

**Галина МЕДВІДЬ, Ольга ТЕЛЕГУЗ, Василь ГАРАСИМЧУК,
Марія КОСТЬ, Соломія КАЛЬМУК**

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

**ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ
НИЖНЬОСАРМАТСЬКИХ ВІДКЛАДІВ
ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ
ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ
(за гідрогеохімічними та гідродинамічними ознаками)**

Вивчено і проаналізовано гідрогеохімічні показники водоносного комплексу нижньосарматських відкладів північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Домінують води хлоридно-кальцієвого типу (за класифікацією В. О. Суліна), на фоні якого локально виокремлюються інші типи вод. На підставі розрахованих генетичних коефіцієнтів зроблено висновок про седиментогенні умови їхнього існування впродовж геологічної історії розвитку території. Встановлено, що загальною тенденцією для відкладів Зовнішньої зони є зростання мінералізації вод з глибиною і стратиграфічна належність, на фоні якої трапляються гідрогеохімічні інверсії. Понижені значення вмісту сульфатів та коефіцієнта сульфатності $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ вод північно-західної частини Зовнішньої зони вказують на умови, характерні для гідрогеологічно замкнених структур.

Детальний аналіз сучасних гідродинамічних умов нижньосарматських відкладів у поєднанні з геохімічними особливостями водоносних комплексів та палеогідродинамічними реконструкціями дозволив виокремити перспективні для пошуків покладів вуглеводнів ділянки в межах північно-західної частини досліджуваного регіону.

Ключові слова: гідрогеологічні критерії, гідрогеохімічні ознаки, вуглеводні, Зовнішня зона, Передкарпатський прогин.

Постановка проблеми. Забезпеченість держави власними вуглеводневими енергоресурсами є важливою економічною, а на сучасному етапі і політичною складовою незалежності нашої країни. Основними перспективами в цьому плані є виявлення нових, раніше нерозвіданих об'єктів, які приведуть до збільшення запасів газу в регіоні, а освоєння вуглеводневого потенціалу малодосліджених відкладів внесе значний вклад у паливно-енергетичне забезпечення України власною сировиною. Прогнозування нових перспективних площ, нарощення ресурсів вуглеводневої сировини, а відтак збільшення їхнього видобутку є актуальним завданням, яке постало перед науковими та виробничими структурними підрозділами нафтогазового комплексу регіону та й України в цілому.

Мета роботи – оцінка і прогнозування нових перспективних площ у нижньосарматських відкладах північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину за гідрогеохімічними та гідродинамічними показниками.

Аналіз попередніх досліджень. За час вивчення й освоєння нафтогазоносних відкладів Зовнішньої зони розвідано 65 родовищ вуглеводнів (ВВ), з них 46 – у Більче-Волицькій нафтогазоносній зоні і 19 – у Косівській, з яких більшість – газові і тільки 7 – газоконденсатні, нафтові та нафтогазові. Десять із них пов'язані з відкладами юри, альбу–сеноману, сенону, еоцену, карпатію, решта – із пісковиковими горизонтами бадену та нижнього сармату (Іванюта, 1998).

Корисні копалини Карпатського регіону здавна привертала увагу багатьох дослідників. Історія вивчення питань стратиграфії, тектоніки і нафтогазоносності налічує понад півтора століття. Її початок поклали австрійські та польські геологи Р. Зубер, В. Баковський, Е. Дуніковський, Ю. Медвецький, М. Пауль, Ф. Шмідт, які внесли свій вклад у вивчення Передкарпатського прогину. Особливе місце займають К. Толвінський і Я. Новак, у роботах яких синтезовані результати всіх попередніх дослідників.

Дослідження геології Карпат у повоєнний період продовжили А. А. Богданов, В. І. Славін, В. І. Антипов, О. С. Вялов, В. Б. Соллогуб, В. В. Глушко, В. Н. Утробін, Н. Р. Ладиженський, Г. Н. Доленко, В. С. Буров та ін.

Зовнішня структурно-тектонічна зона – це автохтонна платформна частина Передкарпатського прогину. Сучасні уявлення про її будову базуються на роботах В. М. Щерби, О. С. Щерби, І. Б. Вишнякова, Х. Б. Заяць, Ю. З. Крупського, В. В. Колодія та ін. (Вишняков та ін., 2014; Заяць, 2013; В. В. Колодій та ін., 2004; Крупський, 2001; Крупський та ін., 2006; Щерба и др., 1987).

Нафтогазогідрогеологічні дослідження Західного нафтогазоносного регіону України проводять науковці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ) (О. О. Орлов, Б. Й. Маєвський, С. С. Куровець, В. Г. Омельченко), Інституту геологічних наук НАН України (В. М. Шестопалов, І. Д. Багрій), фахівці Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України (М. І. Павлюк, В. Є. Шлапінський, Ю. В. Хоха) (Багрій, 2016; Багрій та ін., 2005; Маєвський & Куровець, 2016; Орлов та ін., 2004, 2009, 2014).

Роль води в теорії формування, міграції та акумуляції вуглеводнів, на думку В. В. Колодія, є визначальною (Колодій, 1981; Колодій & Лихоманова, 1978; В. В. Колодій, 2000; В. В. Колодій & Калюжний, 1977; В. Колодій & Медвідь, 2008; В. Колодій та ін., 2006).

Детальна палеогідрогеологічна оцінка осадових комплексів північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину відіграє важливу роль при пошуках покладів ВВ (Медвідь, 2013). Вона дозволила виокремити перспективні ділянки, які за сприятливих структурно-тектонічних, літолого-фаціальних та гідрогеохімічних умов можуть стати зонами формування газових покладів (Гарасимчук та ін., 2019; Медвідь, 2013, 2018). Загальна модель формування вуглеводневих скупчень, яка базується на комплексі геолого-гідрогеологічних ознак нафтогазових структур, має таку послідовність:

утворення водо-вуглеводневих систем у високотемпературних умовах (не нижче ніж 250 °С); їхня швидкоплинна вертикальна міграція зонами глибинних тектонічних розломів; розвантаження в пастках із диференціацією на вуглеводневу і водну системи (Гарасимчук & Лук'янчук, 2010; І. В. Колодій & Гарасимчук, 2019).

Вивчення різних аспектів геологічної будови Зовнішньої зони Передкарпатського прогину численними дослідниками вказує на існування сприятливих умов формування та збереження вуглеводневих покладів газу і нафти та дає можливість прогнозування нових перспективних площ у межах території досліджень. Оскільки відкриття великих за запасами родовищ мало ймовірно, то слід шукати інші нові можливості для пошуків нових покладів газу та освоєння тих, розробка яких дотепер вважалася нерентабельною.

Виклад основного матеріалу. Із метою вивчення площинної гідрохімічної зональності пластових вод нижньосарматських відкладів північно-західної частини Зовнішньої зони в попередніх роботах було опрацьовано та проаналізовано наявний фактичний матеріал і побудовано картосхеми мінералізації та генетичних коефіцієнтів rNa^+/rCl^- , Cl/Br , $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ (Гарасимчук та ін., 2019; В. Колодій та ін., 2006; Медвідь, 2011). Узагальнена геохімічна характеристика пластових вод сарматських відкладів подана в таблиці.

Класифікацій природних вод за їхнім хімічним складом дуже багато, однак найширше застосування в нафтовиків отримала класифікація В. О. Суліна, за якою природні води поділяються на чотири типи за характерним співвідношенням між найважливішими йонами, а далі – на групи та підгрупи за ознакою переважання різних аніонів і катіонів. Характерні відношення між йонами, що покладені в основу класифікації, виражені трьома коефіцієнтами, які В. А. Сулін назвав генетичними:

$$\frac{rNa^+}{rCl^-}, \frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}}, \frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}}.$$

З допомогою цих коефіцієнтів виокремлюють чотири генетичні типи вод, які приблизно відповідають певним умовам існування природних вод. Так, сульфатно-натрієвий і гідрокарбонатно-натрієвий типи вказують на континентальні умови, хлоридно-магнієвий – на морські, хлоридно-кальцієвий – на глибинні умови існування.

Особливості поширення підземних вод сарматських відкладів північно-західної частини Зовнішньої зони вивчали на систематизації та узагальненні 318 аналізів проб пластових вод. Для графічних побудов були використані найбільш характерні, а в окремих випадках – усереднені дані, виходячи з кількості аналізів та особливостей геологічної будови й умов формування кожного родовища газу.

Систематизація пластових вод нижньосарматських відкладів північно-західної частини Зовнішньої зони показала, що вони представлені всіма чотирма типами – хлоридно-кальцієвим, гідрокарбонатно-натрієвим, хлоридно-магнієвим та сульфатно-натрієвим.

Домінують води хлоридно-кальцієвого типу, на фоні якого локально виокремлюються інші типи вод. На шести газових родовищах проаналізовані пластові води лише хлоридно-кальцієвого типу – це район, де відкрито

Узагальнена геохімічна характеристика пластових вод нижньосарматських відкладів північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (від – до)

Район	Кількість аналізів	H, м	pH	M, г/дм ³	rNa ⁺ /rCl ⁻	rCa ²⁺ /rMg ²⁺	rSO ₄ ²⁻ · 100/rCl ⁻	Cl/Br	Тип води (за переважанням)
Свидниця– Макунів ¹	55	400–1740	5,5–7,5	2,17–189,59	0,66–1,57	0,03–6	0,03–16,38	51–1267	XK→ГН→ХМ
Хідновичі– Залужани ²	79	650–2765	4,5–10	1,53–149,94	0,7–1,73	0,19–19,83	0,01–5,6	73–2603	XK→ГН→ХМ→СН
Рудки– Грушів ³	45	702–3720	06–10,0	1,87–92,39	0,43–2,37	0,67–20	0,04–45,33	40–731	XK→ГН→ХМ
Меденичі– Кавсько ⁴	133	440–1699	4,5–8,8	0,13–189,9	0,6–1,86	0,23–12,39	0,01–58,4	37–1933	XK→ГН→ХМ→СН

Примітка. Включено родовища:

¹ Свидницьке, Вижомлянське, Вишнянське, Никловицьке, Макунівське;

² Хідновицьке, Садковицьке, Пинянське, Залужанське;

³ Рудківське, Городоцьке, Сусолівське, Майницьке, Грушівське, Східно-Довгівське;

⁴ Меденицьке, Південнограбінське, Грудівське, Більче-Волицьке, Гайське, Летнянське, Дашавське, Угерське, Опарське, Кавське.

і видобуто основні запаси газу (родовища Опарське, Дашавське, Південно-угерське, Кавське, Глинківське, Грудівське). Тільки на двох родовищах (Городоцькому та Малогорожанському), які розміщені на стику Зовнішньої зони зі Східноєвропейською платформою, серед проаналізованих проб хлоридно-кальцієвих вод не виявлено, хоча одна проба води на Городоцькому родовищі зі св. 5 горизонту $N_1 ds_1 - 5$ є хлоридно-магнієвою.

На чотирьох родовищах (Пинянському, Залужанському, Никловицькому та Грушівському) переважають гідрокарбонатно-натрієві води, трапляються хлоридно-магнієві. На решті родовищ присутні в тій чи іншій кількості різні типи вод, але з явним переважанням хлоридно-кальцієвих.

Значення мінералізації пластових вод у північно-західній частині зони змінюються в широких межах: від 0,13 до 213,52 г/дм³. Пониження значень мінералізації підземних вод спостерігається в північно-східному напрямку, що, імовірно, зумовлено впливом інфільтраційних вод, які потрапляють через зону зчленування платформи із Зовнішньою зоною (рис. 1). Найвищі значення мінералізації – у родовищах, розміщених уздовж Стебницького насуву (Гарасимчук та ін., 2019).

Загальною тенденцією для відкладів Зовнішньої зони є зростання мінералізації вод з глибиною і віковою (стратиграфічною) належністю. Однак на присутність гідрогеохімічної інверсії (пониження мінералізації пластових вод з глибиною) у нижньосарматських відкладах, як доволі поширеного локального явища, вказують проби з родовищ району Хідновичі–Залужани, де на глибинах понад 1500 м трапляються гідрокарбонатно-натрієві води низької мінералізації з достатньо високим вмістом сульфат-іона. Імовірно, у сарматські водоносні горизонти по лінії Стебницького насуву проникали прісні інфільтраційні води, які витіснили хлоридно-кальцієві, які існували тут раніше, або частково розбавили їх.

Різні варіації мінералізації пластових вод пов'язані головно з їхнім походженням та умовами формування. Так, пластові води із продуктивних горизонтів, на які вплинули води Самбірсько-Рожнятівського водонапірного басейну, відрізняються підвищеними значеннями мінералізації, хлор-бромного та сульфатного коефіцієнтів. Також на йонно-сольовому складі підземних вод позначився зв'язок водоносних горизонтів із зоною активного водообміну, що вплинуло на зменшення мінералізації та збільшення значень натрій-хлорного, хлор-бромного і сульфатного показників відповідно (Гарасимчук та ін., 2019).

У водах північно-західної частини Зовнішньої зони чітко виділяються дві зони високих значень коефіцієнта сульфатності $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ – на Городоцькому і Гайському родовищах він сягає 45–48 (рис. 2). На решті досліджуваної території він іноді перетинає межу 10. Понижені значення вмісту сульфатів та коефіцієнта сульфатності $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ вказують на умови, властиві гідрогеологічно замкненим структурам. Локально простежується збіднення пластових вод сульфат-іоном у напрямку наближення до газового покладу, що зумовлено біохімічним відновленням сульфатів за участі вуглеводневих газів.

Окрім високомінералізованих вод водоносних комплексів, на родовищах північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину

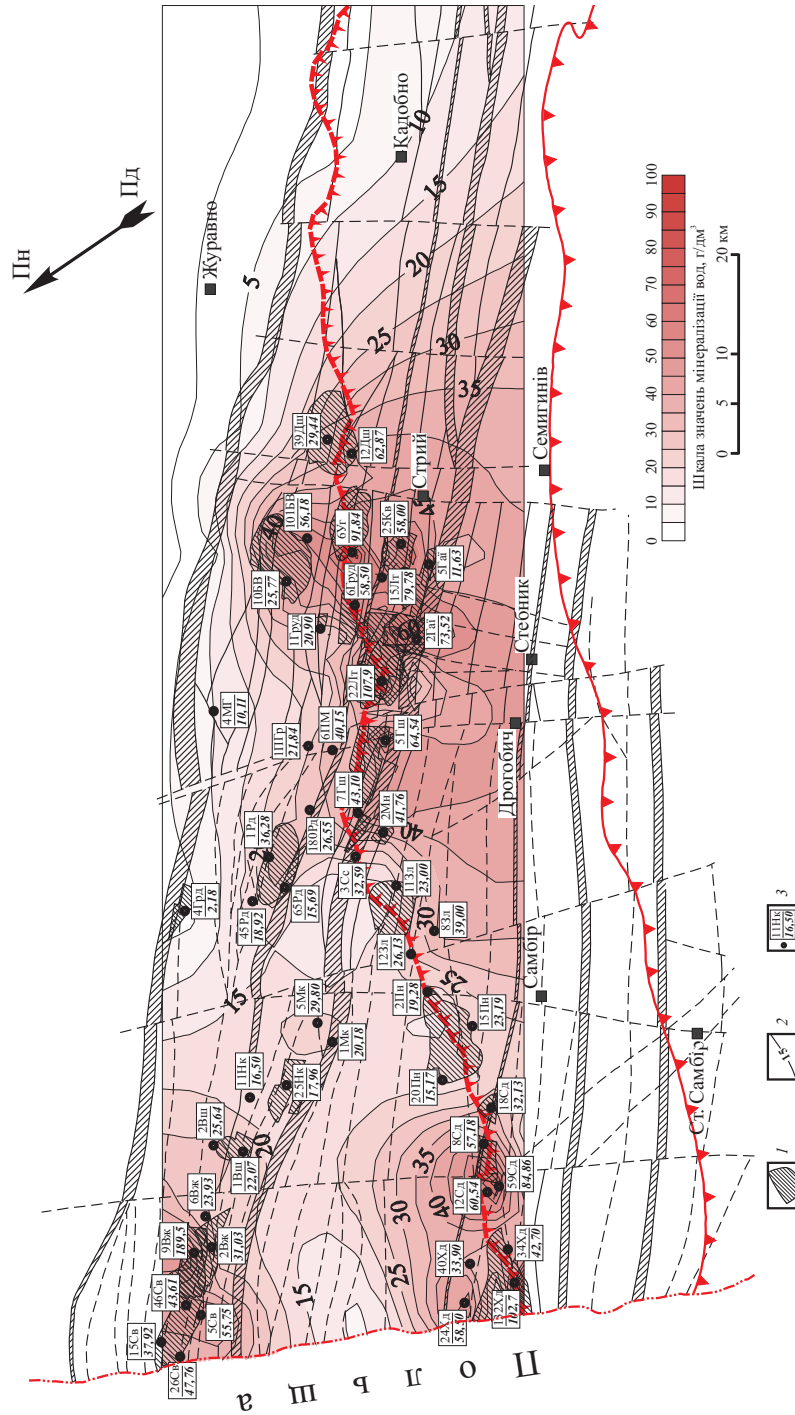


Рис. 1. Картохема значень мінералізації вод сарматських відкладів північно-західної частини Передкарпатського прогину (структурна основа О. С. Щерби (1990 р.)):
 1 – поклади газу в нижньосарматських породах-колекторах; 2 – ізольні значень мінералізації; 3 – свердловина, її назва та значення мінералізації води нижньосарматського горизонту, г/дм³

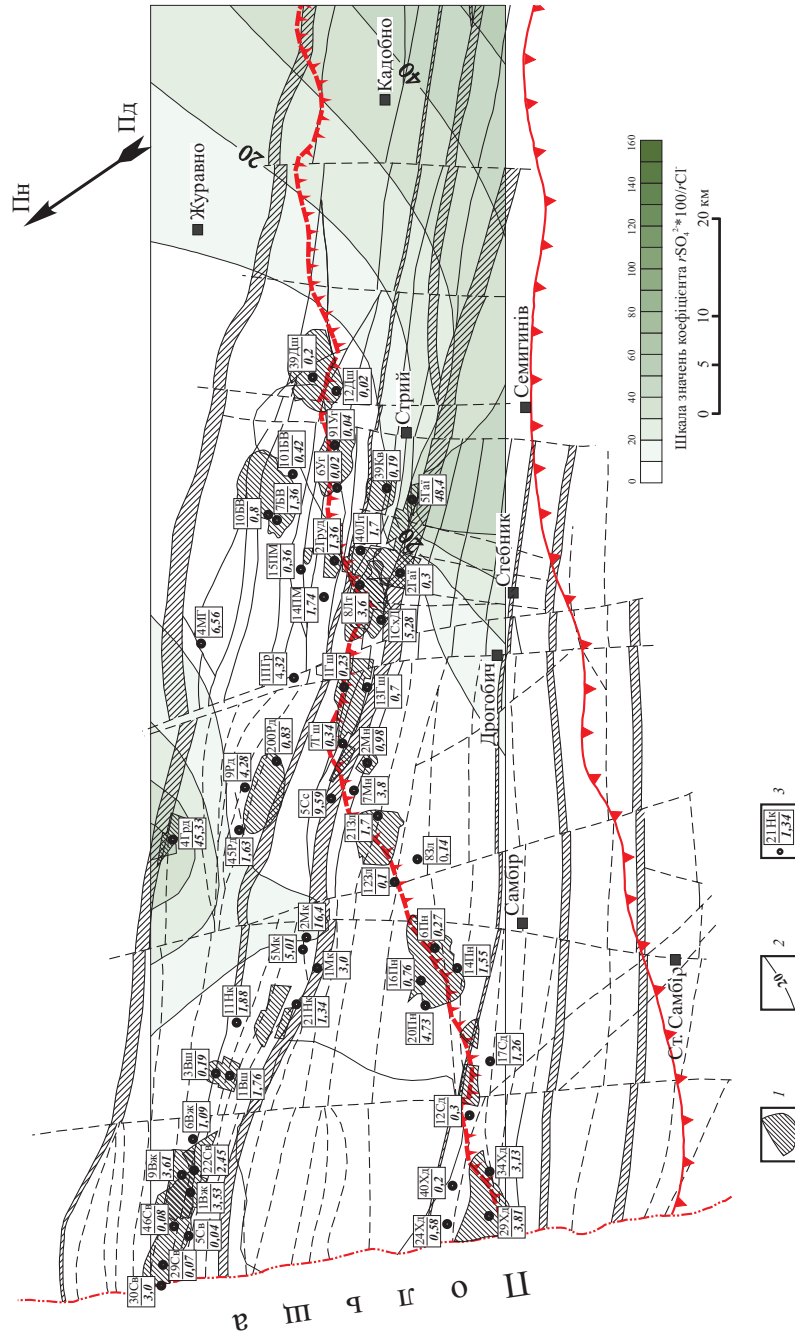


Рис. 2. Картохема значень коефіцієнта $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ у водах сарматських відкладів північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (структурна основа О. С. Щерби (1990 р.)):
 1 – поклади газу в нижньосарматських породах-колекторах; 2 – ізольні значень коефіцієнта $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$; 3 – свердловина, її назва та значення коефіцієнта $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ у воді нижньосарматського горизонту

трапляються прісні і слабкосолонуваті води хлоридно-гідрокарбонатного та гідрокарбонатно-хлоридного натрієвого і кальцієво-натрієвого складу, серед катіонів яких домінує натрій, а не кальцій. Такі води належать до конденсаційних, генетично пов'язаних з газовими чи газоконденсатними покладами. Наявність конденсаційних вод свідчить про утворення покладу внаслідок швидкоплинної вертикальної міграції газу у вільній фазі в геологічно недавньому минулому, що дає підстави використовувати їхню присутність як пошуковий критерій.

Перспективи нафтогазоносності. Вивчення й аналіз гідрогеохімічних показників водоносних комплексів досліджуваного регіону дають підстави стверджувати про сприятливі умови формування і збереження покладів газу. По всій досліджуваній території поширені головню високомінералізовані води хлоридного натрієвого і кальцієвого складу. Присутність сульфатів у них незначна, що свідчить про слабкий зв'язок підземних водоносних горизонтів із сучасними інфільтрогенними водами. Аномальні значення цього показника стосуються ділянки розміщення Городоцького родовища в зоні однойменного розлому та Гаївського родовища в зоні впливу Краковецького глибинного розлому.

Більш детальний аналіз гідродинамічних умов міоценових товщ у поєднанні з геохімічними особливостями водоносних комплексів на прикладі північно-західної частини досліджуваного регіону дозволяє нам виокремити кілька перспективних для пошуків покладів ВВ ділянок у його межах. Так, пониженими значеннями зведених тисків характеризується крайня північно-західна частина Угерсько-Косівського блоку до кордону з Польщею і обмежена регіональним Краковецьким розломом (рис. 3).

Це приблизно п'ятикілометрова смуга на захід від Свидницького родовища. Крайня північно-західна частина Крукеницької западини також потрапляє до числа перспективних. Тут ділянка баромінімуму значно ширша – на північний схід від Стебницького насуву та відомих родовищ Хідновицького й Садковицького – ділянка завширшки 12 км тягнеться до кордону з Польщею. Далі окреслюємо площу на схід від Вишнянського родовища газу на всю ширину Угерсько-Косівського блоку, майже до Рудківського родовища. Із північного заходу вона обмежена Городоцьким розломом. Найбільша зона баромінімуму пов'язана з Дрогобицько-Щирецьким поперечним розломом. Це смуга субмеридіонального простягання завширшки 12 км, що бере початок на північний схід від м. Дрогобич і простягається на північ та розширюється після Південнограбинського родовища на північний схід до Калуського розлому.

Генетичний показник метаморфізації пластових вод (rNa^+/rCl^-) у нашому випадку обернено залежний від мінералізації. Причому значення, більші за одиницю, концентруються смугою північно-східного простягання вздовж поперечних Дністерського і Монастирецького розломів.

Перспективними за співвідношенням rNa^+/rCl^- виглядають ділянки на північний схід від Хідновицького родовища, розташовані між кордоном з Польщею та Добромільським (Стрв'язьким) розломом, і ще одна сприятлива зона – на південь від Залужанського та Майницького родовищ, зі сходу вона обмежена Краковецьким розломом (рис. 4).

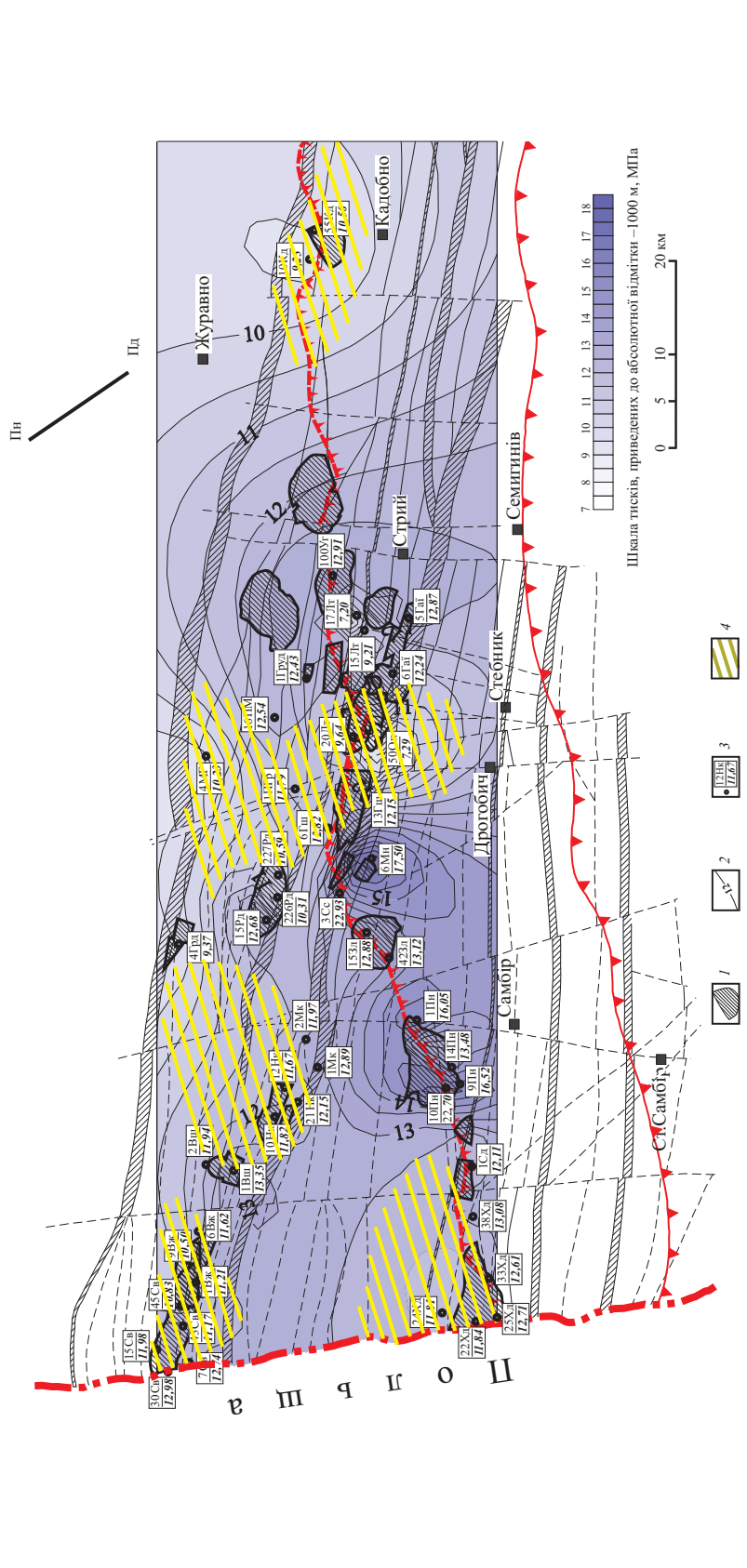


Рис. 3. Прогноз перспективних площ за даними сучасних гідробаричних умов у сарматських відкладах північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

1 – поклади газу в нижньосарматських породах-колекторах; 2 – ізолінії зведеного тиску, МПа; 3 – назва свердловини (у чисельнику) і пластовий тиск, зведений до абсолютної відмітки –1000 м, МПа (у знаменнику); 4 – перспективні площі

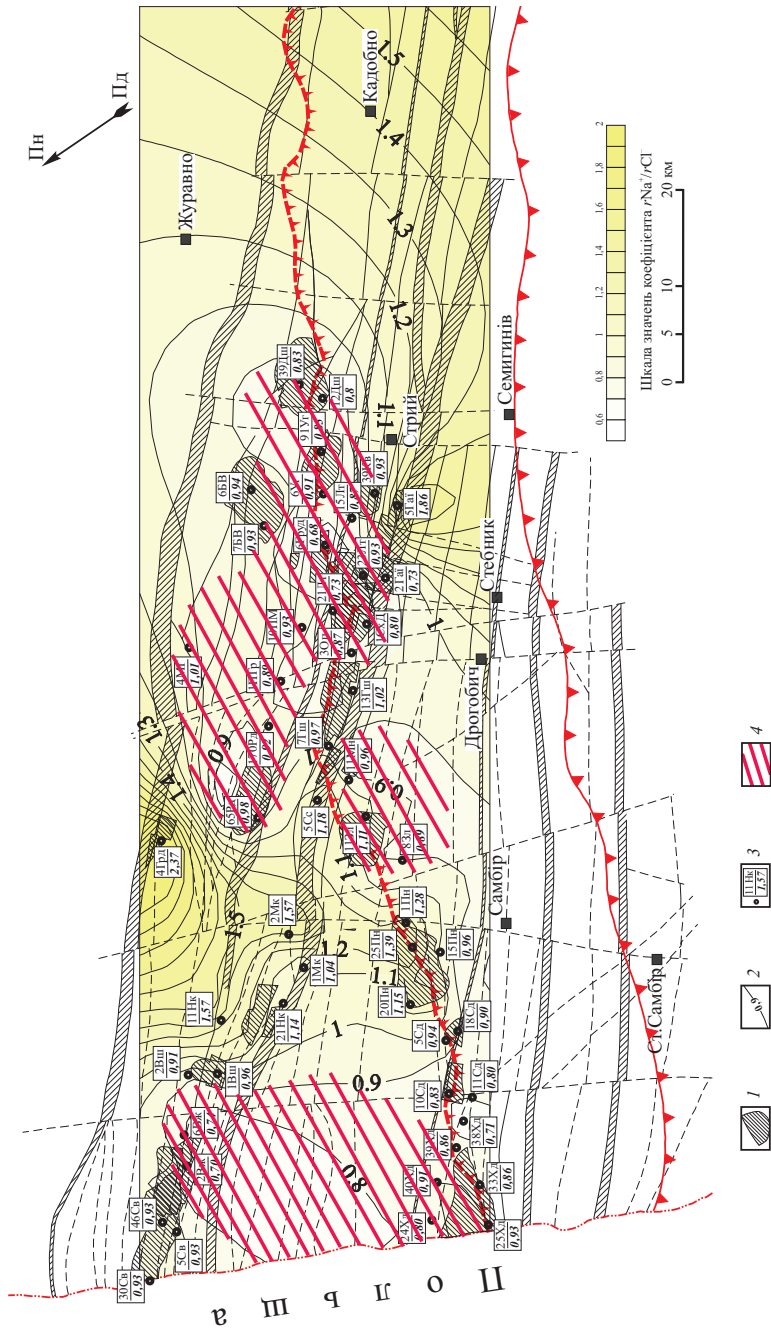


Рис. 4. Прогноз перелективних площ за даними генетичного показника rNa^+/rCl^- у сарматських відкладах північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

1 – поклади газу в нижньосарматських породах-колекторах; 2 – ізольні значень коефіцієнта rNa^+/rCl^- ; 3 – свердловина, її назва та значення коефіцієнта rNa^+/rCl^- у воді нижньосарматського горизонту; 4 – перелективні площі

Але найбільша площа з пониженими значеннями $r\text{Na}^+/r\text{Cl}^-$ розташована обабіч Дрогобицько-Щирецького поперечного розлому в межах Угерсько-Косівського блоку. Вона сягає від Рудківського родовища до Дашавського, дещо огинаючи лише Більче-Волицьке (див. рис. 4).

Характер коливань хлор-бромного коефіцієнта дозволив визначити такі перспективні ділянки: невелика площа на захід від Свидницького родовища до кордону з Польщею, її ширина не перевищує 7 км (рис. 5). Такого самого розміру ділянка виокремлена на північний схід від Хідновицького родовища. Наступна сприятлива для пошуку покладів вуглеводнів зона утворилася між Добромильським та Монастирецьким розломами (від Садковицького до Пинянського родовища), її ширина становить 8–10 км. В Угерсько-Косівському блоці виділена значна за розмірами площа простягнулася від Вишнянського родовища до Рудок, де, значно звужуючись, досягає Стебницького насуву. Ще одна перспективна зона з заходу огинає Більче-Волицьке родовище, повз Південнограбинське та Північномеденицьке досягає Стебницького насуву, а далі – між Більче-Волицьким та Дашавським сягає Калуського розлому.

Наші прогнози щодо перспектив газонасності Крукеницької западини збігаються з такими ж прогнозами дослідників з ІФНТУНГУ (Мончак та ін., 2014) за оцінкою розташування газових родовищ відносно локальних аномалій гравітаційного поля. Автори вказують на приуроченість до від'ємних аномалій таких родовищ, як Хідновицьке, Садковицьке, Пинянське, Залужанське. Свої прогнози пов'язують з ділянками від'ємних локальних аномалій, що розташовані на південний захід від Садковицького газового родовища.

Така сама перспективна ділянка розташована на північ від Залужанського і Майницького родовищ. На її північній окраїні, що оконтурена від'ємною локальною аномалією, розташоване Новосільське газове родовище.

Інша зона газонагромадження пов'язана з додатними локальними аномаліями гравітаційного поля, що розташовані між Краковецьким і Городоцьким розломами. Ця зона включає два контури додатних локальних аномалій. Перший – безпосередньо прилеглий до Краковецького тектонічного порушення, до якого приурочені вищезазначені родовища. Другий контур розташований на північний схід від першого та межує з Городоцьким тектонічним розломом, до якого приурочені Городоцьке, Турабівське, Малогорожанське, Рубанівське газові родовища.

У цих зонах додатних локальних аномалій є цілий ряд підняття у донеогеновому фундаменті, які потрібно вважати перспективними в нафтогазонасному відношенні. Перспективи пов'язуються як з неогеновими, так і мезозойськими (крейда, юра) відкладами і навіть із зонами розущільнення в до-мезозойському фундаменті.

Інша група дослідників спостерігала за зміною величин пористості та ефективних товщин сармату для горизонтів НД-15, НД-9 та ВД-13 (Владика та ін., 2014).

У горизонті НД-15 пористість коливається в межах 14–19,2 %. Максимальні значення зафіксовані в районі Грушівського, Гаївського, а мінімальні – у районі Макунівського, Залужанського і Сусолівського родовищ. Ефективні товщини змінюються від 2,6 м (Гаївське родовище) до 23,2 м

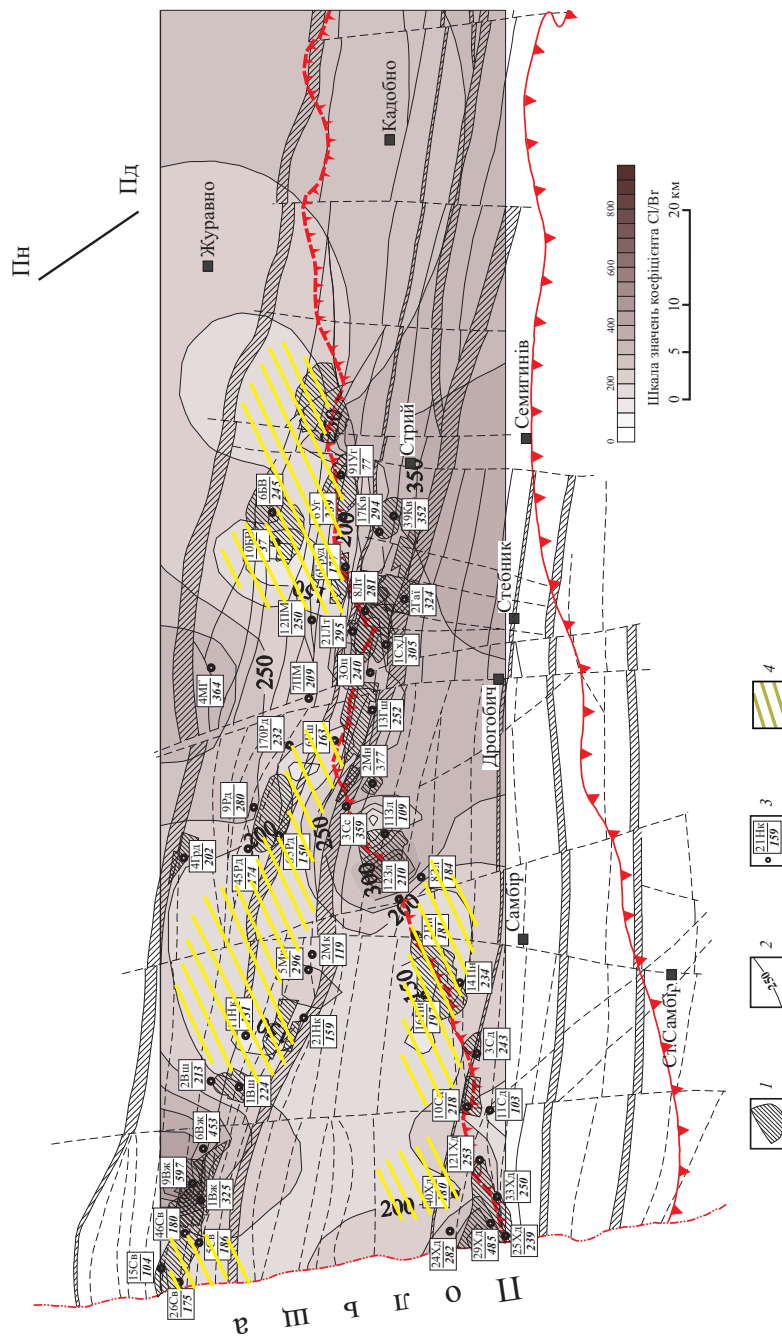


Рис. 5. Прогноз перспективних площ за даними генетичного показника СІ/Вг у сарматських відкладах північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину:

1 – поклади газу в нижньосарматських породах-колекторах; 2 – ізольовані значення коефіцієнта СІ/Вг; 3 – свердловина, її назва та значення коефіцієнта СІ/Вг у воді нижньосарматського горизонту; 4 – перспективні площі

(Залужанське родовище). Середня частина розрізу, представлена горизонтом НД-9, має вищі показники пористості – від 12,0 % (Кавське родовище) до 25,8 % (Угерське родовище). Ефективні товщини порівняно з горизонтом НД-15 також зростають, максимальні значення сягають 48,0 м (Залужанське родовище). Для верхнього із вибраних горизонтів (ВД-13) пористість порідколекторів змінюється в діапазоні від 8,9 % (Хідновицьке газове родовище) на північному заході до 22,0 % (Дашавське газове родовище) на південному сході. Відзначається тенденція збільшення ефективних товщин у протилежному напрямку – від 6,0 м (Дашавське газове родовище) до 24,0 м (Свидницьке газове родовище).

Виявлені авторами тенденції зміни колекторських властивостей порід вказують, що для горизонту ВД-13 відкрита пористість зменшується з південного сходу на північний захід, натомість ефективні товщини зростають. Для горизонту НД-9 спостерігається та сама закономірність, за винятком Залужанського газового родовища, де ефективна товщина досягає 48 м. Для горизонту НД-15 пористість навпаки зменшується в тому самому напрямку, а ефективна товщина зростає (Владика та ін., 2014). Побудовані дослідниками карти зміни пористості й ефективних товщин відображають контури перспективних ділянок горизонтів, які умовно обмежені значеннями пористості – 7 %.

Представлені нами прогнози за гідрогеохімічними показниками цілком узгоджуються з наведеними, особливо для таких ділянок: на захід від Садковицького родовища аж до кордону з Польщею, у крайній північно-західній частині Угерсько-Косівського блоку – ділянка від Вижомлянського родовища на південний схід, та в межах центральної частини Угерсько-Косівського блоку від Никловицького до Летнянського родовища, де в районі Рудок приєднується ще одна перспективна ділянка, що простягається майже до Городоцького родовища.

Проведений раніше аналіз палеогідродинамічних умов північно-західної частини Зовнішньої зони також вказує на те, що вони сприяли формуванню покладів вуглеводнів саме цих територій (рис. 6).

Висновки. У крайній північно-західній частині Зовнішньої зони Передкарпатського прогину збережені реліктові таласогенні седиментогенні води баденського та сарматського віків. Причиною цьому була доволі закрита гідродинамічна обстановка цих товщ та низький показник інтенсивності інфільтраційного водообміну.

Найбільш поширений тип вод нижньосарматських відкладів північно-західної частини Зовнішньої зони – це солянки хлоридного кальцієво-натрієвого та хлоридного натрієвого складу, причому переважає перший із тенденцією локалізації до поздовжніх регіональних розломів та до зони Стебницького насуву. Інші два типи вод – сульфатно- і гідрокарбонатно-натрієвий – мають специфічне поширення у формі смуг, видовжених уздовж краю платформи, що є зоною живлення горизонтів Зовнішньої зони.

Регіональні гідрохімічні ознаки сарматського водоносного комплексу Зовнішньої зони Передкарпатського прогину вказують на пов'язаність газових покладів з усіма генетичними типами вод, які поширені на цих теренах. У межах локальних полів поклади тяжіють до ділянок з підвищеною мінералізацією та ознаками інтенсивних постседиментогенних процесів, які відображаються

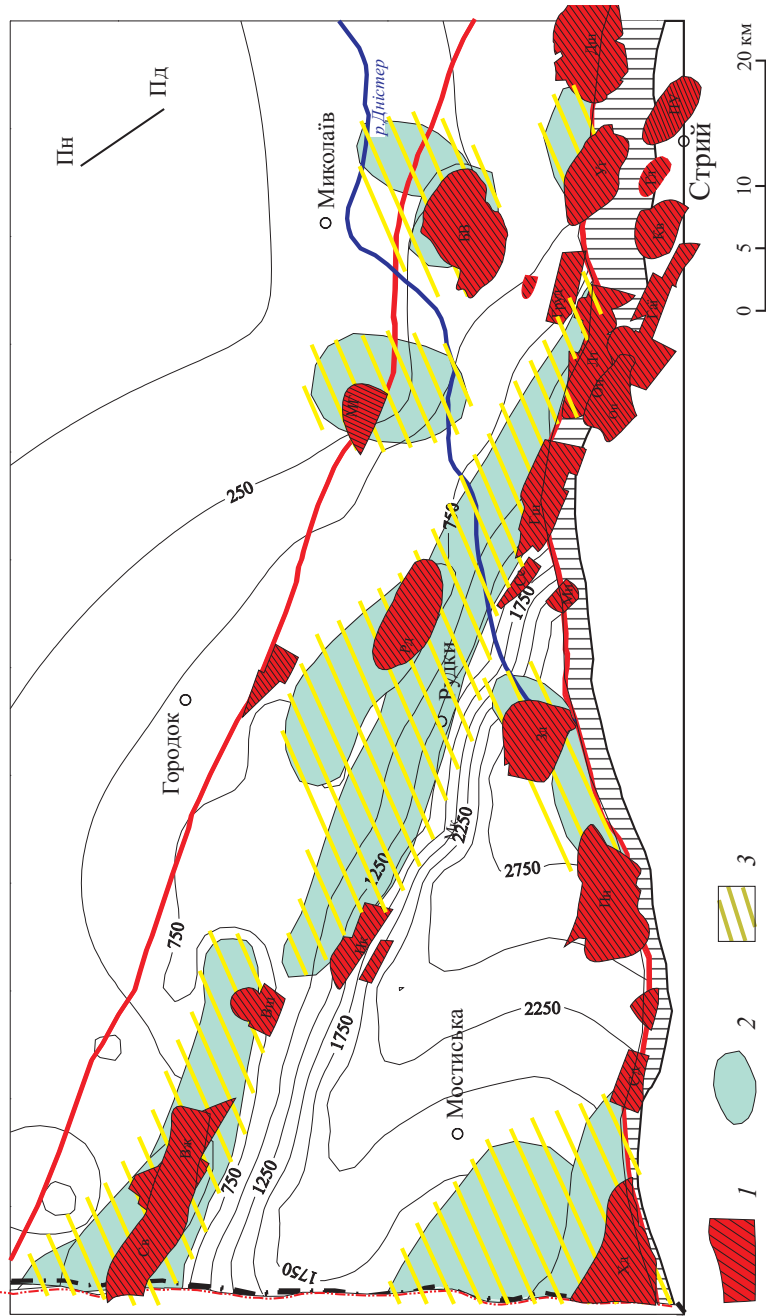


Рис. 6. Прогноз перспективних площ за даними палеогеодинамічних реконструкцій у сарматських відкладах північно-західної частини Зовнішньо-карпатського прогину:

1 – контури покладів; 2 – контури п'єзомінімумів; 3 – перспективні площі

пониженими значеннями коефіцієнтів $r\text{Na}^+/\text{rCl}^-$ та $r\text{SO}_4^{2-} \cdot 100/\text{rCl}^-$. Відповідні умови притаманні гідрогеологічно замкненим структурам, на розташування яких вказують палеогідродинамічні побудови та розрахунки.

Виявлені і деталізовані перспективні ділянки для пошуку нових газових родовищ значно підвищують перспективи газонасності всієї дослідженої території Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

- Багрій, І. Д. (2016). Сучасні наукові підходи до розроблення екологічно орієнтованих технологій пошуків родовищ вуглеводнів та підземних вод (за матеріалами наукової доповіді на засіданні Президії НАН України 14 вересня 2016 р.). *Вісник Національної академії наук України*, 10, 18–26.
- Багрій, І., Гладун, В., Знаменська, Т., & Янцевич, О. (2005). Застосування оптимального комплексу нетрадиційних методів з метою прогнозування перспективних нафтогазоносних площ на морському шельфі. *Геолог України*, 3, 20–29.
- Вишняков, І. Б., Вуль, М. Я., Гоник, І. О., Зур'ян, О. В., & Старинський, В. О. (2014). Сучасний стан вуглеводневої сировинної бази західного нафтогазоносного регіону України та основні напрями геологорозвідувальних робіт щодо її освоєння. *Мінеральні ресурси України*, 4, 33–38.
- Владика, В. М., Нестеренко, М. Ю., Балацький, Р. С., & Лата, Р. І. (2014). Закономірності просторового розподілу емнісних властивостей порід-колекторів у сарматських відкладах неогену Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. *Геодинаміка*, 1(16), 43–49. <https://doi.org/10.23939/jgd2014.01.043>
- Гарасимчук, В., & Лук'янчук, Д. (2010). Гідрогеологічні аспекти газонасності верхньобаденських відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3–4(152–153), 125–141.
- Гарасимчук, В., Медвідь, Г., Кость, М., & Телегуз, О. (2019). Палео- та сучасні гідрогеологічні умови Більче-Волицької зони Карпатської нафтогазоносної провінції. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 2(179), 68–83. <https://doi.org/10.15407/ggcm2019.02.068>
- Заяць, Х. Б. (2013). *Глибинна будова надр Західного регіону України на основі сейсмічних досліджень і напрямки пошукових робіт на нафту та газ*. Львів: Центр Європи.
- Іванюга, М. М. (Ред.). (1998). *Атлас родовищ нафти і газу України: Т. 4. Західний нафтогазоносний регіон*. Львів: Центр Європи.
- Колодій, В. В. (1981). Сверхгидростатические пластовые давления и нефтегазоносность. *Советская геология*, 6, 21–30.
- Колодій, В. В., & Лихоманова, И. Н. (1978). Термобарические аспекты нефтегазоносности водонапорных систем Предкарпатского прогиба. *Геология и геохимия горючих ископаемых*, 51, 6–12.
- Колодій, В. В. (2000). Гідрогеохімічні докази глибинного походження нафти і газу. У *Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології* (Т. 1, с. 191–201). Київ: Карбон Лтд.
- Колодій, В. В., Бойко, Г. Ю., Бойчевська, Л. Т., Братусь, М. Д., Величко, Н. З., Гарасимчук, В. Ю., Гнилко, О. М., Даниш, В. В., Дудок, І. В., Зубко, О. С., Калюжний, В. А., Ковалишин, З. І., Колтун, Ю. В., Копач, І. П., Крупський, Ю. З., Осадчий, В. Г., Куровець, І. М., Лизун, С. О., Наумко, І. М., . . . Щерба, О. С. (2004). *Карпатська нафтогазоносна провінція*. Львів; Київ: Український видавничий центр.
- Колодій, В. В., & Калюжний, Ю. В. (1977). Динаміка пластових тисків при зануренні осадочних товщ. *Доповіді Академії наук УРСР. Серія Б*, 5, 396–400.
- Колодій, В., & Медвідь, Г. (2008). Гідрогеохімічні особливості Летнянського газоконденсатного родовища (Українське Передкарпаття). *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3(144), 88–97.

- Колодій, В., Медвідь, Г., Гарасимчук, В., Паньків, Р., Величко, Н., & Добущак, М. (2006). Гідрогеологія нафтових і газових родовищ Карпатської нафтогазоносною провінції. Частина I. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3–4, 140–159.
- Колодій, І. В., & Гарасимчук, В. Ю. (2019). Гідрогеологічні ознаки міграції вуглеводнів та формування їхніх родовищ. У *Здобутки і перспективи розвитку геологічної науки в Україні*: збірник тез наукової конференції, присвяченої 50-річчю Інституту геохімії, мінералогії та рудоутворення імені М. П. Семененка (14–16 травня 2019 р.) (Т. 2, с. 55–56). Київ.
- Крупський, Ю. З. (2001). *Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України*. Київ: УкрДГРІ.
- Крупський, Ю. З., Андрейчук, М. М., & Чепіль, П. М. (2006). Обстановки осадконагромадження в міоцені Зовнішньої зони Передкарпатського прогину і нафтогазоносність. *Геологічний журнал*, 2, 27–41.
- Маєвський, Б. Й., & Куровець, С. С. (2016). Генезис вуглеводнів і формування їх покладів як основа прогнозування нафтогазоносності глибокостанурених горизонтів осадових басейнів. *Географія і геологія. Секція 13*. <https://www.sworld.com.ua/simproz6/75.pdf>
- Медвідь, Г. Б. (2011). Гідрогеохімічні особливості нижньосарматських відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. У *Ресурси природних вод Карпатського регіону (Проблеми охорони та раціонального використання)*: матеріали ІХ Міжнародної науково-практичної конференції (Львів, 19–20 травня 2011 р.) (с. 46–51). Львів: ЛьВЦНТЕІ.
- Медвідь, Г. (2013). До питання генези підземних вод та формування покладів газу у міоценових товщах північно-західної частини Зовнішньої зони. У *Сучасні проблеми геології*: збірник наукових праць до 155-річчя з дня народження П. А. Тутковського (Київ, 15–17 травня 2013 р.) (с. 312–317). Київ: Фітон.
- Медвідь, Г. (2018). Палеогідрогеологічна характеристика міоцену північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3–4(176–177), 73–85.
- Мончак, Л. С., Анікеєв, С. Г., Маєвський, Б. Й., & Куровець, С. С. (2014). Про перспективи газоносності глибокостанурених горизонтів Крукеницької западини. *Нафтогазова галузь України*, 3, 16–18. https://www.naftogaz.com/files/journal/3_2014_preview.pdf
- Орлов, О. О., Каліній, Т. В., & Каліній, Ю. А. (2014). Перспективи нафтогазоносності Волино-Подільської плити і Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Нафтогазова галузь України*, 3, 11–15. https://www.naftogaz.com/files/journal/3_2014_preview.pdf
- Орлов, О. О., Локтев, А. В., Трубенко, О. М. та ін. (2004). Формування газових покладів в тонкошаруватих пачках піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. У *Нафта і Газ України–2004*: матеріали VIII Міжнародної науково-практичної конференції (Судак, 29.09–01.10.2004) (с. 215–218). Львів: Центр Європи.
- Орлов, О. О., Омельченко, В. Г., Трубенко, О. М., & Омельченко, Т. В. (2009). Методика кількісного визначення температурного впливу на енергетичні властивості покладів вуглеводнів. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, 2, 37–43.
- Щерба, В. М., Павлюх, І. С., & Щерба, А. С. (1987). *Газовые месторождения Предкарпатья*. Киев: Наукова думка.

Стаття надійшла:
14.04.2021 р.

**Halyna MEDVID, Olga TELEGUZ, Vasyl HARASYMCHUK,
Maria KOST', Solomiya KALMUK**

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals
of National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv, Ukraine,
e-mail: igggk@mail.lviv.ua

**PROSPECTS FOR OIL AND GAS PRESENCE
OF LOWER SARMATIAN DEPOSITS IN THE NORTH-WESTERN PART
OF THE OUTER ZONE OF THE CARPATHIAN FOREDEEP
(by hydrogeochemical and hydrodynamic indicators)**

The hydrogeochemical parameters of the Lower Sarmatian aquifer of the north-western part of the Outer Zone of the Carpathian Foredeep have been studied. The waters of the chloride-calcium type (according to the classification of V. O. Sulin) are dominated. Other types of water are distributed locally. On the basis of the calculated genetic coefficients, the conclusion on sedimentogenic conditions of their forming during a geological history of the region is made.

It is established that the general tendency for the deposits of the Outer Zone is increasing of TDS of water with depth and stratigraphy. The waters of the north-western part of the Outer Zone are characterized by reduced values of sulfate content and sulfation coefficient $r\text{SO}_4^{2-} \cdot 100/r\text{Cl}^-$, indicating the conditions of hydrogeological closed structures.

The genetic index of formation water metamorphism ($r\text{Na}^+/r\text{Cl}^-$) is mainly inversely dependent on TDS. Its values greater than one are inherent in waters of hydrocarbonate-sodium and sulfate-sodium types, which are not typical for the hydrocarbon deposits. The nature of fluctuations in the values of the chlorine-bromine coefficient is fully consistent with other hydrochemical parameters and the results of paleohydrodynamic reconstructions.

A detailed analysis of the current hydrodynamic situation of Lower Sarmatian aquifer in combination with geochemical features and paleohydrodynamic reconstructions allowed to identify the perspective structures of the studying region.

Our forecasts for the gas potential of the Krukenychy depression are consistent with the forecasts of researchers of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas. The results of their research are based on gravitational field anomalies.

Keywords: hydrogeological criteria, hydrogeochemical features, hydrocarbons, Outer Zone, Carpathian Foredeep.