

Василь ГАРАСИМЧУК¹, Галина МЕДВІДЬ¹,
Ольга ТЕЛЕГУЗ¹, Іванна КОЛОДІЙ¹, Мирослав СПРИНСЬКИЙ²

¹ Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, Україна,
e-mail: igggk@mail.lviv.ua

² Університет Миколая Коперника в Торуні, Торунь, Польща,
e-mail: kontakt@umk.pl

ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ ОЗНАКИ НАФТОНОСНОСТІ ГВІЗДЕЦЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА (Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район)

Досліджено гідрогеологічні особливості структур Гвіздецького нафтового родовища. Виокремлено специфічні ознаки підземних вод, що визначають наявність вуглеводневих скупчень, з метою їхнього використання на інших ділянках досліджуваного регіону під час пошуків нових родовищ.

З'ясовано, що в усіх водоносних горизонтах родовища пластовий тиск перевищує гідростатичний на величину від 3 до 13 МПа. Максимальні значення тисків фіксуються як у межах контуру нафтогазоносності, так і поблизу контакту нафта–вода. Встановлено, що високі значення надгідростатичності пластових вод відображають щільну гідродинамічну ізольованість окремих водоносних горизонтів і ділянок Гвіздецького нафтового родовища та безпосередньо вказують на їхню високу гідрогеологічну сприятливість щодо збереження покладів. Просторовий розподіл гідродинамічних векторів вказує на потенційні шляхи міграції флюїдів – як у бік Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, так і в напрямку Скибової зони Карпат.

Макрокомпонентний склад, вміст мікроелементів та співвідношення компонентів пластових вод Гвіздецького нафтового родовища відображають квазізастійні гідрогеологічні умови, які сприяють збереженню тут вуглеводневих покладів. Наявність гідрокарбонатно-натрієвих вод менілітових відкладів із зниженою мінералізацією та підвищеним вмістом гідрокарбонат-іона розглядається як прямий гідрогеологічний критерій, пов'язаний з відновленням сірки сульфатів при взаємодії підземних вод із вуглеводнями ореолу розсіювання нафтового покладу родовища.

Газогідрогеохімічними ознаками нафтоносності є зростання газонасичення вод при наближенні до покладу та збільшення у складі водорозчинених газів відносної частки гомологів метану.

Ключові слова: поклади вуглеводнів, гідрогеологічні критерії нафтогазоносності, водоносний горизонт, пластовий тиск, макрокомпоненти, мікрокомпоненти.

Вступ. Формування та збереження вуглеводневих скупчень у надрах завжди проявляється впливом на підземні води, що заповнюють пористий та тріщинуватий простір. Цей вплив може відображатися на геохімічних особливостях вод, тисках, температурах. Ореоли впливів можуть поширюватися

на значні віддалі. Такі ознаки в нафтогазовій гідрогеології отримали назву «гідрогеологічні критерії нафтогазоносності».

Гідрогеологічні критерії нафтогазоносності – це специфічні гідрогеологічні ознаки, що вказують на наявність чи сприятливі умови для формування та збереження вуглеводневих скупчень. Встановлення чітких та достовірних гідрогеологічних критеріїв дає змогу визначати перспективні райони нафтогазонагромадження, з'ясовувати можливість збереження вуглеводнів у надрах протягом тривалого геологічного часу, окреслювати ділянки та вертикальні інтервали поширення покладів, що в комплексі з іншими геологічними критеріями сприяє зменшенню витрат та, відповідно, підвищенню ефективності нафтогазопошукових робіт. Переважно за гідрогеологічними показниками розрізняють регіональну, зональну і локальну оцінки перспектив нафтогазоносності.

Постановка проблеми. Серед гідрогеологічних критеріїв нафтогазоносності виокремлюють: «прямі» – ті, які безпосередньо вказують на наявність покладів (водорозчинена органічна речовина, водорозчинені вуглеводневі гази); «непрямі» – такі, які відображають сприятливі умови для формування та збереження покладів вуглеводнів (гідродинамічні і гідрогеотермічні ознаки, концентрації макро- і мікроелементів (компонентів)).

Досвід застосування критеріїв нафтогазоносності показує, що найбільш інформативними є газогідрогеохімічні ознаки: вуглеводневий склад водорозчиненого газу, висока пружність, підвищений вміст гомологів метану (ознака наявності нафтового покладу). Ореолі аномалій водорозчинених газів можуть проявлятися на відстані до 7 км.

До *органогідрогеохімічних критеріїв* належать C_{org} , наявність розчинених у водах ароматичних вуглеводнів – бензол, толуол, ксилоли; леткі жирні кислоти, нафтенові кислоти, феноли, аміни. Поширення ореолів цих компонентів коливається від десятків метрів до 2–3 км.

До *мінеральних критеріїв* нафтогазоносності належить відносно високий вміст J, Br, B, Ba, Ni, V, Co, Mo, Mn, Hg, Ge, Cu, Ra, NH_4 , Sr, Cr, HCO_3 , а також природні конденсаційні води газоконденсатних і газових та солюційні води нафтових родовищ, що генетично пов'язані із формуванням покладів (Колодій та ін., 2009).

Аналіз актуальних досліджень. Найбільш актуальними з вивчення гідрогеологічних ознак та встановлення критеріїв нафтогазоносності Карпатської нафтогазонасної провінції (НГП) є дослідження: В. В. Колодій (Колодій, 1985; Колодій, 1998; Колодій та ін., 2004), К. С. Гавриленко (Гавриленко та ін., 1971), А. Ф. Романюка (Романюк та ін., 1973), М. І. Спринського (Колодій та ін., 1996), В. М. Щепака (1971) тощо.

Метою дослідження є вивчення гідрогеологічних особливостей структур Гвіздецького нафтового родовища, виокремлення специфічних ознак, що визначають наявність вуглеводневих скупчень, з метою їхнього використання на інших ділянках досліджуваного регіону під час пошуків нових родовищ.

Методика роботи. Фактичний матеріал (фізичні характеристики пластових вод, їхні геодинамічні та геотермічні параметри, вміст макро- та мікрокомпонентів, склад та кількість водорозчинених газів) зібраний зі справ свердловин Гвіздецького нафтового родовища (фонди ДП «Західукргеологія»

НАК «Надра України»). Частина результатів аналітичних визначень була відбракована. Причиною недостовірності даних могли бути неякісний відбір проб, помилки при аналітичних дослідженнях та документуванні результатів. Верифіковані дані опрацьовано статистичними і графічними методами.

Виклад основного матеріалу. *Розташування та історія освоєння.* Гвіздецьке родовище розташоване в Богородчанському районі Івано-Франківської області на відстані 12 км від м. Богородчани (рис. 1).

У тектонічному відношенні воно приурочене до антиклінальної складки Карпатського простягання четвертого ярусу структур південно-східної частини Бориславсько-Покутської зони, з розмірами 4,2 x 1,2 км та амплітудою 800 м. У 1962 р. під час геологічної зйомки масштабу 1 : 25 000 було закартовано Гвіздецьку складку, а вже в 1963 р. розпочато пошукове буріння. Того самого року у св. № 55 при випробуванні середньоменілітових відкладів (інт. 1750–1840 м) одержано приплив нафти 204 т/добу при роботі на діафрагмі діаметром 14 мм. Газовий фактор становив 251,3 м³/т за буферного тиску 5,9; затрубного – 12,5 і пластового на глибині 1840 м – 28,3 МПа.

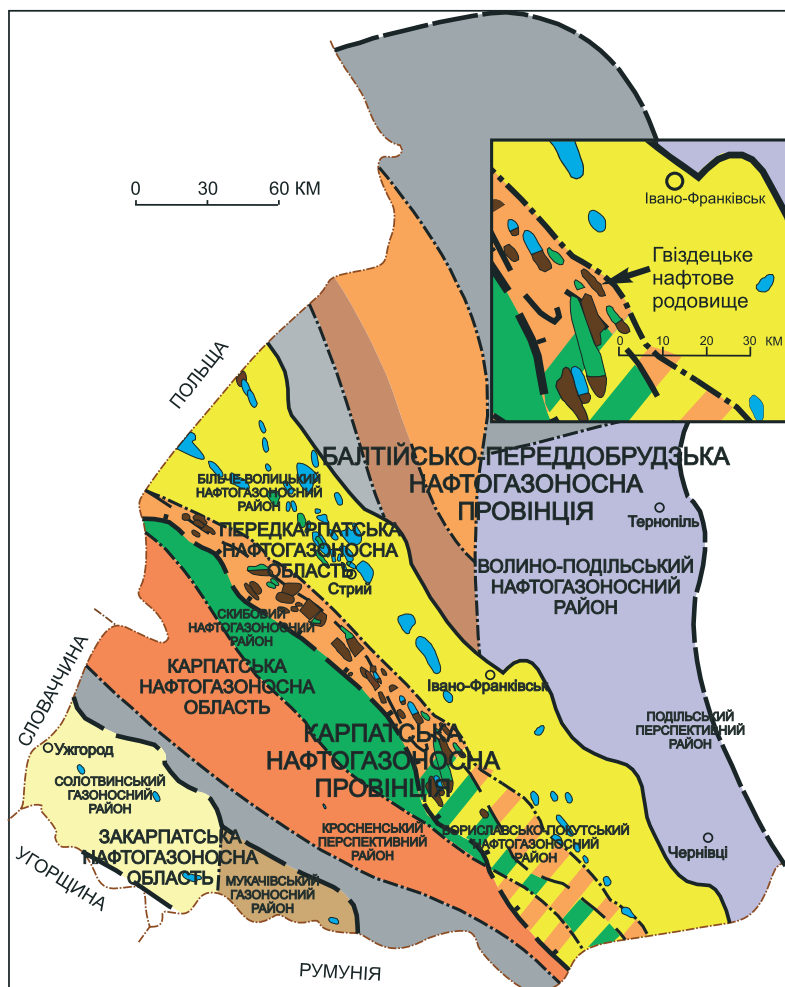


Рис. 1. Локація Гвіздецького нафтового родовища (основа за (Іванюта, 1998))

Згодом були відкриті поклади в нижньоменілітових і еоценових породах. Усього в межах родовища пробурено 38 свердловин, з яких дев'ять ліквідовано. Видобувний фонд налічує 16 свердловин при дев'яти нагнітальних і чотирьох спостережних. Родовище перебуває в завершальній стадії розробки, закачування води в поклади триває (Іванюта, 1998).

Відповідно до Спеціального дозволу на користування надрами № 2238 від 07.09.2000 р. видобутком вуглеводнів займається Публічне акціонерне товариство «Укрнафта».

Геологічна будова і нафтогазоносність. Гвіздецька складка є антикліналлю субмеридіонального простягання, яка є фронтальною в четвертому ярусі. Її крила круті (до 40–60°) і зрізані насувами. Поперечними скидо-зсувами з амплітудою до 50 м вона розбита на три блоки (рис. 2, 3). Склепінна частина складки розташована в межах першої та другої ділянок, де оконтурюється ізогіпсою –1100 м по покрівлі середньоменілітового продуктивного горизонту. Розміри склепіння 4,2 x 1,2 км, висота – приблизно 800 м.

У геологічній будові структури беруть участь флішові утворення верхньої крейди (стрийська світа), палеоцену, еоцену (манявська, вигодсько-пасічнянська і бистрицька світи), олігоцену (менілітова світа) та моласові – міоцену (воротищенська та слобідська світи). Скупчення нафти є в кожному з трьох блоків (ділянок) складки. Типи покладів пластові склепінні та тектонічно екрановані з пружноводонапірним режимом.

Водоносні горизонти і водотриви. Продуктивні нафтогазоносні колектори родовища зосереджені у відкладах палеогенового флішу, які представлені товщею нашарування аргілітів, пісковиків та алевролітів. Основними колекторами є горизонти пісковиків та алевролітів. Міжзернова пористість піщано-алевритових порід зазвичай не перевищує 6 %, а міжзернова проникність найчастіше не перевищує частки мД. Порові колектори (з відкритою пористістю 10–15 % і проникністю до 30 мД) мають локальний розвиток. Такі колектори розвинуті лише в горизонтах вигодської світи. Тріщинна пористість коливається від 0,01 до 1,2 % і здебільшого не перевищує 0,2 %. Тріщинна проникність становить до 30–60 мД.

Піщано-алевролітові породи менілітової серії представлені дуже зцементованими різновидами. Їхня щільність коливається в межах 2,1–2,8 г/см³. Абсолютна пористість пісковиків і алевролітів не перевищує 8 % за модального значення 3–4 %. Пісковики малопроникні, величина проникності досягає до 3 мД.

Водовмісними породами еоценових відкладів є прошарки пісковиків та алевролітів, що залягають у товщі аргілітів. Відкрита пористість пісковиків змінюється від 0,2 до 21,76 %, широко розвинені колектори з пористістю 10–15 %. Проникність пісковиків у межах від часток мД до 120 мД, через що водозбагаченість відрізняється на різних ділянках. Дебіти води зі свердловин становлять 1–300 м³/добу, частіше 2–3 м³/добу. Ці відклади дуже водозбагачені на сусідніх площах Старуня і Дзвіняч, де дебіти перевищують 250 м³/добу (Романюк & Ярош, 1985).

Загалом колектори флішу неоднорідні і більшість має дуже низькі пористість та проникність. Тому наявність суцільної нафтоносності продуктивної товщі родовищ, значні різниці дебітів зі свердловин, пробурених у тих

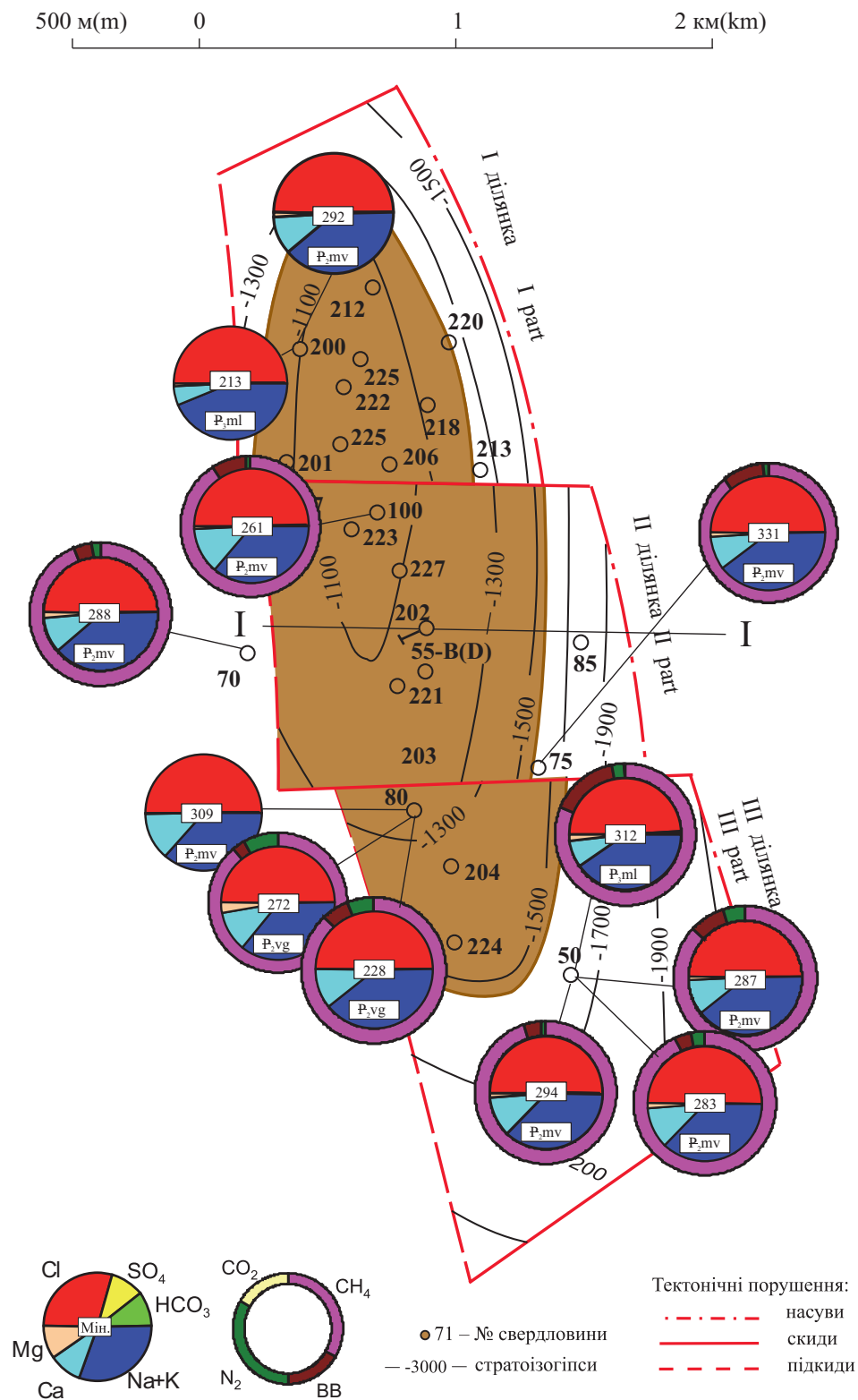


Рис. 2. Гідрогеохімічна карта Гвіздецького нафтового родовища (структурна карта середньомілітового продуктивного горизонту за (Іванюта, 1998))

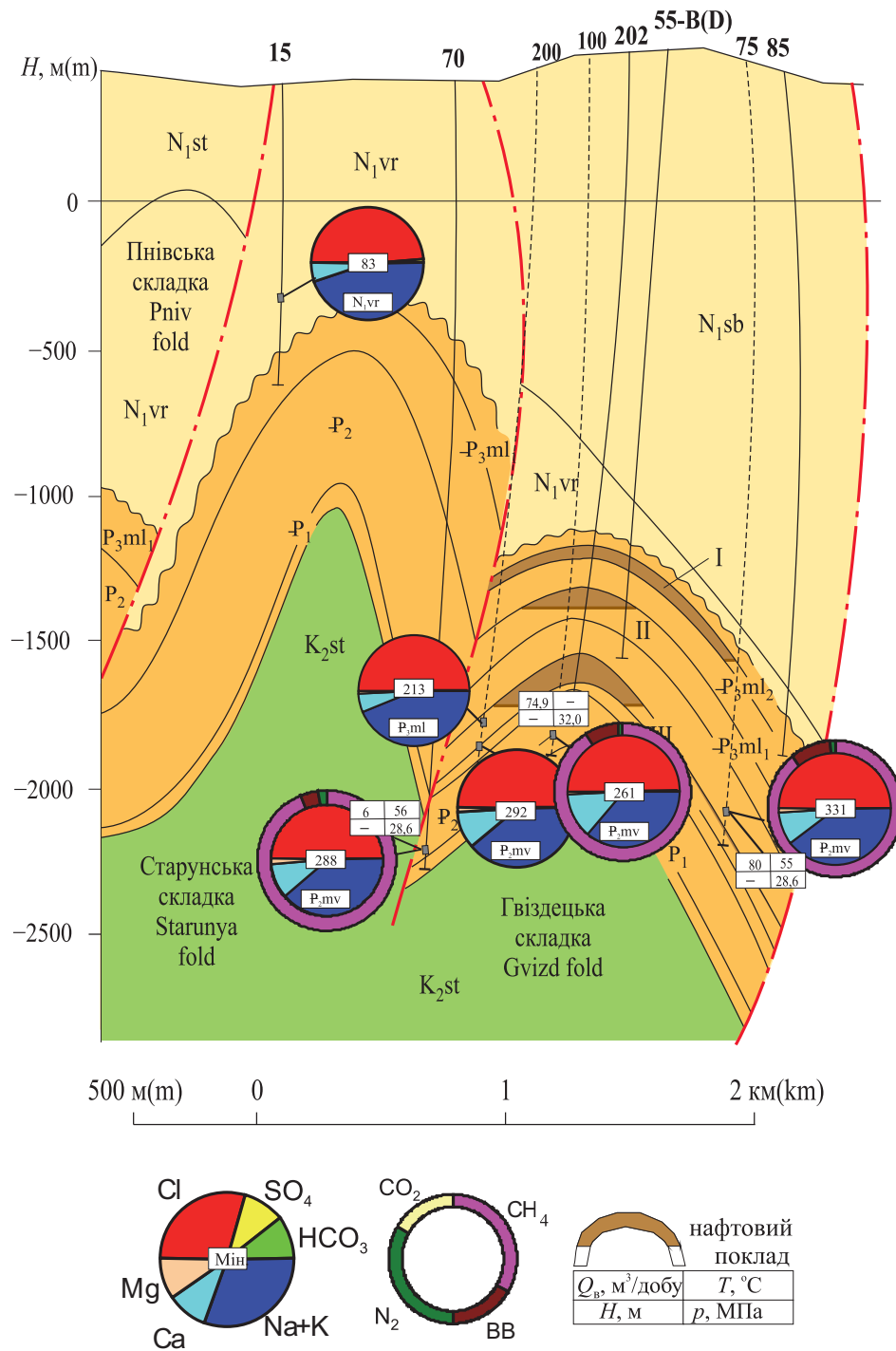


Рис. 3. Гідрогеохімічний профіль по лінії I-I Гвіздецького нафтового родовища (геологічна основа за (Іванюта, 1998))

самих стратиграфічних горизонтах, свідчать, що колектори Внутрішньої зони прогину є тріщинного типу. У породах продуктивної частини розрізу наявна велика кількість тріщин в усіх літологічних різновидах.

Порові колектори переважають у відкладах вигодської світи еоцену, натомість тріщинно-порові колектори більш розвинуті в еоценових горизонтах ямненської, манявської і бистрицької світ та в менілітовій світі олігоцену.

Покришки продуктивної товщі родовища складені глинистими породами поляницької (міоцен–олігоцен) і бистрицької (еоцен) світ.

Гідродинамічні та термобаричні умови. У водоносних горизонтах Гвіздецького родовища через неоднорідність колекторських властивостей спостерігаються значні коливання в їхній водозбагаченості на різних ділянках і стратиграфічних горизонтах. Пластові води напірні, із встановленими майже в усіх свердловинах статичними рівнями біля їхнього гирла або переливом. Припливи води до свердловин становлять від 1 до 450 м³/добу. Найбільший приплив пластових вод 450 м³/добу був встановлений для відкладів вигодської світи у св. № 20 в інтервалі випробування 2260–2270 м.

Для водоносних горизонтів родовища характерна наявність аномально високих пластових тисків як у межах контуру нафтогазоносності (св. № 55, 80), так і поблизу контакту нафта–вода (св. № 50, 70). В усіх розкритих стратиграфічних горизонтах родовища пластовий тиск перевищує гідростатичний 3–13 МПа. При цьому найбільша аномальність відносних тисків притаманна відкладам, що залягають гіпсометрично вище. Ці дані свідчать про гідродинамічну ізольованість окремих стратиграфічних горизонтів і ділянок родовища.

За даними А. А. Орлова (1980) початковий тиск для відкладів олігоцену на глибині 1985 м становив 40,2 МПа за коефіцієнта гідростатичності 2,02; а для еоценових відкладів на глибині 2219 м ці значення відповідно становили 41,9 МПа та 1,88. Дослідження абсолютних відміток приведених статичних рівнів пластових вод сусіднього Битківського родовища (Лозинский & Романюк, 1969) також показало наявність їхніх максимальних значень у водоносних горизонтах еоценових відкладів. Коливання цих показників у межах окремих блоків для олігоценових та еоценових відкладів засвідчило їхню гідродинамічну роздробленість.

Слід зазначити також, що в межах контуру нафтогазоносності (менілітові відклади склепінної частини Гвіздецької складки третьої ділянки, св. № 80) коефіцієнт гідростатичності менший, ніж у законтурній частині (менілітові відклади південно-східного крила Гвіздецької складки третьої ділянки за 100 м до контуру). Дещо менше це виражено на другій ділянці (св. № 55 і 70).

За даними гідрогеологічних досліджень Битківського нафтопромислового району (Лозинский & Баньковский, 1972) встановлено загальну тенденцію зростання приведених статичних рівнів пластових вод флішового комплексу в північно-східному напрямку. Їхні мінімальні значення зафіксовані в межах Бухтовецької складки, а максимальні – у межах Гвіздецької. Згідно з іншими дослідженнями (Новосілецький, 1969) також виявлено зростання пластових тисків у північно-східному напрямку. За цими даними пластовий тиск у водоносних горизонтах палеогену, зведений до відмітки –2500 м, дорівнює у складці Глибинній Битківської структури 37,5 МПа, у складках Ста-

руня і Гвізд – 44,5 МПа, а вже в юрських відкладах Назавизівської площі – 29,0 МПа. Відповідно такий розподіл тисків створює передумови для міграції флюїдів як у бік Зовнішньої зони, так і в напрямку Скибової зони Карпат.

За даними досліджень розподілу термобаричних параметрів покладів вуглеводнів у межах досліджуваної території (Осадчий та ін., 2005) температурний градієнт в інтервалі «нейтральний шар» для Гвіздецького родовища становить 1,8–1,9 °С, пластова температура – 39–42 °С за фонового значення пластових температур 38–40 °С.

Мінеральний склад підземних вод. У межах Гвіздецького родовища випробувано пластові води водоносних горизонтів менілітової, вигодської, манявської та бистрицької світ палеогенового флішу та соленосних моласових відкладів воротищенської світи. Ці горизонти розташовані в інтервалі глибин від 610 до 2930 м. За своїм хімічним складом пластові води представлені в основному дуже міцними солянками (за класифікацією Й. К. Зайцева) хлоридно-кальцієвого типу хлоридного натрій-кальцієвого складу (за класифікацією В. О. Суліна) (див. рис. 2, 3) та зрідка солоними водами і слабкими солянками гідрокарбонатно-натрієвого типу гідрокарбонатно-хлоридного натрієвого складу.

У менілітових відкладах дуже міцні солянки хлоридно-кальцієвого типу розкриті в інтервалі глибин від 1177 (св. № 20) до 2930 м (св. № 70). Загальна мінералізація солянок від 206 до 330 г/л, за відповідної густини 1,165–1,20 г/см³. Їм притаманний високий ступінь метаморфізації із середнім значенням відношення rNa/rCl 0,77 при коливанні значень від 0,53 до 0,89 і невисоким значенням хлорбромного коефіцієнта (середнє значення $Cl/Br = 470$).

Вміст бром у цих солянках досягає 538 мг/л (св. № 50), а концентрація йоду становить до 25 мг/л (св. № 75). Характерним для цих солянок є мізерний вміст сульфатів.

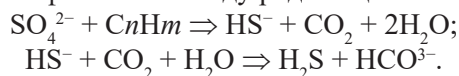
Коефіцієнт відносної сульфатності $rSO_4 \times 100/rCl$ коливається в межах 0,15 до 0,001. Усереднений макрокомпонентний склад солянок у формулі Курлова має вигляд:

$$M_{280} \frac{Cl\ 100}{Na\ 74\ Ca\ 22\ Mg\ 4}.$$

Пластові води менілітових відкладів гідрокарбонатно-натрієвого складу із середнім значенням суми розчинених солей 65 г/л, розкриті на глибинах 2208–2618 м св. № 5, 7 і 11. Для них характерне співвідношення rNa/rCl більше за одиницю ($rNa/rCl = 1,1$), а значення хлорбромного відношення є значно нижчим ($Cl/Br = 220$) за аналогічне відношення, визначене для вод нормального моря ($Cl/Br = 386$).

У цих водах привертає увагу аномально високий вміст гідрокарбонатного йона. Концентрація HCO_3^- коливається в діапазоні 2–10 мг-екв/л (1188 до 13 507 мг/л). Очевидно, що такий високий вміст гідрокарбонатів не міг бути спричинений розбавленням поверхневих вод давньої інфільтрації або технічним розбавленням поверхневими водами при промивці свердловин. Технічне розбавлення гідрокарбонатно-натрієвих вод також відхиляємо з огляду на високий вміст у водах мікроелементів, зокрема бром (160 мг/л) і йоду (21 мг/л). Високий вміст гідрокарбонат-іона, імовірно, зумовлений процесами

відновлення сірки сульфатів при взаємодії підземних вод з вуглеводнями ореолу розсіювання нафтового покладу родовища за такою схемою:



Основний макрокомпонентний склад гідрокарбонатно-натрієвих вод виражається формулою Курлова:

$$M_{65} \frac{\text{Cl } 90 [\text{SO}_4 1 \text{ HCO}_3 9]}{\text{Na } 98 [\text{Ca } 1 \text{ Mg } 1]}.$$

Підземні води еоценових відкладів вигодської світи розкриті на глибинах 1375–1380 м у північно-західному припіднятому крилі другої ділянки Гвіздецького родовища св. № 20, 25 і 40. Вони представлені дуже міцними солянками хлоридно-кальцієвого типу із середньою мінералізацією 284 г/л. Від менілітових солянок вони відрізняються вищим ступенем метаморфізації – від 0,77 (св. № 25) до 0,82 (св. № 40). Хлорбромне відношення набуває значень від 474 до 998, що свідчить про деякий вплив на формування соляного складу солянок процесів вилуговування соленосних відкладів. Значення відносної сульфатності є дуже низьким і становить соті частки відсотка. Концентрація бром у – у межах 280–415 мг/л, а вміст йоду становить 17 мг/л:

$$M_{284} \frac{\text{Cl } 100}{\text{Na } 80 \text{ Ca } 15 [\text{Mg } 5]}.$$

Підземні води манявських відкладів розкриті у св. № 20 на глибинах 1375–1761 м. За хімічним складом це також дуже міцні солянки хлоридно-кальцієвого типу хлоридного натрій-кальцієвого складу. Від солянок вигодської світи вони відрізняються дещо вищим ступенем метаморфізації ($r\text{Na}/r\text{Cl} = 0,75\text{--}0,77$), ще нижчим значенням відносної сульфатності ($r\text{SO}_4 \times 100/r\text{Cl} = 0,01$). У манявських солянках встановлено теж понижений вміст бром у і відповідно вище значення хлорбромного відношення. Концентрація бром у 301–242 мг/л, відношення $\text{Cl}/\text{Br} = 1248$. Вміст йоду не перевищує 12 мг/л. У міцних солянках відкладів манявської світи, розкритих в інтервалі глибин 2020–2495 м св. № 80 в склепінній частині другої ділянки Гвіздецької складки, був виявлений вміст амонію з концентрацією 250–528 мг/л. Формула основного соляного складу манявської світи має вигляд:

$$M_{264} \frac{\text{Cl } 100}{\text{Na } 83 \text{ Ca } 16 [\text{Mg } 1]}.$$

Пластові води відкладів бистрицької світи випробувані лише св. № 10 в інтервалі глибин 985–1010 м і виражені дуже міцними солянками хлоридно-кальцієвого типу хлоридного натрій-кальцієвого складу. Вони характеризуються високим ступенем метаморфізації ($r\text{Na}/r\text{Cl} = 0,72$) з мізерним значенням коефіцієнта відносної сульфатності ($r\text{SO}_4 \times 100/r\text{Cl} = 0,01$) і вмістом бром у 575 мг/л за незначної концентрації йоду (0,72 мг/л). Досить низьким для них є хлорбромне відношення ($\text{Cl}/\text{Br} = 920$). Усереднений макрокомпонентний склад солянок у вигляді формули Курлова такий:

$$M_{253} \frac{\text{Cl } 100}{\text{Na } 72 \text{ Ca } 25 [\text{Mg } 3]}.$$

У відкладах воротищенської світи пластові води розкриті лише св. № 25 в інтервалі глибин 1614–1654 м. Це дуже міцні солянки хлоридно-кальцієвого

типу хлоридного кальцій-натрієвого складу з високим ступенем метаморфізації ($r\text{Na}/r\text{Cl} = 0,77$). Вони характеризуються низьким вмістом сульфатів (22 мг/л) і відповідно мізерним значенням коефіцієнта відносної сульфатності. Цим солянкам притаманна висока концентрація бромиду (496 мг/л). Йоду в солянках не було виявлено.

Загалом макрокомпонентний склад, вміст мікроелементів та співвідношення компонентів пластових вод Гвіздецького нафтового родовища відображають квазізастійні гідрогеологічні умови, які є сприятливими для збереження вуглеводневих покладів.

Газовий склад підземних вод. Згідно з даними щодо вмісту водорозчинених газів низки родовищ Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, зокрема Гвіздецького, при наближенні до покладу зростає ступінь газонасичення пластових вод, що дає змогу використовувати цей показник як нафтопошукову ознаку. Концентрація розчинених у пластових водах газів при віддаленні від покладу (джерела дифузії) зменшується не прямолінійно: різке зниження фіксується поблизу контуру нафтогазоносності, далі ступінь газонасиченості асимптотично знижується до газогідрохімічного фону водоносного комплексу.

Водорозчинені гази менілітових відкладів Гвіздецького родовища випробувані у пластових водах, відібраних у св. № 20, 40, 50, 75 і 80. Газонасиченість вод менілітів змінюється від 0,84 до 1,85 м³/м³. Максимальна газонасиченість вод встановлена на контакті з покладом (св. № 75). Вміст важких гомологів метану – у межах від 2 до 24 % об. При наближенні до контуру нафтоносності у складі водорозчинених газів зростає частка важких гомологів метану. Так, частка важких вуглеводневих газів у контурних водах менілітів третьої ділянки склепінної частини Гвіздецької структури сягала 54 % об. З віддаленням від покладу тиск насичення газів знижується до нижчого від пластового. Загалом для складу водорозчинених газів продуктивних менілітових відкладів характерні найвищі частки важких гомологів метану та найвищий середній вміст азоту. Високий вміст азоту може бути зумовлений трансформацією азотовмісних вуглеводневих сполук нафтового покладу або переходом вільного Азоту у зв'язаний стан у вигляді NH₄. Тип газу солянок менілітів – метановий, азотно-вуглеводнево-метановий. Його склад можна відобразити такою формулою:

$$K_{\text{гн}}(0,8-1,85) \frac{\text{CH}_4(44-96) \sum \text{BV}(2,54)}{\text{N}_2(0-18) \text{CO}_2(0,1-1,7)} \text{H}_2(0-0,3) \text{Ar}(0-0,3) \text{He}(0-0,56) \text{CH}_4 / \sum \text{BV}(3-41).$$

Газовий склад солянок вигодської світи визначений лише для однієї проби пластових вод, розкритих св. № 130 в інтервалі глибин 2721–2696 м. За своїм складом ці гази є досить подібними до газів пластових вод горизонтів менілітової світи, що залягають вище:

$$\frac{\text{CH}_4 93 \sum \text{BV}(5,05)}{\text{N}_2 1,15 \text{CO}_2 0,05} \text{CH}_4 / \sum \text{BV} 19.$$

Газонасиченість пластових вод еоценових відкладів манявської світи Гвіздецької складки становить 1,05–3,41 м³/м³. Як і для менілітових відкладів, концентрація важких гомологів метану у складі водорозчинених газів та газонасиченість збільшуються при наближенні до покладу. У центральній частині контуру нафтогазоносності другої ділянки газонасичення пластових вод,

розкритих св. № 100, становило 3,41 м³/м³. Склад водорозчинених газів ма-
нявської світи можна виразити такою формулою:

$$K_{\text{гн}}(1,05-3,41) \frac{CH_4(86-91) \sum BB(3,8-24)}{N_2(1-9,6) CO_2(0,2-0,5)} H_2(0,05-0,2) He(0,002-0,018) CH_4 / \sum BB(11-32).$$

Висновки. Високі значення надгидростатичності пластових вод свідчать про щільну гідродинамічну ізольованість окремих стратиграфічних горизонтів і ділянок Гвіздецького нафтового родовища та безпосередньо вказують на їхню високу гідрогеологічну сприятливість щодо збереження покладів.

Просторовий розподіл гідродинамічних векторів вказує на потенційні шляхи міграції флюїдів – як у напрямку Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, так і в бік Скибової зони Карпат.

Пластові води менілітових відкладів пониженої мінералізації гідрокарбонатно-натрієвого складу із підвищеним вмістом гідрокарбонат-іона можна розглядати як прямий гідрогеологічний критерій, що є результатом відновлення сірки сульфатів при взаємодії підземних вод з вуглеводнями ореолу розсіювання нафтового покладу родовища.

Макрокомпонентний склад, вміст мікроелементів та співвідношення компонентів пластових вод Гвіздецького нафтового родовища відображають квазізастійні гідрогеологічні умови, які є сприятливими для збереження тут вуглеводневих покладів.

Газогідрогеохімічними ознаками нафтоносності є зростання газонасичення вод при наближенні до покладу та збільшення у складі водорозчинених газів відносної частки гомологів метану.

- Гавриленко, К. С., Демедюк, М. С., & Архільдєєва, Є. О. (1971). Порівняльна характеристика хімічного складу підземних вод Передкарпатського і Закарпатського прогинів в аспекті оцінки нафтогазоносності надр. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 27, 52–60.
- Іванюта, М. М. (Ред.). (1998). *Атлас родовищ нафти і газу України: Т. 4. Західний нафтогазоносний регіон*. Львів: Центр Європи.
- Колодій, В. В. (1985). *Подземные конденсационные и солюционные воды нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений*. Киев: Наукова думка.
- Колодій, В. В. (1998). Вільні та водорозчинені гази Карпатської нафтогазоносної провінції. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 1(102), 53–63.
- 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. (2004). *Карпатська нафтогазоносна провінція*. Львів; Київ: Український видавничий центр.
- Колодій, В. В., Колодій, І. В., & Маєвський, Б. Й. (2009). *Нафтогазова гідрогеологія*. Івано-Франківськ: Факел.
- Колодій, В. В., Спринський, М. І., Паньків, Р. П., & Гаєвський, В. Г. (1996). Рідкісні лужні елементи в пластових водах Лопушнянського нафтового родовища. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 1–2, 45–53.
- Лозинский, В. А., & Баньковский, В. П. (1972). Гидрохимический разрез Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. *Геология нефти и газа*, 11, 27–34.
- Лозинский, В. А., & Романюк, А. Ф. (1969). Гидрогеологические особенности Битковского нефтегазоносного района. *Геология нефти и газа*, 5, 18–22.
- Новосілецький, Р. М. (1969). *Пластові води у надрах України*. Київ: Техніка.
- Орлов, А. А. (1980). *Аномально пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины*. Львов: Вища школа.

- Осадчий, В. Г., Куровець, І. М., Грицик, І. І., & Мельничук, С. П. (2005). Термобаричні параметри продуктивних горизонтів вуглеводнів і родовищ Карпатської нафтогазоносної провінції. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 1, 28–35.
- Романюк, А. Ф., Лихоманова, І. М., & Тесляр, І. Ф. (1973). Про гідрохімічні аномалії в палеогенових відкладах газоконденсатних родовищ Росільна і Космач. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 34, 59–64.
- Романюк, А. Ф., & Ярош, Е. Н. (1985). Маломинерализованные воды нефтяных и газоконденсатных месторождений Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба. В *Маломинерализованные воды глубоких горизонтов нефтегазовых провинций* (с. 27–32). Киев: Наукова думка.
- Щепак, В. М. (1971). Нафтогазопошукове значення амонію в підземних водах Передкарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 23, 83–91.

Стаття надійшла:
14.03.2025 р.

**Vasyl HARASYMCHUK¹, Halyna MEDVID¹,
Olha TELEHUZ¹, Ivanna KOLODIY¹, Myroslav SPRYNSKYI²**

¹ Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals
of National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv, Ukraine,
e-mail: igggk@mail.lviv.ua

² Nicolaus Copernicus University in Torun, Torun, Republic of Poland,
e-mail: kontakt@umk.pl

HYDROGEOLOGICAL FEATURES OF OIL-BEARING PROPERTIES OF THE HVIZDETS OIL FIELD (Boryslav-Pokuttia oil and gas region)

The hydrogeological characteristics of the structures of the Hvizdets oil field have been studied. Specific features of the underground waters of the field, which determine the presence of hydrocarbon accumulations, have been identified for potential application in other areas of the investigated region when searching for new deposits.

It has been found that in all aquifers of the field, the reservoir pressure exceeds the hydrostatic pressure by a magnitude of 3 to 13 MPa. The highest pressure values are recorded both within the oil- and gas-bearing contour and near the oil-water contact. It has been established that high values of the reservoir water overpressure reflect the dense hydrodynamic isolation of individual aquifers and sections of the Hvizdets oil field and directly indicate their high hydrogeological favourability for preserving deposits. The spatial distribution of hydrodynamic vectors points to potential migration paths of fluids towards both the Bilche-Volytsia zone of the Precarpathian foredeep and the Skyba zone of the Carpathians.

The macro-component composition, contents of trace elements, and the component ratios of reservoir waters of the Hvizdets oil field reflect quasi-stagnant hydrogeological conditions, favourable for preserving hydrocarbon deposits here. The presence of bicarbonate-sodium waters of the Menilite sediments with reduced total dissolved solids and increased bicarbonate ion content is considered a direct hydrogeological criterion resulting from the reduction of sulfur from sulfates when underground waters interact with hydrocarbons in the dispersion halo of the oil deposit.

The gas-hydrogeochemical features of oil presence include the increase in water gas saturation when approaching the deposit and the increase in the relative proportion of methane homologues in the composition of dissolved gases.

Keywords: hydrocarbon deposits, hydrogeological criteria of oil- and gas-bearing properties, aquifer, reservoir pressure, macro-components, micro-components.