

УДК 553.981/.982 (477.8)

Хомин В.Р.

## ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ БОРИСЛАВСЬКО-ПОКУТСЬКОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

*Викладені результати вивчення геологічної будови та нафтогазоносності Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. Наголошується, що пошуки нафти і газу на добре досліджених малих (до 3-4 км) глибинах не сприятимуть суттєвому нарощуванню запасів вуглеводнів. Для подальшого перспективного розвитку нафтогазового комплексу необхідно зосередитись на пошуках покладів нафти і газу, які прогнозуються на глибині 4-7 км.*

Проблема та її зв'язок з науковими і практичними завданнями. Сьогодні в умовах обмеженого фінансування на перше місце в усіх нафтогазоносних регіонах України постає проблема виявлення першочергових нафтогазоперспективних об'єктів на невеликих глибинах. Проте пошуки нафти і газу на малих глибинах не вирішують проблему значного нарощування їх запасів. Тому для подальшого перспективного розвитку нафтогазового комплексу необхідно зосередитись на пошуках середніх покладів нафти і газу, які прогнозуються на глибині 4500-7000 м. У Західному регіоні України нерозвідані ресурси вуглеводнів на глибині 5000-7000 м становлять близько 53% або понад 400 млн. т нафти [8].

Аналіз досліджень і публікацій. Структура Карпатського регіону, включаючи і Передкарпатський прогин, добре вивчена за результатами буріння свердловин, з використанням геофізичних та геологічних методів досліджень. Значний внесок у вивчення складної геологічної будови регіону внесли В.І.Антипов, О.О.Богданов, Г.Ю.Бойко, Л.Т.Бойчевська, М.Д.Будеркевич, В.С.Буров, П.М.Бодлак, М.Я.Вуль, О.С.Вялов, В.В.Глушко, Г.Н.Доленко, Х.Б.Заєць, Т.С.Ізотова,

І.В.Кілін, С.С.Круглов, Ю.З.Крупський, Л.М.Кузьмик, Я.О.Кульчицький, Г.М.Ладженський, М.Р.Ладженський, П.Ю.Лозиняк, Л.С.Мончак, Р.П.Морошан, Р.М.Окрепкий, О.С.Ступка, С.І.Субботін, К.Толвінський, Р.Т.Трушкевич, В.Н.Утробін, В.Д.Чебан, А.В.Чекунов, П.М.Шеремета, В.М.Щерба, О.С.Щерба, Б.І.Ярош, Е.Зюс, Е.Ог, К.Tolwinski, P.Karnkowski, N.Oszczypko та ін.

Покривна структура Карпат зараз не викликає сумнівів. Вона підтверджена результатами буріння, геологічних і геофізичних досліджень у Складчастих Карпатах і в Передкарпатському прогині в межах України та Польщі. В їх геологічній будові чітко фіксуються два основні тектонічні поверхні – автохтонний і алохтонний. Горизонтальна амплітуда карпатського насуву на платформу в східній частині Польських Карпат, за даними свердловини Кузьміна-1, становить близько 40 км (Karnkowski P., 1993). М.Ощипко (Oszczypko N., 1996) стверджує, що для Польських Карпат підтверджена бурінням амплітуда насуву не менша 50 км. У південно-східній частині Українських Карпат, за даними свердловини Сергії-1, амплітуда становить 15 км, але результати регіо-

нальних геолого-геофізичних робіт свідчать, що вона досягає 80 км і більше.

Загалом вважається, що Бориславсько-Покутська зона утворена низкою насунутих одна на одну в північно-східному напрямку лускуватих складок, складених крейдово-палеогеновим флішом та соленосною формацією міоцену. Південно-західна частина цієї зони перекрита насувом Складчастих Карпат. На північному заході недалеко від державного кордону з Польщею зона, можливо, занурена під Карпатський насув. Бориславсько-Покутська зона характеризується горизонтальним насунанням структур, що призвело до утворення багатопверхової споруди. Її відклади насунуті на північному сході на Самбірську зону, складену стебницькими червоноколірними шарами гелветського віку, де поки що не виявлені флішові утворення. Самбірська зона, в свою чергу, на значних глибинах насунута на Більче-Волицьку, яка утворена на ступінчасто-опущених платформних блоках на заключному етапі формування Передкарпатського прогину. Остання є автохтонною і характеризується складками платформного типу. Вона складена осадами бадену й сармату і утвореннями палеогену, крейди та юри, які перекривають рифей-палеозойські структури [5].

При проектуванні пошуково-розвідувальних робіт необхідно враховувати, що визначені дослідниками [7] питомі витрати на підготовку ресурсів показали, що в Карпатах і Передкарпатському прогині на глибинах понад 5000 м рентабельно вивчати лише поклади, які мають ресурси понад 3 млн. т. вуглеводнів, тобто середні за запасами у відповідності з класифікацією Державної Комісії України по запасах корисних копалин.

Постановка завдання. Передкарпатський прогин до глибини 3-4 км вивчений достатньо і відкриття дуже дрібних і дрібних родовищ може бути пов'язане тільки з окремими невеликими блоками. Глибини 4-8 км, доступні для сучасного буріння свердловин, вивчені значно гірше. На цій глибині необхідно проводити дослідження для відкриття нових нафтових і газових родовищ у нижніх ярусах складок у межах Бориславсько-Покутської зони, а також

у мезозойській основі Передкарпатського прогину.

Викладення матеріалу та результати. Наявний у поточний час геолого-геохімічний матеріал дає підставу вважати, що головний напрямок міграції вулканічних і пов'язаних з ними гідротермальних процесів у Карпатському регіоні відповідає напрямку розвитку Карпатської дуги і з часом поширюється з південного заходу на північний схід. Колізійний етап розвитку призвів до формування Карпатської складчастої дуги і проявлення потужного вулканізму в її внутрішній частині. В зовнішній флішовій частині Карпат і в Передкарпатському прогині вулканізм не мав значення самостійного фактору в геодинамічному розвитку регіону.

Геодинамічний розвиток Карпатської складчастої споруди сприяв як процесам рудоутворення, так і процесам нафтогазоутворення та, відповідно, формуванню їх покладів і особливостям їх розташування. Основними рудовуглеводневопідвідними структурами були глибинні розломи, особливо зони їх перетину з іншими диз'юнктивними порушеннями. Саме по них і, відповідно, різновікових зонах тріщинуватості відбувалось надходження глибинних високотемпературних парагазогідротермальних флюїдів, у складі яких виносились поряд з вуглеводнями часто і рудні компоненти, що знаходяться в тісній асоціації.

Існування високотемпературних флюїдів підтверджується даними термокріометричних досліджень газорідних включень епігенетичних мінералів, температури гомогенізації яких коливаються в широкому діапазоні від 45 до 340°C, а також присутністю поряд з газоподібними і рідкими вуглеводнями вуглецевих (сажистих) включень і гнізд піробітумів (керитів, антраксолітів).

Наявність вуглеводневих включень у мінералах ртутної асоціації Закарпаття, підвищений вміст маслянисто-смолистих бітумів «А» та відсутність або низькі концентрації вуглеводнів у кварці безрудних зон свідчать про парагенетичний зв'язок вуглеводнів зі ртуттю та дозволяє робити висновок про їх походження з глибинного підкорового джерела та міграцію в складі гідротермальних розчинів у ви-

гляді металоорганічних сполук. Глибинна природа підтверджується близьким ізотопним складом вуглецю ( $\delta^{13}\text{C}$  від  $-21,1$  до  $-24,0\%$ ) як дисперсних вуглеводнів вмісних різновікових порід, так і вуглеводнів із ртутних парагенезисів. Наявність максимальних концентрацій вуглецевих речовин у зонах тріщинуватості, дроблення, брекчіювання та ороговикування аргілітів, а також їх міграційний характер підтверджують, що вуглецеві речовини поряд з рудними елементами приносились по цих ослаблених зонах до місць локалізації (структурні та літологічні пастки) глибинними ювенільними гідротермальними флюїдами [10].

В напрямку до Передкарпатського прогину зона ртутних родовищ змінюється зоною проявів реалгару та аурипігменту. В південно-західній частині Дуклянської зони, в безпосередній близькості до розломів поперечного простягання виявлені окремі кристали та кірки йодистої ртуті в асоціації зі смолисто-чорними крихкими бітумами. Йодиста ртуть виявлена також у тонкоплитчастих алевролітах, аргілітах і дрібнозернистих пісковиках Складчастих Карпат [32].

Масова міграція вуглеводнів по тріщинних зонах флішових відкладів Складчастих Карпат відбувалась на стадії формування одного з головних жильних мінералів – кварцу, який отримав назву «мармарошський діамант». Для нього характерне регіональне поширення і наявність різних за складом вуглеводневих включень, у тому числі типу «легкої нафти» [3, 4, 6, 10, 12, 13]. Узагальнення детальних термокріометричних досліджень вуглеводневих включень у «мармарошських діамантах», відібраних з різних тектонічних утворень Українських Карпат, дозволяє відтворити послідовність формування мінералів та прослідкувати еволюцію складу мігруючих вуглеводневих флюїдів у часі. На першому етапі утворення кварцу в тріщинах відбувалось при домінуванні в складі флюїду (разом з водним розчином) високощільного (зрідженого) метану. Формувались включення з максимальною температурою до  $220\text{--}235^\circ\text{C}$  і тиском до 2,7 кбар. Далі із зниженням Р-Т-параметрів флюїду формувались включення при температурі  $45\text{--}75^\circ\text{C}$  і тиску 0,2-0,3 кбар.

В них переважали рідкі вуглеводні та тверді бітуми [13].

Інтенсивне ешелоноване занурення окремих блоків платформної окраїни сприяло епізодичному надходженню глибинних рудо-вуглеводневмісних флюїдів по зонах розломів, особливо їх взаємного перетину. Безумовно, велика потужність осадового чохла Передкарпатського прогину негативно впливала на інтенсивність надходження високотемпературних флюїдів до приповерхневих відкладів, у зв'язку з чим температури гідротермального мінералоутворення тут становлять значно менше  $200^\circ\text{C}$ .

Характерною структурно-тектонічною особливістю виявлених у Передкарпатському прогині свинцево-цинкових рудозокеритових проявів є їх приуроченість до ділянок взаємного перетину глибинних розломів, які, як відомо, є найбільш сприятливими для вертикальної міграції парогазорідинних флюїдів, у складі яких поряд з рудогенними елементами виносились і різні вуглеводневі компоненти.

Трускавецько-Бориславське рудозокеритове поле знаходиться в районі Іванківського газоконденсатного родовища, Долинсько-Болехівський рудо-озокеритовий прояв – у районі Північнодолинського нафтогазоконденсатного родовища, Дзвиняцьке і Старунське розташовані між Космацьким, Росільнянським і Битківським газоконденсатними родовищами. Фізичні умови процесу озокеритоутворення зводяться до відомого ефекту ретроградної конденсації газоконденсатного флюїду в процесі міграції його по розривах до денної поверхні в поєднанні зі значним охолодженням внаслідок адіабатичного розширення газів. Про неодноразове надходження глибинних високотемпературних флюїдів, у складі яких виносились поряд з вуглеводнями також рудні компоненти, свідчать різні гідротермальні рудопрояви (сфалерит, сірка, галеніт, пірит тощо), які знаходяться в тісному парагенетичному зв'язку з озокеритами, що виповнюють різновікові порушення та тріщини. В рудах присутні також срібло, кадмій, кобальт, молібден, нікель, телур, миш'як та інші компоненти [20]. Ізотопно-геохімічні дані свідчать

про те, що мінералоутворення на Трускавецькому родовищі відбувалося при взаємодії високомінералізованих термальних розчинів з інфільтраційними водами при широкій участі вуглеводнів [34].

Взаємозв'язок рудогенезу та формування нафтогазових проявів у Передкарпатському прогині підтверджується також результатами металогенічних досліджень – даними про розподіл мікроелементів-домішок та їх асоціацій у нафтах [2]. Однотипність складу асоційованих мікроелементів (Pb, Bi, Cu, Zn, Ag, Hg, Sb, As), вказує на регіональну генетичну спорідненість нафт. Металогенічна спеціалізація нафт Передкарпаття характеризується присутністю так званих характеристичних рудогенних елементів, які визначають металогенічний профіль рудних формацій неогенової області тектоно-магматичної активізації Закарпаття та прилеглих територій Складчастих Карпат. Це вказує на можливість існування одного глибинного джерела нафтогазорудогенеруючої системи підкорового закладання, флюїдний режим якої визначає спільні металогенічні характеристики вуглеводневих і рудних компонентів. Унікальною особливістю нафт Передкарпаття є їх срібло- та вісмутоносність. Регіональні кларки для Ag (1,8 г/т) і Bi (0,1 г/т) у нафтах перевищують кларкові концентрації вказаних елементів у осадових породах, відповідно, на один і два порядки. Максимальні концентрації Ag на рівні 4-6 г/т виявлені в окремих пробах нафт Бориславської антикліналі, а Bi в нафтових покладах Східниця-Урич – 0,6-1,0 г/т (середнє по родовищах).

Геохімічними дослідженнями [1] на території Бориславського родовища виявлено, що саме до зони поперечного лініаменту приурочені високі концентрації гелію (до 0,2 об.%) в окремих пробах газу з максимальним коефіцієнтом питомої пружності. Ці дані свідчать про продовження формування Бориславського родовища в поточний час, а також про високу перспективність глибокозанурених горизонтів у межах Бориславського блоку.

Роль тектоно-флюїдодинамічних процесів полягає не тільки в створенні оптимальних умов для рудонафтогазонакопичення, але й у формуванні міграційних каналів у вигляді зон

підвищеної флюїдопровідності і зон, які характеризуються покращеними ємнісно-фільтраційними властивостями порід за рахунок збільшення їх тріщинуватості, розуцільнення та вилуговування [28]. Доказом дії глибинних флюїдів на породи-колектори є наявність окремих мікрочастин (менше 0,1 мм) марганець-вмісного кальциту ромбодричного габітусу [1010] в зоні тріщинуватості крейдових відкладів на глибині 7000 м (свердловина Шевченково-1) [30].

В напрямку Складчастих Карпат і Передкарпатського прогину, де вулканізм не мав самостійного значення в їх геодинамічному розвитку, а температури гідротермального мінералоутворення були, переважно, нижче 200-100°C, в жильних мінералах поряд з газовими виявлені також рідкі вуглеводні. Більшість відомих нафтопроявів, закартованих на поверхні в Складчастих Карпатах, приурочені до долин рік і потоків, які пов'язані з зонами поперечних порушень. Ці нафтопрояви, ймовірно, є результатом виносу вуглеводнів із наявних глибокозанурених покладів внаслідок їх міграції по проникних зонах поперечних розломів. Проникність поперечних розломів під час тектоно-сейсмічної активізації підтверджують приповерхневі газогеохімічні дослідження. Тому за наявності кондиційних пасток у зонах перетинів глибинних розломів карпатського простягання з поперечними тектонічними розривами на різних глибинах у флішових товщах Складчастих Карпат і Передкарпатського прогину можна очікувати відкриття нових покладів нафти і газу. На території Польщі виявлені понад 40 родовищ у всіх структурно-тектонічних зонах Складчастих Карпат [29].

За даними геохімічних досліджень, під час активних тектоно-геодинамічних рухів відбувалось надходження газових вуглеводнів у пастки Більче-Волицької зони внаслідок їх вертикально-бокової струменевої міграції з глибокозанурених частин Передкарпатського прогину. Це також сприяло утворенню родовищ сірки в зоні зчленування Передкарпатського прогину з південно-західною платформною окраїною. Процес сіркоутворення супроводжувався постійним надходженням вугле-

водневих газів і сірководню до сульфатних товщ [37].

Геохімічні дослідження в межах Богородчанської площі були виконані в червні та вересні 1986 р. У водних пробах, що були відібрані в червні, метанонасиченість вод невисока, за винятком кількох водопунктів. Лише в п'яти пробах відзначалась присутність етану, разом з тим у цих пробах відзначався низький вміст метану.

У водних пробах, що були відібрані у вересні, встановлене незначне збільшення фонового значення їх метанонасиченості, відповідно, від  $18,8$  до  $20,3 \cdot 10^{-10}$  м<sup>3</sup>/л [14].

Проте в пробах, які були відібрані у вересні, спостерігається значне збільшення вмісту важких вуглеводнів аж до появи  $C_5H_{12}-C_6H_{14}$ . Особливе збільшення вмісту гомологів метану виявлене у водних пробах, відібраних у селах Саджава та Глибівка. В деяких водопунктах (9, 11, 18, 19, 24, 25, 40) загальний вміст важких вуглеводнів перевищує концентрацію метану (рис. 1, 2).

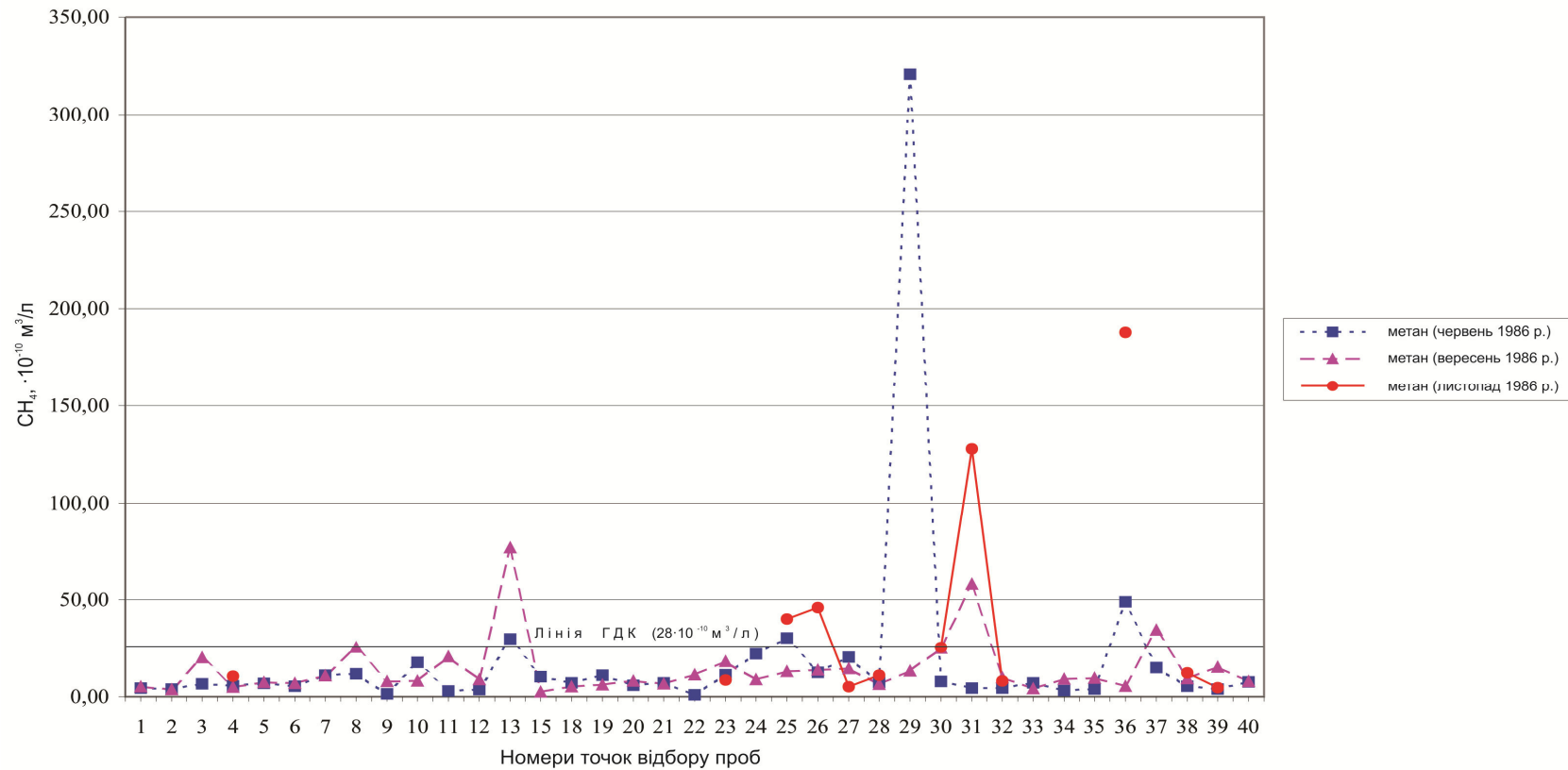
Для перевірки та підтвердження отриманих у вересні результатів у листопаді 1986 р. були проведені додаткові контрольні дослідження вказаних водопунктів, в результаті чого підтвердилась наявність у складі проб важких вуглеводнів (рис. 2). Крім того, для більшості проб спостерігалось збільшення як вмісту метану, так і важких його гомологів. У багатьох пробах був встановлений пентан (від слідів до  $41,56 \cdot 10^{-10}$  м<sup>3</sup>/л). У одній з проб, аналіз яких проводився на максимальній чутливості хроматографа ЛХМ-80, спостерігався навіть гексан (село Саджава, проба 20).

Збільшення у водних пробах метану та, особливо, важких вуглеводнів може, головним чином, пояснюватись збільшенням інтенсивності вертикальної міграції вуглеводнів тектонічно ослабленими зонами з нижчезалягаючих горизонтів. Ця інтенсифікація міграції газоподібних вуглеводнів пов'язується з достатньо сильними поштовхами карпатського землетрусу, які були зафіксовані 11 липня та 16 серпня 1986 р. Оскільки структура Богородчанського ПСГ розбита і обрамлена кількома тектонічними порушеннями, основним з яких є Саджавський (трасується в районі сіл Саджава та

Глибівка), то, як відомо [15], у періоди неотектонічної активності відбувається інтенсифікація вертикальної та субвертикальної міграції парогазовуглеводневих сумішей по розломах, зонах розущільнення та ділянках тріщинуватості порід. Це й спостерігалось восени 1986 р. при обстеженні Богородчанської площі.

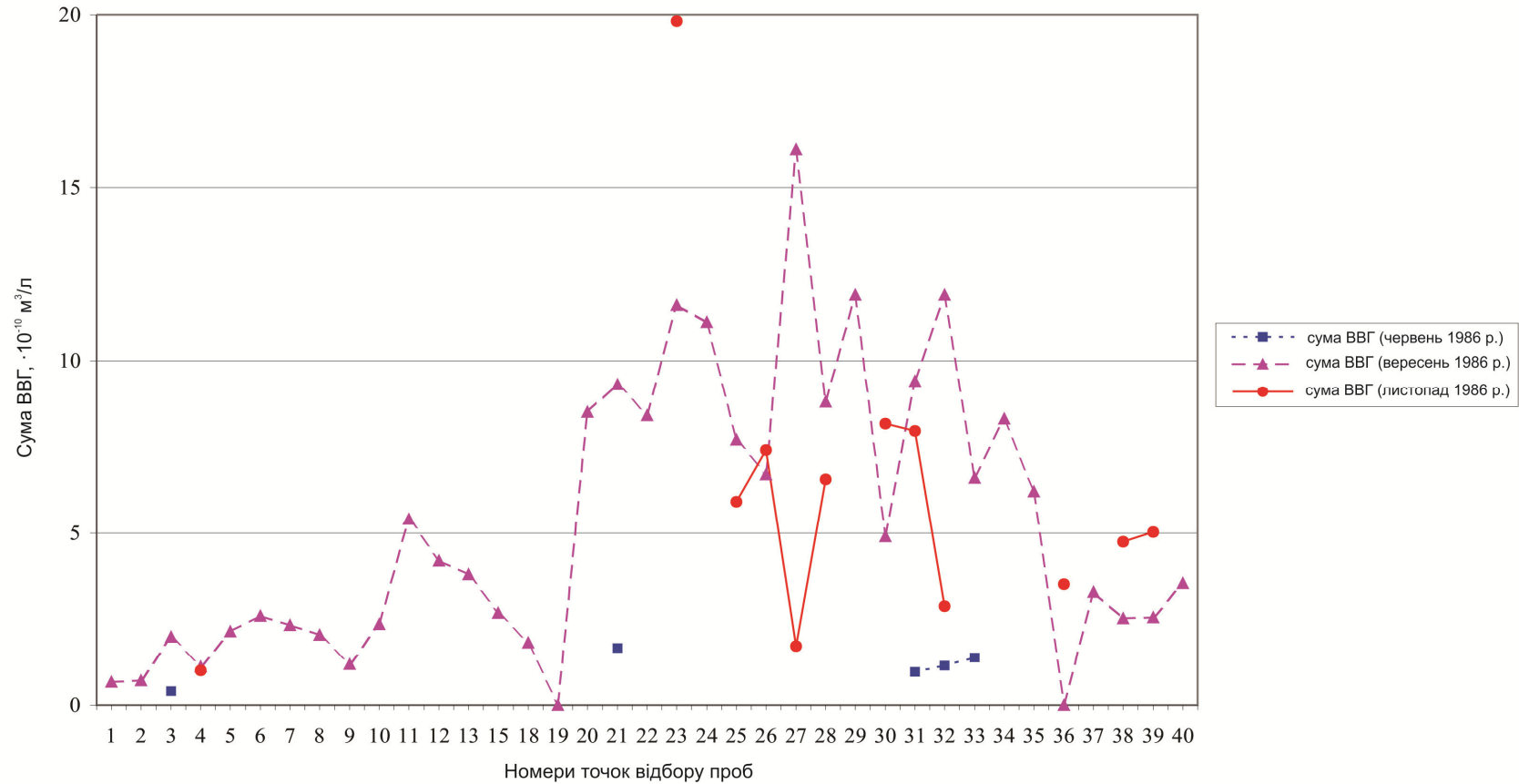
Важливу роль у формуванні та збереженні скупчень вуглеводнів відіграє також гідрогеологічний фактор. У результаті аналізу гідродинамічних і гідрогеологічних даних, а також гідрогеохімічних розрізів структур у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину В.А.Лозинським та В.П.Баньковським [25] було встановлено строкатість хімічного складу пластових вод структур верхніх ярусів.

Різка відмінність контурних пластових вод та вод нафтонасиченої частини пластів продуктивної товщі флішового комплексу дозволила припустити можливість виносу нафтою з зони дренавання похованих вод та їх накопичення на вибої свердловини. Виділені [25] три типи гідрохімічних розрізів, у яких спостерігається мозаїчний розподіл мінералізації та ступеню метаморфізації вод по площі та розрізу, що склалися в результаті своєрідних палеогідрогеологічних умов, можуть бути доказами розвантаження глибинних вод і, відповідно, показниками сприятливих умов для формування вуглеводневих покладів у глибинних структурах, що залягають під верхніми складками. Крім того, цими ж дослідниками було встановлено, що в місцях виявлених великих скупчень вуглеводнів відзначається строкатий характер мінералізації та хімічного складу пластових вод (Долинське, Північнодолинське, Битківське, Танявсько-Стинавське родовища), а там, де відсутні промислові скупчення вуглеводнів або ж є незначні їх запаси, – спостерігається однотипний хімічний склад вод структур по площі й за розрізом (Старунська, Пнівська, Оболонська, Вільхівська, Бухтівецька тощо). На їх думку, такі закономірності пояснюються тим, що в заключну фазу альпійського тектогенезу в місцях, де осадова товща була ускладнена крупними регіональними розривними порушеннями, виникла гідродинамічна ситуація, що сприяла міграційним процесам.



**Рис. 1.** Динаміка зміни метанонасиченості ґрунтових вод у районі сіл Саджава та Глибівка в 1986 р. (до (червень) і після (вересень, листопад) землетрусу).

Склад автор з використанням даних Б.Й.Масвського (1986).



**Рис. 2.** Динаміка концентрації важких вуглеводневих газів у ґрунтових водах Богородчанської площі в 1986 р. (до (червень) і після (вересень, листопад) землетрусу).

Склад автор з використанням даних Б.Й.Маєвського (1986).

Рух верстових флюїдів догори за розривними порушеннями викликав, найімовірніше, крім вертикальної, і латеральну міграцію у водоносних горизонтах у місцях їх дронування. Завдяки змішуванню в неоднорідних колекторах вод різного генезису (древньоінфільтраційних, седиментаційних, можливо, ендегенних та ін.) у місцях, де відбувалося розвантаження, відзначається їх строкатий хімічний склад.

За даними [25], виявлені особливості та закономірності гідрогеохімічних розрізів потрібно розглядати як додаткові критерії, що дозволяють проектувати найперспективніші пошуково-розвідувальні роботи з метою пошуків нафтогазових скупчень у нижніх структурних ярусах.

Саме проблемі існування прісних та мало-мінералізованих вод присвячено значна кількість праць В.В.Колодія [17-19]. Протягом останніх десятиріч нагромадилося багато безперечних доказів наявності в глибоких надрах нафтогазоносних провінцій прісних або слабко мінералізованих вод, що окремими ділянками залягають на фоні розсолів і вод високої мінералізації. Ці води відрізняються строкатим іонним складом, в якому часто переважають карбонат-іони над хлор-іонами, відносною збагаченістю мікроелементами, мікрокомпонентами та водорозчиненою органічною речовиною. Ізотопний склад водню й кисню в них не такий, як у прісних або солонуватих водах, що мають безперечне метеорне походження. Часто прісні та солонуваті води можуть бути відсутні, але в законтурних зонах родовищ нафти та газу в таких випадках наявні розсоли, мінералізація яких вдвічі-втричі менша, ніж на віддалених від родовищ ділянках. Здебільшого такі води виносяться з надр разом з газом і нафтою.

У певних високотемпературних умовах вода в досить значній кількості розчиняється в рідких вуглеводнях і після міграції такої суміші (водовуглеводневого рідкого розчину) в зону суттєво нижчих температур, цей розчин сегрегується на дві рідкі фази – нафтову і водну. Води, що виділилися з рідкої водовуглеводневої фази внаслідок її охолодження в над-

рах, В.В.Колодієм та ін. [19] запропоновано називати солюційними.

Саме доведений процес утворення таких маломінералізованих вод, зниження мінералізації розсолів при розчиненні в них маломінералізованих вод та наявність більших пластових температур (до 20-30°C) в нафтових покладах у порівнянні з близько розміщеними непродуктивними структурами свідчать про переважну вертикальну (або субвертикальну) міграцію вказаних вод у складі глибинних сумішей.

Геотермічним картуванням виявлено «затування» ізотерм у зонах основних тектонічних порушень. При цьому спостерігається залежність між запасами вуглеводнів і тепловими потоками.

Підтвердженням думки про вплив на формування теплового поля глибинного активного розлому, по якому надходять глибинні суміші, зокрема Сучавського поперечного розлому Лопушнянського родовища, може слугувати розподіл геотермічного градієнту відкладів неогену автохтону. На фоні загального зростання значень величини геотермічного градієнту з північного заходу на південний схід Лопушнянського родовища (від 1,0 до 2,5°C/100 м) виділяється [36] широка поперечна високопрогріта зона – 2,0-2,5°C на 100 м (район свердловин 3-Красноільська, 5-Красноільська, 1-Фільків, 1-Сергії), наявність якої по-іншому пояснити неможливо. Лопушнянське родовище за значеннями цього параметру виділяється додатною локальною аномалією (0,5°C на 100 м).

Узагальнюючи весь наявний фактичний матеріал геолого-промислових досліджень відкритих родовищ та перспективних площ Передкарпатського прогину, геофізичних досліджень у свердловинах, особливо продуктивних горизонтів, встановлених деяких закономірностей поширення порід-колекторів [31] та порід-покришок, дослідження понад 600 зразків керну та з використанням багатьох науково-практичних розробок [9, 11], запропонована принципова модель характеру нафтогазоносності центральної та північно-західної частин Передкарпатського прогину [39], на якій відображено особливості зміни колекторських



властивостей порід, термобаричних умов та нафтогазонасиченості надр.

Необхідно враховувати, що при геодинамічних напругах, які виникли при утворенні насувів, та збільшенні пластових тисків, за умов незначної товщини екрануючих порід, флюїди мали можливість мігрувати до вищезалягаючих структур. У структурах, де значні товщини екрануючих порід перешкоджали такій міграції, «розвантаження» підвищених верстових тисків могло відбуватись тільки на ослаблених ділянках, якими були зони тектонічних порушень. Одним з прикладів, що підтверджують це, можуть бути поклади озокериту [39] Бориславського, Помярківського, Дзвиняцького та Старунського родовищ, а також непромислові скупчення нафти та поверхневі нафтогазопрояви у відкладах воротищенської й поляницької світ, які в більшості приурочені до зон тектонічних порушень.

Існування нафтогазових покладів у жорстких термобаричних умовах нафтогазонасичених регіонів світу та їх співставлення з термобаричними умовами Передкарпатського прогину вказує на можливість існування в останньому покладів рідких вуглеводнів. Їх надходження до пасток, що пов'язані з глибокостануреними горизонтами внаслідок вертикальної (субвертикальної) міграції обгрунтовується комплексом наступних геологічних та геохімічних показників.

1. Однорідність складу нафт багатопкладних родовищ незалежно від стратиграфічної їх (нафт) приуроченості та глибини їх залягання [21, 26].

2. Відсутність впливу ступеню катагенезу органічної речовини на фазовий стан і склад вуглеводневих покладів.

3. Наявність у нафтах рослинних мікрозалишків із більш давніх відкладів [40].

4. Наявність у межах багатьох продуктивних площ конденсаційних низькомінералізованих вод, які за сольовим складом різко відрізняються від гідрохімічного фону. Формування конденсаційних вод [17] пов'язане зі струминною вертикальною міграцією вуглеводнів по розривах і переносом вод у пароподібному

стані з наступною конденсацією в сприятливих термобаричних умовах. Такі види вод, за даними [19], у межах Бориславського нафтопромислового району встановлені для Старосамбірського, Новосхідницького, Іванківського, Орів-Уличнянського, Заводівського, Стинавського та Семигинівського родовищ, а в межах Долинського нафтогазпромислового району – для Танявського, Північнодолинського, Долинського, Вигода-Витвицького та Чечвинського родовищ тощо.

5. Гідрохімічна інверсія та строкатість хімічного складу пластових вод продуктивної частини розрізу. Води структур, у яких відсутні промислові скупчення вуглеводнів або їх запаси незначні, характеризуються однаковою хімічним складом. Просторовий взаємозв'язок глибинних лужних вод та вуглеводнів зумовлений спільністю умов утворення цих флюїдів і сумісною вертикальною міграцією в найбільш активні геотектонічні періоди з надр у верхні горизонти осадового чохла. Гідрохімічні аномалії пов'язані не тільки з покладами вуглеводнів, але й шляхами міграції вод із глибинних зон [24, 25].

6. Наявність підвищених концентрацій гелію та ртуті в деяких нафтогазових покладах Прикарпаття, а також поліметальної мінералізації в асоціації з вуглеводнево-мінеральними тріщинними утвореннями.

7. Наявність газорідних включень у епігенетичних мінералах тектонічних тріщин, температура гомогенізації яких досягає 200-300°C [27].

8. Присутність у тектонічних прожилках продуктивних товщ нафтогазових родовищ вуглеподібних піробітумів (керитів, антраксолітів тощо) [27].

9. Наявність на одному стратиграфічному рівні в однотипних літолого-фаціальних умовах як вуглеводневих, так і неуглеводневих (азотних, вуглекислих) покладів (наприклад, у Панонському, Карпатському, Волго-Уральському та інших регіонах). Наявність значних концентрацій кислих газів у складі вуглеводневих покладів на глибинах понад 1,5-2,0 км, де практично виключені окиснювальні процеси, пояснюється їх сумісною міграцією в нафтогазовій суміші з глибинних сфер

земної кори.

10. Нафти і газоконденсати Передкарпатського нафтогазоносного басейну характеризуються дуже подібним мікроелементним складом, що, на думку [21], вказує на генетичну спорідненість цих природних об'єктів.

11. Висока насиченість вуглеводневими газами та нафтовими компонентами пластових вод у приконтурних частинах вуглеводневих покладів, тоді як при віддаленні від контурів насичення вод вуглеводневими речовинами різко падає. За межами покладів у пластових водах у значній кількості присутній азот.

12. Наявність більших пластових температур (до 20-30°C) в нафтових покладах у порівнянні з близько розташованими непродуктивними структурами. При цьому спостерігається пряма залежність між запасами вуглеводнів і тепловими потоками. Геотермічним картуванням виявлене «затягування» ізотерм у зонах основних тектонічних порушень.

13. Переважаюча приуроченість найбільших родовищ і, відповідно, запасів нафти та газу до зон глибинних розломів, особливо до зон їх перетину. Наприклад, у межах Передкарпатського прогину близько 70% запасів нафти і газу знаходиться тільки в трьох родовищах – Долинському, Бориславському і Битків-Бабченському. Результати геологорозвідувальних робіт довели, що прирозломні зони підвищеної проникності активно впливають на утворення пасток для нафти і газу [26, 27]. Вивчення локалізації запасів нафти й конденсату на території Передкарпаття показало, що максимальні їх концентрації (понад 80%) приурочені до площ, які прилягають до трьох найбільших тектонічних вузлів (Долинського, Надвірнянського і Бориславського). В їх центральних частинах знаходяться найбільші родовища (Долинське, Битків-Бабченське та Бориславське), де нафтогазоносність охоплює найбільший стратиграфічний діапазон. За даними дистанційних досліджень [33], через вказані тектонічні вузли проходять транскарпатські лінеamenti мантіїного закладення і неотектонічної активності, проявлені підвищеною тріщинуватістю осадового покриву.

Дані буріння надглибоких свердловин Луги-1, Шевченково-1, Максимівська-4 показали,

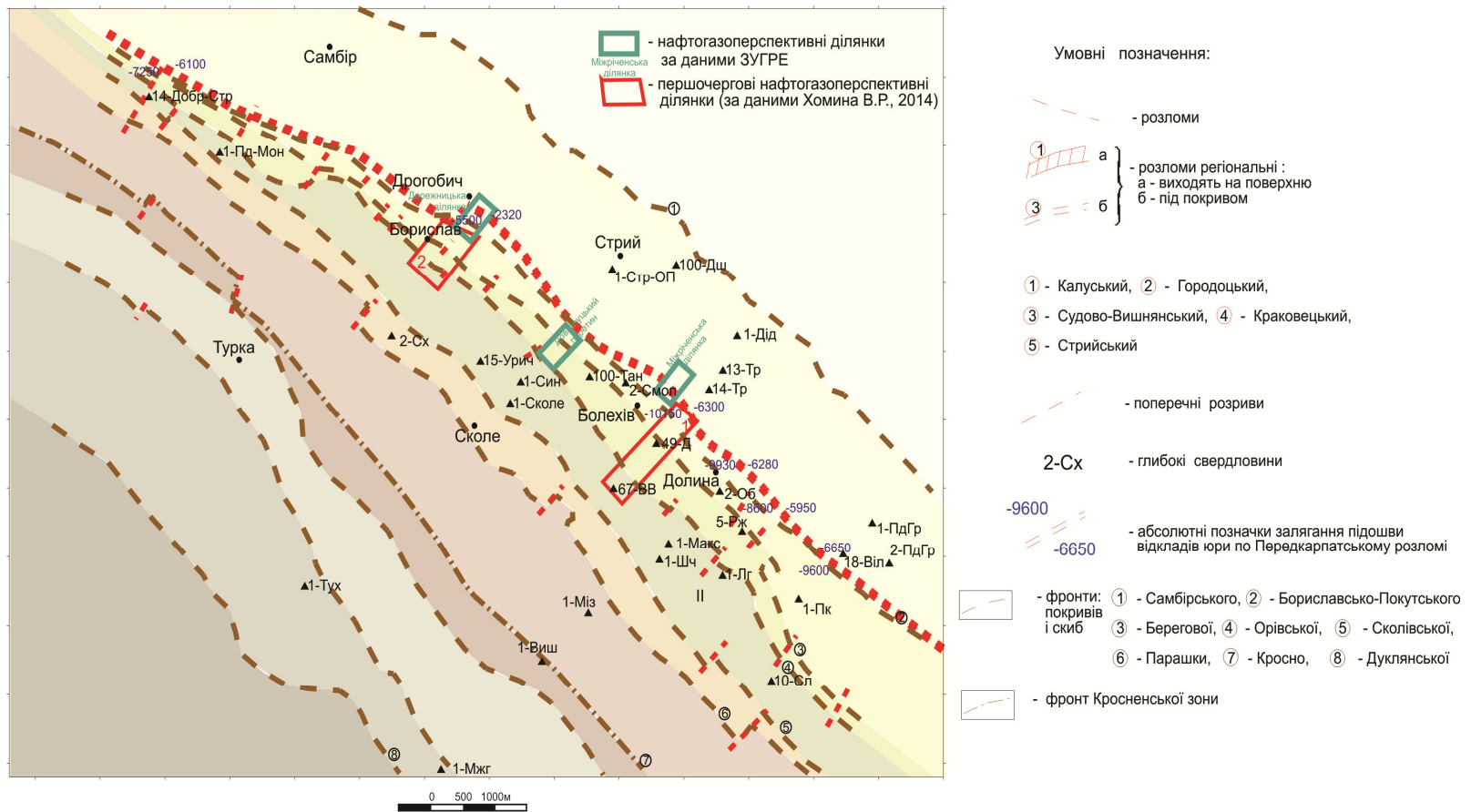
що перспективи нафтогазоносності пов'язані з відкладами спаської світи нижньої крейди. Глибини залягання спаських відкладів доступні для постановки пошукового буріння, про що свідчать дані буріння та випробування свердловини Максимівська-4, яка розкрила покрівлю спаських відкладів на абсолютній відмітці - 3563 м. Результати випробування цієї свердловини свідчать, що у відкладах спаської світи є промислові колектори. При випробуванні свердловини, що розкрила ці відклади, отримано приплив води (дебітом до 100 м<sup>3</sup>/добу) з пливкою нафти і невеликими припливами газу [22]. Сольовий склад води вказує на наявність у цих відкладах сприятливих гідрогеологічних умов для збереження покладів вуглеводнів. Відсутність промислових припливів вуглеводнів при випробуванні спаських відкладів у свердловинах Луги-1 та Шевченково-1 пов'язана з тим, що вони розкриті не в оптимальних структурних умовах.

Необхідно також враховувати, що за новими експериментальними даними [38], теригенні породи Передкарпаття виявляють ознаки колекторів для газу з 2-3% пористості, частіше з 3-5%.

Крім цього, за даними [16], сейсмічними дослідженнями в смузі шириною до 35 км від краю Карпат виявлена низка структур, у межах яких, за попередніми даними, ефективна товщина теригенних колекторів суттєво зростає. Це відкриває значні перспективи для пошуку середніх і великих родовищ вуглеводнів у Передкарпатті на глибинах 5-8 км.

### Висновки

Подальші пошуки середніх і великих за запасами нафтогазових покладів Передкарпатського прогину слід спрямувати на глибини 5-8 км з метою довивчення глибоко занурених горизонтів найбільших родовищ, які приурочені до перетину глибинних розломів у межах гравітаційного мінімуму. Підставою для такого твердження є сприятливі структурні умови, наявність на цих глибинах порід-колекторів з промисловими характеристиками та порід-покришок, сприятливі термобаричні умови для існування нафтогазових покладів.



*Рис. 3. Нафтогазоперспективні ділянки Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину (тектонічна схема Л.Мончака, В.Степанюка, С.Баб'юка, С.Анікеєва).*

Тому за геологічною будовою та іншими умовами Передкарпатський прогин (особливо Бориславсько-Покутську його зону) можна розглядати як один з найбільш перспективних районів у західних областях України для пошуків покладів нафти (і, можливо, газу) на глибинах 4-8 км.

Основою такої оцінки є сприятливі структурні умови, розвиток на таких глибинах порід-колекторів та порід-покришок, сприятливі термобаричні умови для збереження нафтогазових покладів.

За результатами виконаного комплексу досліджень, його аналізу та узагальнення, можна прогнозувати, що нафтогазоперспективними об'єктами для постановки подальших пошуково-розвідувальних робіт у центральній та північно-західній частинах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину є фронтальні складки цієї зони (рис. 3).

Також необхідно звернути увагу на глибинні структури III (можливо й IV) ярусу в районі свердловин 100-Танява і 2-Смолянка, де при бурінні та випробуванні останньої з глибоко занурених горизонтів отримали припливи вуглеводнів. У межах вказаної ділянки очікуються сприятливі структурно-тектонічні умови та колектори (особливо у відкладах еоцену) з підвищеними емнісно-фільтраційними властивостями, що пов'язується з наявністю Ходорівської палеодолини.

Отже, аналіз колекторських властивостей палеогенових відкладів, зв'язок процесів рудо- і вуглеводнеоутворення та опрацювання структурних побудов у північно-західній та центральній частинах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину дає нам підстави вважати, що найбільш перспективними об'єктами для постановки першочергових пошуково-розвідувальних робіт (зокрема, детальних сейсморозвідувальних робіт та параметричного буріння) є структури нижніх (третього й четвертого) ярусів складок у Долинському перерізі та третій структурно-тектонічний ярус у Бориславському перерізі (рис. 3), де спостерігається найбільший

стратиграфічний діапазон нафтогазоносності території досліджень.

Саме в межах цих ділянок спостерігається значний вплив тріщинуватості порід-колекторів на характер їх нафтогазоносності у верхніх структурно-тектонічних ярусах [26], що дає підстави прогнозувати аналогічні умови і для глибокозанурених горизонтів. Крім того, ці ділянки знаходяться в зоні розвитку палеотектонічних русел, що, як відомо [22, 23, 35], значно покращує емнісно-фільтраційні параметри палеогенових порід-колекторів, особливо, на наш погляд, нижніх ярусів складок Передкарпатського прогину.

#### ЛІТЕРАТУРА

1. **Аксенов А.А., Багдасарова М.В., Довжок Е.М.** Бориславское нефтяное месторождение – пример разгрузки глубинных флюидных систем по тектоническим нарушениям / Пластовые давления в нефтегазоносных провинциях. Труды ИГиРГИ // Москва: Недра, 1982.– Вып. 12.– С. 70-82.
2. **Березовський І.** Методологія генезису нафти // Геологія горючих копалин України. Матеріали наукової конференції. Львів, 13-15 листопада, 2001 р. // Львів, 2001.– С. 22-23.
3. **Братусь М.Д., Даниш В.В., Сворень Й.М.** Вуглеводневі сполуки гідротермальних утворень Карпат // Доповіді АН УРСР. Серія Б.– 1981.– №7.– С. 3-6.
4. **Братусь М.Д., Сворень Й.М., Даниш В.В.** Включения углеводородов в «мармарошских изумрудах» Карпат как показатели миграции нефтяных флюидов / Углерод и его соединения в эндогенных процессах минералообразования // Львов, 1975.– С. 60-62.
5. **Буров В.С., Глушко В.В., Шакин В.А., Шпак П.Ф.** К вопросу о северо-восточной границе распространения флиша во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба // Геологический журнал.– 1969.– №3.– С. 3-11.
6. **Возняк Д.К., Грицик В.В., Квасниця В.М., Галабурда Ю.А.** Про включення нафти у «мармароських діамантах» // Доповіді АН УРСР. Серія Б.– 1973.– №12.– С. 1059-1062.
7. **Вуль М.Я., Іванюта М.М., Кульчицький Д.Й. та ін.** Прогнозні ресурси вуглеводнів Західноукраїнського регіону та основні напрямки

їх пошуків // Геологія і геохімія горючих копалин.– 1993.– №1 (82).– С. 3-8.

8. **Гошовський С.В.** Сучасний стан вуглеводневих ресурсів України і основні напрямки геологорозвідувальних робіт на найближчу перспективу // Геологія і геохімія горючих копалин.– 1999.– №1 (106).– С. 30-34.

9. **Гуржий Д.В., Габинет М.П., Киселев А.Е. и др.** Литология и породы-коллекторы на больших глубинах в нефтегазоносных провинциях Украины // Киев: Наукова думка, 1983.– 184 с.

10. **Диденко А.В.** Геохимия углеродсодержащих соединений ртутных месторождений Украины // Киев: Наукова думка, 1985.– 124 с.

11. **Доленко Г.Н., Бойчевская Л.Т., Бойчук М.В. и др.** Нефтегазоносные провинции Украины // Киев: Наукова думка, 1985.– 172 с.

12. **Дудок І.В.** Газовий склад включень у жильних мінералах з флішу Українських Карпат // Геологія і геохімія горючих копалин.– 1996.– №3-4 (96-97).– С. 98-104.

13. **Дудок І.В.** Особливості вуглеводневого складу включень в мармароських діамантах Українських Карпат // Геологія і геохімія горючих копалин.– 2001.– №2.– С. 51-61.

14. **Знак М.С., Маевський Б.Й.** Особенности флюктуации фонового метаносодержания в приповерхностных образованиях Внешней зоны Предкарпатского прогиба / Геология и геохимия горючих ископаемых // Киев: Наукова думка, 1988.– Вып. 71.– С. 28-30.

15. **Знак М.С., Маевський Б.И., Лозинский О.Е.** О влиянии землетрясений на герметичность ПХГ и прямые поиски залежей УВ // Нефтяная и газовая промышленность.– 1986.– №1.– С. 45-46.

16. **Іванюта М.М., Вуль М.Я., Совчик Я.В.** Нові дані про геологічну будову і перспективи нафтогазоносності Українських Карпат та прилеглих територій / Тектогенез і нафтогазоносність надр України. Тези доповідей наукової конференції // Київ, 1992. С. 59-60.

17. **Колодий В.В.** Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти (на примере юга СССР) / Автореферат диссертации ... доктора геолого-минералогических наук // Львов, 1978.– 50 с.

18. **Колодий В.В.** Гидрогеологические факторы миграции нефти на больших глубинах / Условия нефтегазообразования на больших глубинах // Москва: Наука, 1988.– С. 41-45.

19. **Колодий В.В., Щепак В.М., Нудык Б.И. и др.** Маломинерализованные воды глубоких горизонтов нефтегазоносных водонапорных бассейнов Украины // Киев: Наукова думка, 1991.– 184 с.

20. **Корневский С.М., Захарова В.Н., Шамалов В.А.** Миоценовые галогенные формации предгорий Карпат // Ленинград: Недра, 1977.– 248 с.

21. **Краюшкин В.А.** Геохимические аспекты происхождения, миграции и аккумуляции природных нефтей, конденсатов и газов в Советских Карпатах и Предкарпатье // Киев: Препринт Института геологических наук АН УССР, 1989.– 21 с.

22. **Кузьмик Л.М.** Палинспастические реконструкции центральной части Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба и прогнозирование нефтегазоносности локальных структур / Автореферат диссертации ... кандидата геолого-минералогических наук // Ивано-Франковск, 1983.– 22 с.

23. **Кузьмик Л.М., Штурмак І.Т.** Палеотектонічні та палеогеоморфологічні реконструкції палеогенового періоду в умовах покривно-складчастої структури Внутрішньої зони Передкарпатського прогину / Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології // Київ, 2000.– Т. 2.– С. 248-256.

24. **Кулинич Г.С.** Гидрогеохимические аномалии как индикаторы тектонических нарушений // Ученые записки Горьковского государственного педагогического института.– 1974.– Вып. 137.– С. 67-71.

25. **Лозинский В.А., Баныковский В.П.** Гидрохимический разрез Внутренней зоны Предкарпатского прогиба // Геология нефти и газа.– 1972.– №11.– С. 27-32.

26. **Маєвський Б.Й.** Геолого-геохімічні фактори формування родовищ нафти в регіонах поширення кременистих бітумінозних товщ / Автореферат диссертации ... доктора геолого-минералогічних наук // Львів, 1994.– 40 с.

27. **Маєвський Б.Й.** Теоретичні аспекти нафтогазової геології (стан і проблеми) / Тео-

ретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології // Київ, 2000. Т. 1.– С. 22-29.

28. **Маєвський Б.Й.** Роль нафтогазогеологічної науки в забезпеченні вуглеводневою сировиною / Проблеми нафтогазового комплексу України. 1993-2002 // Львів: УНГА, 2002.– С. 5-13.

29. **Маєвський Б.Й., Хомин В.Р.** Геодинамічні умови формування і розповсюдження рудонафтогазоносності в Карпатському регіоні // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.– 2003.– №3 (8).– С. 90-96.

30. **Маевский Б.И., Зациха Б.В., Антонин О.И.** Влияние эндогенных процессов на коллекторские свойства пород в связи с поисками залежей нефти и газа на больших глубинах // Тезисы III Всесоюзной конференции. Москва, 1-3 февраля 1983 г. // Москва: МИНХ и ГП, 1983. С. 102-104.

31. **Маєвський Б.Й., Манюк М.І., Хомин В.Р., Храбатинко І.В.** Особливості формування і розташування покладів нафти в Передкарпатському нафтогазоносному районі // Генезис нафти і газу та формування їх родовищ в Україні як наукова основа прогнозу та пошуків нових скупчень. Тези доповідей науково-практичної конференції. Чернігів, лютий 2001 р. // Чернігів.– 2001.– С. 168-170.

32. **Манічев В.І., Івантишина О.М., Єгорова Л.М.** Про йодисту ртуть у фліші Українських Карпат // Доповіді АН УРСР. Серія Б.– 1979.– №9.– С. 701-703.

33. **Мичак А.Г.** Глибинна геологічна будова, перспективи нафтогазоносності Українських Карпат та Передкарпатського прогину за результатами аерокосмогеологічних методів досліджень / Автореферат дисертації ... кандидата геологічних наук // Київ, 1986.– 17 с.

34. **Науменко В.В., Галий С.А.** Стратиформные оруденения в структуре палеозоны Беньофа / Геология Советских Карпат // Киев: Наукова думка, 1989.– С. 135-142.

35. **Окрепкий Р., Видиборець М., Щерба О. та ін.** Структурні та літогенетичні критерії прогнозу нафтогазоносності палеогенових відкладів алохтону Передкарпатського прогину / Геологія горючих копалин України. Тези доповідей Міжнародної наукової конференції // Львів.– 2001.– С. 181-182.

36. **Осадчий В.Г., Грицик І.І., Приходько О.А.** Геотермічний режим та нафтогазоносність Лопушнянського родовища // Геологія і геохімія горючих копалин.– 1999.– № 2.– С. 42-52.

37. **Паньків Р.М.** Літолого-геохімічні особливості і умови утворення родовищ сірки північно-західної частини Передкарпатського сірконосного басейну (на прикладі Язівського родовища) / Автореферат дисертації ... кандидата геологічних наук // Львів, 2002.– 20 с.

38. **Федишин В.О.** Наукові засади оцінювання низькопористих колекторів вуглеводного газу / Автореферат дисертації ... доктора геологічних наук // Львів, 2003.– 40 с.

39. **Хомин В.Р.** Особливості зміни ємнісно-фільтраційних і термобаричних параметрів з глибиною залягання нафтогазоперспективних горизонтів Бориславсько-Покутської зони // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.– 2003.– №4 (9).– С. 118-121.

40. **Шкрєбта Г.П.** Давние растительные остатки как один из показателей глубинного происхождения нефти (на примере Западноукраинской нефтегазоносной области) / Проблема происхождения нефти и газа и образование их промышленных залежей // Киев: Наукова думка, 1966.– С. 113-130.

### **ХОМИН В.Р.** Обґрунтування перспектив нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

**Резюме.** Перспективи розвитку нафтогазового комплексу України пов'язані з пошуком середнього розміру покладів нафти та газу, які прогнозуються на глибині 4-8 км. Передкарпатський прогин до глибини 3-4 км вивчений детально, тому виявити дуже дрібні та дрібні родовища вуглеводнів можна тільки в окремих невеликих за розміром геологічних блоках. Глибина 4-8 км, яка доступна для сучасного бурового обладнання, вивчена значно гірше. Для відкриття нових родовищ нафти та газу на цій глибині необхідно провести вивчення нижніх ярусів складок у межах

Бориславсько-Покутської зони та в мезозойському фундаменті Передкарпатського прогину. Тут по ділянках тріщинуватості гірських порід у різновікових зонах глибинних розломів відбувалась міграція високотемпературних газопарогідротермальних флюїдів, у складі яких виносились як вуглеводні, так і рудні компоненти. Їх прояви часто знаходяться в тісній асоціації. Аналіз фізико-хімічних умов родовищ нафти та газу різних регіонів світу свідчить про можливість існування в Передкарпатському прогині родовищ рідких вуглеводнів. На основі аналізу даних про рудонафтогазоносність Передкарпатського прогину, уточнення його геологічної структури, виявлення особливостей поширення порід-колекторів, розробки комплексу геологічних і геохімічних показників вертикального надходження флюїдів до глибоко занурених горизонтів – виділені першочергові нафтогазоперспективні об'єкти Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину для проведення пошукових і розвідувальних робіт. До таких об'єктів відносяться фронтальні складки цієї зони та глибинні структури III і IV ярусів поблизу свердловин 100-Танява та 2-Смолянка.

**Ключові слова:** Україна, Передкарпатський прогин, геологічні структури, осадові гірські породи, міграція нафти та газу, колектори нафти та газу, родовища вуглеводнів, пошук родовищ, розвідка родовищ.

### **ХОМЫН В.Р. Обоснование перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба.**

*Резюме.* Перспективы развития нефтегазового комплекса Украины связаны с поиском среднего размера залежей нефти и газа, которые прогнозируются на глубине 4-8 км. Предкарпатский прогиб до глубины 3-4 км изучен детально, поэтому выявить очень мелкие и мелкие месторождения углеводородов можно только в отдельных небольшого размера геологических блоках. Глубина 4-8 км, доступная для современного бурового оборудования, изучена значительно хуже. Для открытия новых месторождений нефти и газа на этой глубине необходимо провести изучение нижних ярусов складок в пределах Бориславско-Покутской зоны и в мезозойском фундаменте Предкарпатского прогиба. Здесь по участкам трещиноватости горных пород в разновозрастных зонах глубинных разломов происходила миграция высокотемпературных газопарогидротермальных флюидов, в составе которых выносились как углеводороды, так и рудные компоненты. Их проявления часто находятся в тесной ассоциации. Анализ физико-химических условий месторождений нефти и газа разных регионов мира свидетельствует о возможности существования в Предкарпатском прогибе месторождений жидких углеводородов. На основе анализа данных о рудонефтегазоносности Предкарпатского прогиба, уточнения его геологической структуры, выявления особенностей распространения пород-коллекторов, разработки комплекса геологических и геохимических показателей вертикального поступления флюидов в глубокопогруженные горизонты – выделены первоочередные нефтегазоперспективные объекты Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба для проведения поисковых и разведочных работ. К таким объектам относятся фронтальные складки этой зоны и глубинные структуры III и IV ярусов вблизи скважин 100-Танява и 2-Смолянка.

**Ключевые слова:** Украина, Предкарпатский прогиб, геологические структуры, осадочные горные породы, миграция нефти и газа, коллекторы нефти и газа, месторождения углеводородов, поиск месторождений, разведка месторождений.

### **KHOMYN V.R. Substantiation for oil and gas potential at deeply seated horizons of the Boryslavsko-Pokutska zone of the Precarpathian trough.**

*Summary.* Nowadays in the context of limited financing the major task for every oil and gas bearing regions of Ukraine is to find oil-and-gas promising targets at shallow depths. However, searching for

oil and gas at shallow depths does not solve the problem of considerable growth of their reserves. Thus, it is necessary to concentrate on the search of oil and gas deposits of medium size forecasted at the depth of 4-8 km to make the development of oil and gas complex prospective.

The Pre-Carpathian trough has been studied in details up to the depth of 3-4 km. Thus, very small and small deposits can be only found in separate small geological block. The depth of 4-8 km accessible for modern drilling rigs has not been studied enough. In order to discover new oil and gas deposits it is necessary to explore lower horizons of folds of the Boryslavsko-Pokutska zone and Mesozoic basement of the Pre-Carpathian trough.

Geodinamical development of the Carpathian folded structure contributed to formation of ore bodies as well as of hydrocarbons deposits, defined their locations. Abyssal faults zones, especially areas intersecting other disjunctive faults, were major ore and hydrocarbon conductive structures. Migration of abyssal high temperature steam-gas-hydrothermal fluids, containing and carrying hydrocarbons and ores, took place through these jointing zones of different ages. Their manifestations are usually in close positional connection.

Analysis of physical and chemical conditions of oil and gas deposits formation in different regions of the planet and their comparison with thermobaric conditions of the Pre-Carpathian trough give evidence of hydrocarbons occurrences possibility here. Their penetration into traps of deeply seated layers, which resulted from vertical migration, has been proved by a complex of geological and geochemical factors.

After the geological structure and other conditions, the Pre-Carpathians trough (especially its Boryslavsko-Pokutska zone) can be considered as one of the most promising regions in the western part of Ukraine for searching for oil (possibly gas as well) deposits at the depth of 4-8 km. Grounds for such estimations are based on existence of favorable geological structures, on occurrence of layers-collectors and layers-seals at this depth, on favorable thermodynamic conditions for preserving oil and gas deposit.

Estimation of ore, oil and gas occurrences of the Pre-Carpathians trough, precision of its geological structure, detecting peculiarities of layers-collectors distribution, elaboration of a complex of geological and geochemical indicators of vertical input of fluids into deeply seated layers allowed putting a focus on top-priority oil-and-gas promising targets of the Boryslavsko-Pokutska zone of the Pre-Carpathians trough in order to conduct prospecting and exploratory works. Frontal folds of the zone and abyssal structures of the third and fourth level at the area of the boreholes 100-Tanyava and 2-Smolyanka refer to such targets. When drilling and testing the latter one a considerable amount of hydrocarbons was obtained from deeply seated horizons. Within this area there exist favorable structural geological conditions and layers of rocks-collectors ( especially within rocks of the Eocene age) with increased capacity and filtration characteristics.

**Key words:** Ukraine, Pre-Carpathians trough, geological structures, sedimentary rocks, oil and gas migration, oil and gas rocks-collectors, hydrocarbons deposits, deposits prospecting, deposits exploration.

Надійшла до редакції 19 лютого 2015 р.  
Представив до публікації доц. В.М.Харитонов.