

**Мирослав ПАВЛЮК, Ярослав ЛАЗАРУК, Володимир ШЛАПІНСЬКИЙ,
Олеся САВЧАК, Іванна КОЛОДІЙ, Мирослав ТЕРНАВСЬКИЙ,
Галина ГРИВНЯК, Любов ГУЗАРСЬКА, Наталія КОВАЛЬЧУК**

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

**ФОРМУВАННЯ ТА КРИТЕРІЇ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ
ВУГЛЕВОДНЕВИХ СКУПЧЕНЬ
ЗАХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ**

Проаналізовано поклади вуглеводнів Західного регіону за приналежністю до тектонічних зон, стратиграфічних комплексів та за типами і глибинами залягання. Вивчено закономірності зміни фізико-хімічних властивостей нафти і газу, гідрогеологічні та геохімічні особливості продуктивних товщ, закартовано ареали поширення газів вуглеводневого і неуглеводневого складу, виходи пластових флюїдів на земну поверхню. Розглянуто питання формування вуглеводневих скупчень. За результатами комплексного аналізу різних геологічних чинників, окрім основних факторів нафтогазоносності (структура, колектор, покришка), запропоновано додаткові критерії. У напрямку до покладу азотно-метанові гази змінюються суттєво метановими та вуглеводнево-метановими, а значення тиску насичення наближається до пластового тиску. Показником нафтогазоносності є водорозчинні органічні речовини нафтового походження – бітуми, феноли, вуглеводні, нафтеніві кислоти тощо, а також присутність конденсаційних вод чи їхня суміш з пластовими водами. Імовірними індикаторами вуглеводневих скупчень є сульфід цинку, свинцю, міді в породах. Для існування покладів необхідна гідрогеологічна закритість надр: невеликі швидкості пластових вод, їхня висока мінералізація, ступінь метаморфізації, хлоркальцієвий тип вод. Критерієм для оцінки перспектив нафтогазоносності відкритих територій є природні нафтогазопрояви як відображення покладів, що існують на глибині. Показано приклад обґрунтування пошукових об'єктів за критеріями нафтогазоносності у платформному автохтоні під насувом Покутсько-Буковинських Карпат.

Ключові слова: нафта, газ, критерії нафтогазоносності, формування родовищ, ознаки нафтогазоносності.

Мета досліджень – обґрунтування критеріїв нафтогазоносності локальних структур Західного нафтогазоносного регіону.

Методика робіт – вивчення закономірностей просторового розподілу покладів нафти і газу, зміни фізико-хімічних властивостей вуглеводнів, їхніх

проявів на земній поверхні, геохімічних особливостей пластових вод і порід з метою встановлення ознак нафтогазоносності.

Вступ. У нафтогазовій геології основними чинниками утворення традиційних вуглеводневих покладів вважають пласт-колектор, його приуроченість до локальних підвищень структурного плану і герметичну покривку, яка його перекиває. У випадку неантиклінальних пасток необхідний ще боковий екран (тектонічний, літологічний, стратиграфічний), а також герметичний пласт, який підстилає колектор. Ці чинники є основними критеріями виявлення вуглеводневих скупчень, що доведено світовою практикою пошукових робіт на нафту і газ. Однак, окрім згаданих, є інші ознаки наявності вуглеводневих скупчень. Вони не є основними, але в ряді випадків можуть позитивно вплинути на ефективність геолого-пошукових робіт, особливо на початковому етапі освоєння нових територій чи недостатньо вивчених нафтогазоносних комплексів. Такими ознаками вуглеводневих скупчень можуть бути геохімічні, флюїодинамічні, гідрогеологічні, температурні, а в межах геологічно відкритих територій – і прямі ознаки нафтоносності.

Просторовий розподіл вуглеводневих скупчень. Особливості поширення покладів нафти і газу та їхня приуроченість до певних зон та стратиграфічних одиниць залежать від геологічної будови територій, історії їхнього розвитку та умов нафтогазонагромадження. До складу Західного нафтогазоносного регіону України входять Балтійсько-Переддобрудзька нафтогазоносна провінція, у Волино-Подільській нафтогазоносній області якої розташовані Волинський нафтогазоносний район, Подільський, Бузький і Нестеровський перспективні райони, та Карпатська нафтогазоносна провінція, у Передкарпатській нафтогазоносній області якої розташовані Більче-Волицький і Бориславсько-Покутський нафтогазоносні райони, у Карпатській нафтогазоносній області – Скибовий і Кросненський нафтогазоносні райони, у Закарпатській газоносній області – Мукачівський і Солотвинський газоносні райони (Іванюта, 1998).

Згадані області та райони нерівноцінні за станом вивчення, потенційними ресурсами вуглеводнів, кількістю родовищ та фазовим станом покладів. Суттєво відрізняються вік продуктивних комплексів та глибини їхнього залягання.

У Волино-Подільській нафтогазоносній області відкрито лише два газові родовища у відкладах середнього і нижнього девону (рис. 1).

У Більче-Волицькому нафтогазоносному районі із 47 родовищ 45 – газові і газоконденсатні з покладами в утвореннях міоцену та мезозою і тільки два – нафтові: одне – на північному заході (Коханівське, верхня юра), друге – на південному сході (Лопушнянське, палеоген, крейда та верхня юра). Район добре вивчений сейсморозвідкою і бурінням. Найбільшими газовими родовищами є Більче-Волицьке, Рудківське, Угерське. Значні перспективи району пов'язуються лише з його південно-східною частиною під насувом Покутсько-Буковинських Карпат.

Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район переважно нафтоносний: із 39 відкритих в утвореннях палеогену родовищ 37 – нафтові, нафтогазові та нафтогазоконденсатні і лише два – газоконденсатні. Поклади встановлені майже в усіх ярусах складок. У першому структурному ярусі розміщується 52 %, у другому – 12 %, у третьому – 35 % і в четвертому

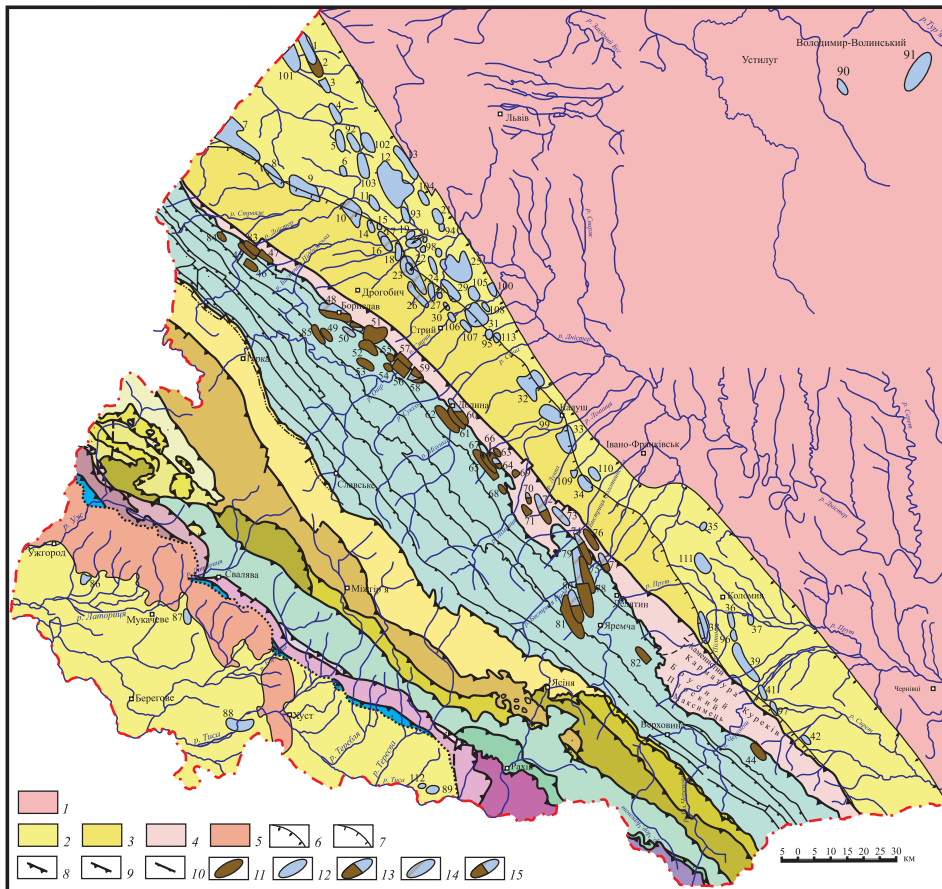


Рис. 1. Розміщення родовищ вуглеводнів на території Західного регіону України:

1 – платформа; 2 – Зовнішня зона Передкарпатського прогину і Закарпатський прогин; 3–4 – Внутрішня зона Передкарпатського прогину; 3 – Самбірський покрив, 4 – Бориславсько-Покутський покрив; 5 – Вигорлат-Гутинський хребет; 6 – північно-східна границя Зовнішньої зони Передкарпатського прогину; 7 – північно-східна границя Внутрішньої зони Передкарпатського прогину (Стебницький насув); 8–10 – фронтальні насуви: 8 – покривів, 9 – субпокривів, 10 – скиб; 11–15 – родовища: 11 – нафтові, 12 – газові, 13 – газонафтові, 14 – газоконденсатні, 15 – нафтогазоконденсатні.

Родовища Передкарпатської нафтогазоносної області

Родовища Більче-Волицького нафтогазоносного району: 1 – Свидницьке; 2 – Коханівське; 3 – Вижомлянське; 4 – Вишнянське; 5 – Нікловіцьке; 6 – Макунівське; 7 – Хідновицьке; 8 – Садковицьке; 9 – Пинянське; 10 – Залужанське; 11 – Новосілківське; 12 – Рудківське; 13 – Городоцьке; 14 – Майницьке; 15 – Сусолівське; 16 – Грушівське; 17 – Тинівське; 18 – Східнодовгівське; 19 – Південнограбівське; 20 – Меденицьке; 21 – Малогорожанське; 22 – Опарське; 23 – Летнянське; 24 – Грудівське; 25 – Більче-Волицьке; 26 – Гайське; 27 – Кавське; 28 – Глинківське; 29 – Угерське; 30 – Південноугерське; 31 – Дашавське; 32 – Кадобнянське; 33 – Гринівське; 34 – Богородчанське; 35 – Черемхівсько-Струпківське; 36 – Пилипівське; 37 – Дебеславичьке; 38 – Яблунівське; 39 – Косівське; 40 – Ковалівське; 41 – Черногузьке; 42 – Шереметівське; 43 – Красноільське; 44 – Лопушнянське; 92 – Орховицьке; 93 – Верещицьке; 94 – Рубанівське; 95 – Любешівське; 96 – Гуцулівське; 97 – Славещьке; 98 – Гірське; 99 – Калуське; 100 – Тейсарівське; 101 – Ретиченське; 102 – Добрянське; 103 – Дубаневичьке; 104 – Турабівське; 105 – Стриганецьке; 106 – Комарівське; 107 – Бережницьке; 108 – Лугівське; 109 – Північнобогородчанське; 110 – Старобородчанське; 111 – Коломийське; 113 – Східнолюбешівське.

Родовища Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району: 45 – Старосамбірське; 46 – Південномонастирещьке; 47 – Блаківське; 48 – Бориславське; 49 – Новосхідницьке; 50 – Іванківське; 51 – Орів-Уличнянське; 52 – Соколовецьке; 53 – Заводівське; 54 – Південностинавське; 55 – Мельничинське; 56 – Стинавське; 57 – Семигинівське; 58 – Танявське; 59 – Янківське; 60 – Північнодолинське; 61 – Долинське; 62 – Вигодсько-Витвицьке; 63 – Чечвинське; 64 – Струпинське; 65 – Спаське; 66 – Рожнятівське; 67 – Спаське-Глибинне; 68 – Ріпнянське; 69 – Підлісівське; 70 – Луквинське; 71 – Рудавецьке; 72 – Росільнянське; 73 – Космацьке; 74 – Монастирчанське; 75 – Пнівське; 76 – Гвіздецьке; 77 – Південногвіздецьке; 78 – Пасічянське; 79 – Битків-Бабченське; 80 – Довбушанське; 81 – Бистрицьке; 82 – Микуличинське; 83 – Страшевицьке.

Родовища Карпатської нафтогазоносної області

84 – Стрільбицьке; 85 – Східницьке.

Родовища Закарпатської газозоносної області

86 – Русько-Комарівське; 87 – Станівське;
88 – Королівське; 89 – Солотвинське; 112 – Дібрівське.

Родовища Волинсько-Подільської газозоносної області

90 – Великомоштівське; 91 – Локачинське

Опрацювали:
А. П. Медведєв, В. Є. Шлапінський, О. С. Щерба,
Б. П. Різун, В. П. Милославська, І. З. Побігун.
Тектонічне районування Карпат, за В. С. Шлапінським

автохтонному – 1 % запасів вуглеводнів. За кількістю видобувних запасів Бориславське, Долинське і Битків-Бабченське нафтогазоконденсатні родовища належать до великих. Перспективи виявлення нових покладів пов'язують насамперед зі складками на глибинах понад 4–5 км. У Скибовому районі Карпатської нафтогазоносної області відомі 29 переважно невеликих нафтових родовищ в утвореннях палеогену і верхньої крейди. Нові поклади можуть бути відкриті тут у породах того самого віку в неглибокозанурених фронтальних скибах разом із параавтохтонними елементами Скибового покриву, а також у глибокозанурених відкладах фундаменту Карпат.

Значний практичний інтерес пов'язаний із Кросненським покривом, у межах якого відкрите Лютське газове родовище, зафіксовані численні проявлення нафти і газу, а також інтенсивні припливи газу зі свердловин, які розкривали відклади флішу в інтервалі глибин від перших десятків метрів до 5300 м.

Із п'яти дуже дрібних за запасами газових родовищ, пов'язаних з неогеновою товщею Закарпатської газозоносної області, чотири припадає на Мукачівський і одне – на Солотвинський газозоносні райони.

Стратиграфічний діапазон промислової нафтогазоносності Заходу України охоплює інтервал від нижнього девону до пліоцену включно.

Із девонськими утвореннями пов'язані промислові поклади газу в піщаних колекторах на Локацькому та Великомоствіському родовищах Волино-Подільської нафтогазоносної області.

Верхньоюрський розріз містить газове скупчення на Рудківському родовищі в північно-західній частині Більче-Волицької зони, а також нафтові – на Коханівському і Лопушнянському.

Із верхньокрейдовими сенонськими пісковиками пов'язані значні за розмірами поклади газу на північному заході Більче-Волицької зони (Угерське, Більче-Волицьке, Меденицьке родовища) і нафти – у сеноманських пісковиках Лопушнянського родовища. Верхньокрейдові утворення флішової формації містять невеликі поклади нафти в межах Бориславсько-Покутської зони на Битків-Бабченському родовищі, а також Космацькому – на Покутті.

У Скибовому покриві продуктивними є «ямнеподібні» пісковики стрийської світи верхньої крейди, з яких видобували нафту в різні роки на 17 родовищах.

Непромислові скупчення газу у верхньокрейдових теригенних товщах з низькими колекторськими властивостями встановлені також на площі Теробля в Закарпатській області.

Палеоген є основним нафтогазоносним комплексом Бориславсько-Покутської зони. Для нього характерний розвиток на різних стратиграфічних рівнях (палеоцен, нижня, середня частина і верхи еоцену, олігоцен) горизонтів масивних пісковиків товщиною десятки і перші сотні метрів. У Скибовій зоні Карпат пісковики ямненської світи продуктивні на Східницькому, Стрільбицькому родовищах і на родовищах та ділянках Бориславського нафтогазовидобувного району: МЕР, Міріам, Фаустина, Блянка. Із ямненських відкладів видобуто понад 90 % нафти і газу від валового видобутку в Скибовому покриві. На відміну від Бориславсько-Покутської зони, із відкладів еоцену та олігоцену тут видобуто не більш ніж 4 % від загального видобутку вуглеводнів.

Платформні епіконтинентальні відклади палеогену нафтоносні на південному сході Більче-Волицької зони (Лопушнянське родовище).

Міоцен є другим основним газоносним горизонтом на заході України. До нього приурочена більшість родовищ північно-західної частини Більче-Волицької зони, де продуктивними є піщані відклади нижнього сармату на Угерському, Більче-Волицькому, Рудківському, Хідновицькому, Пинянському, Залужанському, Летнянському та інших родовищах.

Відклади верхнього бадену газоносні в центральній і південно-східній частинах Більче-Волицької зони, де відкриті дрібні і дуже дрібні за запасами родовища.

У Закарпатському прогині встановлена промислова газоносність бадену, сармату і пліоцену. На відміну від Більче-Волицької зони, стратиграфічний діапазон промислової газоносності неогену тут дещо ширший за рахунок нижнього бадену (Солотвинське родовище) і верхів сармату–пліоцену (Королівське родовище), однак поклади газу за запасами значно менші, ніж у Передкарпатті.

Родовища нафти і газу регіону пов'язані з пастками склепінного або комбінованого типу, у формуванні яких суттєву роль відігравали тектонічне екранування та літологічне обмеження пластів.

Найбільш складні та різноманітні умови газонафтонагромадження в Більче-Волицькому нафтогазоносному районі. Масивні поклади приурочені до ерозійних виступів юрських та крейдових утворень у ядрах міоценових антиклінальних структур (Рудківська, Більче-Волицька, Угерська). На Лопушнянському родовищі виявлено масивне (юра), пластові склепінні тектонічно екрановані (крейда) і літологічно обмежене (палеоген) скупчення вуглеводнів. У баденських породах (Гринівське, Богородчанське, Косівське та інші родовища) пастки переважно літологічно обмеженого типу завдяки лінзоподібному поширенню колекторів. У сарматському комплексі більшість покладів знаходиться в антикліналях, однак у їхньому розміщенні важливу роль відіграє літологічне обмеження. Унаслідок цього скупчення газу нерідко розташовані на перикліналях та крилах піднять (Пинянське, Залужанське та інші родовища). У смузі, що прилягає до Самбірського покриву, виявлені пластові поклади, екрановані з південного заходу насупом (Кавське, Угерське та інші родовища). Для смуги Краковецького розлому, яка має східчасту будову, характерні пастки, що тектонічно екрануються скидами як у зануреному, так піднятому блоках (Макунівське, Новосілівське родовища).

У Бориславсько-Покутському нафтогазоносному районі скупчення вуглеводнів пов'язані з асиметричними, нерідко лежачими антикліналями. Поклади пластові склепінні та масивно-пластові, здебільшого тектонічно екрановані поперечними скидами і скидо-зсувами (Бориславське, Орів-Уличнянське, Долинське родовища). Інколи нафтогазоносні периклінальні частини структур екрановані скидами, тоді як колектори склепінних частин обводнені (Луквинське, Рудавецьке родовища). Відомі також скупчення вуглеводнів у підвернутих крилах складок, екранованих у напрямку здійснення пласта насупами, а по простяганню – поперечними скидо-зсувами (Рожнятівське, Спаське-Глибинне, Битків-Бабченське родовища). Невитриманість палеогенових колекторів зумовила наявність на деяких родовищах пасток пластового

склепінного тектонічно екранованого та літологічно обмеженого типу (Орів-Уличнянське, Струтинське родовища).

У Скибовому нафтогазоносному районі на більшості родовищ поклади за типом подібні (Східницьке і Стрільбицьке родовища) до виявлених у Бориславсько-Покутському районі.

На родовищах Закарпатської газоносної області розвинуті складні за будовою комбіновані пастки: пластові склепінні тектонічно екрановані, літологічно обмежені (Русько-Комарівське, Станівське, Королівське) і лише на Солотвинському – склепінні масивні тектонічно екрановані.

Скупчення вуглеводнів Волино-Подільської нафтогазоносної області зазвичай пластові склепінні, літологічно обмежені (Великомостівське, Локацьке родовища).

Родовища регіону здебільшого багатопластові, причому нерідко містять поклади різних типів. Однопластові виявлені переважно в Бориславсько-Покутському нафтогазоносному районі (Орів-Уличнянське, Південномонастиречьке, Південностинавське, Рудацевьке, Рожнятівське, Спаське-Глибинне) і лише одне – Малогорожанське – у Більче-Волицькому районі. У декількох родовищах Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району (Соколовецьке, Микуличинське та інші) і Закарпатської газоносної області (Королівське, Станівське, Солотвинське) відомо лише по одному скупченню.

Найбільші глибини, з яких отримані промислові припливи нафти, становлять 5700–5800 м у Бориславсько-Покутській зоні (Соколовецьке родовище) і 4180–4464 м у Більче-Волицькій (Лопушнянське родовище).

Закономірності зміни фізико-хімічних властивостей вуглеводнів. Фізико-хімічні властивості вуглеводнів регіону коливаються в значних межах.

Густина нафт змінюється в широкому діапазоні: важкі (до 1014 кг/м³) – відомі в юрських утвореннях Коханівського і Вишнянського родовищ, легкі (750–800 кг/м³) – приурочені до верхніх горизонтів Бориславського, Долинського, Битків-Бабченського родовищ (табл. 1, рис. 2). Густина нафт збільшується із збільшенням вмісту смолисто-нафтових компонентів (рис. 3).

Густина олігоценових нафт у середньому становить 840–850, еоценових та палеоценових – 840–860 кг/м³. Нафти крейдових відкладів Скибового нафтогазоносного району мають меншу густину – 770–840 кг/м³. Таким чином, спостерігається загальна тенденція до збільшення густини нафт у напрямку до земної поверхні. Крім того, густина нафт збільшується в приконтатних частинах покладів, до прикладу, для деяких покладів Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району – до 880–920 кг/м³. Подібно змінюється і в'язкість нафт.

Фракційний склад нафт змінюється в широких межах. Вміст легких вуглеводнів у середньому становить 10–20 %. Найменше легких вуглеводнів у нафтах Північнодолинського, а також Глибинних складок Бориславського та Битків-Бабченського родовищ, найбільше – у нафтах Ріпнянського, Східницького родовищ, де поклади залягають на невеликих глибинах.

Малосірчисті нафти (до 0,3 %) відомі на родовищах Карпатської нафтогазоносної області. У Передкарпатській нафтогазоносній області сірки, як правило, від 0,3 до 0,5 %. Високосірчисті нафти (1–8 %) трапляються в приконтатних зонах покладів Коханівського, Бориславського, Битків-Бабченського, Орів-Уличнянського та деяких інших родовищ.

Т а б л и ц я 1. Характеристика нафт Західного нафтогазоносного регіону України, за матеріалами (Іванюга, 1998)

Родовище	Глибина залягання покривлі продуктивного горизонту, м	Густина, кг/м ³		Вміст, мас. %					Груповий склад вуглеводнів, %		
		пластової	дегазованої	парафіни	смоли	асфальтени	сірка	ароматичні	нафтенові	метанові	
Коханівське	1300	949	982	2,5	26,1	17,5	5,14	-	-	-	
Лопушнянське	4080	647,5	822,0	7,69	4,84	0,26	0,16	-	-	-	
	4200	658,8	823,8	8,86	4,36	0,15	0,13	-	-	-	
	4300	675,0	839,5	8,41	4,63	0,45	0,35	-	-	-	
Старосамбірське	3075	757,2	850,0	7,3	5,4	0,1	1,75	-	-	-	
	3285	755,0	846,3	6,0	22,0	1,8	0,33	-	-	-	
Південно-монастирецьке	4440	823,5	860,3	11,4	13,6	1,95	0,36	-	-	-	
Блажівське	3000	850,7	876,0	8,14	8,68	4,85	2,0	-	-	-	
	3100	805,7	840,6	12,43	6,81	1,55	2,32	-	-	-	
Новосхідницьке	3900	564	844,2	3,92	17,76	4,63	0,2	-	-	-	
	4550	660	842,9	4,77	15,0	1,15	0,31	-	-	-	
Орив-Уличнянське	2562	687	854	7,9	25,0	2,5	0,41	-	-	-	
	3100	677	837	2,2	12,0	0,4	0,13	-	-	-	
Соколовецьке	5700	679	813	0,06	1,44	0,12	0,164	-	-	-	
Заводівське	4280	676,5	840,0	5,6	10,05	0,44	0,16	-	-	-	
	4460	549,0	834,0	5,6	10,87	1,16	0,138	-	-	-	
Південностінавецьке	4350	711,5	848,6	12,68	5,44	0,29	0,32	-	-	-	
Мельничанське	4497	676	838	7,01	5,84	0,70	0,18	-	-	-	
	4710	654	843	8,60	4,85	0,75	0,46	-	-	-	

Продовження табл. 1

Родовище	Глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту, м	Густина, кг/м ³		Вміст, мас. %				Груповий склад вуглеводнів, %		
		пластової	дегазованої	парафіни	смоли	асфальтени	сірка	ароматичні	нафтенові	метанові
Стинавське	3310	660	839,0	6,3	16,0	—	0,36	—	—	—
	3550	727	851,6	10,3	4,0	0,8	—	—	—	—
Семигнівське	4350	—	847	7,21	5,48	0,35	—	—	—	—
	5170	—	823,6	10,5	4,3	—	0,17	—	—	—
Долинське	50	—	769	0,21	7,0	—	0,17	—	—	—
	1600	696	837	8,00	5,4	0,63	0,30	32	25	43
Вигодсько-Витвицьке	2200	677	844	8,25	6,0	1,00	0,32	21	29	50
	3250	676	843	9,8	14,7	0,5	0,34	—	—	—
Чечвинське	2400	—	854	9,04	7,43	1,10	0,09	—	—	—
	2450	—	855	13,13	10,12	0,49	0,21	—	—	—
Спаське	1094	728	841	9,4	16,2	—	0,44	—	—	—
	2400	—	840	11,8	18,0	—	0,22	—	—	—
	1300	—	849	8,9	6,1	0,1	0,35	17,0	—	66,7
	665	744	830	10,4	9,1	0,04	0,26	—	—	—
Рожнятівське	4470	613	851	9,60	5,36	0,03	0,13	—	—	—
Спаське-Глибинне	4410	613	850	14,49	6,52	0,15	0,12	—	—	—
	10	—	840	1,16	8,71	—	—	—	—	—
Ріпнянське	100	—	822	—	14,65	—	—	—	—	—
	500	—	842	до 2,29	8,32	—	до 0,64	—	—	—
	2740	—	856	1,13	0,41	0,20	0,02	—	—	—
Підлісівське	2270	811	861	9,51	11,16	0,86	0,54	—	—	—

Продовження табл. 1

Родовище	Глибина залягання покривлі продуктивного горизонту, м	Густина, кг/м ³		Вміст, мас. %				Груповий склад вуглеводнів, %				
		пластової	дегазованої	парафіни	смоли	асфальтени	сірка	ароматичні	нафтенові	метанові		
Рудавецьке	1020	–	854	7,9	8,8	0,5	–	–	–	–	–	–
Пнівське	1720	655	834	10,5	24	1,7	–	–	–	–	–	–
	3100	606	830	10,0	10	0,5	0,22	–	–	–	–	–
Гвіздецьке	1457	681	851	8,0	5,2	1,3	0,21	–	–	–	–	–
	1690	710	867	9,6	6,2	2,5	0,26	–	–	–	–	–
	1919	741	870	10,4	7,5	2,3	0,27	–	–	–	–	–
Пасічняське	2400	532	846	10,4	6,9	0,6	0,21	–	–	–	–	–
Бистрицьке	2000	702	841	8,3	6,1	0,8	0,17	14,5	–	68,7	–	–
	2100	682	832	8,9	5,7	0,7	0,17	17,4	–	66,4	–	–
	2100	691	838	8,6	7,1	0,5	0,29	–	–	–	–	–
	3200	–	841	8,6	0,7	0,296	0,12	–	–	–	–	–
Микуличинське	2200	803	874,1	7	12,3	2,76	0,65	–	–	–	–	–
Страшевицьке	2900	717	843	15,8	5,67	0,26	0,27	–	–	–	–	–
Стрільбицьке	0	–	849,2	2,7	27	–	до 0,5	5	28	67	–	–
	210	–	859,0	2,3	–	4,4	0,4	–	–	–	–	–
	250	871,2	877,6	7,03	12,3	4,02	1,05	–	–	–	–	–
Східницьке	220	–	826,1	2,0	13,0	–	до 0,13	21,7	23,7	54,5	–	–
	270	197	828,3	0,8	10,0	–	до 0,26	19,45	20,85	59,7	–	–
	420	205	857,0	9,98	–	–	–	–	–	–	–	–
Луквинське	1200	726	834	9,5	12,3	0,3	–	19,5	–	66,2	–	–
	1125	740	837	9,7	17,0	0,4	–	16,4	–	66,3	–	–
	1343	–	836	10,7	13,0	0,2	–	14,6	–	75,5	–	–

Продовження табл. 1

Родовище	Глибина залягання покривлі продуктивного горизонту, м	Густина, кг/м ³		Вміст, мас. %				Груповий склад вуглеводнів, %			
		пластової	дегазованої	парафіни	смоли	асфальтени	сірка	ароматичні	нафтенові	метанові	
Стругинське	1650	696	859	7,35	40,0	—	—	—	—	—	—
	2050	692	842	11,19	14,5	1,67	0,29	—	—	—	—
	2420	687	853	9,46	14,9	1,57	0,39	—	—	—	—
Довбушанське	1900	733	853	0,9	8,5	1,08	0,46	—	—	—	—
	1600	—	857	7,6	17,0	1,20	0,35	—	—	—	—
Бориславське	160	798	856,8	0,5	28,0	1,1	0,42	—	—	—	—
	2250	790	860,0	6,9	10,6	1,8	0,33	—	—	—	—
	2700	838	897,9	9,2	13,7	7,6	0,78	—	—	—	—
Іванківське	2938	739	884	13,4	29,6	1,78	—	—	—	—	—
Танявське	3680	650	841	12,4	9,3	1,2	0,36	13,1	—	62,9	—
Північнодолинське	2350	612	830	9,3	6,1	0,9	0,17	—	—	—	—
	2695	625	839	11,6	8,2	0,7	0,16	31	24	45	—
Росільнянське	2380	632	821	6,0	5,8	0,15	0,14	—	—	—	—
Південногвіздецьке	2500	604	818,7	6,9	4,2	0,19	0,12	—	—	—	—
	2700	686	855,3	9,8	8,8	1,90	0,32	—	—	—	—
	3260	750	880,0	9,0	13,4	5,13	—	—	—	—	—
Битків-Бабченське	1000	789	855	12,5	18,7	1,3	0,32	36	33	31	—
	1300	781	858	8,9	12,8	1,1	0,68	—	—	—	—
	2340	748	858	11,2	17,4	2,0	0,37	—	—	—	—
	1600	765	865	9,86	18,82	—	0,56	29	43	28	—

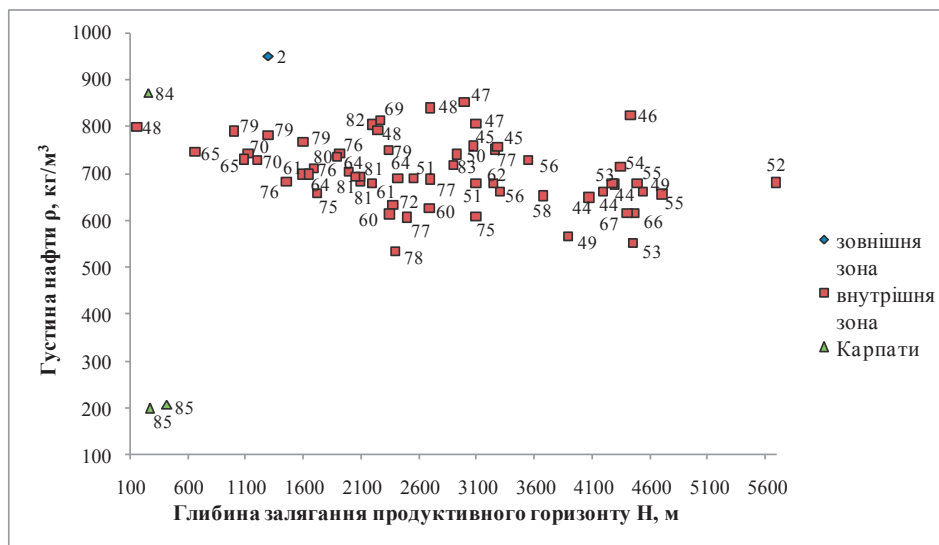


Рис. 2. Зміна густини нафти з глибиною залягання покладів. Цифрами позначені нафтові родовища, розміщені на рис. 1

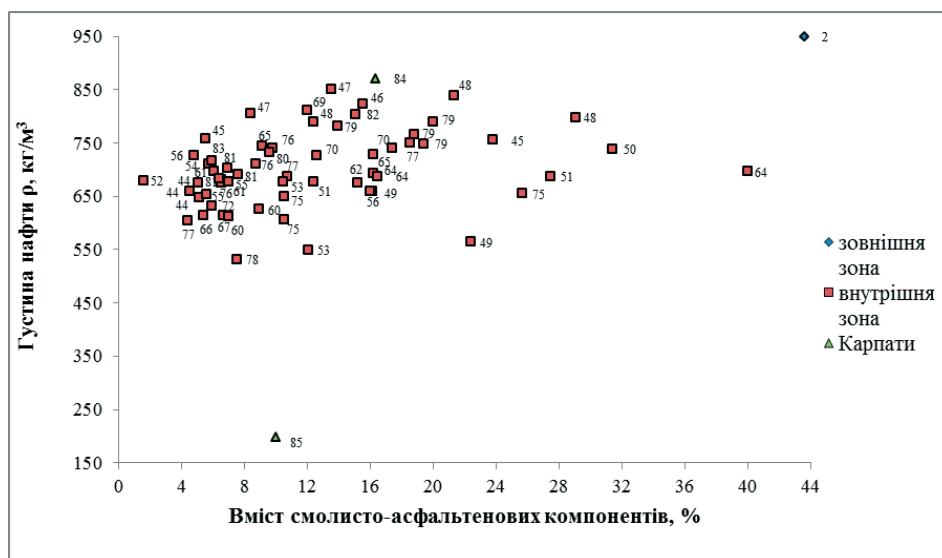


Рис. 3. Залежність між густиною нафти та вмістом смолисто-асфальтенових компонентів. Цифрами позначені нафтові родовища, розміщені на рис. 1

За груповим складом нафти переважно нафтенно-метанового, ароматико-нафтенно-метанового та ароматичного класів. Більшість їх у Передкарпатській нафтогазоносній області належить до першого класу, у Карпатській нафтогазоносній області – до другого класу. До ароматичних належать нафти приконтатних зон (Коханівське, Битків-Бабченське родовища).

До малопарафіністих (менш ніж 2 %) належать нафти більшості невеликих старих промислів Карпатської нафтогазоносної області та Коханівського

Т а б л и ц я 2. Характеристика газоконденсатів Західного нафтогазоносного регіону України, за матеріалами (Іванюта, 1998)

Родовище	Глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту, м	Густина, кг/м ³	Молекулярна маса	Вміст, мас. %				Груповий склад вуглеводнів, %			
				асфальтени	смоли	парафіни	сірка	метанові	нафтені	ароматичні	
Залужанське	3280	817	147	–	0,5	4,35	–	–	–	–	–
Грушівське	1720	750	–	–	–	–	–	100	–	–	–
Летнянське	1654	812,7	178	–	0,93	10,3	0,06	60	24	16	–
	1485	723,0	104	–	0,11	0,03	0,02	56	36	8	–
Гайське	1563	820,4	153	–	0,13	–	–	22	53	25	–
	1650	699,6	98	–	0,119	–	0,01	60,5	33,5	6,0	–
	1820	751,5	125	–	0,68	6,4	0,07	64,0	25,0	11,0	–
	1550	740,6	123	–	0,19	–	0,02	72,0	25,0	3,0	–
Космацьке	2507	728	99	0,04	0,1	0,4	0,03	–	73,0	12,7	–
	2780	710	98	0,01	0,06	0,07	0,08	–	77,9	15,6	–
Монастирчанське	3520	776	137	0,51	0,57	1,94	–	–	–	–	–
Іванківське	3053	763	–	–	0,2	0,1	0,024	–	–	–	–
	2170	847,3	224	2,9	9,3	5,5	0,68	–	58,3	13,9	–
Північно-долинське	2695	755	102	–	до 1	3,3	0,3	–	–	–	–
	2172	776,2	151	0,4	0,36	0,88	–	60,0	21,0	18,4	–
Росільнянське	2420	781,0	133	–	0,10	13,3	0,14	60,0	19,7	18,9	–
	3260	808	168	–	1,2	6,9	–	–	–	–	–
Південно-гвіздецьке	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Битків-Бабченське	1900	751	131	–	0,54	0,41	0,03	60	23	17	–

родовища Передкарпатської нафтогазоносної області, до високопарафіністичних (понад 6 %) – нафти Блажівського, Бориславського, Північнодолинського, Долинського, Струтинського, Спаського, Битків-Бабченського, Стрільбицького, Східницького родовищ. Нафти решти родовищ регіону парафіністичні (2–6 %).

До малосмолистих (менш ніж 5 %) належать нафти Східницького, Ріпнянського, Орів-Уличнянського родовищ, а також невеликих промислів Карпатської нафтогазоносної області. Смолисті нафти (5–10 %) виявлені в Бориславському, Долинському, Струтинському, Спаському, Битків-Бабченському та Орів-Уличнянському родовищах. Нафти приконтатних зон належать до високосмолистих.

Залежність зміни густини газоконденсатів регіону від глибини їхнього залягання проявляється не так виразно, як для нафт (табл. 2).

Газогідрогеохімічні ознаки нафтогазоносності. Підземні води нафтогазоносних провінцій є елементом середовища, у якому формуються поклади нафти і газу. Вивчення підземних вод сприяє напрацюванню нафтогазопошукових критеріїв. У межах різних структурно-тектонічних зон Карпатського регіону гідрогеохімічні умови різні. Тому не всі ознаки нафтогазоносності, інформативні в одних геолого-гідрогеологічних умовах, залишаються такими в інших. До прикладу, йод, який за В. О. Суліним є прямим показником нафтогазоносності, в умовах Передкарпатського прогину є неінформативним. Це зумовлено формуванням гідрогеохімічної обстановки в процесі геологічного розвитку водонапірних басейнів незалежно від їхньої нафтогазоносності, яка має накладений характер.

Найбільш універсальними для прогнозування нафтогазоносності виявилися газогідрогеохімічні ознаки – за складом водорозчинених газів і тиском насичення. Отримання потрібних даних є простим, а результати – достатньо надійними. Максимальна газонасиченість підземних вод встановлена в приконтурних зонах газових родовищ Зовнішньої зони, де вона перевищує 2000 см³/л, а значення тиску насичення наближається до пластового тиску. Газонасиченість вод зростає також із зростанням глибини їхнього залягання, пластового тиску і температури. У цьому ж напрямку азотно-метанові гази змінюються суттєво метановими та вуглеводнево-метановими. Тому газонасиченість підземних вод вважаємо прямою ознакою газонасиченості.

До прямих ознак нафтогазоносності належать водорозчинні органічні речовини нафтового походження – бітуми, феноли, водорозчинні вуглеводні, нафтенові кислоти тощо. Вони проявляються у вигляді дифузійних ореолів розсіювання вуглеводневих скупчень, а їхній вміст зростає в міру наближення до покладів від фонових до підвищених значень зазвичай у декілька разів. Сюди ж належать водорозчинені гази вуглеводневого складу, тиск насичення яких зростає до пластового в міру наближення до покладу. За складом вуглеводневої частини водорозчинених газів можна судити про тип флюїду в покладі: газовий, газоконденсатний чи нафтовий.

Як ознаку, наближену до прямих, можна використати присутність конденсаційних вод і їхню суміш із пластовими водами (Колодій, 1975). Ці води, значно меншої порівняно з гідрогеохімічним фоном мінералізації, мають специфічний строкатий іонно-сольовий склад, збагачені в більшості випадків НСО₃, аж до гідрокарбонатно-натрієвого типу, за класифікацією В. Суліна

(гідрокарбонатно-хлоридного натрієвого). У конденсаційних водах присутні мікроелементи, відносний вміст яких часто більший, ніж у солянках фону: J – до 13, В – до 2, Вг – до 61, Si – до 200, NH₄ – до 150 мг/л, фенолів: нелетких з водяною парою – більше ніж 1,5 мг/л, летких – 10–12 мг/л і більше. Такі води зафіксовані поблизу вуглеводневих покладів в усіх нафтогазоносних басейнах України (табл. 3).

Усі інші гідрогеологічні ознаки нафтогазоносності є побічними.

Однією з них є гідрогеологічна закритість надр, тобто, відсутність можливості потрапляння нафтогазових родовищ у зону активного водообміну. Це актуально для покладів, розташованих в інфільтраційних природних водонапірних системах. Зазвичай гідрогеологічну закритість визначають за гідрогеохімічними показниками – вмістом Br, Cl/Br, Br/H.

Побічними ознаками нафтогазоносності вважають безсульфатність вод, зумовлену відновленням SO₄²⁻ вуглеводнями, і збагаченість з тієї самої причини HCO₃⁻. Сюди ж традиційно відносять високу мінералізацію, ступінь метаморфізації, хлоркальцієвий тип вод, наявність деяких мікроелементів (ME і МК), H₂S тощо.

Єдиної думки стосовно інформативності застосування мікроелементів (йоду, броду, амонію, кремнію, радію, стронцію, рідкісних лужних елементів) як ознак нафтогазоносності немає (Доленко & Милославская, 1982). Усе ж більшість дослідників вважає за доцільне використання окремих мікроелементів пластових вод як пошукових ознак.

Щодо показника сульфатності $rSO_4 \cdot 100/rCl$, то в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину зменшення сульфатності «безсульфатні аномалії» властиве, за даними В. М. Щепака, як крайовим водам газових покладів, так і водам, віддаленим від покладів, але розкритим у зоні розломних шляхів вертикальної міграції газу.

Т а б л и ц я 3. Хімічний склад конденсаційних вод і вод геохімічного фону, класифікованих за переважаючими компонентами, % екв. (В. В. Колодій & Колодій, 2005)

Нафтогазоносний басейн	Родовище	Конденсаційна вода	Пластова вода
Причорноморський	Західно-Октябрське	$M_{0,7} \frac{Cl60HCO_3 25SO_4 15}{Na62Ca30Mg8}$	$M_{14} \frac{Cl95SO_4 3HCO_3 2}{Na98Ca2}$
	Голицинське	$M_{0,5} \frac{HCO_3 45Cl44SO_4 11}{Na74Ca23Mg3}$	$M_{15} \frac{Cl95SO_4 3HCO_3 2}{Na98Ca2}$
Передкарпатський, Зовнішня зона	Хідновицьке	$M_{0,25} \frac{HCO_3 46Cl29SO_4 25}{Na77Ca20Mg3}$	$M_{92} \frac{Cl99}{Na69Ca18Mg13}$
	Космацьке	$M_{0,24} \frac{HCO_3 47SO_4 33Cl20}{Na47Ca28Mg25}$	$M_{245} \frac{Cl100}{Na88Ca16Mg6}$
	Перещепинське	$M_{1,1} \frac{Cl94SO_4 6}{Na64Ca18Mg18}$	$M_{173} \frac{Cl100}{Na76Ca16Mg6}$

Кількість інгредієнтів водорозчинних органічних речовин, які є ознаками нафтогазоносності, залежить не тільки від наявності вуглеводневого скупчення та його складу, а й від хімічного типу пластових вод. Наприклад, тверді за хімічним складом води хлоркальцієвого типу значно гірше вилугтовують із нафти компоненти водорозчинних органічних речовин, ніж води гідрокарбонатно-натрієвого типу. Тверді води також не містять значної кількості сульфатів не тільки тому, що останні відновилися за участю вуглеводнів, але й тому, що єдиною можливою в таких водах є наявність сульфатів кальцію, які з усіх сульфатних солей найменше розчинні у воді.

Це свідчить про складність проблеми гідрогеохімічних ознак нафтогазоносності. Кожному конкретному нафтогазоносному району, навіть окремим водонесним комплексам одного і того самого району притаманні характерні для нього гідрогеохімічні, особливо органогідрогеохімічні, ознаки нафтогазоносності, які можуть виявитися неінформативними в інших районах.

Значення різноманітних гідрогеохімічних ознак нафтогазоносності наведено в табл. 4.

Таблиця 4. Гідрогеохімічні ознаки газонафтоносності локальних структур Передкарпатського водонапірного басейну (за матеріалами В. В. Колодія, О. Д. Штогрин, В. М. Щепака, Л. П. Швая, М. І. Спринського та ін.)

Загальна мінералізація і макрокомпоненти	Передкарпатський прогин			
	$P_1 - P_2$	Високомінералізовані (солянки) (150–300 г/л) хлоркальцієвого типу з $rNa/rCl = 0,7-0,85$	P_3	Води строкатого складу ГКН і ХК типів з $M = 50-210$ г/л; $rNa/rCl = 0,9-1,15$
Особливості підземних вод	Прісні та солонуваті води строкатого складу, головним чином ГКН типу, збагачені мікроелементами, легкими фенолами (конденсаційні і солюційні). $M = 0,7-1,0$ г/л. Склад: $HCO_3-SO_4-Na-Ca$. Опріснені відносно фону законтурні і підошовні води покладу			
Мікроелементи і мікрокомпоненти	$P_1 - P_2$	$NH_4 \cdot 10^2/M > 0,1$; $Sr \cdot 10^3/M > 5$; $SiO_2 \cdot 10^3/M < 0,4$; $B \cdot 10^3/M > 0,35$	P_3	$SiO_2 \cdot 10^3/M < 0,4$; $NH_4 \cdot 10^3/M > 0,1$; $B \cdot 10^3/M > 0,1$
	Зовнішня зона: $Li \cdot 10^3/M > 0,11$; $Rb \cdot 10^3/M > 0,008$; $Sr \cdot 10^3/M > 1,2$; $Cs \cdot 10^3/M > 0,005$ Внутрішня зона: $Li \cdot 10^3/M > 0,16$; $Sr \cdot 10^3/M > 5,2$; $Cs \cdot 10^3/M > 0,02$			
Водорозчинені органічні речовини	$P_1 - P_2$	Феноли леткі > 2 мг/л	P_3	Феноли леткі $> 2,0$ мг/л
Водорозчинені гази	$P_1 - P_2$	Вуглеводневий склад газів $P_{газ}/P_{пл} \geq 0,75$ $BB/CH_4 > 10$	P_3	Вуглеводневий склад, іноді вуглекисло-вуглеводневий $P_{газ}/P_{пл} \geq 0,6$ $BB \cdot 100/CH_4 > 10$

Отже, гідрогеологічними показниками нафтогазоносності надр можна вважати: високу газонасиченість пластових вод, підвищений вміст бензолу, фенолів, також наявність конденсаційних вод або їхніх сумішей із пластовими.

Ареали поширення газів вуглеводневого і неуглеводневого складу. У надрах Волино-Поділля, Більче-Волицької та Бориславсько-Покутської зон до складу водорозчинних та вільних газів входять в основному вуглеводневі гази. Інша ситуація в надрах Складчастих Карпат, де існують зони як вуглеводневих, так і переважно вуглекислого газів (рис. 4).

Просторово вуглеводнева зона розташована переважно в межах північної частини Передових Карпат. Це Скибовий і значна частина Кросненського покриття, Скупівський (повністю) та Говерляньський і Ставнянський (частково) субпокриття Дуклянсько-Чорногорського покриття. У межах вуглеводневої зони відкрито Лютнянське газове родовище, непромислові припливи нафти отримані на площах Вовче, Хашув, Лімна, газу – Бітля, Бориня. На продовженні

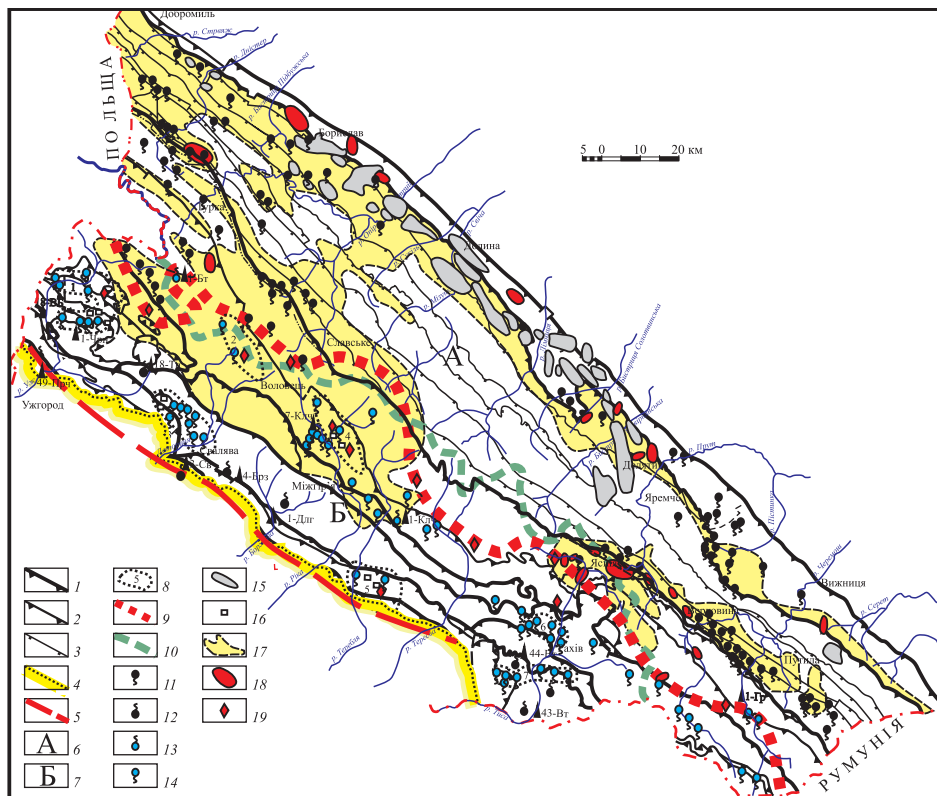


Рис. 4. Зони поширення вуглеводневого і неуглеводневого газів, сульфідів металів та виходу пластових флюїдів на поверхню в Складчастих Карпатах, за В. Є. Шлапінським: 1 – границі покриттів; 2 – границі субпокриттів; 3 – границі скиб; 4 – границя Закарпатського прогину; 5 – Закарпатський розлом; 6 – вуглеводневе поле; 7 – гідротермальне поле; 8 – аномальні ділянки гідротермального поля; 9 – північна границя гідротермального поля; 10 – лінія головного Карпатського вододілу; 11 – нафтопрояви; 12 – прояви метану; 13 – прояви вуглекислого газу; 14 – мінеральні вуглекислі джерела; 15 – родовища вуглеводнів; 16 – пункти із сульфідною мінералізацією в корінних породах; 17–18 – ділянки із вмістом сульфідів металів у шліхах: 17 – до 1 %, 18 – понад 1 %; 19 – місця розповсюдження «мармароських діамантів»

зони в Польщі відкрито багато невеликих газових родовищ: Бжегі Долгі, Райське, Стебник, Бистре, Чарна, Ліп'є, Затварніца та ін. На крайньому південному сході зони Кросно, де вона перекрита Чорногорським покривом, на Гринявській площі з олігоценових відкладів отримані припливи газоконденсату. Характерно, що тиски газонасичених пластів зони перевищують гідростатичні в 1,3–1,7 рази. Склад вільних і водорозчинних газів зони вуглеводневий, головню метановий. Вміст вуглекислого газу не перевищує декількох відсотків, зазвичай до 1 % (табл. 5).

На південний захід, у напрямку до центральної частини зони Кросно, де глибина палеогенового прогину зменшується, розташована зона переважно вуглекислого газу. У складі підземних вод зафіксовані підвищені концентрації азоту і вуглекислого газу (табл. 6), метан переважає тільки на невеликих за площею ділянках. Для зони характерні численні джерела вуглекислих вод, частина з яких термальні. Уже в районі св. 1-Тухолька, пробуреної на північно-східному крилі Сможевського підняття, на денну поверхню виходять навіть відклади верхньої крейди. Відповідно вони розгерметизовані. Порооди перетворені до стадії метагенезу, їхні пластові тиски менші від гідростатичних (коефіцієнт аномальності 0,9), породи дегазовані. Тут отримані лише невеликі припливи метаново-азотно-вуглекислого газу з дебітами 60–150 м³/добу. Зона вуглекислих газів охоплює Бітлянсько-Свидовецький субпокров Кросненського покриву, більшу частину Говерлянського і Ставнянського, Березнянський, Красношорський, Полонинський, Бачавсько-Боржавський субпокрови Дуклянсько-Чорногорського покриву, Буркутьський, Магурський, Рахівський, Мармароський і Пенінський покрови Зовнішніх Карпат. Південна границя зони знаходиться за межами Зовнішніх Карпат.

Елементи вуглекислої зони присутні також у вуглеводневій зоні і навпаки, проте їхня масштабність у межах не «своїї» території суттєво нижча.

Границя між зонами має складну конфігурацію і проходить від кордону з Румунією в напрямку Словаччини і Польщі через Сарату, Гриняву, Ясіню, Усть Чорну, Вишків, Скотарське, Ужок, Ставне приблизно вздовж головного карпатського вододілу. Імовірно, він пов'язаний з Ужоцьким глибинним розломом (Шлапінський, 2012). До нього приурочений гравітаційний максимум уздовж лінії Ужок–Говерла, спостерігається зміна параметрів сейсмічного, магнітотелуричного, теплового полів, а також поздовжнього й ефективного опорів. Границя між вуглеводневою і вуглекислою зонами назагал повторює лінію головного карпатського вододілу та конфігурацію Карпатської дуги в цілому, що свідчить про їхню залежність від неогенової тектонічної активізації.

Прояви вуглеводнів на земній поверхні. В умовах геологічної відкритості Карпат для пошуків вуглеводневих покладів доцільно використовувати прямі ознаки нафтогазоносності, тобто виходи нафти і газу безпосередньо на поверхню (див. рис. 4). Здавна відомі численні природні прояви нафти і горючого газу на площах Битків, Борислав, Слобода Рунгурська, Дзвиняч, Грозьова, Лімна, Вовче, Лопушанка, Погар, Яворів, Ясіня та багатьох інших. Вони зафіксовані у вигляді витікання рідкої нафти, присутності в породах (переважно по тріщинах) змінених нафт різного ступеня окислення і консистенції – від мальт до бітумів, порід із запахом нафти і нафтопродуктів, проявів озокериту і горючих газів (бульбашки на воді і газові струмені).

Т а б л и ц я 5. Хімічний склад вільних і водорозчинених газів із свердловин, пробурених у вуглеводневій зоні

Назва і номер свердловини	Інтервал відбирання, м	Хімічний склад газу, %									
		CH ₄	Важкі вуглеводні	ΣВв	N ₂	CO ₂	H ₂	O ₂	He	Ar	
1-Побук	2605–2626	95,6	0,6	96,2	3,3	0,35			0,006	0,105	
1-Лути	6192–6260	90,0	1,49	91,49	1,9	4,0		0,4			
1-Погар	1558–1665	85,74	12,45	98,18	0,51	1,15	незн.		незн.	0,203	
2-Лімна	2435–2540	88,2	10,78			0,5	незн.	незн.	незн.	незн.	
1-Бориня	3445–3457 і 3472–3485	85,9	11,52	97,41	0,14	1,89	незн.		0,003	незн.	
	4000–4010 і 4030–4135	82,35	16,24	98,59	0,8	0,585	0,023		0,001	незн.	
	4150–4347,5	85,5	12,78	98,28	0,799	0,827	незн.		0,099	незн.	
	4995–5160	91,39	2,65	94,04	4,079	1,88	0,0053		0,0002	незн.	
1-Семаківська	499–569	92,53	0,85	93,38	6,21	0,002		0,41			

Т а б л и ц я 6. Хімічний склад вільних і розчинених газів із свердловин, пробурених у межах ділянок неуглеводневої зони

Назва і номер свердловини	Назва ділянки	Інтервал відбору, м	Хімічний склад газу, %									
			CH ₄	Важкі вугл.	ΣВуглеводнів	N ₂	CO ₂	H ₂	O ₂	He	Ar	
1-Гухолька	Воловецько-Климецька	3786–3700	84,38	0,21	84,59	14,54	0,45					
			19,43	0,11	19,54	14,54	80,41					
			50,38	0,01	50,39	26,25	23,38					
7-Келечин	Міжгірсько-Сойминська	2525–2470			8,0	2,0	89,0					
359-Келечин	-II-П-				2,0	98,0						
360-Келечин	-II-П-					100,0						
1 (62)-Соль Чорноголовська					1,31	5,99	91,75					
					1,28	4,57	94,11					
			0,5	0,13	0,63	2,63	96,0					
			0,53	0,39	0,92	39,4	49,35					
			0,06	—	0,06	29,4	68,77		1,82			
410-Плоске	Оленівсько-Сваляська		3,96	0,002		16,4	79,27			0,17		
4-Плоске	- II -					17,34	76,1			1,03		
59-Плоске	- II -					18,4	77,5			0,95		
94-Яковський	- II -	450			8,42	1,37	90,3					
87-Яковський	- II -	220	7,55	0,87	38,88	51,4	9,72					
2-Р Яковський	- II -		41,42	0,4	41,82	55,5	2,63					

Продовження табл. 6

Назва і номер свердловини	Назва ділянки	Інтервал відбору, м	Хімічний склад газу, %												
			CH ₄	Важкі вугл.	ΣВуглеводнів	N ₂	CO ₂	H ₂	O ₂	He	Ar				
3(13) Поляна Нова	Оленівсько-Свалявська		4,49			3,7	91,51	0,07							0,23
4(10-Р) Поляна Нова	- II -		4,03			2,57	93,3				0,1				
6(8-Р) Поляна Нова	- II -		5,11			3,1	91,64	0,03							0,04
9 – Поляна Нова	- II -		6,3			3,97	89,6	0,003			0,06				0,04
10(7-Р) Поляна Нова	- II -		6,04			3,5	30,2	0,005			0,1				0,15
2-Свалява	- II -	200	1,2	0,84	2,04		96,0								
		720	68,5	0,84	69,34	5,1	22,0								
		1730	78,0	1,1	79,1	6,1	12,0								
6-Свалява	- II -		4,74	0,02	4,76	3,2	91,8								
1-Санаторій Поляна	- II -		2,08	0,02	2,1	40,0	49,8				7,7				0,38
113-Поляна Купель	- II -	58–81	1,55	0,01	1,56	65,75	25,68				6,24				0,77
1-Поляна Квасова	- II -		1,14	0,02	1,16	17,6	77,57				3,24				0,18
2-Поляна Квасова	- II -		5,21	0,07	5,28	41,7	46,0				6,6				0,42
1-Поляна Купель	- II -				4,25	2,0	93,6				0,15				
2-Поляна Купель	- II -		0,76		4,78	2,48	92,7				0,04				
3-Поляна Купель	- II -		0,58	0,01	0,59	27,24	65,6				5,83				0,25
2-Лути	- II -	78	0,96	0,002	0,962	28,05	67,93				2,69				0,36

Продовження табл. 6

Назва і номер свердловини	Назва ділянки	Інтервал відбору, м	Хімічний склад газу, %									
			CH ₄	Важкі вугл.	ΣВуглеводнів	N ₂	CO ₂	H ₂	O ₂	He	Ar	
2-Завод Лути	Оленівсько-Свалявська		1,35	0,03	1,38	28,4	67,8	2,09				0,33
5-Лути	- II -				10,72	9,55	79,68	0,04	0,002			0,07
6-Лути	- II -				14,23	16,73	68,0	0,38	0,08			0,65
7-Лути	- II -				3,25	2,08	94,5	0,17				
10-Лути	- II -				12,37	4,0	83,3	0,3				0,4
13-Лути	- II -				3,52	2,46	93,8	0,22				
14-Лути	- II -				3,1	1,56	95,3	0,05				
96-Свалява	- II -		сл.		46,4	47,1	5,9					0,45
213-Свалява	- II -		3,94	2,15	6,09	30,0	60,0	3,6				0,3
11-Нелепіно	- II -	130	12,74	0,04	12,81	12,7	74,03	0,43				0,05
12-Нелепіно	- II -	96	23,37	0,11	23,48	21,69	47,68	1,43	5,92			
13-Нелепіно	- II -	95	0,72	0,004	0,724	78,44	5,21	15,62	5,2			
14-Нелепіно	- II -	58	18,23	0,008	18,238	19,3	28,6	4,56	24,2			
15-Нелепіно	- II -	100	5,46	0,03	5,49	5,5	88,52	0,41	0,06			0,06
1-Нелепіно	- II -				17,04	2,0	70,4					
20-Нелепіно	- II -		8,55	1,02	9,57	7,61	82,79					0,02
8-Пасіка	- II -				4,5	3,59	91,8			0,1		

Продовження табл. 6

Назва і номер свердловини	Назва ділянки	Інтервал відбору, м	Хімічний склад газу, %											
			CH ₄	Важкі вугл.	ΣВуглеводнів	N ₂	CO ₂	H ₂	O ₂	He	Ar			
35-Пасіка	Оленівсько-Свалявська						100,0							
37-Пасіка	- II -	на усті	0,55	сл.		33,22	100,0							0,06
247-Горна Тиса	Квасівська	на усті	0,94	сл.		34,73	66,17							
249-Горна Тиса	- II -	38,2-51,2	0,63	сл.		6,67	57,21							0,02
250-Горна Тиса	- II -	на усті	0,37	сл.		0,96	91,87							0,04
350-Горна Тиса	- II -	на усті	0,36	сл.		4,22	98,63							
352-Горна Тиса	- II -	при відкачуванні	0,5			40,0	95,27							
353-Горна Тиса	- II -		0,68			52,0	58,94							
3-К	- II -					41,62	37,62							
43-Верхня Тиса	Рахівська		25,2			61,18	50,0							
							13,5							

Нафтогазопрояви спостерігалися в корінних відкладах усіх вікових підрозділів Передових Карпат – від крейди до олігоцену, але найбільше вони описані в породах олігоцену. Здебільшого вони тяжіють до тектонічних порушень (насувів та розривів), меншою мірою – до виходів складок на денну поверхню. Тільки в Передових Карпатах В. В. Кузовенко і В. Є. Шлапінський задокументували 434 природні проявлення вуглеводнів. Їхня найвища щільність спостерігається в Лемківському і Гуцульському сегментах Карпат, менша – у Бойківському сегменті (табл. 7).

Природні нафтогазопрояви – важливий показник для оцінки перспектив нафтогазоносності регіону, адже витoki вуглеводнів на денну поверхню є відображенням їхнього кінцевого пункту міграції з надр. Перші родовища нафти і газу в Карпатському регіоні були відкриті ще наприкінці XIX ст. унаслідок цілеспрямованих пошуків саме в місцях з природними проявами нафти і газу: Слобода Рунгурська, Ріпне, Борислав, Східниця та ін.

Нафтогазопрояви, їхній характер та щільність (кількість на одиницю площі) залежать від багатьох факторів. Один з них – глибина джерела, що постачає вуглеводні на денну поверхню, належить до таких, що важко оцінити кількісно. Із цієї причини нафтогазопрояви не можуть беззастережно бути позитивним критерієм промислової нафтогазоносності, тому що їхні джерела можуть знаходитися на різних глибинах, а саме на дуже значних та недосяжних для сучасного буріння.

Незадовільні результати пошуків на багатьох площах у Складчастих Карпатах, де спостерігалися природні нафтогазопрояви, свідчать і про їхню значну просторову відокремленість на денній поверхні від скупчень вуглеводнів на глибині. Тому природні нафтогазопрояви можна використовувати як пошукову ознаку тільки з урахуванням деталей геологічної будови певних ділянок Карпат. Однак прямої залежності між кількістю нафтогазопроявів із масштабами нафтогазонагромадження не встановлено.

Взагалі наявність природних проявів вуглеводнів зумовлена впливом різноманітних чинників: існуванням скупчень вуглеводнів на глибині, їхнім фазовим складом, пластовими тисками, ступенем закритості розрізу, рухом підземних і поверхневих вод, швидкістю міграції до денної поверхні. Об'єктивно оцінити роль усіх цих факторів важко.

Вирішальну роль відіграє зміщення нафтогазопроявів на поверхні від скупчень вуглеводнів на глибині. Коли воно незначне, є великі шанси на відкриття покладу. В іншому випадку ймовірність його відкриття без додаткової інформації про геологічну будову ділянки буде невеликою.

Сульфіди металів як індикатори вуглеводневих скупчень. На території Складчастих Карпат встановлений кореляційний зв'язок між нафтогазоносністю і вмістом у породах сульфідів цинку, свинцю, міді і нетехногенного самородного свинцю у шліхових пробах з алювію рік і потоків (Шлапінський, 1989, 2003). Вони представлені кристалами і необкатаними або слабо обкатаними зернами розміром 0,1–1,5 мм. Джерелами сфалериту, галеніту, халькопіриту та свинцю є породи карпатського крейдово-палеогенового флішу, оскільки кристали свідчать про близькість корінних джерел, якими можуть бути тільки породи флішової формації. Сульфіди утворювалися за результатами взаємодії підземних вод, насичених іонами металів, із сірководнем,

Т а б л и ц я 7. Розподіл природних нафтогазопроявлень у Турківському та Бітлянському сублокрявах Кросненського покряву в Лемківському, Бойківському та Гуцульському сегментах Карпат

Характер проявлення вуглеводнів	Тектонічні сегменти					
	Лемківський		Бойківський	Гуцульський	Кросненський покряв в усіх блоках	Бітлянський субпокряв
	Турківський субпокряв	Бітлянський субпокряв	Турківський субпокряв	Турківський субпокряв	Турківський субпокряв	
Витікання та пливки (на воді) нафти	28	23	13	1	42	23
Проявлення бітуму	9	4	1		10	4
Породи із запахом нафти, нафтопродуктів та бітумів	21	12	10	35	66	12
Проявлення озокериту	2				2	
Проявлення горючого газу	3	3	3		6	3
Разом	63	42	27	36	122	39
Разом у межах сегментів, субпокрявів та покряву	105		27	36		168
Кількість нафтогазопроявлень на 1 км ²	0,13	0,04	0,02	0,21		

який надходив у породи з вуглеводневих скупчень. Подібний механізм їхнього утворення виявлений і за межами Складчастих Карпат (Басков, 1983; Галий & Курило, 1984).

Більшим покладам (це, мабуть, переважно стосується нафтових скупчень) відповідає більший вміст сульфідів у шліхах. Цей висновок підтверджується просторовим зв'язком нафтових родовищ з масштабами сульфідної мінералізації. Виявлений зв'язок між розміщенням низки нафтових родовищ (Східницьке, Новосхідницьке, Старосамбірське, Орів-Уличнянське, Іваніківське, Танявське, Чечвинське, Спаське, Росільнянське, Космацьке, Пасічянське, Битків-Бабченське, Небилівське, Микуличинське, Слобода Рунгурське, Космач Покутське) з ареалами поширення сульфідів (до 15 % сфалериту від ваги важкої фракції шліхової проби). Найбільші значення мінералізації зафіксовані в районах Борислава, Биткова, Лопушної (до 18 %). Дуже дрібні родовища Передових Карпат не супроводжуються сульфідними аномаліями. Для них характерні лише фонові показники, які є нижчими в десятки разів від аномальних значень. Ділянки, де присутні інтенсивні за вмістом сульфідів ареали їхнього розсіювання з невиявленими поки що в надрах значними скупченнями вуглеводнів, є потенційно перспективними.

Формування вуглеводневих скупчень та критерії нафтогазоносності. Більшість дослідників зараз сходяться на біогенно-абіогенній теорії походження вуглеводнів, допускаючи в процесі формування покладів нафти і газу як латеральну, так і вертикальну міграцію вуглеводнів. Водночас аналіз особливостей геологічної будови і нафтогазоносності з урахуванням геохімічних даних дає змогу дійти висновку про суттєву роль вертикальної міграції вуглеводнів у Західному нафтогазоносному регіоні. Це підтверджується такими фактами.

Розташування різних за складом нафт ув'язується з напрямком їхньої міграції та акумуляції покладів. У напрямку міграції нафти стають важчими, у них збільшується вміст нафтенів. Зі зменшенням глибини нафти змінюються від парафінових до нафтових. Такий розподіл нафт (дуже легкі – у нижніх горизонтах і важчі – у верхніх) свідчить про вертикальну міграцію нафти зі спільного джерела надходження нафтових вуглеводнів.

За компонентним складом нафти регіону переважно метаново-нафтово-ароматико-нафто-метанові та ароматичні. Збільшення в нафтах метанових вуглеводнів і зменшення ароматичних з глибиною спричинено зростанням тисків і температур.

На багатошарових родовищах спостерігається тенденція до зменшення густини нафти з глибиною, що властиво приблизно 70 % усіх нафтових родовищ світу (Доленко, 1990). Це є доказом вертикальної міграції нафти і формування покладів одночасно зі спільного джерела надходження вуглеводневих компонентів.

Результати аналізу геологічних матеріалів свідчать про тісний взаємозв'язок між розломною тектонікою і просторовим розміщенням нафтових і газових родовищ (Колодій та ін., 2004).

Багато карпатських геологів вбачало джерело нафтових вуглеводнів у менілітових сланцях флішового олігоценного комплексу. Відкриття нафти і

газу в автохтоні Карпат довело відсутність їхнього генетичного зв'язку з флішовим комплексом (Доленко та ін., 2004).

Водночас неорганічна гіпотеза глибинної нафти дає підстави сподіватися на вирішення питань формування її родовищ. Головними вихідними твердженнями, прийнятими при розробленні проблеми, слід вважати такі: нафтогазоносність пов'язана з ділянками тектонічної активізації земної кори – рифтогенними структурами; єдиними шляхами припливу вуглеводнів були розломи земної кори, що в умовах Карпат трасуються тільки в автохтонних відкладах; підкарпатські розломи складають єдину систему розломів із перикратоном Східноєвропейської платформи, зокрема й Волино-Подільської плити; найсприятливішими каналами припливу глибинних вуглеводнів є ділянки перетину крайових і поперечних глибинних розломів, які визначають джерела нафтогазонасичення осадового покриву; у випадку перекриття субстрату, де проявляються розломи, синеклізними або насувними структурами, глибинні вуглеводні в межах останніх перерозподіляються між пастками, використовуючи як шляхи міграції локальні дислокації; на шляхах міграції струмись глибинної флюїдної системи збагачується набутими з вмисних порід бітумами та іншими компонентами; вуглеводневі утворення акумулюються в поровому і тріщинно-каверновому просторі пасток унаслідок витіснення ними пластових вод; акумуляція вуглеводнів охоплює всі придатні пастки від фундаменту до приповерхневих зон, а в окремих випадках вуглеводні прориваються до поверхні, утворюючи нафтогазопрояви; якщо енергія флюїдної системи є недостатньою для ефективного витіснення води, останні залишаються малопродуктивними або непродуктивними. Унаслідок цього в розрізі утворюється вертикальний ряд неоднорідно насичених вуглеводнями пластів – від великих промислових скупчень до дрібних нафтогазопровів.

Беручи до уваги викладене стосовно вертикальної міграції флюїдів, пропонуємо такі додаткові критерії нафтогазоносності (нагадаємо, основними є структура, колектор, пастка) для територій Західного регіону.

Найбільш універсальним критерієм для прогнозування покладів виявилися склад водорозчинних газів і тиск їхнього насичення. У напрямку до покладу азотно-метанові гази змінюються суттєво метановими та вуглеводнево-метановими, а значення тиску насичення наближається до пластового тиску. За складом водорозчинних газів можна прогнозувати тип флюїду в покладі: газовий, газоконденсатний чи нафтовий.

Критерієм нафтогазоносності є наявність водорозчинних органічних речовин нафтового походження – бітумів, фенолів, вуглеводнів, нафтенових кислот тощо. Вони проявляються у вигляді дифузійних ареалів розсіювання, а їхній вміст зростає в міру наближення до покладів від фонових до підвищених у декілька разів значень.

Ще одним критерієм для оцінки перспектив нафтогазоносності відкритих територій є природні нафтогазопрояви як відображення покладів, що існують на глибині. Проте цей критерій слід застосовувати з урахуванням деталей геологічної будови окремих ділянок Карпат, адже витоки вуглеводнів на денну поверхню можуть бути суттєво зміщеними в плані від їхніх глибинних джерел.

Як критерій нафтогазоносності може бути використана присутність конденсаційних вод, а також їхня суміш із пластовими водами.

Решта ознак для прогнозування покладів вуглеводнів є менш надійними, тому їх можна вважати побічними ознаками нафтогазоносності.

Для існування покладів необхідна їхня дислокація поза зоною активного водообміну, тобто гідрогеологічна закритість надр. Це передбачає невеликі швидкості пластових вод, їхню високу мінералізацію, ступінь метаморфізації, хлоркальцієвий тип вод.

До побічних ознак нафтогазоносності ще можна віднести безсульфатність вод, а також їхнє збагачення гідрокарбонатами.

Імовірними індикаторами вуглеводневих скупчень є сульфіди цинку, свинцю, міді в породах.

І найменш інформативним для пошуків покладів нафти і газу є збільшення концентрації мікроелементів (йоду, бромю, амонію, кремнію, радію, стронцію, рідкісних лужних елементів) у пластових водах.

Обґрунтування перспективних об'єктів для пошуків нових родовищ нафти і газу. Прикладом такого обґрунтування вибрана мезозойська та палеоген-неогенова частини розрізу під насувом Покутсько-Буковинських Карпат. Це одна з найбільш перспективних на нафту і газ ділянок у межах Заходу України. Її ресурси оцінюються в 270 млн т нафти. Нафтові родовища – Лопушнянське в Україні та Фрасин на території Румунії – доводять наявність тут покладів нафти, а проведені сейморозвідувальні, пошуково-розвідувальні та науково-тематичні дослідження дали змогу отримати загальне уявлення про геологічну модель ділянки.

Сейморозвідувальними роботами виявлена низка перспективних структур: Лопушнянська, Таталівська, Роженська, Петровецька, Шурдинська, Дихтинецька, Путильська, Яблунівська, Федьковицька, Лустунська, Загулівська, Плосківська, Селятинська, Ходкевицька, Устеріцька, Стайківська. Серед них Лопушнянська, Таталівська, Роженська, Путильська, Стайківська, Петровецька підготовлені до глибокого буріння (рис. 5). На останній 2020 року проведено переінтерпретацію сейсмічних матеріалів із врахуванням даних буріння.

Геологічна модель автохтонних відкладів Покутсько-Буковинських Карпат базується на сейсмоструктурних побудовах по горизонту відбиття J (покрівля юри). За цими даними, автохтон по системі східчастих розломів Карпатського простягання занурюється в південно-західному напрямку. Крім того, він розбитий поперечними розломами, які у взаємодії з поздовжніми зумовлюють блокову будову мезозойської основи. Уздовж східчастих розломів простягаються п'ять смуг антиклінальних складок.

Двома десятками свердловин вивчені Таталівсько-Лопушнянська і Роженсько-Бісківсько-Петровецько-Стайківська смуги антиклінальних складок, які простягаються відповідно вздовж Надвірнянсько-Лопушнянського та Шипітського розломів амплітудою 200–500 м. До першої смуги приурочене Лопушнянське родовище. Лопушнянська структура займає найвище гіпсометричне положення. У відкладах палеогену, крейди та юри встановлені нафтові поклади. На Роженській, Таталівській, Бісківській і Петровецькій площах промислових припливів нафти не отримано; вважається, що свердловини пробурені не в оптимальних структурних умовах. Фахівцями ЗУГРЕ 2020 р. з урахуванням даних буріння на Петровецькій структурі здійснена переінтер-

стандартний пакет досліджень: високоточну граві- та магніторозвідку, а також сейсморозвідку за методикою 3D для деталізації геологічних моделей антиклинальних піднять. А відтак оцінити структури за критеріями нафтогазоносності, які запропоновані в цій статті.

Пропонуємо звернути увагу на крайню південно-західну низку структур ділянки, а саме: Хоткевицька-Дихтинецька-Яблуницька-Путильська-Плоскинська. Із рис. 4 видно, що вони розташовані в зоні поширення вуглеводневих водорозчинних газів – це один з найважливіших допоміжних критеріїв нафтогазоносності. У цій зоні відомі десятки родовищ, в основному нафтогазових.

На невеликій відстані на південний захід від згаданих структур у зоні Кросно під насувом Чорногорської зони в палеогенових відкладах виявлено Гринявське газоконденсатне родовище. Його підземні води гідрокарбонатно-хлоридного кальцієво-натрієвого складу з мінералізацією 36 г/л і вмістом мікроелементів: NH_4 – 10; J – 5,3; Br – 33,1; Li – 1,9; Rb – 0,6; Cs – 0,3; Sr – 2,7 мг/л, що свідчить про зону застійного водообміну і перспективи нафтогазоносності. Тому для мезозойських відкладів ми цілком обґрунтовано можемо допускати гідрогеологічну закритість надр, адже вони знаходяться під основним насувом, по якому переміщений алохтон Карпат. Герметичність площин насувів не викликає сумнівів, що доведено відкриттям численних покладів нафти і газу в межах Бориславсько-Покутської зони.

Н. Я. Радковець зі співавторами (Radkovets et al., 2016) запропонували схему міграції вуглеводнів з південного заходу на північний схід до утворень платформного автохтону під насувом Карпат по площинах насувів.

Над низкою структур Хоткевицька-Дихтинецька-Яблуницька-Путильська-Плоскинська зафіксовані численні поверхневі витоки нафти з корінних та четвертинних порід, плівки нафти на воді, бітумінозність порід, запах нафти й нафтопродуктів у породах і виділення горючого газу. На думку В. Є. Шлапінського, це є свідченням вуглеводневих покладів на глибині: вуглеводні мігрують з автохтону Карпат через породи флішового комплексу, проте не утворюють у ньому значних скупчень через відсутність пасткових умов, в основному порід-покришок (Шлапінський, 2017).

На території досліджень виявлений підвищений вміст сульфідів металів (див. рис. 4), що теж є пошуковою ознакою родовищ вуглеводнів.

Отже, із майже двох десятків виявлених сейсморозвідкою структур у мезозойському комплексі під насувом Покутсько-Буковинських Карпат ми вибрали декілька, які відповідають додатковим критеріям нафтогазоносності. Імовірно, пастки заповнювалися вуглеводнями, що мігрували з глибин у північно-східному напрямку під поверхнею насуву Карпат.

Рекомендуємо до буріння свердловину на Яблуницькій або Дихтинецькій структурі із проектною глибиною 6300–6400 м. З усіх виявлених структур вони володіють значними ресурсами нафти, залягають найближче до поверхні, найменше порушені розломами. Ресурси Яблуницької структури визначені нами в 21,7 млн т нафти, Дихтинецької – 39,1 млн т нафти. Свердловиною можна оцінити промислову нафтогазоносність палеогену і верхньої крейди та з'ясувати доцільність підготовки до пошукового буріння інших структур Покутсько-Буковинської частини Карпат.

Висновки. За результатами комплексного аналізу різних геологічних чинників, окрім основних факторів нафтогазоносності – структура, колектор, покришка, запропоновані додаткові критерії. У напрямку до покладу азотно-метанові гази змінюються суттєво метановими та вуглеводнево-метановими, а значення тиску насичення наближається до пластового тиску. Показником нафтогазоносності є водорозчинні органічні речовини нафтового походження – бітуми, феноли, вуглеводні, нафтеніві кислоти тощо, а також присутність конденсаційних вод чи їхня суміш із пластовими водами. Імовірними індикаторами вуглеводневих скупчень є сульфіди цинку, свинцю, міді в породах. Для існування покладів необхідна гідрогеологічна закритість надр – невеликі швидкості пластових вод, їхня висока мінералізація, ступінь метаморфізації, хлоркальцієвий тип вод. Критерієм для оцінки перспектив нафтогазоносності відкритих територій є природні нафтогазопрояви як відображення покладів, що існують на глибині. Показано приклад обґрунтування пошукових об'єктів за критеріями нафтогазоносності у платформному автохтоні під насувом Покутсько-Буковинських Карпат.

- Басков, Е. А. (1983). *Основы палеогидрогеологии рудных месторождений*. Ленинград: Недра.
- Галий, С. А., & Курило, М. В. (1984). Типоморфные особенности минералов в условиях формирования Трускавецкого свинцово-цинкового месторождения. В *Геология Советских Карпат: доклады советских геологов на XII конгрессе Карпато-Балканской геологической ассоциации* (с. 36–46). Киев: Наукова думка.
- Доленко, Г. Н. (1990). *Геология и геохимия нефти и газа*. Киев: Наукова думка.
- Доленко, Г. Н., & Милославская, В. П. (1982). О микроэлементах в подземных водах нефтегазоносных провинций Украины (на примере Предкарпатья и Крыма). В *Гидрогеология нефтегазоносных провинций* (с. 112–120). Киев: Наукова думка.
- Іванюта, М. М. (Ред.). (1998). *Атлас родовищ нафти і газу* (Т. 1–6). Львів: Центр Європи.
- Колодий, В. В. (1975). *Подземные конденсационные и солюционные воды нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений*. Киев: Наукова думка.
- Колодий, В. В., & Колодий, И. В. (2005). Гидрогеологические свидетельства миграции нефти и газа и формирование их залежей. В *Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии: материалы Международной конференции, посвященной 80-летию А. А. Карцева* (с. 100–104). Москва: ГЕОС.
- Колодий, В. В., Бойко, Г. Ю., Бойчевська, Л. Т., Братусь, М. Д., Величко, Н. З., Гарасимчук, В. Ю., Гнилко, О. М., Даниш, В. В., Дудок, І. В., Зубко, О. С., Калюжний, В. А., Ковалишин, З. І., Колтун, Ю. В., Копач, І. П., Крупський, Ю. З., Осадчий, В. Г., Куровець, І. М., Лизун, С. О., Наумко, І. М., . . . Щерба, О. С. (2004). *Карпатська нафтогазоносна провінція*. Львів; Київ: Український видавничий центр.
- Шлапинский, В. Е. (1989). Геохимические аномалии Складчатых Карпат и их связь с нефтегазоносностью. В *Проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых Запада Украинской ССР: тезисы докладов республиканской конференции* (6 октября 1989 г.) (Т. 3, с. 77–78). Львов: Львовский полиграфиздат.
- Шлапинский, В. Е. (2003). Прямые и не прямые признаки нефтегазоносности Украинских Карпат как новые критерии её оценки. В *Новые идеи в науках о Земле: VI Международная конференция* (Т. 1, с. 277). Москва.
- Шлапінський, В. (2012). Деякі питання тектоніки Українських Карпат. *Праці Наукового товариства імені Шевченка. Геологічний збірник*, 30, 48–68.
- Шлапінський, В. Є. (2017). Перспективи нафтогазоносності ділянки Верховина–Яблунця. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 1–2(170–171), 187–188.

Radkovets, N. Ya., Kotarba, M. J., Koltun, Yu. V., Kowalski, A., Rosakowski, P., & Wieclaw, D. (2016). Origin and migration of oil from the Ukrainian Outer Carpathians to their Mesozoic basement: the case of the Lopushna traps. *Geological Quarterly*, 60(1), 133–148. <http://dx.doi.org/10.7306/gq.1256>

Стаття надійшла:
12.03.2021

**Myroslav PAVLYUK, Yaroslav LAZARUK, Volodymyr SHLAPINSKY,
Olesya SAVCHAK, Ivanna KOLODIY, Myroslav TERNAVSKY,
Halyna HRYVNIAK, Lyubov HUZARSKA, Natalia KOVALCHUK**

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

**THE FORMATION AND CRITERIA
OF OIL- AND GAS-BEARING POTENTIAL
OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS
OF THE WESTERN OIL-GAS REGION OF UKRAINE**

In the paper we have analysed hydrocarbon deposits of the Western region according to their belonging to the tectonic zones, stratigraphic complexes, types and depths of occurrence. The law-governed nature of alteration in physical-chemical properties of oil and gas, hydrogeological and geochemical peculiarities of productive thickness were studied, haloes of the distribution of gas of hydrocarbon and non-hydrocarbon composition outcrops of fluids were mapped. Problems of the formation of hydrocarbon accumulations were considered. According to the results of integrated analysis of different geological factors, besides the main factors of oil and gas presence – structure, reservoir, cover – additional criteria were proposed. In the direction to the deposit, the nitric-methane gases are changed into sufficiently methane and hydrocarbon-methane ones, and values of saturation pressure are comparable to the formation pressure. Indication of oil-gas presence are water-soluble organic matters of oil origin: bitumen, phenols, hydrocarbons, naphthenic acids as well as the presence of condensation waters or their mixture with formational waters. Probable indicators of hydrocarbon accumulations are sulfides of zinc, lead, copper in rocks. For the existence of the deposits the hydrogeological closing of the bowels is necessary: small velocities of the formational waters, their high mineralization, metamorphism intensity, chlorine-calcium type of waters. Natural oil-gas showings as a reflection of deposits that occur at a depth serve as criterion for estimation of prospects of the oil-gas presence in the open territories. The example of substation of prospecting objects is given according to criteria of the oil-gas presence in the platform autochthone under the overthrust of Pokuttia-Bukovyna Carpathians.

Keywords: oil, gas, criteria of oil-gas presence, formation of fields, indications of oil-gas presence.