

Гідрогеохімічні особливості палеогенових відкладів Пнівського нафтового родовища (Бориславсько- Покутський нафтогазоносний район)

Галина Медвідь* (orcid.org/0000-0002-5059-245X),

Василь Гарасимчук (orcid.org/0000-0002-4377-2655),

Ольга Телегуз (orcid.org/0000-0001-5761-7528)

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів

*halmedvid@gmail.com

Аноатація. Вивчено гідрогеохімічні особливості пластових вод Пнівського нафтового родовища. З'ясовано, що для водоносних горизонтів менілітової світи характерні високі вмісти Йоду та Брому, невисокий ступінь метаморфізації та хлор-бромне відношення (363), що засвідчує формування вод в умовах нормального моря. Гідрогеологічний режим тут застійний. Пластові води манявської світи доволі подібні за параметрами мінерального складу до вод менілітових відкладів, проте мають нижчу мінералізацію, вміст Йоду і Брому та вищий хлор-бромний коефіцієнт. Гідрогеологічний режим утруднений. Натомість для солянок бистрицької і вигодської світи характерні високий ступінь метаморфізації вод і низький вміст Йоду. Водоносні горизонти ямненських відкладів містять високий вміст амонію, аномальну концентрацію Брому, що спричинило низьке хлорбромне відношення.

Виконано кількісну оцінку зв'язку між концентраціями окремих іонів у пластових водах за допомогою кореляційної матриці парних коефіцієнтів макро- і мікроелементів. З'ясовано, що тісний лінійний позитивний взаємозв'язок існує між величиною мінералізації і концентрацією іонів: Cl^- , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$, Ca^{2+} та Mg^{2+} . Водночас зв'язок між мінералізацією та вмістом HCO_3^- , SO_4^{2-} – зворотний кореляційний, проте хоча зі зростанням рН ці іони у стійкому позитивному зв'язку. Проаналізовано статистичні дані з вмісту макро- і мікроелементів у підземних водах родовища. З'ясовано, що розподіл концентрації головних катіонів та Хлору доволі однорідний, характер її варіювання невисокий ($C_v < 100\%$). Аномальний характер варіювання спостерігається лише для концентрацій сульфат-іона та гідрокарбонат-іона, виявлений в єдиній пробі з відкладів бистрицької світи.

Загалом пластові води у палеогенових відкладах Пнівського нафтового родовища можна охарактеризувати як однотипні доволі міцні солянки хлоридно-кальцієвого типу (за В. О. Суліним), хлоридного кальцій-натрієвого складу. Такий близький за показниками макро- і мікрокомпонентний склад міг бути наслідком встановлення гідродинамічного зв'язку між різновіковими водоносними горизонтами на ділянках підвищеної тріщинуватості, що виникала в процесі орогенного етапу геологічного розвитку. Деякі відмінності в іонно-сольовому складі вод цих відкладів зумовлені літологічними особливостями колекторів (наприклад, фаціальна мінливість), впливом тектонічних порушень на динаміку підземних вод деяких складок і блоків, а також впливом вуглеводневих покладів. Гідрогеохімічні особливості та ступінь закритості структур засвідчують наявність там квазізастійного (стагнаційного) гідрогеологічного режиму, сприятливого для консервації вуглеводневих покладів.

Ключові слова: пластові води; гідрогеохімічні параметри; мінералізація; солянки; ступінь закритості структур.

Hydrogeochemical features of paleogene deposits of the Pniv oil field (Boryslav-Pokuttia oil and gas bearing region)

Halyna Medvid*, (orcid.org/0000-0002-5059-245X),

Vasyl Harasymchuk (orcid.org/0000-0002-4377-2655),

Olha Telehuz, (orcid.org/0000-0001-5761-7528)

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of the National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv

*halmedvid@gmail.com

Abstract. The hydrogeochemical characteristics of the formation waters of the Pniv oil field have been studied. In particular, the aquifers of the menilite suite are characterized by high iodine and bromine contents, a low degree of metamorphism, and a chlorine-bromine ratio (363), which indicates that the waters were formed under normal sea conditions. The hydrogeological regime here is stagnant. The formation waters of the Manyava suite are quite similar in terms of mineral composition to the waters of the menilite deposits but have lower mineralization, iodine, and bromine content, and a higher chlorine-bromine ratio. The hydrogeological regime is difficult. The Bystrytsia and Vyhoda suites are characterized by a high degree of water metamorphism and low iodine content. The aquifers of the Yamna suite contain high ammonium content, abnormal bromine concentrations, and a chlorine-bromine ratio of only 113.

A quantitative assessment of the relationship between the concentrations of individual ions in formation waters was conducted using a correlation matrix of paired coefficients for macro- and microelements. It was established that there is a close, linear, positive relationship between the degree of mineralization and the concentration of ions: Cl^- , Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , and Mg^{2+} . At the same time, the relationship between mineralization and the content of HCO_3^- and SO_4^{2-} is inversely correlated, but these ions are in a stable positive relationship with the pH value. Statistical data on the content of macro- and microelements in the formation waters of the deposit were analyzed. It was established that the distribution of the concentration of the main cations and chlorine is very homogeneous, and the nature of its variation is low ($C_v < 100\%$). Anomalous variation is observed only for the concentration of sulfate and hydrocarbon ions due to a single sample from the Bystrytsia suite.

In general, the formation waters in the Palaeogene deposits of the Pniv oil field can be characterized as uniform, very strong chloride-calcium type brines (by V. O. Sulin), with a chloride calcium-sodium composition. Such a similar macro- and microcomponent composition could be the result of the establishment of a hydrodynamic connection between aquifers of different ages in areas of increased fracturing that arose during the orogenic stage of geological development. Some differences in the ion-salt composition of these waters are due to the lithological features of the reservoirs (such as facies variability), the influence of tectonic disturbances on the groundwater dynamic in some folds and blocks, as well as the influence of hydrocarbon deposits. The hydrogeochemical features and degree of structural closure indicate the presence of a quasi-static (stagnant) hydrogeological regime, which is favorable for the conservation of hydrocarbon deposits.

Keywords: formation waters, hydrogeochemical parameters, mineralisation, brines, degree of structural closure.

Вступ. Хімічний склад підземних вод відображає умови їхнього формування, а також вторинні впливи, обумовлені взаємодією із водовмісними породами, а в

межах нафтогазоносних регіонів – контактом із вуглеводнями. Часто специфічні параметри підземних вод виокремлюють як гідрогеологічні критерії нафтогазоносності. Характерними особливостями таких вод є підвищена мінералізація та специфічний іонний склад (наприклад, хлоридний натрієвий або хлоридний кальцієво-натрієвий). Вони також відзначаються підвищеним вмістом Йоду, Броду, амонію та інших мікроелементів. Зазвичай вплив формування покладів вуглеводнів відображається на гідродинамічних параметрах. Виокремлення непрямих показників нафтогазоносності доволі важливе в умовах складної геологічної будови регіону, яким є Бориславсько-Покутська зона Передкарпатського прогину. Ці показники, поряд з прямими критеріями нафтогазоносності, можна використати для прогнозування перспективних ділянок для пошуку покладів вуглеводнів у регіонах зі схожими складними структурно-тектонічними, літолого-фаціальними та гідродинамічними умовами.

Найактуальнішими з вивчення гідрогеохімічних характеристик пластових вод нафтових родовищ є дослідження А. Б. Карпентера (Carpenter Alden B., 1978), груп дослідників П. Біркла (Birkle at al., 2009), Г. Луаня (Luan at al., 2022), Ч. Цая (Cai at al., 2022) та ін. Пластові води нафтогазових родовищ *Карпатської нафтогазоносної провінції* (НГП) були предметом аналізу та вивчення дослідників: Гавриленко К. С. (Гавриленко К. С., Штогрин О. Д., 1964), В. В. Колодія (Колодій та ін., 2004; Колодій та ін., 2007), В. М. Щепака (Щепак, Мигович, 1971), Бабінця А. Е. і Мальської Р. В. (Бабінець, Мальська, 1975) та ін.

Мета досліджень полягала: у вивченні геохімічних особливостей підземних вод Пнівського нафтового родовища, впливу процесів формування покладів на хімічні та гідродинамічні параметри вод; виявленні окремих непрямих ознак нафтогазоносності для застосування їх при пошуках нових родовищ на інших ділянках досліджуваного регіону.

Методика роботи. Фактичний матеріал (фізичні характеристики пластових вод, вмісти макро- та мікрокомпонентів) зібрано зі справ свердловин Пнівського нафтового родовища (фонди ДП “Західукргеологія” НАК “Надра України”). Застосування методів статистичного аналізу дало змогу відбракувати проби з некондиційними даними та оцінити значення кореляційних зв’язків між окремими параметрами вод. Графічне опрацювання матеріалу дало змогу візуалізувати результати вивчень.

Результати. Геологічна будова і нафтогазоносність. Родовище розташоване у Надвірнянському районі Івано-Франківської області на відстані 7 км від м. Надвірна (рис. 1).

У тектонічному плані воно знаходиться у південно-східній частині Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. При геологічному картуванні району Битків–Надвірна у 1948 р. зроблено припущення щодо наявності Пнівської складки перед насувом Берегової скиби Карпат. Упродовж 1958–1960 рр. будову структури вивчено сейсмічними дослідженнями *методом відбитих хвиль* (МВХ). Родовище відкрито 1963 р. свердловиною № 3–Пнівська, яка під час випробування відкладів середньомелітової підсвіти (інт. 2 385–2 430 м) дала приплив нафти 12 т/добу через діафрагму діаметром 6 мм і за пластового тиску 34,9 МПа на глибині 2 285 м. Промислову нафтогазоносність нижньомелітової підсвіти

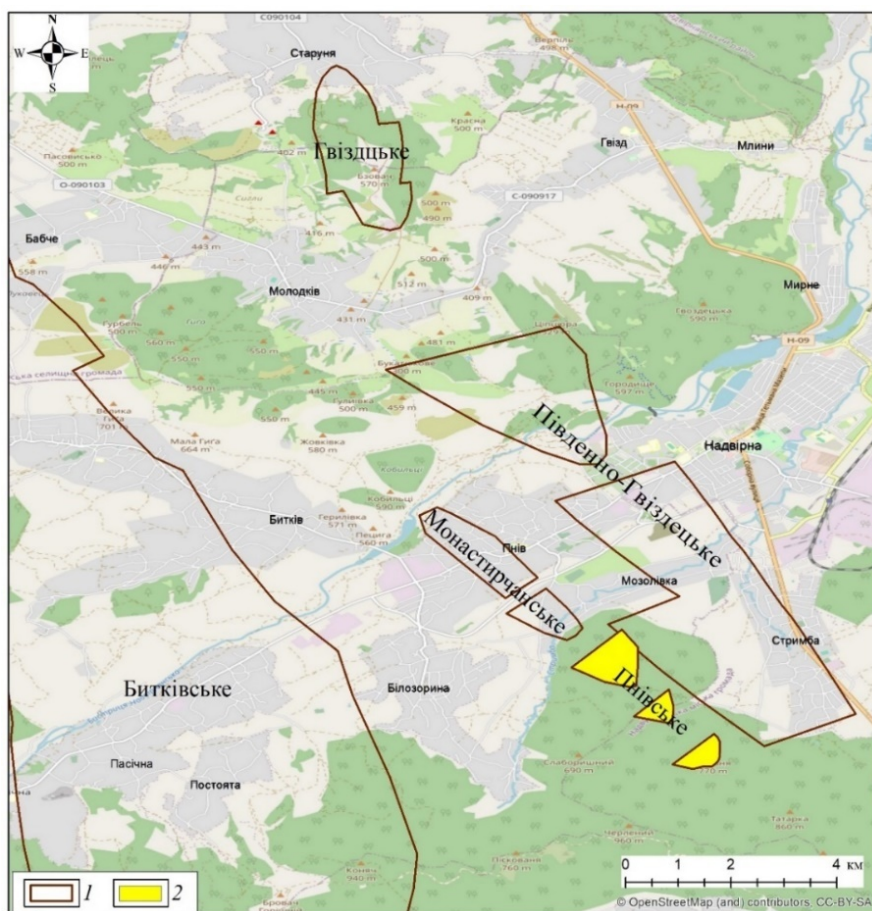


Рис. 1. Локація Пнівського нафтового родовища. Умовні позначення:

1 – контур родовища; 2 – поклади Пнівського родовища

Fig. 1. Location of the Pniv oil field. Legend:

1 – contour of the field; 2 – deposits of the Pniv field

встановлено 1967 р. свердловиною № 8, в якій під час випробування інтервалу 3 197–3 216 м одержано 16 т нафти на добу через діафрагму діаметром 10 мм і за пластового тиску 42,0 МПа на глибині 3 090 м (Атлас..., 1998). Всього пробурено 18 пошукових та розвідувальних свердловин. Експлуатація родовища триває. Спеціальний дозвіл Державної служби геології та надр України на користування надрами Пнівського родовища за № 2397 від 26.03.2001 отримано Публічним акціонерним товариством “Укрнафта”, а 2020 р. його дію продовжено ще на двадцять років.

У геологічній будові Пнівської складки беруть участь флішеві утворення верхньої крейди (стрийська світа), палеоцену, еоцену (манявська, вигодсько-пасічнянська і бистрицька світи), олігоцену (менілітова світа), а також моласові – міоцену (воротищенська світа).

У тектонічному плані Пнівська структура – антиклінальна складка розміром 15х3 км північно-західного простягання і амплітудою близько 1 600 м. Глибина

залягання продуктивних горизонтів – 2 600 м. Північно-східне крило складки круте і значною мірою зрізане насувом на Старунську та Гвіздецьку структури, південно-західне – відносно широке і пологіе з кутами нахилу 35–45°. Складка розбита насувними порушеннями на кілька блоків: Бабченський, Битківський і Пасічнянський (рис. 2). Тектонічним порушенням властиві екрануючі здатності, завдяки чому кожен блок має автономну гідродинамічну систему.

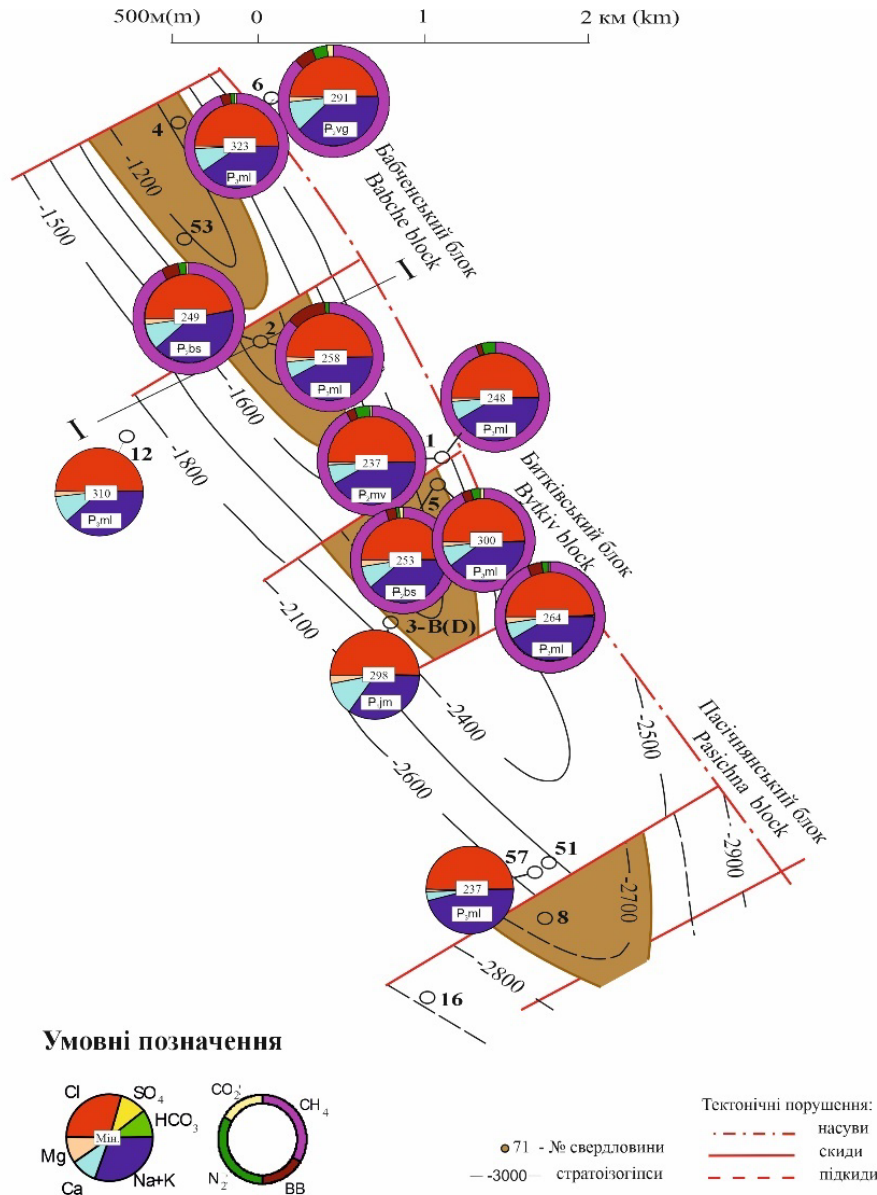


Рис. 2. Гідрогеологічна карта Пнівського нафтового родовища (структурна карта середньоменілітового горизонту за (Атлас..., 1998))

Fig. 2. Hydrogeological map of the Pniv oil field (structural map of the middle menilite horizon according to (Atlas..., 1998))

Нафтогазоносність встановлено в усіх трьох блоках: на Битківському та Бабченському вона пов'язана з середньомелітовими відкладами, на Пасічнійському блоці – з нижньомелітовим горизонтом, загальна товщина якого знижується на південний схід разом зі зменшенням ефективної товщини та погіршенням колекторських властивостей. Колекторами нафти є пісковики та алевроліти, поклади пластові склепінні тектонічно екрановані (Атлас..., 1998; Лазарук, 2023).

За даними палеотектонічних реконструкцій Пнівське родовище утворилося під час основної фази Карпатської складчастості (кінець нижньосарматського часу) під час формування насувного комплексу порід з утворенням тектонічних покривів у середині зони насувних структур з моласами та флішевидами утвореннями (Гнилко, Ващенко, 2004). Під час цього процесу великі склепінні поклади дробилися з утворенням менших тектонічно екранованих покладів, одним з яких і є Пнівське нафтове родовище в піднасувній частині Битківської глибинної складки.

Водоносні горизонти і водотриви. Водовмісними породами Пнівської структури є прошарки пісковиків та алевролітів, що залягають у товщі аргілітів. Параметри колекторських властивостей водоносних горизонтів для різних ділянок коливаються у дуже широких межах. Колектори Пнівського родовища відзначаються великою неоднорідністю. Відкрита пористість, за даними вивчення керну, змінюється у межах 0,3–19,7 %, за нижню межу пористості прийнято значення 7 %. За даними (Осадчий та ін., 2005) відкрита пористість пісковиків становить 7,8–17,2 %. Для середньомелітової підсвіти середнє значення відкритої пористості, за даними вивчення керну, становить 7,8 %, для нижньомелітової – 7,6 %. Проникність також змінюється у широких межах – від 0,0009 до 0,6100 мД. Водотривкими горизонтами є соленосні глини воротищенської світи міоцену.

Тип колекторів родовища тріщино-порового і порового характеру. Водночас, як засвідчили детальні дослідження кернового матеріалу палеогенових колекторів Пнівської та інших ділянок Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, порові колектори найпоширеніші у відкладах вигодської світи і значно менше поширені у ямненській, манявській, бистрицькій і мелітовій світах. Тріщинно-порові колектори притаманні тонкоритмічним флішевим горизонтам манявської, бистрицької і мелітової світ (Копистянський, 1978; Осадчий та ін., 2005).

Загалом, як засвідчують дослідження колекторських параметрів, у відкладах палеогену простежується значна неоднорідність за простяганням і з глибиною залягання та погіршення колекторських властивостей порід у напрямі до склепіння складок. Пористість і проникність відкладів значною мірою залежить від однорідності гранулометричного складу і від кількості та типу цементу (Копистянський, 1978; Сиротіна, 1964).

Гідродинамічні умови. У зв'язку з неоднорідністю колекторських властивостей водоносних горизонтів їхня водозбагаченість на різних ділянках теж коливається в широких межах. Дебіти води зі свердловин становлять 1–80 м³/добу.

Згідно з дослідженнями О. О. Орлова, для всіх блоків Пнівського родовища притаманні аномально високі пластові тиски (Орлов, 2007). Початковий пластовий тиск для Пнівської площі на глибині 2 110 м становив 32,1 МПа, коефіцієнт гідростатичності – 1,52. На I ділянці Битківського блоку

(відмітка – 1 363) становить 29,6 МПа (св. № 2). На II ділянці Битківського блоку (відмітка – 1 928 м) початковий пластовий тиск у св. № 3 становив 36,0 МПа. На ділянці I Пасічнянського блоку початковий пластовий тиск приведений до відмітки – 2 704 м становив 43,6 МПа (св. 57), а на ділянці II початковий пластовий тиск на відмітці – 2 706 м становив 42,5 МПа (св. № 8). Початковий пластовий тиск менілітового горизонту на Бабченському блоці (св. № 4) становив 27,2 МПа. Високі значення коефіцієнтів гідростатичності засвідчують гідродинамічну ізольованість ділянок Пнівської структури.

Різниця між пластовими тисками різних водоносних горизонтів пов'язана з тим, що на окремих ділянках підвищеної тріщинуватості горизонти колекторів перебувають у гідродинамічному зв'язку, проте їхній зв'язок по латералі часто обмежений через фаціальну мінливість і тектонічну екранованість. Пнівське родовище із екранованими покладами нафти в окремих блоках є прикладом такої анізотропії гідравлічного зв'язку (Осадчий та ін., 2005; Карпатська..., 2004).

Причиною виникнення надгідростатичних пластових тисків у відкладах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та їхнє зменшення з глибиною Р. М. Новосілецький вважає ущільнення пластичних глинистих порід воротищенської і поляницької світ та витіснення з них пластових вод у порово-тріщинні колектори (Новосілецький, 1969).

Мінеральний склад підземних вод. Пластові води родовища представлені здебільшого міцними і дуже міцними солянками з мінералізацією 75,7–322,2 і відповідною густиною від 1,17 до 1,20 г/см³. За класифікацією В. О. Суліна, вони належать до хлоридно-кальцієвого типу, хлоридного кальцій-натрієвого складу. Вони відзначаються високим вмістом мікроелементів. Зокрема, вміст Йоду в середньому становить 20 мг/л, а концентрація Брому сягає понад 1 600 мг/л. Відносна сульфатність вод $r\text{SO}_4 \times 100 / r\text{Cl}$, за деякими винятками, є доволі низькою і знаходиться в межах 0,01–0,12. Такий низький вміст сульфатів зумовлений високою закритістю структур та закінченням процесу десульфування (Колодій та ін., 2007) (див. рис. 2, рис. 3).

Для графічного відображення вмісту головних іонів у відсотках еквівалентних концентрацій (%-екв.) нами використано класифікацію на основі діаграм Пайпера. Як бачимо з рисунка, склад усіх проб підземних вод доволі подібний, відхилення відсоткового вмісту незначні, а вміст Хлору в усіх пробах і сульфатів здебільшого настільки близький, що супроводжується майже повним співпадінням точок на діаграмі (рис. 4). За макрокомпонентним складом усі води Пнівського нафтового родовища хлоридні кальцієво-натрієві.

Для кількісної оцінки зв'язку між окремими концентраціями іонів у пластових водах нами розраховано матрицю парних коефіцієнтів кореляції (табл. 1). Результати розрахунків засвідчують, що існує тісний прямий взаємозв'язок між величиною мінералізації і концентрацією іонів: Cl^- , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$, Ca^{2+} та Mg^{2+} . Зв'язок між мінералізацією та вмістом HCO_3^- , SO_4^{2-} та коефіцієнтом сульфатності – зворотний, проте з величиною рН ці іони у стійкому прямому зв'язку. Окрім того, пряма кореляція існує між вмістами іонів $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ з Cl^- , Mg^{2+} і Br^- з NH_4^+ , HCO_3^- з SO_4^{2-} .

Аналіз статистичних даних по вмісту макро- і мікроелементів у підземних водах Пнівського нафтового родовища засвідчує, що розподіл концентрації

головних катіонів та Хлору доволі однорідний, характер її варіювання невисокий – $19,21 < C_v < 48,93$ % (табл. 2). Аномальний характер варіювання спостерігається лише для концентрації сульфат-іона ($C_v = 225,81$ %) та гідрокарбонат-іона ($C_v = 129,96$ %) завдяки єдиній пробі з відкладів бистрицької світи.

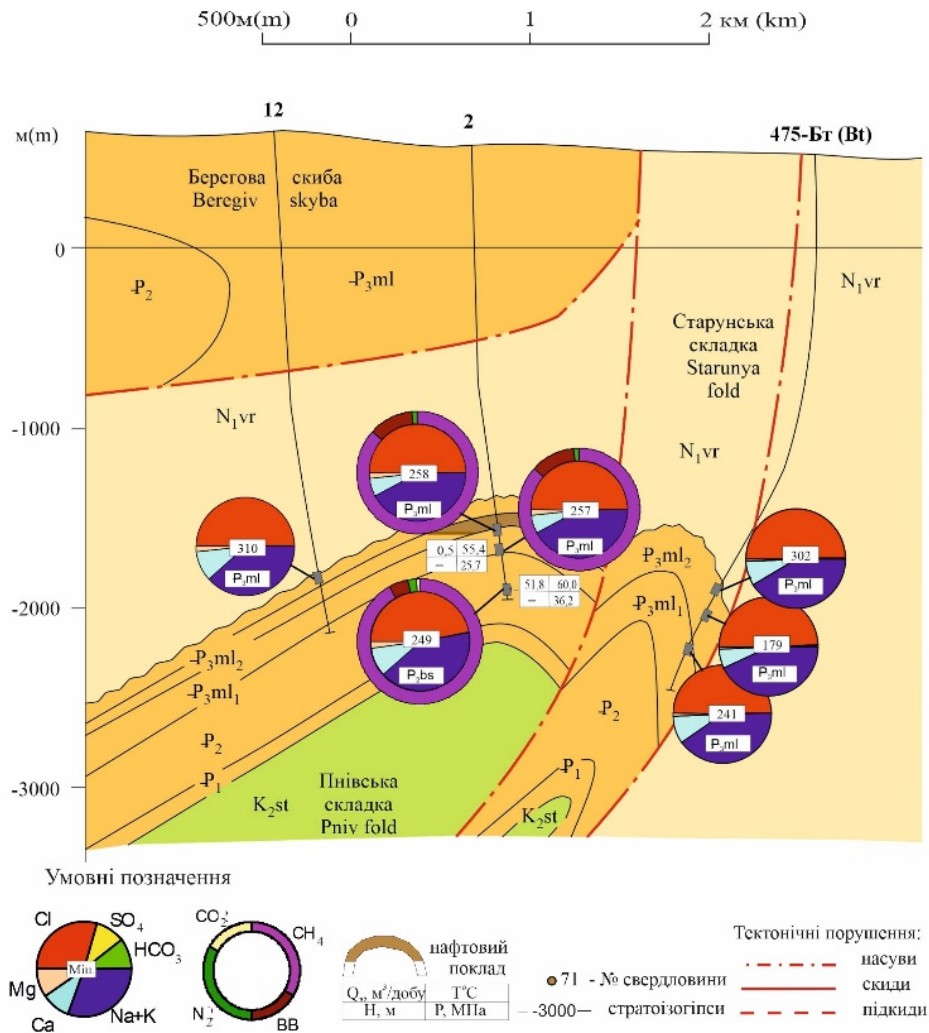


Рис. 3. Гідрогеохімічний профіль по лінії І–І Пнівського нафтового родовища (геологічна основа за (Атлас..., 1998))

Fig. 3. Hydrogeochemical profile along the I–I line of the Pniv oil field (geological basis by (Atlas..., 1998))

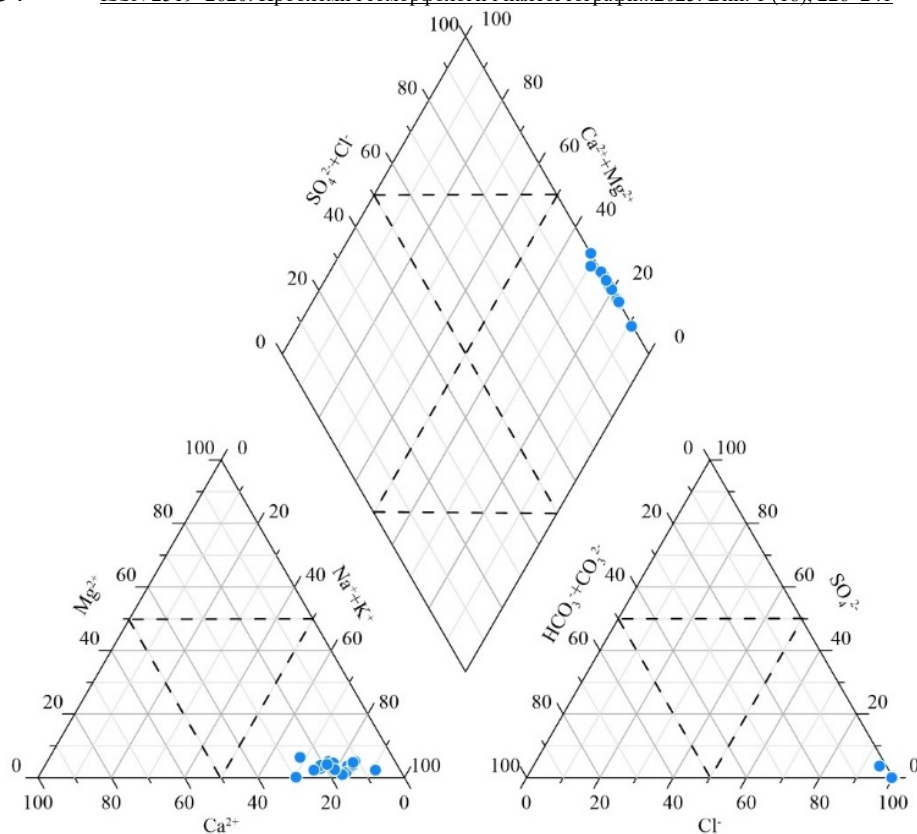


Рис. 4. Пластові води Пнівського нафтового родовища на діаграмі Пайпера
 Fig. 4. Formation waters of the Pniv oil field on the Piper diagram

Відсутність кореляційних зв'язків параметрів підземних вод з глибиною залягання, очевидно, відображає процеси міграції вод зонами тріщинуватості, що утворилися на стадії орогенезу. Процес накопичення відкладів сприяв також метаморфізації седиментогенних вод. Проте на орогенному етапі вони зазнавали переміщень і як окрема фаза, і як єдине ціле з водовмісними породами. Внаслідок цього утворилися частково або повністю ізольовані, занурені на значні глибини блоки. Якщо ступінь ізольованості окремого блоку був меншим, то на певних етапах геологічного розвитку туди могли проникнути інфільтраційні води, що спричинило збіднення солянок і зміни їхнього макро- та мікрокомпонентного складу.

Ступінь ізольованості структур для Пнівського нафтового родовища розраховано відповідно до методики, що передбачає поділ величини значень мінералізації води горизонту (M , мг/дм^3) на глибину його залягання (H , м). Величина коефіцієнта закритості структури у межах 1–50 відповідає зоні значного водообміну, 50–100 – утрудненого, 100–300 – застійного режиму. Як відображено на діаграмі (рис. 5), у 74 % випадків ступінь ізольованості структур Пнівського нафтового родовища відповідає умовам застійного режиму водообміну, у 21 % – утрудненого, і лише у бистрицьких відкладах на глибині 2 160 м у св. 6 ступінь закритості структури невисокий, що

Таблиця 1. Кореляційна матриця макро- і мікроелементів у підземних водах Пнівського нафтового родовища
 Table 1. Correlation matrix of macro- and microelements in groundwater of the Pniv oil field

	Глибина, Н, м	pH	Мінералі- зація, М, г/дм ³	Катіони				Аніони			Мікроелементи		$r_{Na/rCl}$	$\frac{r_{SO_4} \cdot 100}{r_{Cl}}$	Cl/Br
				Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	NH ₄ ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	J ⁻	Br ⁻			
Н, м	1,00														
pH	-0,01	1,00													
М	-0,34	-0,81	1,00												
Na ⁺ +K ⁺	-0,21	-0,80	0,95	1,00											
Ca ²⁺	-0,48	-0,55	0,70	0,46	1,00										
Mg ²⁺	-0,43	-0,69	0,62	0,51	0,50	1,00									
NH ₄ ⁺	0,42	-0,30	-0,13	-0,37	0,05	0,90	1,00								
Cl ⁻	-0,35	-0,81	0,99	0,95	0,70	0,63	-0,11	1,00							
SO ₄ ²⁻	-0,03	0,72	-0,76	-0,86	-0,22	-0,31	0,65	-0,76	1,00						
HCO ₃ ⁻	0,29	0,80	-0,77	-0,73	-0,52	-0,59	-0,75	-0,78	0,79	1,00					
J ⁻	0,37	-0,59	0,23	0,42	-0,39	0,32	0,60	0,23	-0,47	-0,16	1,00				
Br ⁻	-0,09	-0,42	0,42	0,30	0,44	0,73	0,86	0,43	-0,02	-0,23	0,24	1,00			
$r_{Na/rCl}$	0,50	0,06	-0,19	0,11	-0,81	-0,39	-0,36	-0,19	-0,33	0,15	0,61	-0,39	1,00		
$\frac{r_{SO_4} \cdot 100}{r_{Cl}}$	-0,01	0,76	-0,81	-0,88	-0,30	-0,45	0,63	-0,81	0,98	0,85	-0,49	-0,20	-0,23	1,00	
Cl/Br	-0,05	0,10	-0,05	-0,02	0,02	-0,54	-0,79	-0,05	-0,15	-0,07	-0,40	-0,85	0,08	-0,01	1,00

Таблиця 2. Статистичний аналіз макро- і мікроелементів у підземних водах Пнівського нафтового родовища (n = 19)
 Table 2. Statistical analysis of macro- and microelements in groundwater of the Pniv oil field (n = 19)

Статистика	Глибина	pH	Мінералізація, г/дм ³	Катіони				Аніони			Мікроелементи	
				Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	NH ₄ ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	J ⁻	Br ⁻
Кількість	19	12	19	19	19	19	9	19	19	19	19	19
Мінімум	1540	4	75,67	20924,15	5579,1	10	240	43308,4	2	31,7	1,07	99,15
Середнє	2164	6	255	80421	15221	1926	311	156532	228	268	18	522
Максимум	2800	9,2	322,166	102144,07	26078,8	4013,4	410	198001,2	2270,8	1494,5	34,7	1611,7
Ст. відхилення	316,76	1,51	53,81	16553,79	5883,39	942,17	59,74	33919,35	515,39	347,66	8,27	411,03
Дисперсія	1E+05	2,29	2895,89	274028034	34614237,4	887693	3568,81	1150522096	265624,76	120865	68,322	168944,21
Медіана	2119	5	256,559	82526,94	15666,3	2014	285,3	158152,5	52,7	146,4	17,8	314,4
Мода	#Н/Д	5	#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д	#Н/Д	158152,5	52,7	97,6	11	303,7
Ексцес	0,398	2,062	6,426	9,749	-0,965	0,452	-1,249	6,522	15,613	9,041	0,289	2,167
Асиметрія	0,491	1,573	-2,066	-2,698	0,219	-0,053	0,448	-2,091	3,847	2,900	-0,048	1,716
Коеф. варіації, %	14,64	27,31	21,12	20,58	38,65	48,93	19,21	21,67	225,81	129,96	46,98	78,81

засвідчує значний водообмін. Водночас пластова вода з цієї свердловини різко відрізняється від решти проб. Це слабка солянка з відносно невисокою мінералізацією –75,67 г/л, низьким вмістом Броду (99,15 мг/л) і Йоду (1,07 мг/л), значним вмістом сульфатів і гідрокарбонатів і лужним середовищем (рН=9,2). Проте тип води, за Суліним, залишився хлоридно-кальцієвим. Очевидно, тут відбулося проникнення інфільтраційних вод, що спричинило до збіднення солянок і зміни їхнього макро- та мікрокомпонентного складу. Такі умови тут могли сформуватися власне унаслідок переміщення відкладів разом з пластовими водами на орогенному етапі розвитку регіону.

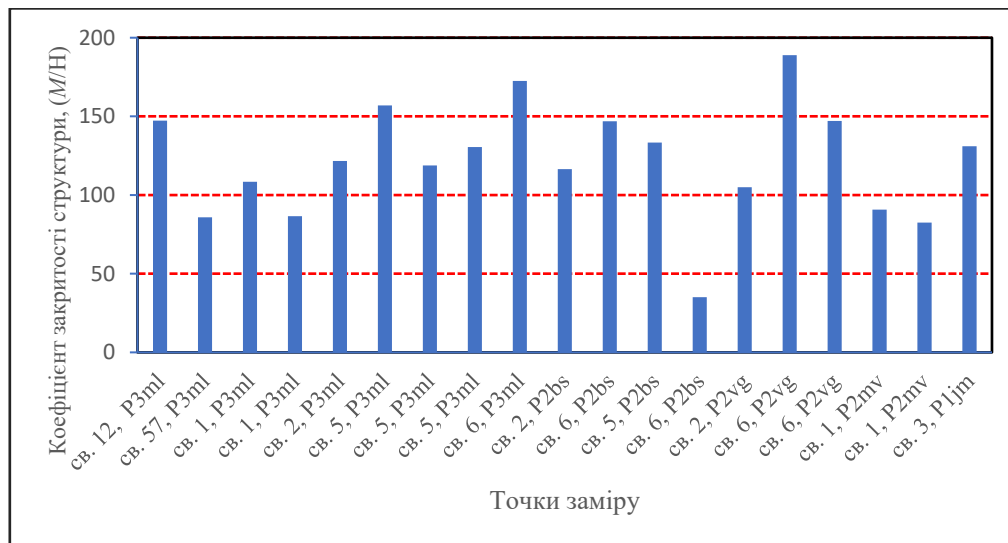


Рис. 5. Ступінь закритості структур Пнівського нафтового родовища

Fig. 5. Degree of closure of the structures of the Pniv oil field

З іншого боку, у насунені на соленосну моласу флішові утворення інфільтрувалися та імпрегнувалися солянки з міоценових відкладів Самбірсько-Рожнятівської частини Передкарпатського водонапірного басейну. Це засвідчують прояви висококонцентрованих солянок у фліші Бориславсько-Покутської зони, Складчастих Карпат загалом. Такі ж процеси відбулися і під час формування Пнівського нафтового родовища, де пластові води на контакті флішових менілітових відкладів з соленосними моласами воротищенської світи набувають значно вищої мінералізації, досягаючи значень 302–310 г/л (див. рис. 3).

Детальніше зупинимось на характеристиці мінерального складу окремих стратиграфічних горизонтів. У менілітових відкладах олігоцену підземні води розкриті на глибинах 1 903 – 2 800 м. Загальна концентрація солей коливається у межах 199–322 г/л. Це доволі міцні солянки і, за класифікацією В. О. Суліна, належать до хлоридно-кальцієвого типу, хлоридного кальцій-натрієвого складу. Ступінь метаморфізації вод змінюється від 0,77 (св. № 12, Битківський блок) до 0,91 (св. № 57, Пасічянський блок) і в середньому має значення 0,82. Хлор-бромний коефіцієнт набуває значень від 138 до 650 за середнього значення 363.

Такі невисокі значення наведеного коефіцієнта засвідчують незначний внесок у загальній мінералізації вод солей вилуговування соленосних відкладів. Хоча це також може бути наслідком додаткового надходження Брому (наприклад, при трансформації органічної речовини вмісних порід). Максимальну концентрацію Брому у водах менілітових відкладів у кількості 1 385 мг/л виявлено у воді, відібраній зі свердловини № 12 з глибини 1 900 м. Концентрація Йоду коливається у межах 12–29 мг/л. Вміст амонію становить 250–366 мг/л. Загальний хімічний склад пластових вод менілітових відкладів у формулі Курлова має вигляд:

$$P_{3ml} M_{264} \frac{Cl 100}{(Na+K) 82 Ca 14 Mg 4}.$$

Відповідно до наявних характеристик сольового складу пластових вод, загалом водоносні горизонти менілітових відкладів знаходяться у квазізастійному гідродинамічному режимі і є сприятливими для збереження вуглеводневих покладів. Деякі відмінності у мінеральному складі пластових вод менілітових відкладів є наслідком неоднорідності гідрогеологічних умов у різних блоках родовища.

В еоценових відкладах бистрицької світи містяться також солянки високої концентрації. Ступінь їхньої метаморфізації перебуває у межах значень 0,74–0,77. Відносна сульфатність є мізерною і становить 0,01–0,02. Хлор-бромне відношення в середньому близьке до такого для вод нормального моря і становить 412. Концентрація Брому у солянках сягає 1 018 мг/л, Йоду – коливається від 4 до 20 мг/л. Їх вигляд у формулі Курлова наступний:

$$P_{2bs} M_{267} \frac{Cl 100}{(Na+K) 76 Ca 20 Mg 4}.$$

Дещо інший мікрокомпонентний склад проби води з глибини 2 160 м свердловини 6. Вода хлоридно-кальцієвого типу, хлоридного кальцій-натрієвого складу. Проте мінералізація води сягає усього 75 г/л, рН середовище змінюється зі слабко-кислого (4–5,2) до лужного (9,2), знижується вміст Брому і Йоду, а в аніонному складі з'являється вищий, порівняно з іншими пробами, вміст сульфатів і гідрокарбонатів. Її склад можна відобразити формулою Курлова:

$$P_{2bs} M_{75} \frac{Cl 94 SO_4 4 HCO_3 2}{(Na+K) 70 Ca 30}.$$

Окрім того, у цьому випадку коефіцієнт закритості структури становить всього 35, що відповідає зоні значного водообміну. Отож вважаємо, що ми зіштовхнулися з випадком, коли на певному етапі геологічного розвитку у відклади бистрицької світи могли проникнути інфільтраційні води, що спричинило збіднення солянки, зміни рН середовища, зростання вмісту сульфатів і карбонатів.

Підземні води вигодської світи еоцену також представлені доволі міцними солянками хлоридно-кальцієвого типу із середньою мінералізацією 277 г/л. Від менілітових солянок вони відрізняються вищим значенням коефіцієнта метаморфізації, який коливається у межах значень від 0,75 (св. № 6, Бабченський блок) до 0,78 (св. № 2, Битківський блок) і підвищеним вмістом Кальцію, що, очевидно, пов'язано із літологічною особливістю порід світи. Хлор-бромне відношення знаходиться в межах 429–590, а середнє значення відносної сульфатності – 0,02. Середній вміст амонію становить 188 мг/л, Йоду – 14 мг/л. У вигляді формули Курлова їхній вигляд такий:

$$P_{2vg} M_{277} \frac{Cl\ 100}{(Na+K)\ 77\ Ca\ 20\ Mg\ 3}$$

Відклади манявської світи представлені підземними водами з інтервалу глибин 2 613–2 770 м. За сольовим складом це міцні солянки хлоридного кальцій-натрієвого складу, проте їхня мінералізація становить 233 г/л, що є найнижчим показником серед проб палеогенових відкладів. Від описаних вище вони відрізняються пониженим вмістом Брому з майже нульовим вмістом сульфатів, а коефіцієнт закритості структур засвідчує умови утрудненого водообміну. Формула макрокомпонентного складу вод манявської світи має такий вигляд:

$$P_{2mn} M_{232} \frac{Cl\ 100}{(Na+K)\ 83\ Ca\ 16\ Mg\ 1}$$

Пластові води ямненських відкладів палеоцену випробувані лише однією свердловиною на глибині 2 250 м. Це дуже міцні солянки з мінералізацією 294,8 г/л, значним ступенем метаморфізації ($rNa/rCl = 0,69$), високим вмістом Кальцію, амонію (410 мг/л) та аномально високою концентрацією Брому (1 611,7 мг/л). Відносна сульфатність пластових вод ямненських відкладів дещо вища, ніж у попередніх пробах, і має значення 0,24. Завдяки значному вмісту хлоридів, хлор-бромне відношення для цих солянок становить 1 13. Їхній основний склад описується такою формулою:

$$P_{1jm} M_{294} \frac{Cl\ 100}{(Na+K)\ 68\ Ca\ 26\ Mg\ 6}$$

Висновки. Сучасний гідрогеохімічний розріз Пнівського нафтового родовища сформований багатьма чинниками, що діяли упродовж доорогенного та орогенного етапів розвитку геоструктури і тривають досі. Пластові води у палеогенових відкладах Пнівського нафтового родовища можна охарактеризувати як однотипні доволі міцні солянки хлоридно-кальцієвого типу (за В. О. Суліним), хлоридного кальцій-натрієвого складу. Такий макро- і мікрокомпонентний склад, ймовірно, слугує наслідком встановлення гідродинамічного зв'язку між різновіковими водоносними горизонтами на ділянках підвищеної тріщинуватості, що виникала в процесі орогенного етапу геологічного розвитку. Деякі відмінності в іонно-сольовому складі вод цих відкладів зумовлені літологічними особливостями колекторів (наприклад, фаціальна мінливість), впливом тектонічних порушень на динаміку підземних вод деяких складок і блоків, а також впливом вуглеводневих покладів. Специфікою пластових вод ямненських відкладів є аномальні концентрації Брому. Гідрогеохімічні особливості і ступінь закритості структур засвідчують наявність там квазізастійного (стагнаційного) гідрогеологічного режиму, сприятливого для консервації вуглеводневих покладів.

БІБЛІОГРАФІЧНІ ПОСИЛАННЯ

- Атлас родовищ нафти і газу України. В шести томах. Т. 4. Західний нафтогазоносний регіон. Львів : Центр Європи, 1998. 494 с.
- Бабінець А. Є., Мальська Р. В. Геохімія мінералізованих вод Передкарпаття. Київ : Наук. думка, 1975. 192 с.
- Гавриленко К. С., Штогрин О. Д. Порівняльна оцінка геохімічних показників нафтогазоносності на прикладі підземних вод Передкарпаття // Питання нафтогазоносності України. Київ : Наук. думка, 1964. С. 96–110.

Медвідь Г., Гарасимчук В., Телегуз О. Гідрогеохімічні особливості палеогенових відкладів...

240 ISSN 2519–2620. Проблеми геоморфології і палеогеографії...2025. Вип. 1 (18), 226–241

Гнилко О. М., Ващенко В. О. Еволюція Бориславсько-Покутського та Самбірського покривів та тектонічна позиція міоценових моласових басейнів (українське Прикарпаття) // Геодинаміка. 2004. 1(4). 24–32.

Карпатська нафтогазоносна провінція / 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., Калужний 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. Львів – Київ: Український видавничий центр, 2004. 390 с.

Колодій В., Медвідь Г., Спринський М., Гарасимчук В., Паньків Р., Величко Н., Добущак М. Гідрогеологія нафтових і газових родовищ Карпатської нафтогазоносної провінції // Геологія і геохімія горючих копалин. 2007. № 1. Ч. II. С. 65–85.

Копистянський Р. С. Тріщинуватість гірських порід і її значення в нафтогазовій геології. Київ : Наук. думка, 1978. 215 с.

Новосілецький Р. М. Пластові тиски флюїдів у надрах України. Київ : Техніка, 1969. 163 с.

Орлов О. О. Концепція геодинамічного походження аномальних пластових тисків в осадовій оболонці земної кори (частина друга) [Електронний ресурс] / О. О. Орлов, М. І. Євдошук, В. Г. Омельченко, О. М. Трубенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Івано-Франківськ, 2007. № 4 (25). URL : <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/4704/1/2579p.pdf>

Осадчий В. Г., Куровець І. М., Грицик І. І., Мельничук С. П. Термобаричні параметри продуктивних горизонтів вуглеводнів і родовищ Карпатської нафтогазоносної провінції // Геологія і геохімія горючих копалин. 2005. №1. С. 28–35.

Пнівське нафтове родовище / Я. Г. Лазарук // Енциклопедія сучасної України [Електронний ресурс] / редкол. : І. М. Дзюба, А. І. Жуковський, М. Г. Железняк [та ін.] ; НАН України, НТШ. Київ : Інститут енциклопедичних досліджень НАН України, 2023. URL : <https://esu.com.ua/article-880446>.

Сиротіна Т. В. До питання про колекторські властивості порід основних нафтових родовищ Передкарпаття // Питання нафтогазоносності України. Київ : Наук. думка. 1964. С. 83–86.

Щепак В. М., Мигович В. І. Гідрогеологічні показники нафтогазоносності локальних структур Передкарпатського прогину // Геологія і геохімія горючих копалин. 1971. Вип. 28. С. 86–90.

Birkle Peter, García Bernardo Martínez, Padrón Carlos M. Milland. Origin and evolution of formation water at the Jujo–Tecominoacán oil reservoir, Gulf of Mexico. Part 1: Chemical evolution and water–rock interaction. Applied Geochemistry. 2009, April. Vol. 24, Is. 4, P. 543–554. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2008.12.009>.

Cai Chuan, Qiu Nansheng Liu Nian, Li Zhenming, Wang Yuanjie, Yu Zhanwen, Gao Ting, Jiao Yaxian. Geochemistry of formation waters and crude oils in the Shulu Sag, Bohai Bay Basin, NE-China, to assess quality and accumulation of hydrocarbons. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 10. 110057. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110057>.

Carpenter Alden B. Origin And Chemical Evolution Of Brines In Sedimentary Basins // SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas. 1978, October. Paper Number: SPE-7504-MS. <https://doi.org/10.2118/7504-MS>.

Luan Guoqiang, Dong Chunmei, Azmy Kareem, Fu Li-Yun, Lin Chengyan, Ren Lihua, Changying Shi, Jia Li. Hydrogeochemistry of oil-field formation water in relation to diagenesis of reservoirs: A case study from Shahejie formation, Dongying Depression. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. 110822. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110822>.

REFERENCES

Atlas rodovyshech nafty i hazu Ukrainy. V shesty tomakh. T. 4. Zakhidnyi naftohazonosnyi rehion. Lviv : Tsentr Yevropy, 1998. 494 s. (In Ukrainian).

Babinets A. Ye., Malska R. V. Heokhimii mineralizovanykh vod Peredkarpattia. Kyiv : Nauk. dumka, 1975. 192 s. (In Ukrainian).

Havrylenko K. S., Shtohryn O. D. Porivnialna otsinka heokhimichnykh pokaznykiv naftohazonosnosti na prykladi pidzemnykh vod Peredkarpattia. Pytannia naftohazonosnosti Ukrainy. Kyiv : Nauk. dumka, 1964. S. 96–110. (In Ukrainian).

- Hnylko O. M., Vashchenko V. O. Evoliutsiia Boryslavsko-Pokutskoho ta Sambirskoho pokryviv ta tektonichna pozytsiia miotsenovykh molasovykh basiniv (ukrainske Prykarpattia). *Heodynamika*. 2004. 1(4). 24–32. (In Ukrainian).
- Karpatska naftohazonosna provintsii / Kolodii V. V., Boiko H. Yu., Boichevska L. T., Bratus M. D., Velychko N. Z., Harasymchuk V. Yu., Hnylko O. M., Danysh V. V., Dudok I. V., Zubko O. S., Kaliuzhnyi V. A., Kovalyshyn Z. I., Koltun Yu. V., Kopach I. P., Krupskiy Yu. Z., Osadchyi V. H., Kurovets I. M., Lyzun S. O., Naumko I. M., . . . Shcherba O. S. Lviv – Kyiv: Ukrainnyi vydavnychy tsentr, 2004. 390 s. (In Ukrainian).
- Kolodii V., Medvid H., Sprynskiy M., Harasymchuk V., Pankiv R., Velychko N., Dobushchak M. Hidroheolohiia naftovykh i hazovykh rodovyshch Karpatskoi naftohazonosnoi provintsii. Heolohiia i heokhimiia horiuchykh kopalyn. 2007. № 1. Ch. II. S. 65–85. (In Ukrainian).
- Kopystianskyi R. S. Trishchynuvatist hirskykh porid i yii znachennia v naftohazovii heolohii. Kyiv : Nauk. dumka, 1978. 215 s. (In Ukrainian).
- Novosiletskyi R. M. Plastovi tysky fluidiv u nadrah Ukrainy. Kyiv : Tekhnika, 1969. 163 s. (In Ukrainian).
- Orlov O. O. Kontseptsiiia heodynamichnoho pokhodzhennia anomalnykh plastovykh tyskv v osadovii obolontsi zemnoi kory (chastyna druha) [Elektronnyi resurs] / O. O. Orlov, M. I. Yevdoshchuk, V. H. Omelchenko, O. M. Trubenko. Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch. Ivano-Frankivsk, 2007. № 4 (25). URL : <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/4704/1/2579p.pdf> (In Ukrainian).
- Osadchyi V. H., Kurovets I. M., Hrytsyk I. I., Melnychuk S. P. Termobarychni parametry produktyvnykh horyzontiv vuhlevodniv i rodovyshch Karpatskoi naftohazonosnoi provintsii // Heolohiia y heokhimiia horiuchykh kopalyn. 2005. №1. S. 28–35. (In Ukrainian).
- Pnivske naftove rodovyshche / Ya. H. Lazaruk. Entsyklopediia suchasnoi Ukrainy [Elektronnyi resurs] / redkol. : I. M. Dziuba, A. I. Zhukovskiy, M. H. Zhelezniak [ta in.] ; NAN Ukrainy, NTSh. Kyiv : Instytut entsyklopedychnykh doslidzhen NAN Ukrainy, 2023. URL : <https://esu.com.ua/article-880446>. (In Ukrainian).
- Syrotina T. V. Do pyttannia pro kolektorski vlastyvoli porid osnovnykh naftovykh rodovyshch Peredkarpattia. Pyttannia naftohazonosnosti Ukrainy. Kyiv : Nauk. dumka. 1964. S. 83–86. (In Ukrainian).
- Shchepak V. M., Myhovych V. I. Hidroheolohichni pokaznyky naftohazonosnosti lokalnykh struktur Peredkarpatskoho prohynu. Heolohiia i heokhimiia horiuchykh kopalyn. 1971. Vyp. 28. S. 86–90.
- Birkle Peter, García Bernardo Martínez, Padrón Carlos M. Milland. Origin and evolution of formation water at the Jujo–Tecominoacán oil reservoir, Gulf of Mexico. Part 1: Chemical evolution and water–rock interaction. *Applied Geochemistry*. Volume 24, Issue 4, April 2009, Pages 543–554. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2008.12.009>. (In Ukrainian).
- Birkle Peter, García Bernardo Martínez, Padrón Carlos M. Milland. Origin and evolution of formation water at the Jujo–Tecominoacán oil reservoir, Gulf of Mexico. Part 1: Chemical evolution and water–rock interaction. *Applied Geochemistry*. 2009, April. Vol. 24, Is. 4, P. 543–554. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2008.12.009>.
- Cai Chuan, Qiu Nansheng Liu Nian, Li Zhenming, Wang Yuanjie, Yu Zhanwen, Gao Ting, Jiao Yaxian. Geochemistry of formation waters and crude oils in the Shulu Sag, Bohai Bay Basin, NE-China, to assess quality and accumulation of hydrocarbons. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 10. 110057. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110057>.
- Carpenter Alden B. Origin And Chemical Evolution Of Brines In Sedimentary Basins // SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas. 1978, October. Paper Number: SPE-7504-MS. <https://doi.org/10.2118/7504-MS>.
- Luan Guoqiang, Dong Chunmei, Azmy Karem, Fu Li-Yun, Lin Chengyan, Ren Lihua, Changying Shi, Jia Li. Hydrogeochemistry of oil-field formation water in relation to diagenesis of reservoirs: A case study from Shahejie formation, Dongying Depression. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. 110822. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110822>.