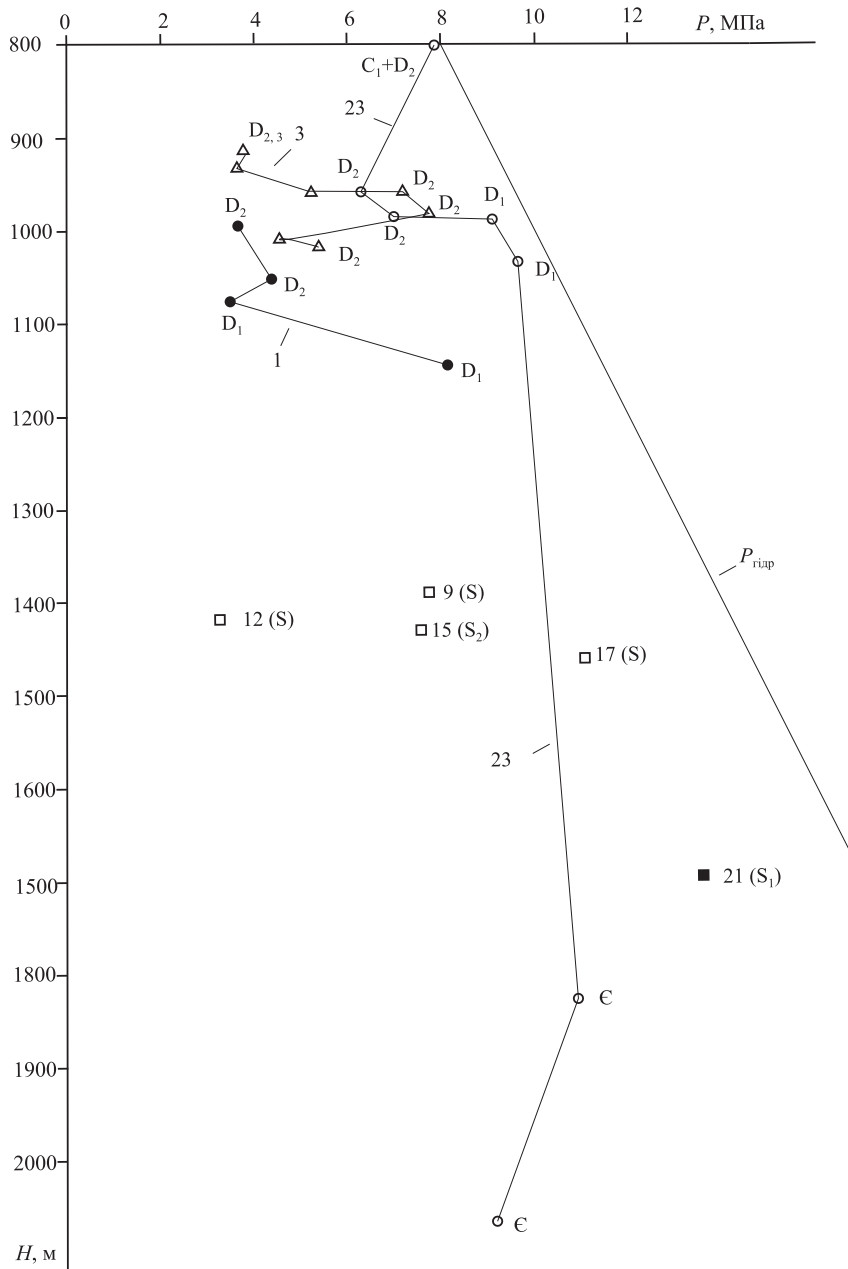


Рис. 5. Бароосмотичні профілі св. 1, 3, 23 на Локачинському газовому родовищі. Умовні позначення див. рис. 4.

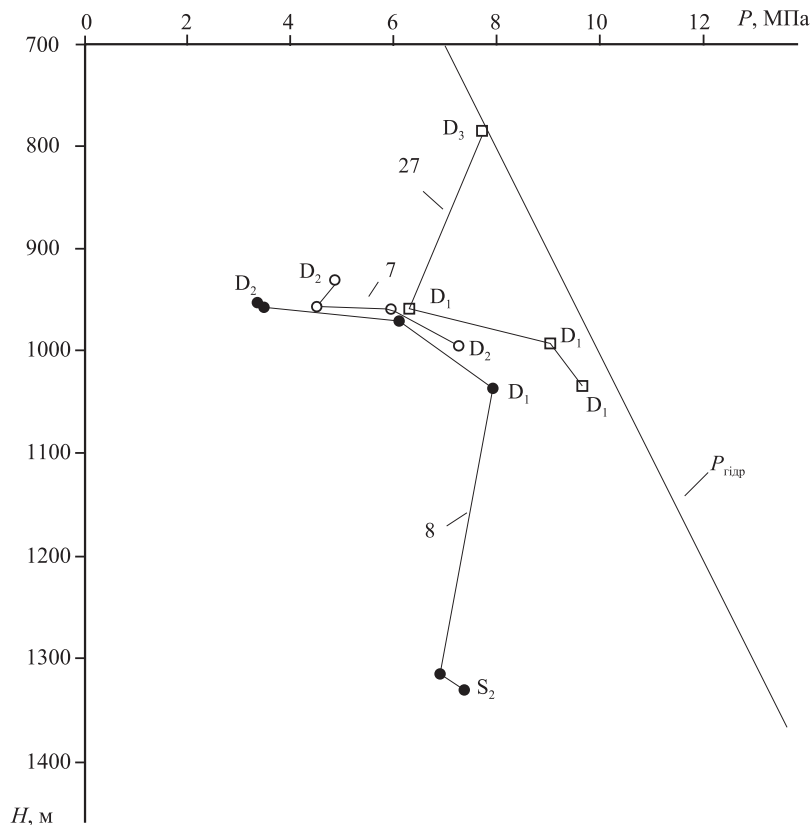


Рис. 6. Бароосмотичні профілі св. 7, 8, 27 на Локачинському газовому родовищі. Умовні позначення див. рис. 4.

Фактор часу зумовив на родовищі велику роздрібненість водоносних горизонтів на окремі закриті резервуари з дуже малими водопривливами; сильно ускладнив БО-профілі для багатьох свердловин і “заморозив” їх на окремих етапах формування; спричинив появу непроникного для вод та газів геологічного бар’єру між покладами III і IV та зони оберненої газохімічної зональності в покладах I–III і IV–VII. При цьому води ЛГР мають, як правило, набагато менші відхилення від стану бароосмотичної рівноваги ($\alpha = 20\text{--}40\%$). Особливо помітне на ЛГР сильне зростання ролі дифузійного розсіювання газів із верхніх покладів.

Усе це показує, що існування газових родовищ у Львівському палеозойському прогині залежить не стільки від інтенсивності генерації газів на великих глибинах, скільки від герметичності пасток нафти і газу, та пояснює, чому більшість перспективних структур на території прогину з явними ознаками газо- і нафтоносності виявилися порожніми. Збереженню Великомоствського родовища сприяло його піднасувне положення (Об условиях..., 1971), а Локачинського – сильні екранувальні властивості девонських глин, цементация яких відбулася вже на ранніх етапах існування родовища. Одним із чинників прискореної цементации стала активна сульфатредукція (Кузнецов и др., 1962; Кушнир, 1988), яка призвела до появи у водах надлишку йонів Ca^{2+} та формування лужного середовища ($\text{pH} > 7$).

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.

Вивчення пріоритетних напрямків розвитку геологорозвідувальних робіт в межах Волино-Подільської нафтогазоносної області : звіт про темат. роботу за договором № 206/08 : тема 2 / С. Г. Вакарчук ; НАК “Нафтогаз України”. ДП “Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості”. – № держреєстрації У-06-143/4. – К., 2008. – 270 с.

Гарасимчук В. Ю., Колодій В. В., Кулинич О. В. Генеза висококонцентрованих солянок піднасувних відкладів південно-східної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину // *Геологія і геохімія горючих копалин.* – 2004. – № 4. – С. 105–118.

Гоник І., Гаврилко Г., Гоник О. Перспективи пошуків вуглеводнів у девонських відкладах Волино-Поділля за результатами зонального прогнозу // *Там само.* – 2012. – № 1–2 (158–159). – С. 18–25.

Историческая геология / Под ред. Г. И. Немкова и Е. С. Левицкого. – М. : Недра, 1986. – 352 с.

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

Кузнецов С. И., Иванов М. В., Ляликова Н. Н. Введение в геологическую микробиологию. – М. : Изд-во АН СССР, 1962. – 239 с.

Кушнір С. В. Гидрогеохимия серных месторождений Предкарпатья. – Киев : Наук. думка, 1988. – 180 с.

Кушнір С. В. Про причини глибинного концентрування вод артезіанських басейнів у зоні гіпергенезу (фізико-хімічний аналіз) // *Доп. НАН України.* – 2008. – № 7. – С. 111–117.

Кушнір С. В. Прояви бароосмосу в підземній гідросфері // *Там само.* – 2009₁. – № 11. – С. 104–110.

Кушнір С. В. Бароосмотичний аналіз як новий метод гідрогеологічних досліджень // *Там само.* – 2009₂. – № 12. – С. 120–125.

Кушнір С. В. Бароосмос у морських глинистих осадках і глинистих породах // *Там само.* – 2011. – № 1. – С. 98–105.

Кушнір С., Кость М., Пальчикова О. Причини відмінності хімічного складу природного газу в родовищах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину // *Геологія і геохімія горючих копалин.* – 2013. – № 1–2 (162–163). – С. 88–100.

Новиков А. Т., Тишин В. Б., Дужий А. Б. Справочник по молекулярной диффузии газов в жидкостях // *Новый справочник химика и технолога. Процессы и аппараты химических технологий [Электронный ресурс].* – СПб., 2004. – Ч. 2. – Режим доступа : http://chemanalytica.com/book/novyy_spravochnik_khimika_i_tekhnologa/10_protsesty_i_apparaty_khimicheskikh_tekhnologiy_chast_II/7220.

Об условиях формирования газовых залежей Великомоштовского месторождения / Б. П. Ризун, Ю. Н. Сеньковский, С. А. Маковский, В. А. Котык // *Геологія і геохімія горючих копалин.* – 1971. – Вип. 31. – С. 57–61.

Особенности геологической будови та нафтогазоносність Львівсько-Люблінського прогину / М. Павлюк, Б. Різун, А. Медведев і ін. // *Там само.* – 2009. – № 1 (146). – С. 5–17.

Петрографические особенности эпигенетических измененных пород, перекрывающих залежи углеводородов / Р. С. Сейфуллин, О. И. Романюк, И. В. Хавензон, Б. В. Пилипишин // *Геофиз. журн.* – 2003. – Т. 25. – № 5. – С. 61–75.

Полищев А. В., Поморцев Г. П., Борковский А. А. Газогеохимические поиски полезных ископаемых в Карпатском регионе. – Киев : Наук. думка, 1990. – 196 с.

Рудниченко В. М., Марковский В. М., Ищенко А. Н. Особенности девонских газовых залежей Локачинского месторождения // *Нефт. и газ. пром-сть.* – 1984. – № 3. – С. 16–17.

Скордули В. Д. Критерии нефтегазоносности девонских отложений Вольно-Подолы // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1991. – Вып. 77. – С. 39–43.

Скордули В. Д., Романюк А. Ф. Некоторые условия газоносности девонских отложений Львовского прогиба // Там само. – 1987. – Вып. 69. – С. 26–29.

Структурно-тектонічний контроль Локачинського газового родовища за геоіндикацією аерокосмознімків і комплексом геохімічних даних / О. Колодій, В. Гуревич, І. Губич і ін. // Стан і перспективи сучасної геологічної освіти та науки : тези доп. наук. конф., присвяченої 65-річчю геол. ф-ту ЛНУ ім. І. Франка (Львів, 13–15 жовт. 2010 р.). – Львів, 2010. – С. 49–50.

Чураев Н. В. Физикохимия процессов массопереноса в пористых телах. – М. : Химия, 1990. – 272 с.

Karnkowski P. Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. – Kraków, 1993. – T. 1 : Niż Polscy. – 214 с.

Стаття надійшла
30.07.13

**Svyatoslav KUSHNIR, Maria KOST,
Roman PANKIV, Oksana SENIV, Roman KOZAK**

GEOCHEMICAL AND HYDROGEOLOGICAL PECULIARITIES OF LOKACHY GAS FIELD (LVIV PALEOZOIC DEPRESSION)

To reveal the features of the Locachy gas field a gas-chemical, hydrogeological and baroosmotic analysis of its geological conditions was conducted. It is established that the Locachy gas field very differs from the gas fields in the Carpathian basin, which have a much smaller geological age. Factor of limitation has caused in the Locachy gas field greater fragmentation of aquifers on separate closed tanks with a very small water inflow, highly complicated baroosmotic profiles for many wells and “froze” them at separate stages of formation. For the same reason, between gas deposits III and IV of the field an impenetrable for water and gas geological barrier has been formed, which caused the emergence of the two zones of reverse gasochemical zonation, where concentration of CH₄ is growing with depth, and heavy hydrocarbons decrease. It is shown that the upper of these zones has arisen as a result of the diffusion dispersion of gases; the reason for the appearance of the lower zone is still unclear.

Formational water of the Locachy gas field has, as a rule, the lowest deviation from the state baroosmotic equilibrium ($d = 20\text{--}40\%$), which is 3–4 times less than in the water of gas deposits of the Carpathian trough (Neogene). This suggested that these waters were finally formed only in the Oligocene, much later than the gas deposits (approximately Upper Carboniferous).

All this shows that the existence of gas fields in the Lviv Paleozoic Depression depends not only on the intensity of generation of gases at great depths, but on the tightness of the traps-collectors. This explains why most of the studied prospective structures of the Lviv Paleozoic trough were empty. Underthrust position of the Velyky Mosty gas field has contributed to its preservation in this region, and of the Lokachy gas field: strong screening properties of Devonian clays after cementation at the early stages of the life of a reservoir. One of the factors to accelerate this cementation was active sulfate reduction in reservoir waters that resulted in water of the excess of Ca²⁺ ions and the formation of alkaline ($pH > 7$). The period of active sulfate reduction has caused a major pyritization of surrounding terrigenous rocks and soiled flammable gases with sulfur compounds (H₂S and mercaptans).