

УДК 553.98:556.3(477.8)

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

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів,
e-mail: v_harasymchuk@ukr.net

**ПАЛЕО- ТА СУЧАСНІ ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ
БІЛЬЧЕ-ВОЛИЦЬКОЇ ЗОНИ
КАРПАТСЬКОЇ НАФТОГАЗОНОСНОЇ ПРОВІНЦІЇ**

На основі палео- та сучасних гідрогеологічних ознак встановлено просторово-часовий механізм формування і збереження покладів газу та нафти в Більче-Волицькій зоні Карпатської нафтогазоносною провінції.

Часовий інтервал припадає на останній цикл гідрогеологічного розвитку. Чинниками міграції водо-вуглеводневих сумішей із глибоких піднасувних структур Карпат були геодинамічні та вторинні геостатичні навантаження, які проявилися протягом динамо-елізійного етапу (пізній баден – по сьогодні), розвиток якого зумовили насувотворні рухи покривів. Розрахунки часу збереження покладів газових родовищ встановили, що їхній вік не перевищує 6 млн років.

Південно-західна спрямованість руху палео- та сучасних інфільтрогенних вод у поєднанні зі зворотною динамо-елізійною спричинили існування тут затиснутої між ними гідродинамічно зрівноваженої системи, яка вирізняється сприятливими умовами для формування і збереження покладів вуглеводнів.

З'ясовано пов'язаність п'єзомаксимумів із ділянками тектонічних порушень, головним чином, поперечних, що вказує на шляхи перетоків водо-вуглеводневих сумішей із глибоких горизонтів. Площі розвантаження (перспективні в плані пошуків нових покладів) обмежені локальними п'єзомінімумами на тлі регіональних гідробаричних полів. Сприятливими для локалізації вуглеводневих покладів є площі палеоп'єзомінімумів прирозломної частини Угерсько-Косівського блоку на межі зі Східноєвропейською платформою.

Результати бароосмотичного аналізу гідрогеологічних умов газових та нафтових родовищ виявили бароосмотичні потоки молекул води в товщах глинистих порід, їхні інтенсивності і напрями руху та взаємозв'язки з покладами.

Ключові слова: Більче-Волицька нафтогазоносна зона, палеогідрогеологія, палеогеографія, палеогідрохімія, гідрогеохімія, палеогідродинаміка, елізія, інфільтрація, бароосмос.

Вступ. Більче-Волицька нафтогазоносна зона (НГЗ) є одним із найбільших районів Західного нафтогазоносного регіону України за відкритими родовищами газу та нафти, ресурсами і запасами природного газу та перспективами

відкриття нових родовищ. Поклади газу більшості родовищ поширені в неогенових теригенних відкладах (Колодій та ін., 2004). На сьогодні найперспективнішими об'єктами для пошукового буріння в межах цього району розглядають платформні теригенно-карбонатні утворення (юри, крейди і палеогену) автохтону піднасуву Карпат на глибинах понад 6 км (його південно-східна частина) (Лазарук, 2019).

Методи досліджень, які базуються на вивченні палео- та сучасних гідрогеологічних умов водоносних комплексів, дають можливість з'ясувати просторово-часові механізми формування вуглеводневих скупчень, встановити регіональні та локальні критерії нафтогазоносності, виокремити сприятливі для пошуків геологічні структури.

Методологія досліджень. Вивчення історії палеогідрогеологічного розвитку району досліджень базувалося на ретроспективних опублікованих та неопублікованих даних із тектонічних, літолого-стратиграфічних, палеогеографічних, палеокліматичних, палео- та сучасних гідрохімічних, гідробаричних і гідрогеотермічних характеристик осадових товщ Більче-Волицької НГЗ. Основним джерелом первинної інформації були фонди Інституту геології і геохімії горючих копалин (ІГГК) НАН України, справи свердловин (фонди ДП «Західукргеологія» НАК «Надра України» і ДК «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України»).

Для вирішення поставлених завдань використано комплексну методику гідрогеологічного аналізу із застосуванням сучасних методів статистичного та графічного опрацювання фактичного матеріалу з допомогою комп'ютерних програм.

Огляд попередніх досліджень. Попередні гідрогеологічні дослідження Більче-Волицької НГЗ висвітлюють питання походження вод та їхнього взаємозв'язку з нафтогазоносністю. Зокрема, розгорнуті висновки стосовно генетичних типів вод та умов їхнього формування наведено в праці (Бабинец, Мальская, 1975). Дослідивши гідрохімічні та гідродинамічні особливості водоносних горизонтів, В. М. Щепак (1965) встановив можливість підтоку інфільтрогенних вод з боку Східноєвропейської платформи. Суттєвий внесок у розуміння природи підземних вод Карпатської нафтогазоносною провінції, і зокрема Більче-Волицької зони, зробив В. В. Колодій на основі вивчення ізотопного розподілу в них атомів кисню і водню (Колодій, Койнов, 1984). Питання походження підземних вод Карпатського регіону вивчали також Р. М. Новосілецький, К. С. Гавриленко, А. Ф. Романюк. Проблемами постседиментогенних процесів у водах досліджуваного регіону займалися С. В. Кушнір, М. І. Спринський та ін.

Геологічна характеристика. У роботі використано схему тектонічного районування О. С. Щерби (Колодій та ін., 2004), яка за характером поширення різновікових відкладів, що виходять на донеогенову поверхню, у Зовнішній (Більче-Волицькій) зоні виокремлює п'ять частин. Перша – Крукеницький блок із переважанням метаморфізованих відкладів зеленосланцевої фації. Друга – північно-західна частина Угерсько-Косівського блоку, обмежена поздовжніми Городоцьким, Краковецьким та поперечним Дрогобицько-Щирецьким глибинними розломами, представлена полем розвитку, головним чином, юрських утворень. Третя – центральна частина Угерсько-Косівського

блоку, яка характеризується розвитком сенонських відкладів, а на південно-західній окраїні (уздовж занурених блоків) присутністю сеноман-альбських і юрських відкладів. Четверта – відповідає зоні поперечних глибинних дислокацій, у якій фіксується Коршівський та Коломийський грабени, де розвинуті палеозойські, юрські, апт-сеноманські відклади. П'ята – Покутсько-Буковинська (південно-східна) частина, обмежена Покутським та Сучавським поперечними розломами. Вона характеризується майже суцільним полем розвитку турон-сенонських відкладів, за винятком ділянок (зони Косівського і Ковалівського скидів), де на занурених північно-східних бортах блоків виходять палеозойські, юрські та альб-сеноманські відклади. Згідно з цією схемою, до Зовнішньої зони належить чотири повздовжні одиниці: Угерсько-Косівська, Крукеницька, Сторожинецька підзони та Добромильський блок.

Більче-Волицька (Зовнішня) зона Передкарпатського прогину простягається з північного заходу на південний схід на понад 300 км. По системі повздовжніх скидів, амплітудами до 2 км, південно-західна частина Більче-Волицької зони східцеподібно занурюється під покриви Внутрішньої. Крім повздовжніх, геоструктура Більче-Волицької зони ускладнена мережею поперечних розломів, із незначними амплітудами вертикальних зміщень.

Зона сформована платформними літологічними комплексами рифею, палеозою і мезозою, які незгідно перекриті верхньоміоценовими моласами (карпат, баден та сармат).

Нафтогазоносність. Зовнішня зона Передкарпатського прогину, згідно зі схемою нафтогазогеологічного районування території України, відповідає Більче-Волицькій НГЗ Карпатської нафтогазоносною провінції (НГП) (Колодій та ін., 2004).

У межах Більче-Волицької НГЗ на нині відкрито 53 родовища, з яких два – нафтові та нафтогазові, решта – газові і газоконденсатні. Поклади вуглеводнів пов'язані з відкладами юри, альб-сеноману, сенону, еоцену, гелльвету, тортону, сармату (Атлас..., 1998; Вишняков та ін., 2014).

Скупчення нафти і газу в мезозойському поверсі автохтону Зовнішньої зони пов'язані з давніми ерозійно-тектонічними структурами, покрішками яким слугують потужні глинисті міоценові товщі, а також глинисто-соленосні утворення покривів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Неогенові відклади газоносні вздовж усього прогину, проте 90 % усіх запасів встановлені в північно-західній частині зони, де найбільші потужності верхньоміоценових молас. Основні типи покладів масивні, масивно-пластові, пластові склепінні, пластові літологічно і тектонічно екрановані та літологічно обмежені (Колодій та ін., 2004).

Історія і періодизація гідрогеологічного розвитку. Виходячи зі спільності рис палеотектонічного та палеогеографічного розвитку північно-західної і центральної частин Зовнішньої зони Передкарпатського прогину і відмінності у формуванні південно-східної, їх періодизація проведена окремо.

Північно-західна і центральна частини Зовнішньої зони. Палеогідрогеологічний розвиток північно-західної і центральної частин Зовнішньої зони (починаючи від кембрійської системи) складений сімома гідрогеологічними циклами.

Встановлено, що сумарна тривалість інфільтраційних етапів у північно-західній і центральній частинах Зовнішньої зони протягом фанерозою становила 357,3 млн років. Тривалість елізійних етапів – 165 млн років. Відношення тривалості інфільтраційних етапів до елізійних – 2,1. Такі ознаки вказують на значну «промитість» геологічних структур регіону вивчення.

Найтривалішим та найінтенсивнішим інфільтраційним промиттям характеризуються інфільтраційні етапи третього (показник інтенсивності інфільтраційного водообміну (ППВ) становив 3763, тривалість – 207,8 млн років) та п'ятого (ППВ – 956, тривалість – 52,6 млн років) гідрогеологічних циклів. Зокрема, значна інтенсивність і тривалість інфільтраційного етапу п'ятого гідрогеологічного циклу (P_1-N_1kr) відобразилася повним розмиттям палеогенових утворень та значним розчленуванням палеорельєфу. Зрозуміло, що такі гідрогеологічні умови не сприяли збереженню вуглеводневих скупчень, якщо такі існували на той час (Медвідь, 2018). Водночас встановлено, що впродовж динамо-елізійного етапу останнього гідрогеологічного циклу, що почався з карпатію і тривав до кінця сармату, із зануренням осадових товщ на глибину водонапірна система міоценових відкладів північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину переходить від зони інтенсивного водообміну до зон утрудненого та вельми утрудненого. Тобто, створюються необхідні умови для збереження покладів. Так, для верхньобаденського водоносного комплексу показник елізійного водообміну в геологічній ретроспективі змінювався (від-до): $1,79 > 0,74 > 0,53 > 0,10$; для нижньодашавського – $0,68 > 0,43 > 0,04$; для верхньодашавського – $1,98 > 0,24$ (Медвідь, 2018).

Південно-східна частина Зовнішньої зони, порівняно з північно-західною та центральною, характеризується меншим промиттям осадових товщ. Так, сумарна тривалість інфільтраційних етапів тут протягом фанерозою становила 348,5 млн років. Тривалість елізійних етапів – 190,1 млн років. Відношення тривалості інфільтраційних етапів до елізійних – 1,83.

Найтривалішим та найінтенсивнішим інфільтраційним промиттям характеризуються інфільтраційні етапи другого (ППВ – 6154, тривалість – 221,5 млн років) та четвертого (тривалість – 46,6 млн років, ППВ не розраховувався з огляду на відсутність у розрізі витриманих піщанистих відкладів) гідрогеологічних циклів. Відповідно такі гідрогеологічні умови протягом цих циклів також не сприяли збереженню вуглеводневих скупчень.

Найсприятливішим часовим інтервалом формування та збереження покладів вуглеводнів для північно-західної та південно-східної частин Більче-Волицької НГЗ є елізійний та динамо-елізійний етапи останнього циклу гідрогеологічної історії розвитку, який розпочався 22 млн років тому і триває дотепер (Гарасимчук та ін., 2004).

Палео- та сучасні гідродинамічні умови. Результати палеогідродинамічних реконструкцій показали, що основна частина розвіданих газових родовищ регіону локалізується в межах успадкованих п'езомінімумів. Палеоп'езомінімуми приурочені до областей відносних піднять, у яких тиски значно менші і куди через це був спрямований рух флюїдів.

Проведені палеогідродинамічні реконструкції дозволили також виокремити перспективні ділянки зі сприятливими палеогідродинамічними умовами для розвідки покладів вуглеводнів. Зокрема, у косівських відкладах

верхнього бадену – це північно-східна прирозломна частина Крукеницького блоку з витягнутою, північно-західного простягання, зоною розвантаження елізійних вод. У відкладах нижньо- і верхньодашавської підсвіт (нижнього сармату) перспективними є крайні північно-західні частини Крукеницького та Угерсько-Косівського блоків із ділянками чітко виражених палеоп'єзомінімумів. Сприятливими для локалізації вуглеводневих покладів також є площі палеоп'єзомінімумів, виявлених у межах Угерсько-Косівського блоку в прирозломній частині на межі з платформою (Медвідь та ін., 2006).

Палео- та сучасні гідробаричні ознаки вказують на приуроченість більшості газових покладів до ділянок як регіональних, так і локальних баромінімумів. Тектонічні порушення (здебільшого поперечні) трасуються ділянками баромаксимумів (рис. 1).

Площинна гідробарична зональність більшості водоносних горизонтів Зовнішньої зони сформована двома полями векторів, які взаємоспрямовані з боку Східно- і Західноєвропейської платформ та піднасуву Внутрішньої зони. Поклади газу і нафти тяжіють до регіональної ділянки гідробаричного зрівноваження. Відповідна гідродинамічна замкненість створила тут сприятливі передумови для формування та збереження вуглеводневих скупчень.

Палео- та сучасні гідрогеохімічні умови. Вивчення палео- та сучасних гідрогеохімічних умов регіону досліджень проводилося для чотирьох основних водоносних горизонтів – юрського, крейдового, верхньобаденського та нижньосарматського, які є також нафтогазоносними.

Серед загального об'єму пластових вод Більче-Волицької зони найбільш розповсюджений хлоридно-кальцієвий тип, поширення якого зростає з глибиною та наближенням до Самбірсько-Рожнятівського покриву (рис. 2–5). Ці води вирізняються високими значеннями мінералізації, мають переважно хлоридний кальцієво-натрієвий, рідше хлоридний натрієвий склад. Подібні геохімічні параметри мають також води хлоридно-магнієвого типу, які тут трапляються рідше. Комплексом палео- та сучасних гідрогеологічних методів з'ясовано, що води цих типів є седиментогенними таласогенними, що зазнали тривалої метаморфізації. Наяність цих типів вод свідчить про замкнену гідродинамічну обстановку, сприятливу для формування і збереження покладів вуглеводнів.

Водночас для більшості водоносних горизонтів можна простежити кореляцію ізоліній мінералізації вод із тектонічними порушеннями, головним чином поперечного спрямування. Відповідні ознаки, на нашу думку, відображають механізми вертикального переміщення вод (чи водо-вуглеводневих сумішей) розсуцільненими ділянками тектонічних порушень.

У піднасувних колекторах юрського та крейдового водоносних горизонтів південно-східної частини Більче-Волицької зони на глибинах понад 4 км виявлені води високої мінералізації (понад 200 г/л), які відрізняються від наведених вище нижчою метаморфізацією, а також дуже високими значеннями хлор-бромного коефіцієнта. Згідно з ізотопними дослідженнями кисню і водню води (Колодій, Койнов, 1984) та нашими попередніми геохімічними визначеннями, ці води ідентифіковані як солянки вилуговування соленосних товщ нижніх молас Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Наступним механізмом було їхнє вичавлювання в автохтонні колектори Більче-Волицької зони протягом динамо-елізійного етапу (Гарасимчук та ін., 2004).

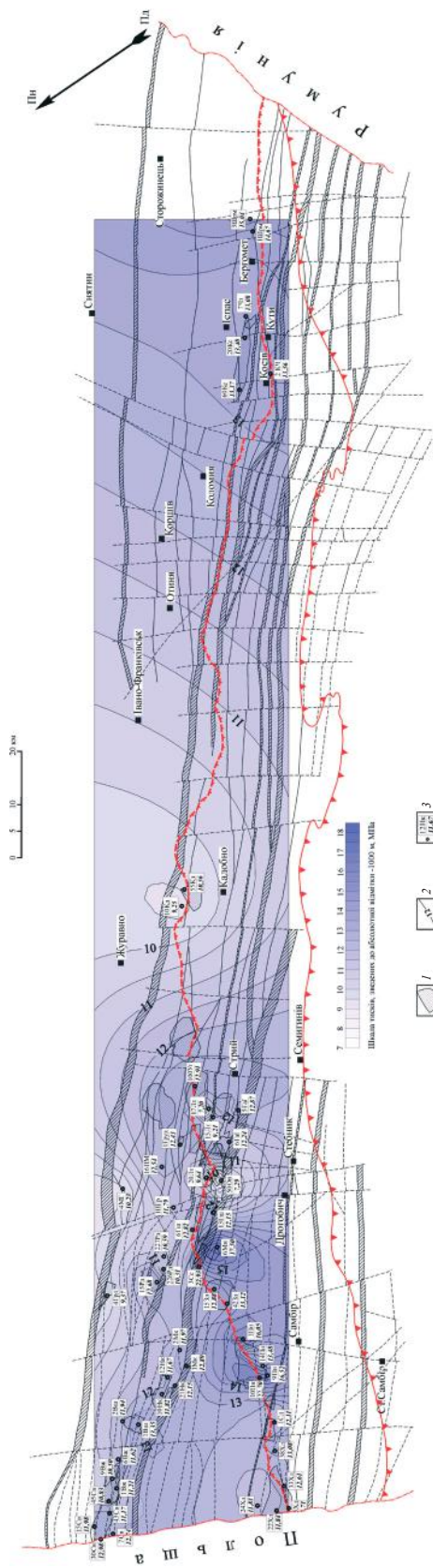


Рис. 1. Картосхема зведених до глибини –1000 м тисків нижньосарматського водоносного горизонту Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (структурна основа (Колодій та ін., 2004)):
 1 – поклади газу в нижньосарматських породах-колекторах; 2 – ізолінії зведеного тиску, МПа; 3 – у чисельнику: назва свердловини, у знаменнику – пластовий тиск, зведений до абсолютної відмітки –1000 м, МПа

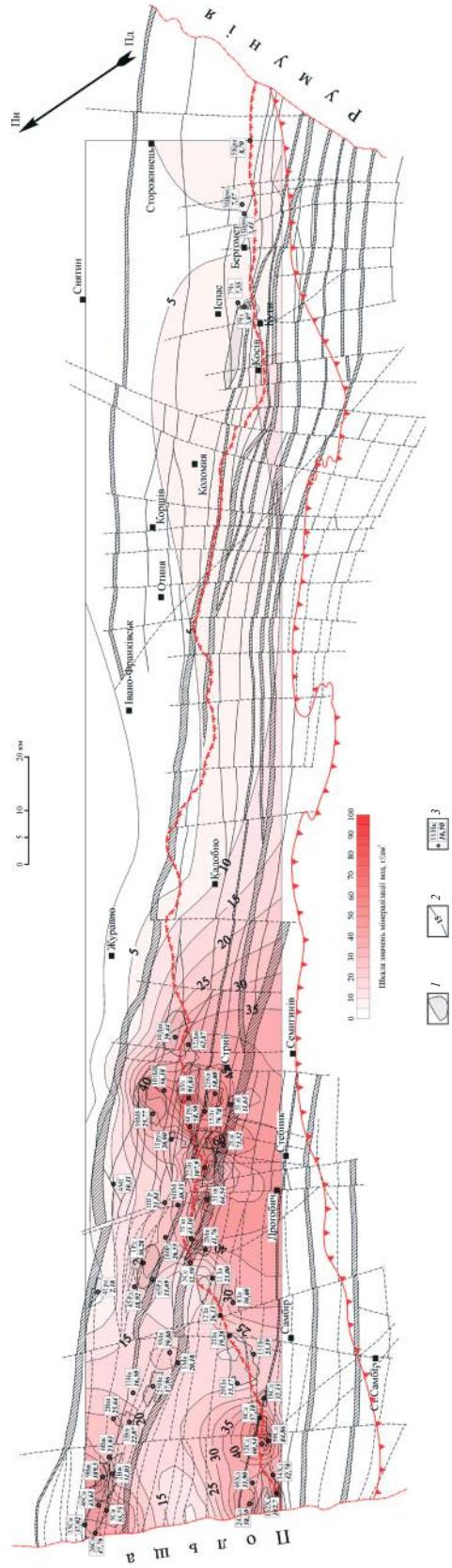


Рис. 2. Картохема мінералізації вод нижньосарматського горизонту Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (структурна основа (Колодій та ін., 2004)):

1 – поклади газу в нижньосарматських породах-колекторах; 2 – ізольовані мінералізації, г/л; 3 – свердловина, її назва та мінералізація води, г/л

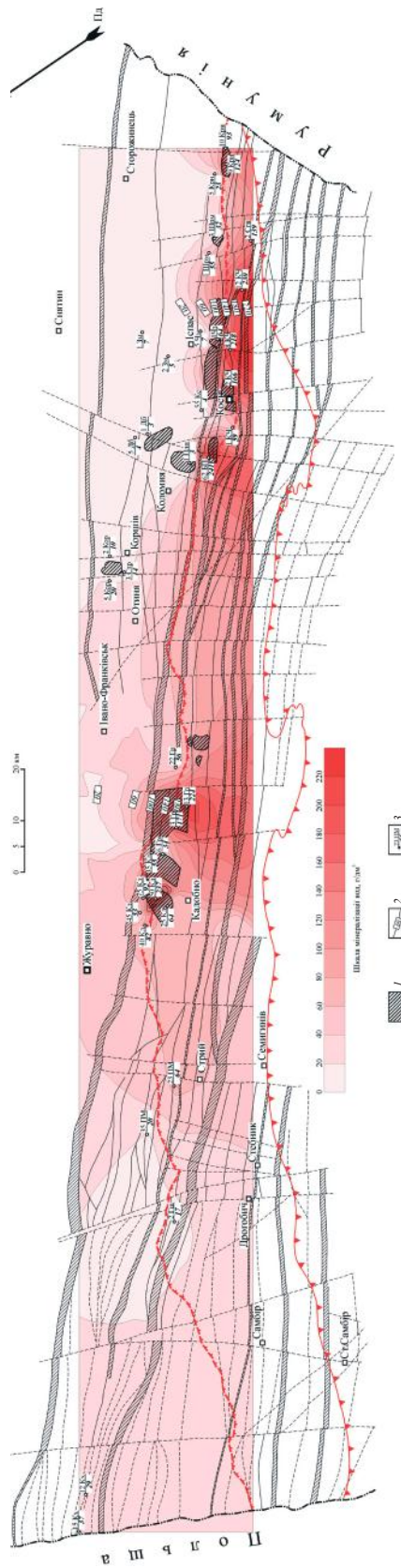


Рис. 3. Картосхема мінералізації вод верхньобаденського горизонту Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (структурна основа (Колодій та ін., 2004)). Умовні позначення див. рис. 2

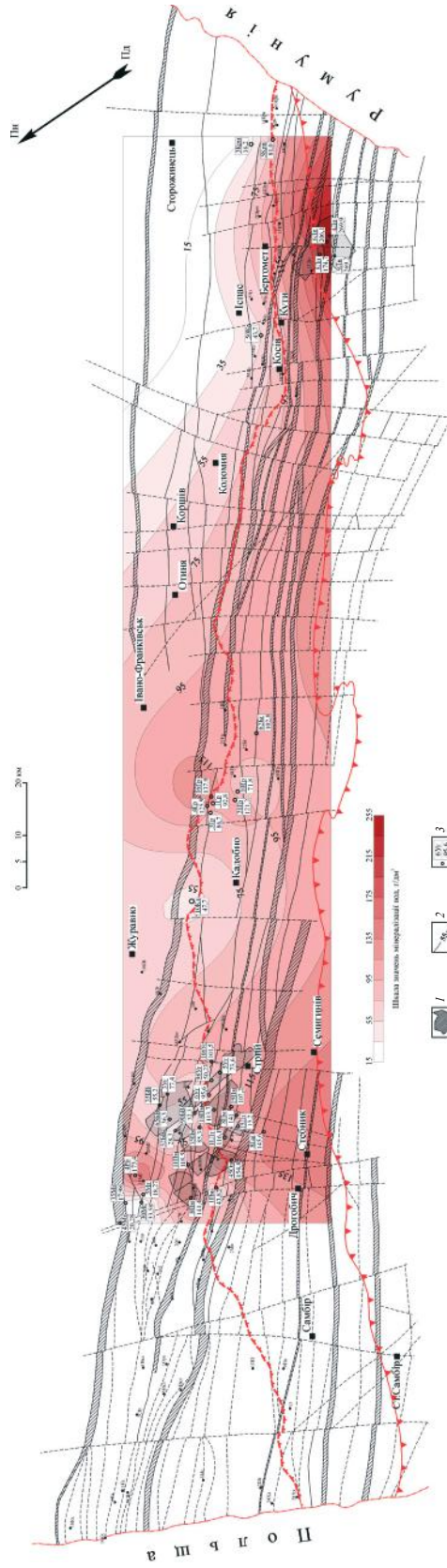


Рис. 4. Картохема значень мінералізації вод крейдового водоносного горизонту Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (структурна основа (Колодій та ін., 2004)). Умовні позначення див. рис. 2

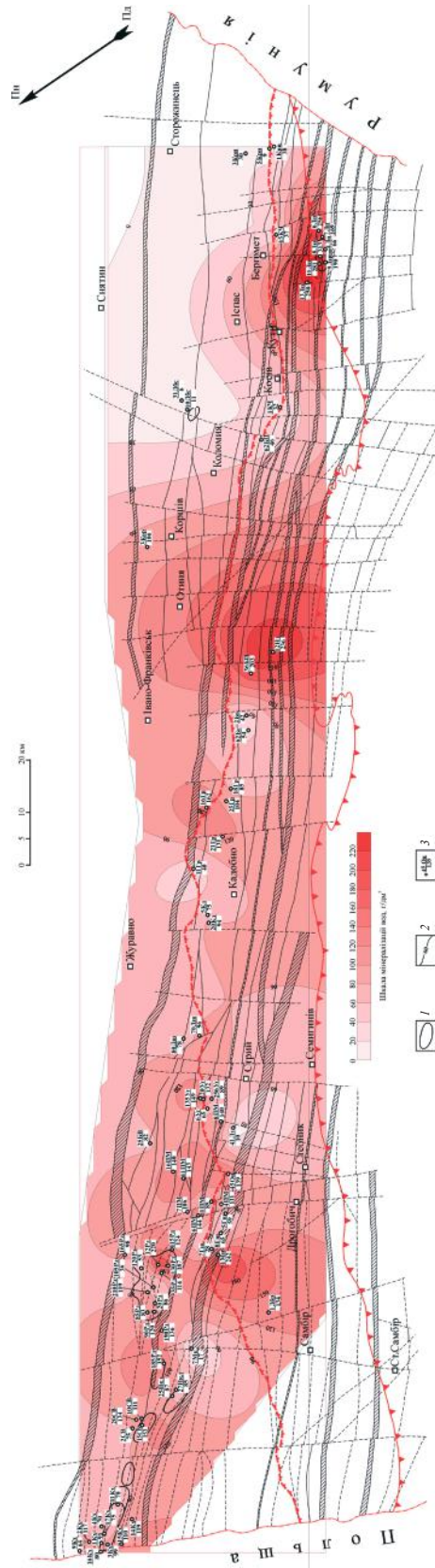


Рис. 5. Картохема значень мінералізації вод юрського водонасного горизонту Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (структурна основа (Колодій та ін., 2004)). Умовні позначення див. рис. 2

Сульфатно- і гідрокарбонатно-натрієвий типи вод поширені вздовж країв Східно- та Західноєвропейської платформ, які є їхніми зонами живлення. Склад цих вод сульфатно-хлоридний натрієвий, сульфатно-хлоридний кальцієвий, сульфатно-гідрокарбонатний натрієвий і сульфатно-хлоридний кальцієво-натрієвий. Вирізняються вони загалом невисокими значеннями мінералізації (див. рис. 2–5). Водоносним горизонтам, що містять такі типи вод, не властива наявність вуглеводневих покладів, з огляду на високу здатність водного середовища до механічного та біохімічного руйнування вуглеводнів. Можливість знаходження невеликих покладів вуглеводнів серед такого гідрогеохімічного фону (що в окремих випадках трапляється на невеликих глибинах) зумовлена локальною гідродинамічною ізоляцією.

Постседиментогенні бароосмотичні процеси. Бароосмос може бути важливим фактором самочинної зміни концентрації порових і пластових вод, викликати появу певної вертикальної гідрогеохімічної зональності і навіть, можливо, брати участь у формуванні колекторних структур у нафтогазоносних регіонах. Природою бароосмосу є природне намагання підземних вод привести свій осмотичний тиск ($P_{осм}$) у відповідність із гідростатичним (точніше пластовим) тиском ($P_{гідр}$) на глибині заміру. Тому рушійною силою бароосмосу є «осмотичний напір H_2O » ($P_{о.н}$), який у пластових умовах вимірюється різницею між гідростатичним та осмотичним тисками: $P_{о.н} = P_{гідр} - P_{осм}$ (Кушнір, 2009; Кушнір та ін., 2012; Kushnir et al., 2012).

На основі бароосмотичного аналізу гідрогеологічних параметрів Шереметівського газового родовища з'ясовано, що тут встановився особливий режим бароосмотичної квазірівноваги за різних пластових тисків і складу пластових вод у колекторських структурах. Під і над покладом газу сформувалися дві окремі зони вертикальної гідрогеологічної зональності, з якими води покладу зберігають осмотичний зв'язок.

Виявлено, що на Хідновицькому газовому родовищі трапляються пластові води різного походження: метаморфізовані морські води низької і високої (до 62 г/л) мінералізації, глибинні розсоли, конденсаційні води і близькі до них за складом води бароосмотичних потоків. Більш концентровані води трапляються у верхній частині нижньодашавської підсвіти (до НД-5), натомість маломінералізовані – на всіх горизонтах, але концентруються переважно в НД-4, 5 та НД-7. При цьому розсоли з $M > 100$ г/л виявлені тільки в горизонтах НД-1–3. У водах верхньодашавської підсвіти (ВД-10–13) мінералізація змінюється в межах 28,8–61,9 г/л, маломінералізована (1,76 г/л) вода виявилася в горизонті ВД-9. Маломінералізовані води зосереджені на ділянці малопроникних, а концентровані – високопроникних відкладів, де відносна роль бароосмотичного переносу і фільтрації мусить бути різною не тільки для вод, але й для газів. Розрахунки бароосмотичних характеристик пластових вод по горизонтах засвідчили, що гідрогеологічні умови в одному і тому самому горизонті на різних ділянках величезної за розмірами Хідновицької площі можуть сильно відрізнятись і пов'язано це, насамперед, із різною проникністю порід. Встановлено постійно діючий глибинний бароосмотичний потік молекул H_2O (із домішкою $NaCl$) догори розрізом, який надав більшості пластових вод характерний тільки для цього родовища хлоридно-натрієвий склад та значну поширеність маломінералізованих вод в усіх горизонтах.

Вплив геологічно тривалого бароосмосу на північно-західному блоці Хідновицької структури виявився значно сильнішим, ніж на південно-східному, де проникність відкладів набагато більша і важливу роль могла відігравати проста фільтрація. Існування на Хідновицькому газовому родовищі постійного бароосмотичного потоку молекул H_2O із глибинних структур дозволяє припускати можливість і постійного потоку газів із надр Крукеницької западини через сильно розігріті розуцільнені ділянки глинистих порід як своєрідний прояв газового осмосу.

Встановлено, що помітна диференціація складу газів можлива лише при вертикальній міграції через достатньо ущільнені пласти глини. Для пояснення цього ефекту запропонована і теоретично обґрунтована концепція газового осмосу в нанопористих глинах. Якщо бароосмотичне «відсмоктування» винесе з глинистих перегородок хоч би половину осмотично зв'язаної води, у них утвориться наскрізна сітка безводних мікроканалів, якими може мігрувати газ. Але режим цього руху буде вже не фільтраційним, а осмотичним, оскільки в мікропорах можлива лише ефузія молекул газу, яка приводить до їхнього розділення за величиною молекулярної маси. На прикладі Залужанського газоконденсатного родовища показано, що при появі в розрізі осмотичних бар'єрів бароосмотичний профіль для пластових вод і крива зміни концентрації метану в газах розбиваються на декілька незалежних ділянок.

Бароосмотичний аналіз гідрогеологічних умов на Свидницькому і Вижомлянському газових і Коханівському нафтовому родовищах показав, що, на відміну від газових, нафтове родовище розриває бароосмотичний профіль свердловин на дві незалежні частини: верхню – нормальну, і нижню – аномальну, де бароосмотичні потоки H_2O можуть рухатися донизу розрізом через перевагу капілярного осмосу в нафтових розломах. Висока бароосмотична проникність газових покладів зумовлює не тільки підвищену теплопровідність розрізу, але й появу температурних аномалій.

Гідрогеологічні ознаки окиснення газових покладів. Біохімічне окиснення метану газових покладів Більче-Волицького НГЗ можливе як в умовах вільного, так і утрудненого водообміну. Для останнього характерні менші швидкості руху вод, проте вміст сульфатів у них значно більший (таблиця).

На можливість протікання таких процесів вказує високий вміст у водах сульфатів та можливість поповнення їхніх кількостей шляхом вилуговування сульфатовмісних порід. Прямою ознакою сульфатредукції в межах цього регіону є наявність великої кількості джерел сірководневих вод.

Щоб отримати найбільш достовірні дані, для розрахунків відбирали тільки ті поклади газових родовищ, які розташовані в зонах вільного та утрудненого водообміну та підпираються підшовними водами (т. зв. «водоплаваючий поклад»).

Розраховували мінімальний час окиснення газового покладу за формулою:

$$\tau_{ox} = 6 k_{ox} \frac{Q_r}{u_B F m_{ox}}, \quad (1)$$

де u_B – швидкість руху вод; F – площа газо-водяного контакту; m_{ox} – вміст сульфатів у воді; Q_r – запаси газу в покладі; k_{ox} – коефіцієнт швидкості реакції, яка залежить від термодинамічних і мікробіологічних умов, форми покладу та відносно положення газо-водяного контакту (Карцев, 1963).

Гідрогеохімічні характеристики газових покладів Більче-Волицької нафтогазоносної зони та обчислений час їхнього окиснення

Родовище	Горизонт	Глибина залягання ГВК*, м	Площа ГВК, м ²	Коефіцієнт пористості	Запаси газу, млн м ³	Геохімічні характеристики вод горизонту			Час окиснення покладу, роки
						Мінералізація, г/дм ³	rNa/rCl	SO ₄ ²⁻	
Угерське	НД-8, 9	575	19188272	0,25	2952	9,5	1,05	0,065	5 680 392
Опарське	НД-5	579	7 265 110	0,27	804	33,5	0,89	0,042	5 855 339
Більче-Волицьке	НД-8, 9	690	36268110	0,16	941	25,7	0,92	0,059	1 649 088
Рудківське	НД-7	861	23510000	0,10	220	26,5	0,91	0,060	935 772
Гайське	НД-13	1284	2 534 722	0,21	238	67,4	0,68	0,632	424 484
Макунівське	НД-15	1958	1 688 000	0,18	382	12,6	1,08	0,320	240 975

* ГВК – газо-водяний контакт.

При підрахунку площі газо-водяного контакту також враховували поправку на пористість породи-колектора (Гарасимчук, Медвидь, 2010). Розрахунки показали, що за мінімальної швидкості руху інфільтрогенних вод 0,01 м/рік (аналогічно до подібних артезіанських басейнів) та відповідного вмісту сульфатів, якими насичені ці води, повне окиснення покладів газових родовищ Більче-Волицької НГЗ не перевищило б 6 млн років (див. таблицю). Враховуючи єдиний просторово-часовий механізм формування газових родовищ цього регіону, можна констатувати їхній відносно молодий вік.

Висновки.

1. Палеогідрогеологічна історія осадових товщ Більче-Волицької НГЗ визначається інтенсивною промитістю геологічних структур. Найтривалішим та найінтенсивнішим інфільтраційним промиттям характеризуються інфільтраційні етапи протягом раннього кайнозою (P_1-N_1 кр). Такі умови унеможливили формування та збереження тут на той час покладів газу чи нафти.

Водночас встановлено, що впродовж елізійного етапу останнього гідрогеологічного циклу, що почався з карпатію і тривав до кінця сармату, із зануренням осадових товщ на глибину водонапірна система міоценових відкладів північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину переходить від зони інтенсивного водообміну до зон утрудненого та вельми утрудненого.

2. Часовий інтервал формування вуглеводневих скупчень Більче-Волицької НГЗ припадає на останній цикл гідрогеологічного розвитку. Розрахунки часу біохімічного окиснення метану газових покладів встановили, що повне окиснення покладів не перевищило б 6 млн років, що і є нижньою часовою межею їхнього формування.

3. Палеогідродинамічні реконструкції встановили, що сприятливими для локалізації вуглеводневих покладів є зони палеоп'езомінімумів, виявлені у межах північно-західних частин Крукеницького і Угерсько-Косівського блоків, а також у прирозломній частині Угерсько-Косівського блоку на межі із платформою.

4. Гідробаричні дані вказують на приуроченість більшості газових покладів до ділянок як регіональних, так і локальних баромінімумів. Тектонічні порушення (здебільшого поперечні) трасуються ділянками баромаксимумів.

Площинна гідробарична зональність Більче-Волицької НГЗ сформована двома полями векторів, які взаємоспрямовані з боку Західно- і Східноєвропейської платформ та піднасуву Внутрішньої зони. Поклади газу тут тяжіють до регіональної ділянки гідробаричного зрівноваження. Відповідна гідродинамічна замкненість створила тут сприятливі передумови для формування та збереження вуглеводневих скупчень.

5. Сучасна гідрогеохімічна зональність регіону вивчення сформувалася внаслідок строкатої гідрогеологічної історії і зумовлена наявністю давніх таласогенних седиментогенних, давніх та сучасних інфільтраційних вод, солянок витискання із покривів Внутрішньої зони та сумішами цих типів вод.

Сучасні регіональні гідрохімічні ознаки водоносних горизонтів вказують на пов'язаність газових покладів з усіма генетичними типами вод, поширеними на теренах цієї території. У межах локальних полів поклади тяжіють до ділянок з підвищеною мінералізацією та ознаками інтенсивних

постседиментогенних процесів, які відображаються пониженими значеннями коефіцієнтів $r_{Na/rCl}$ та $r_{SO_4} \cdot 100/rCl$. Відповідні умови притаманні гідрогеологічно замкненим структурам.

6. Результати бароосмотичного аналізу гідрогеологічних умов на прикладах газових та нафтових родовищ дозволили виявити бароосмотичні потоки молекул води в товщах глинистих порід, їхній напрям по розрізу, встановити відхилення пластових вод від стану бароосмотичної рівноваги, коли такі переміщення припиняються, та виявити зони впливу локальних гідрогеологічних процесів. Виявлено постійнодіючий глибинний висхідний бароосмотичний потік молекул H_2O (із домішкою $NaCl$) догори розрізом, який надав більшості пластових вод характерний хлоридно-натрієвий склад, та значну поширеність маломінералізованих вод в усіх горизонтах, що компонується з постійним потоком вуглеводневих газів крізь розущільнені ділянки товщ як своєрідний прояв газового осмосу.

Робота виконана авторами в рамках бюджетних тем «Гідрогеологічні умови формування, збереження вуглеводневих покладів та геоекологічні проблеми нафтогазовидобутку у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину» та «Особливості геологічної будови земної кори заходу і півдня України та їх вплив на формування покладів корисних копалин» ІГГК НАН України.

Атлас родовищ нафти і газу (Т. 4). (1998). Львів: УНГА.

Бабинець, А. Е., Мальская, Р. В. (1975). *Геохимия минерализованных вод Предкарпатья*. Киев: Наук. думка.

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.

Гарасимчук, В. Ю., Колодій, В. В., Кулинич, О. В. (2004). Генеза висококонцентрованих солянок піднасувних відкладів південно-східної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин, 4*, 105–119.

Гарасимчук, В. Ю., Медвидь, Г. Б. (2010). Гідрогеологические условия разрушения газовых месторождений Внешней зоны Предкарпатского прогиба: Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии. В *Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной 85-летию А. А. Карцева (Россия, Москва, 21–23 сентября 2010 г.)* (с. 83–87). Москва.

Карцев, А. А. (1963). *Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений*. Москва: Гостоптехиздат.

Колодій, В. В., Койнов, І. М. (1984). Изотопный состав водорода и кислорода подземных вод Карпатского региона и вопросы их происхождения. *Геохимия, 5*, 721–733.

Колодій, В. В., Бойко, Г. Ю., Бойчевська, Л. Т. та ін. (2004). *Карпатська нафтогазоносна провінція*. Львів; Київ: Укр. вид. центр.

Кушнір, С. В. (2009). Бароосмотичний аналіз як новий метод гідрогеологічних досліджень. *Доп. НАН України, 11*, 104–110.

Кушнір, С., Кость, М., Дудок, І., Паньків, Р. (2012). Бароосмотичний аналіз гідрогеологічних умов Хідновицького газового родовища (Українське Передкарпаття). *Геологія і геохімія горючих копалин, 1–2* (158–159), 68–82.

Лазарук, Я. Г. (2019). Перспективи відкриття родовищ зі значними запасами вуглеводнів на території України. В *VI Міжнар. наук.-практ. конф. : Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування* (с. 302–306). Трускавець.

- Медвідь, Г. (2018). Палеогідрогеологічна характеристика міоцену північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3–4, 73–84.
- Медвідь, Г. Б., Спринський, М. І., Колодій, В. В. та ін. (2006). Палеогідродинамічні реконструкції північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину в контексті проблеми нафтогазоносності. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 2, 20–32.
- Щепак, В. М. (1965). *Гидрогеологические условия Внешней зоны Предкарпатского прогиба в связи с газонефтеносностью*. (Дис. канд. геол.-мин. наук). Институт геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР, Львов.
- Kushnir, S., Kost', M., Dudok, I., Pankiv, R., Palchykova, O. (2012). Barosmotic analysis of processes in ground waters of the Kokhanivka-Svydnysia area (Ukrainian Carpathian Foredeep). *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 449, 195–202.

Стаття надійшла:
09.07.2019

**Vasyl HARASYMCHUK, Halyna MEDVID,
Maria KOST, Olha TELEGUZ**

**PALEO- AND EXISTENT HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS
OF THE BILCHE-VOLYTSYA ZONE
OF THE CARPATHIAN OIL- AND GAS-BEARING PROVINCE**

On the basis of paleo- and modern hydrogeological sings it was possible to establish a space-time mechanism of formation and reservation of gas and oil deposits in the Bilche-Volytsya zone of the Carpathian oil- and gas-bearing province.

The time interval of their forming applies on the last cycle of the hydrogeological time. Geodynamic and secondary geostatic loadings, that manifested themselves during the dynamo-elision stage (Late Badenian – up to the present) the development of which was caused by thrust motions of the covers, turned out to be the factors of migration of aqueo-hydrocarbon mixtures deep underthrust structures of the Inner zone. Time calculations for reservation of deposits of gas fields have determined their age which does not exceed 6 million years.

The south-western trend of motion of paleo- and modern infiltration waters in combination with reversed dynamo-elision have caused here the existence hydrodynamically balanced system squeezed between them which differs by favourable conditions for the formation and reservation of hydrocarbon deposits.

We have ascertained the connection between piezomaxima and areas of tectonic dislocation, mainly transverse, that points out the ways of transference of hydrocarbon mixtures from deep-seated horizons. Discharge areas (perspective on a plane of searching for new deposits) are limited by local piezomaxima on the background of regional fields. Areas of paleopiezominima in the near-fault part of the Ugerske-Kosiv blocks at the boundary with the East European Platform are favourable for localization of hydrocarbon deposits.

Results of the barosmotic analysis of hydrogeological conditions of gas and oil fields have revealed barosmotic flows of waters molecules in the thickness of clay rocks, their intensity and directions of motion and connections with deposits.

Keywords: Bilche-Volytsya oil- and gas-bearing zone, paleohydrodynamics, hydrogeochemistry, elision, infiltration, barosmose.