

**Галина МЕДВІДЬ, Марія КОСТЬ, Ольга ТЕЛЕГУЗ, Роман ПАНЬКІВ,  
Олена ПАЛЬЧИКОВА, Оріся МАЙКУТ, Ірина САХНЮК**

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

## **ГЕОХІМІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ВОДОНОСНИХ КОМПЛЕКСІВ ВЕЛИКОМОСТІВСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА (ВОЛИНО-ПОДІЛЛЯ)**

Вивчено макро- та мікрокомпонентний хімічний склад пластових вод кембрійського, девонського, кам'яновугільного водоносних комплексів Великомоствського газозового родовища і поверхневих вод відкладів верхньої крейди. Проаналізовано зміни основних генетичних показників з глибиною та по площі, встановлено гідрогеохімічні умови їхнього походження, а також обчислено коефіцієнти гідрогеологічної закритості надр регіону.

Пластові води кембрійського та девонського комплексів мають високу мінералізацію, низьку сульфатність та хлорбромний показник і належать до хлориднокальцієвого типу з високим ступенем метаморфізації. Підземні води кам'яновугільного періоду характеризуються нижчою мінералізацією, значною присутністю сульфатів і гідрокарбонатнатрієвим типом. За ступенем закритості структур підземні води у породах кембрійської та девонської систем належать до зони зі сповільненим водообміном, натомість кам'яновугільної – до зони зі значним водообміном.

Поверхневі води відкладів верхньої крейди є прісні, слабколужні, гідрокарбонатнатрієвого типу. Високі значення перманганатної окисності у водах річок вказують на вплив техногенезу. На відсутність впливу глибинних вод території вказує також і гідрокарбонатний кальцієвий склад питних вод із сенон-туронського горизонту верхньої крейди.

*Ключові слова:* гідрогеологія, екологія, Великомоствське газове родовище, водоносні комплекси, коефіцієнт закритості структур, підземні та поверхневі води.

**Вступ.** Гідрогеохімічні критерії є одними з показників, які застосовують для оцінки перспектив нафтогазоносності конкретної території, виявлення нафтогазоносних товщ і зон зі сприятливими умовами збереження покладів нафти й газу та пошуків їхніх родовищ. На основі комплексного використання різноманітних гідрогеологічних показників оцінено перспективи нафтогазоносності окремих водоносних комплексів і районів у цілому.

**Аналіз попередніх досліджень.** За дослідженнями гідрогеологічних умов нафтогазоносності південно-західної частини Східноєвропейської платформи (Порівняльна..., 2014; Паньків, 2015; Геохімічна..., 2015), виокремлено основні гідрогеологічні комплекси, виявлено наявність інфільтраційних та постелізійних водонапірних систем, з'ясовано гідрогеологічні умови формування та збереження газових скупчень, встановлено гідрогео-

логічні критерії газонасності. Щоб обґрунтувати доцільність робіт з пошуків колекторів для захоронення стічних шахтних вод території Волино-Поділля проаналізовано геологічні та гідрогеологічні умови (Аналіз..., 1989).

Незважаючи на значний об'єм проведеної роботи, деякі питання в царині еколого-гідрогеологічного стану в районі Великомоствського газового родовища залишаються не висвітленими, що і зумовлює актуальність наших досліджень.

Еколого-гідрогеохімічні дослідження автори провели в рамках виконання держбюджетної теми «Гідрогеокологічні дослідження Львівського прогину у зв'язку з нафтогазоносністю». Ця тема входить в один з основних напрямків діяльності Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України «Теорія нафтогазоутворення та формування покладів і родовищ нафти, газу, метану у вугільних пластах і сланцевого газу».

*Мета роботи* – встановити геохімічні особливості водоносних комплексів Великомоствського газового родовища.

*Об'єкт дослідження* – підземні та поверхневі води району досліджень.

Методика досліджень полягала в інтерпретації фондових даних по геохімічних характеристиках пластових вод Великомоствського родовища. У роботі використані методи статистичного та графічного опрацювання фактичного матеріалу. З метою оцінки еколого-гідрогеохімічних умов у межах території впливу родовища і за його межами було відібрано проби поверхневих та свердловинних вод. У відібраних пробах визначено вмісти 40 показників (органолептичних,  $pH$ , масової частки сухого залишку, суспендованих речовин, макро– та мікрокомпонентів, сполук нітрогену, вільного  $CO_2$ ,  $O_{perm}$ , ХПК, БСК $v_5$ , розчиненого кисню та ін.) Аналітичні визначення проведено в атестованій лабораторії спектральних і хімічних методів аналізу ІГГК НАН України.

**Результати досліджень.** Великомоствське газове родовище розташоване у Сокальському районі Львівської області на відстані 15 км від Червонограда. Воно належить до Волино-Подільської нафтогазоносною області Західного нафтогазоносного регіону України, та приурочене до внутрішньої частини (північно-західного борту) Львівського палеозойського прогину Східноєвропейської платформи. Структурну карту покрівлі нижньоолушанської підсвіти, геологічний розріз по лінії I–I та макрокомпонентний склад глибинних вод родовища наведено на рисунках 1 і 2.

У відкладах середнього девону виявлені два газових поклади. Глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 2 330 м. Колекторами є пісковики, алевроліти та карбонатні породи з низькими колекторськими властивостями. Покришкою служить гіпсоангідритовий горизонт середньоолушанської підсвіти товщиною ~ 20 м. Тип покладів пластовий склепінний. Товщина горизонту – від 1,4 до 8,0 м; коефіцієнт пористості – від 0,06 до 0,10; проникність – від 0,24 до 1,50 мкм<sup>2</sup>. Пластовий тиск – 24,3 МПа, пластова температура – 333 К. Абсолютно вільні дебїти свердловин в окремих покладах коливаються у межах 15–39,5 тис. м<sup>3</sup>/добу. Газ родовища вуглеводневий з переважанням метану (88 %) (Атлас..., 1998; Крупський, 2001).

Підземні води родовища поширені в межах окремих водоносних горизонтів кембрійського, силурійського, девонського та кам'яновугільного

комплексів, приповерхневі – у відкладах верхньої крейди. Основні гідрогеохімічні коефіцієнти наведені в таблиці 1.

Таблиця 1. Основні гідрогеохімічні коефіцієнти пластових вод Великомоствського газового родовища

Вік	№ св.	Глибина, м	М, мг/дм <sup>3</sup>	Br, мг/дм <sup>3</sup>	М/Н	Br/Н	rNa/rCl	$\frac{rSO_4 \cdot 100}{rCl}$	Cl/Br	Тип води
С	2	978,0	9400	27,86	9,6	0,03	2,93	222,82	53	СН
	15	925,0	15000	-*	16,2	-	1,13	0,85	-	ГН
D <sub>2+3</sub>	1	2036,5	60980	153,20	29,9	0,08	0,94	9,11	219	ХК
	2	1901,0	98400	275,50	51,8	0,14	0,77	2,14	216	ХК
	4	2314,5	159700	575,40	69,0	0,25	0,67	0,61	172	ХК
	8	2362,0	113080	419,50	47,9	0,18	0,57	0,67	168	ХК
	10	2287,5	153061	6,40	66,9	0,003	0,71	0,78	14679	ХК
	13	2334,5	95900	297,00	41,1	0,13	0,74	2,32	195	ХК
	18	2187,5	103700	267,20	47,4	0,12	0,75	2,31	233	ХК
	20	2266,5	103190	328,65	45,5	0,15	0,72	1,39	191	ХК
	21	2360,5	155975	574,48	66,1	0,24	0,70	1,04	166	ХК
	23	2372,5	150176	764,00	63,3	0,32	0,67	0,17	121	ХК
	24	2426,0	141930	587,84	58,5	0,24	0,65	1,10	148	ХК
	25	2433,5	162490	744,80	66,8	0,31	0,64	0,37	135	ХК
	26	2238,0	160155	593,00	71,6	0,26	0,69	0,61	167	ХК
	27	2200,0	104820	280,56	47,6	0,13	0,78	2,48	223	ХК
	28	2321,0	160440	566,00	69,1	0,24	0,74	0,37	174	ХК
	30	2330,0	118190	1410,82	50,7	0,61	0,63	1,58	51	ХК
31	2351,5	154480	703,00	65,7	0,30	0,58	0,53	136	ХК	
32	2330,0	118190	1410,82	50,7	0,61	0,63	1,58	51	ХК	
33	2218,0	141350	515,70	63,7	0,23	0,69	1,08	167	ХК	
D <sub>1</sub>	1	2171,0	69350	92,40	31,9	0,04	0,97	7,36	419	ХК
	2	2119,0	148200	1277,5	69,9	0,60	0,70	0,00	66	ХК
	5	2295,5	165050	1078,9	71,9	0,47	0,55	0,10	94	ХК
	6	2658,0	127400	580,70	47,9	0,22	0,65	0,70	133	ХК
	7	2472,5	152890	570,20	61,8	0,23	0,76	0,50	111	ХК
	9	2546,5	159560	808,00	62,7	0,32	0,65	0,01	122	ХК
	13	2518,5	161400	721,90	64,1	0,29	0,71	0,15	135	ХК
S	30	3500,0	195000	1295,90	55,7	0,37	0,39	0,00	93	ХК
Є	30	4162,5	220080	1576,5	53,0	0,38	0,41	0,01	87	ХК

\* - не визначали

Води з відкладів кембрію мають хлоридний натрій-кальцієвий склад і належать до хлоридно-кальцієвого типу. Їхня мінералізація – 220 г/дм<sup>3</sup> (св. Великі Мости-30, гл. 4162,5 м), реакція водного середовища (рН) водоносного комплексу 6 од., вміст Бромю 1576,5 мг/дм<sup>3</sup>, сульфатів 10,7 мг/дм<sup>3</sup>, амонію 280 мг/дм<sup>3</sup>, хлорбромний коефіцієнт (Cl/Br) – 87, коефіцієнт rNa/rCl – 0,41.

Силурійський водоносний комплекс представлений пробою пластової води, відібраною на глибині 3500,0 м зі свердловини Великі Мости-30. Це міцна солянка з мінералізацією 195 г/дм<sup>3</sup> хлоридного натрій-кальцієвого складу і хлоридно-кальцієвого типу. Вміст Броду становить 1295,90 мг/дм<sup>3</sup>, сульфатів 39,5 мг/дм<sup>3</sup>, амонію 200 мг/дм<sup>3</sup>. Коефіцієнт метаморфізації  $r_{Na}/r_{Cl}$  становить 0,42, хлорбромний коефіцієнт (Cl/Br) – 94.

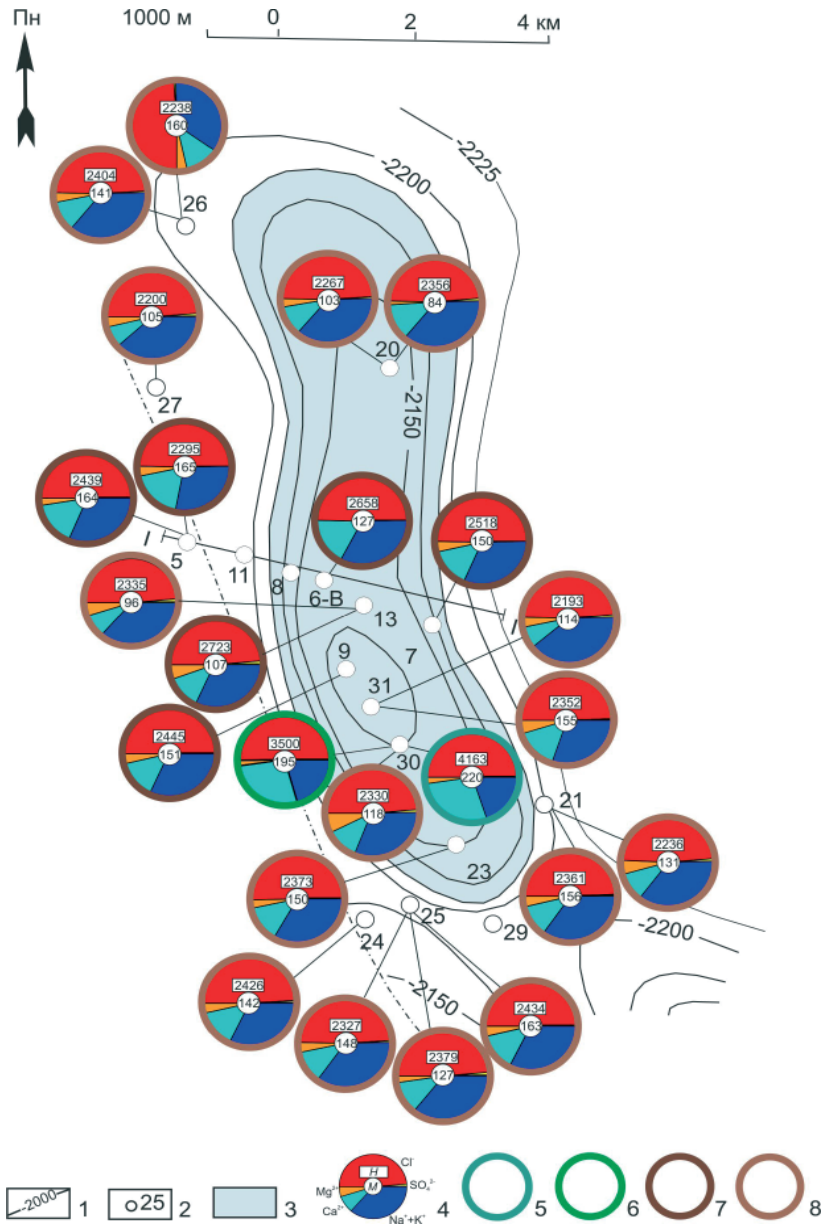


Рис. 1. Структурна карта покрівлі нижньоолушанської підсвіти (Атлас..., 1998):

1 – ізолінії покрівлі; 2 – свердловини; 3 – площа газового покладу; 4 – діаграма хімічного складу і мінералізації пластових вод Великомоствівського газового родовища. Проби з відкладів: 5 – кембрійських; 6 – силурійських; 7 – нижньо-девонських; 8 – середньо-верхньодевонських.

Води нижньодевонських відкладів Великомоствівського газового родовища розкриті 21 свердловиною на глибинах 2044,5–3114,0 м (середній інтервал – 2448,1). За складом води хлоридні кальцієво-натрієві з середнім значенням мінералізації 140,8 г/дм<sup>3</sup>; *pH* – 6,0 од., вміст Броду – 676,2 мг/дм<sup>3</sup>, сульфатів 504 мг/дм<sup>3</sup>, амонію – від невиявлено до 112 (середнє – 56,09) мг/дм<sup>3</sup>, значення Cl/Br – 166, *rNa/rCl* – 0,66. Аналіз гідрогеохімічної обстановки за представленими пробами нижньодевонського водоносного горизонту Львівського палеозойського прогину свідчить про надійну і дуже тривалу ізоляцію пластових вод від земної поверхні та інших водоносних верств і про гідродинамічну стагнацію досліджуваного водоносного комплексу.

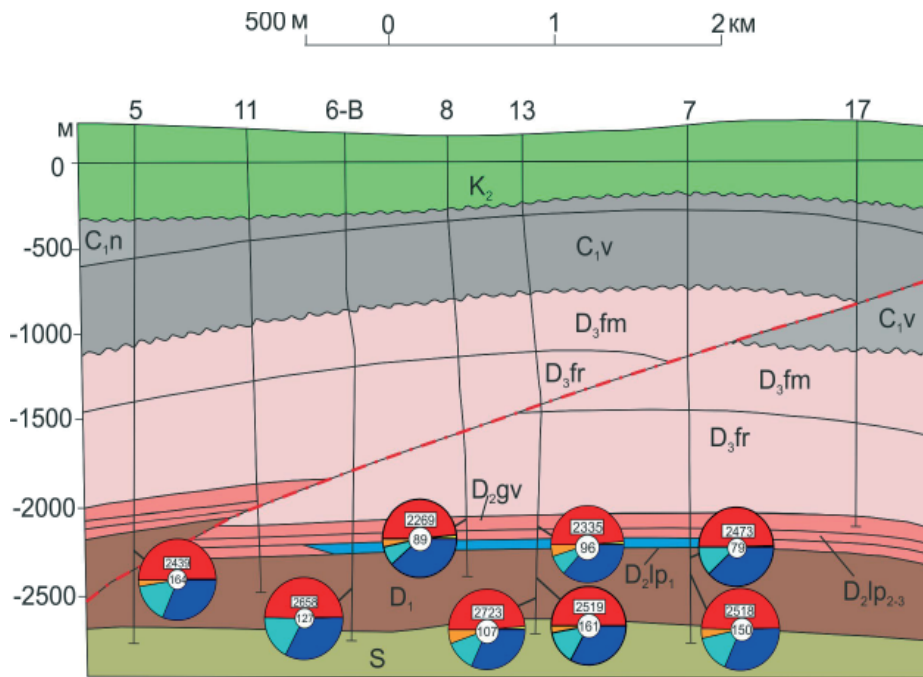


Рис. 2. Геологічний розріз по лінії I-I (Атлас..., 1998)  
Умовні позначення див. рис. 1.

У водах середньо-верхньодевонського водоносного комплексу Великомоствівської площі, розкритих 42 свердловинами на глибинах 2172,9 м (1185–2434), середнє значення мінералізації становить 112,7 г/дм<sup>3</sup>, *pH* – 6,3 од. За складом вони хлоридні натрієво-кальцієві солянки, високометаморфізовані, вміст Броду – 430,7 мг/дм<sup>3</sup>, сульфатів 1544,8 мг/дм<sup>3</sup>, амонію – 129,1 мг/дм<sup>3</sup>, значення Cl/Br – 158, *rNa/rCl* – 0,72.

Найхарактернішою ознакою сольового складу вуглеводневих родовищ є відсутність, або невисокий вміст сульфатів (Нефтепоисковые гидрогеологические..., 1969). Низький вміст сульфатів у підземних водах, ймовірно, зумовлений їхнім відновленням, за участі анаеробних бактерій в присутності органічної речовини (газу, нафти, тощо)

Максимальні вмісти амонію накопичуються у відновному середовищі і асоціюються з водами хлоркальцієвого типу і газовими родовищами, як і у нашому випадку (Нефтепоисковые гидрогеологические..., 1969).

Cl/Br-коефіцієнт для більшості вод водоносних комплексів коливається в межах 43–220, і лише для окремих свердловин досягає > 10 000. Низькі значення вказують на генетичну спорідненість вод з дериватами давніх морських вод, і у випадку цього коефіцієнта (менше 50) можна говорити про нафтогазоносність (Нефтепоисковые гидрогеологические..., 1969). Аномально високі значення Cl/Br у водах можуть бути зумовлені радіаційним окисненням іонів Br<sup>-</sup>, а відтак бромованням розсіяної органічної речовини (Кушнір, 2014).

Пластові води у породах кам'яновугільної системи розкриті 3 свердловинами на глибинах 472,5–978,5 м. За складом вони хлоридні (хлоридно-сульфатні) натрієві. Мінералізація вод 10,85 г/дм<sup>3</sup>; рН – 7,65 од., вміст Броду – від не виявлено до 27,86 мг/дм<sup>3</sup>, сульфатів 14,7–4489,5 мг/дм<sup>3</sup>, амонію – від не виявлено до 15 мг/дм<sup>3</sup>, Cl/Br досягає значення 53, rNa/rCl – 1,53.

Отже, з глибиною підземним водам Великомоствського родовища властиве зростання величини мінералізації, вмісту Броду, ступеня метаморфізації та зниження вмісту сульфатів.

Для характеристики гідрогеологічної закритості надр використовують запропонований М. О. Гатальським (Гатальский, 1954) коефіцієнт закритості структури, який визначають шляхом поділу величини значень мінералізації води горизонту ( $M$ , мг/дм<sup>3</sup>) на глибину його залягання ( $H$ , м). За його розрахунками, величина коефіцієнта у межах 1–50 відповідає зоні значного водообміну, 50–100 – утрудненого, 100–300 – застійного режиму. Такий аналіз дає можливість зіставляти ступінь гідрогеологічної закритості як окремих структур, так і цілих районів. Із глибиною коефіцієнт закритості, зазвичай, збільшується. Але буває і навпаки, коли складна тектонічна ситуація зумовлює вертикальний дренаж глибокозанурених водоносних горизонтів.

Показники проби пластової води з кембрійського водоносного горизонту дозволяють вважати, що зазначені відклади належать до зони зі сповільненим водообміном, оскільки коефіцієнт закритості структур ( $M/H$ ) становить 53, бромний показник ( $Br/H$ ) – 0,38.

Силурійські відклади також перебувають у зоні сповільненого водообміну: коефіцієнт закритості структур ( $M/H$ ) тут вищий і становить 55,7, бромний показник ( $Br/H$ ) – 0,37.

Для нижньодевонських відкладів величина коефіцієнта закритості змінюється в межах – від 32 до 72, для цієї вибірки коефіцієнт зустрічання досить високий – 76 % (рис. 3).

Розраховані нами коефіцієнти закритості структур для середньо-верхньодевонських відкладів Великомоствського газового родовища змінюються майже в тих самих межах – від 30 до 72, причому в 13 із 19 випадків значення цього показника перетинає межу 50 (рис. 4). Тобто, коефіцієнт зустрічання гідродинамічно сприятливих умов для існування покладів вуглеводнів у відкладах також дуже високий – 68, 4 %.

В. А. Кротова запропонувала інший числовий метод вираження коефіцієнта закритості структур, який розраховується шляхом поділу величини вмісту у водах Броду (Br, мг/дм<sup>3</sup>) на глибину залягання водоносного горизонту ( $H$ , м) (Кротова, 1960). Зона сповільненого водообміну характеризується величинами, більшими ніж 0,2. Для досліджуваних підземних вод середньо-верхньодевонських відкладів Великомоствського газового родови-

ща Львівського палеозойського прогину бромний показник набуває величин від 0,003 до 0,61 (див. табл. 1). Обидва коефіцієнти, запропоновані різними дослідниками, перебувають у тісному взаємозв'язку.

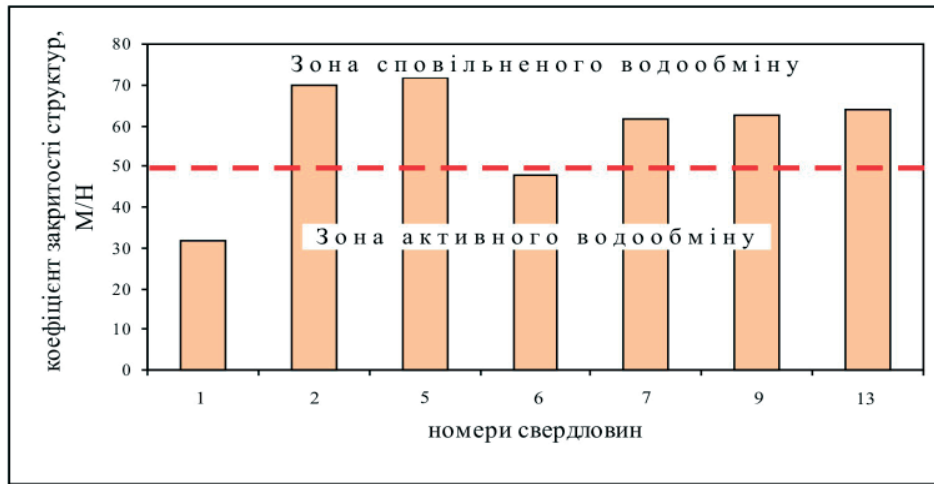


Рис. 3. Розподіл коефіцієнта закритості структур для нижньодевонських відкладів Великоствіського газового родовища (за (Гатальский, 1954)).

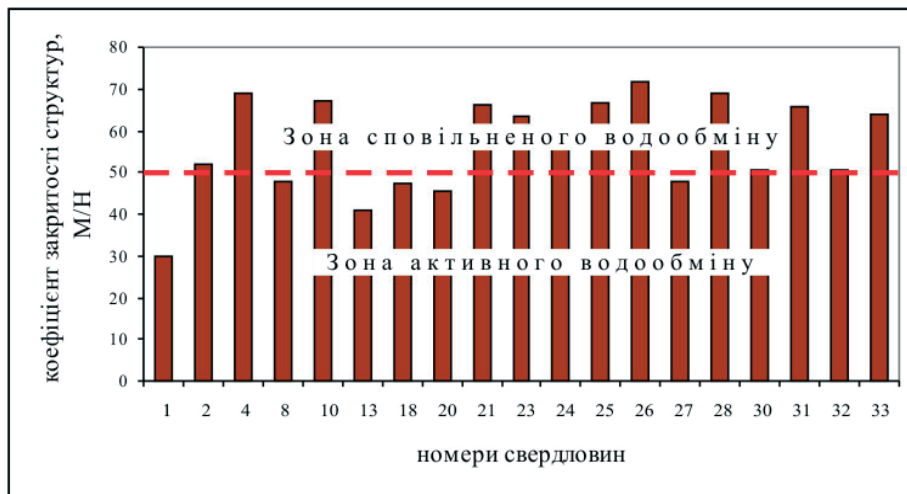


Рис. 4. Розподіл коефіцієнта закритості структур для середньо-верхньодевонських відкладів Великоствіського газового родовища (за (Гатальский, 1954)).

Важливими показниками, що свідчать про значну роль динаміки підземних вод у міграції флюїдів і формуванні покладів вуглеводнів, є гідрохімічні аномалії (Кротова, 1957). Серед них дослідники виокремлюють два типи:

1) локальні аномалії, пов'язані з вилуговуванням товщ на місці їхнього залягання;

2) аномалії, спричинені висхідним переміщенням вод із глибинних горизонтів, тобто шляхом вертикальної міграції.

Аномалії першого типу характеризуються водами високої мінералізації хлоридно-натрієвого складу, співвідношення  $rNa/rCl$  становить 0,86–0,98; а

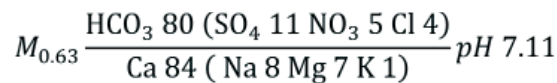
вміст Броду порівняно невисокий – 200–300 мг/дм<sup>3</sup>. Для глибинних аномалій властива не тільки висока мінералізація, але й суттєво виражений хлоридно-кальцієвий склад, значний ступінь метаморфізації (0,7–0,5 і вищий), низький вміст сульфатів, а також високий вміст Броду (до 1000–1500 мг/дм<sup>3</sup>) за низького хлорбромного коефіцієнта. До цього типу аномалій належать підземні води з середньо-верхньодевонських та нижньодевонських відкладів Великомоствівського газового родовища.

Для водоносних комплексів кам'яновугільних відкладів коефіцієнти закритості структур становлять  $M/H$  – 9,6–16,2,  $Br/H$  – 0,03. Такі величини є ознаками зони активного водообміну.

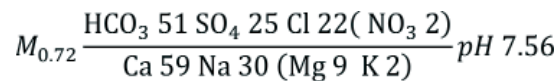
Отже, за ступенем закритості структур відклади кембрійської, силурійської та девонської систем належать до зони зі сповільненим водообміном, натомість кам'яновугільної – до зони зі значним водообміном. Висока мінералізація вод кембрійського, силурійського та девонського водоносних горизонтів, їхній хлоридно-кальцієвий склад, значний ступінь метаморфізації, низький вміст сульфатів, а також високий вміст Броду за низького хлорбромного коефіцієнта за В. А. Кротовою (Нефтепоисковые гидрогеологические..., 1969), є показниками сприятливих хімічних умов збереження покладів вуглеводнів на Великомоствівській площі.

Для пиття та побутових потреб населення послуговується водами сенонтуронського горизонту верхньої крейди, який у межах території дослідження є першим від поверхні.

Результати аналізів показали, що води джерельні, і води з питних свердловин нейтральні, тверді, дещо з підвищеною мінералізацією. Джерельні води є переважно гідрокарбонатного кальцієвого складу, зокрема води з джерела в м. Великі Мости можна описати такою формулою:

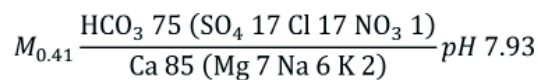


Натомість у свердловинах трапляються води змішаного складу, до прикладу, на глибині 80 м виявлено воду такого складу:



Визначені макро-, мікрокомпоненти та важкі метали не перевищують гранично допустимих концентрацій для питних вод (Гігієнічні вимоги..., 2010). Зокрема, амонію та нітритів у пробах не виявлено, нітрати є в межах 10–30, фосфати – 0,08–0,23 мг/дм<sup>3</sup>,  $O_{perm}$  не перевищує 4 мг  $O$ /дм<sup>3</sup>, Cu, Zn та Mn містяться в межах тисячних, а Fe – до кількох десятків мг/дм<sup>3</sup>.

Поверхневі води, які дренують територію родовища за складом подібні до вод за його межами. Води з р. Рата (ліва притока р. Західний Буг) слабко-



лужні, помірно тверді, прісні, гідрокарбонатного кальцієвого складу:



Дуже подібний склад мають і води р. Солокія (ліва притока р. Західний Буг), яка протікає вище території родовища:

$$M_{0.46} \frac{\text{HCO}_3 \text{ 64 (SO}_4 \text{ 19 Cl 15 NO}_3 \text{ 1)}}{\text{Ca 71 (Mg 16 Na 11 K 1)}} \text{pH 8.06}$$

Вмісти досліджених неорганічних компонентів вод не перевищують гранично допустимих концентрацій для вод культурно-побутового призначення (Санитарные правила..., 1988), і є в межах середніх значень по регіону. Однак зафіксовано досить високе значення перманганатної окисності – 10–10,8 мг О/дм<sup>3</sup>, що свідчить про підвищений вміст органічних речовин. Навряд чи це пов'язано з впливом глибинних вод території, швидше з впливом техногенезу, оскільки високе значення Оперм спостерігається і в інших річках басейну Західного Бугу (Паньків, 2012).

**Висновки.** Висока мінералізація вод кембрійського, силурійського та девонського водоносних горизонтів, їхній хлоридно-кальцієвий склад, значний ступінь метаморфізації, низький вміст сульфатів, а також високий вміст Броду за низького хлорбромного коефіцієнта є показниками сприятливих хімічних умов збереження покладів вуглеводнів на досліджуваному родовищі. Встановлено, що за ступенем закритості структур відклади кембрійської, силурійської та девонської систем належать до зони зі сповільненим водообміном, натомість кам'яновугільної – до зони зі значним водообміном. Показано взаємозв'язок коефіцієнтів закритості структур на прикладі середньо-верхньодевонських відкладів.

Виявлено, що поверхневі води, які дренують поверхню по площі родовища і за її межами є слабколужні, гідрокарбонатного кальцієвого складу. Високі значення перманганатної окисності у водах річок вказують на вплив техногенезу. На відсутність впливу глибинних вод території вказує також і гідрокарбонатний кальцієвий склад питних вод із сенон-туронського горизонту верхньої крейди.

Отже, гідрогеохімічні показники девонського водоносного горизонту Великомоствівського газового родовища корелюються з подібними у кембрійських та силурійських відкладах, що дає підстави сподіватися на ймовірні сприятливі умови для існування покладів вуглеводнів не тільки у відкладах середнього девону, але й у глибшезанурених кембрійських та силурійських (за наявності придатних структурно-тектонічних та петрофізичних чинників).

*Порівняльна характеристика хімічної матриці пластових вод верхньоптерозойських та нижньопалеозойських відкладів Львівського прогину / Роман Паньків, Галина Медвідь, Олена Пальчикова, Оксана Сенів // Матер. XIII міжнар. наук.-практ. конф. «Ресурси природних вод Карпатського регіону (Проблеми охорони та раціонального використання)»: Зб. наук. ст. – Львів, 29–30 трав. 2014. – С. 71–76.*

*Паньків Роман, Медвідь Галина, Пальчикова Олена. Гідрогеохімічні особливості кембрійського водоносного комплексу Львівського палеозойського прогину // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2015. – № 1–2 (166–167). – С. – 145–160.*

*Паньків Роман, Медвідь Галина, Телегуз Ольга, Пальчикова Олена. Геохімічна характеристика пластових вод нижньодевонського водоносного комплексу Львівського палеозойського прогину // Матер. XIV міжнар. наук.-практ. конф. «Ресурси*

природних вод Карпатського регіону (Проблеми охорони та раціонального використання)»: Зб. наук. ст. – Львів, 28–29 трав. 2015. – С. 196–198.

*Анализ результатов глубокого бурения на нефть и газ в пределах Вольно-Подолши с целью обоснования работ по поискам коллекторов для захоронения сточных шахтных вод*: отчет ИГГИ АН УССР по теме Д 9/90 / В. В. Колодий, М. И. Павлюк, Б. П. Ризун и др. – Львов, 1989. – 97 с.

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

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

*Нефтепоисковые гидрогеологические критерии* / Под ред. В. А. Кротовой // Тр. ВНИГРИ. – Л. : Недра, 1969. – Вып. 277. – 294 с.

*Кушнір С. В., Кость М. В., Паньків Р. П.* Хімічне зв'язування бромових органічних речовин із природних вод (фізико-хімічний аналіз) // Мінерал. журн. – 2014. – 36. – № 3. – С. 21–29.

*Гатальський М. А.* Подземные воды и газы палеозоя северной половины Русской платформы. – Л. : Гостоптехиздат, 1954. – 173 с.

*Кротова В. А.* Гидрогеологические критерии нефтеносности. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – 161 с.

*Кротова В. А.* Роль гидрогеологических факторов в образовании, сохранении и разрушении нефтяных залежей // Тр. ВНИГРИ. – Л. : Гостоптехиздат, 1957. – Вып. 103. – 128 с.

*Гігієнічні вимоги до води питної, призначеної для споживання людиною*: ДСан-ПіН 2.2.4-171-10. – [Наказ МОЗ України № 400 від 2010-05-12]. – К., 2010. – 48 с. – (Національний стандарт України).

*Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения*: Сан-Пин 4630-88 / Утв. МЗ СССР от 4 июля 1988 г. – М., 1988. – 69 с.

*Екологічна оцінка якості поверхневих вод басейну ріки Західний Буг* / Р. П. Паньків, М. В. Кость, В. Ю. Гарасимчук і ін. // Матер. XI міжнар. наук.-практ. конф. «Ресурси природних вод Карпатського регіону (Проблеми охорони та раціонального використання)»: Зб. наук. ст. – Львів, 24–25 трав. 2012. – С. 41–44.

Стаття надійшла  
12.09.2017

**Halyna MEDVID, Maria KOST', Olga TELEHUZ, Roman PANKIV,  
Olena PALCHYKOVA, Orsya MAJKUT, Iryna SAKHNYUK**

**GEOCHEMICAL PECULIARITIES OF THE AQUIFER COMPLEX OF  
THE VELYKI MOSTY GAS FIELD**

Macro- and microcomponent chemical composition of reservoir waters of the Cambrian, Devonian, Carboniferous aquifer complex of the Velyki Mosty gas field and surface water of the Upper Cretaceous sediments are studied. Changes of basic genetic parameters of the ground water with the depth and in the space are analyzed, hydrogeochemical conditions of their origin are found and the coefficient of the hydrogeological closing of bowels is calculated .

Formation waters of the Cambrian and Devonian complex have high salinity, low sulfuricity and chlorine-bromine factor and belong to the chloride-calcium type with high degree of the metamorphism. Groundwater of the Carboniferous period is characterized by lower salinity, high sulfuricity and hydrocarbonate-sodium type. It was found that Cambrian and Devonian aquifers are zones of delayed water exchange according the coefficient of closing of structures and Carboniferous aquifer is a zone of considerable water exchange.

Surface water of the Upper Cretaceous sediments are unleavened, slightly alkaline with hydrocarbonate calcium composition. High values permanganate oxidizability in the waters of the river indicate the impact of the technogenesis. Hydrocarbonate calcium composition of drinking water from Senon-Turonian horizon of the Upper Cretaceous indicates no impact of deep water.