

УДК 551.24+553.98(477.8)

**Мирослав ПАВЛЮК, Володимир ШЛАПІНСЬКИЙ, Олеся САВЧАК,
Мирослав ТЕРНАВСЬКИЙ, Любов ГУЗАРСЬКА,
Назар ТРИСКА, Наталія ОГRENDA**

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

**НОВІ ПІДХОДИ
ДО ВИЗНАЧЕННЯ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ
ПІВДЕННО-СХІДНОЇ ЧАСТИНИ
ВНУТРІШНІХ ФЛІШОВИХ ПОКРИВІВ УКРАЇНСЬКИХ КАРПАТ**

Вивчався крейдовий і палеогеновий фліш Дуклянсько-Чорногорського, Буркутського, Рахівського, Мармароського та П'єнінського покривів, які в південно-східному секторі Українських Карпат поблизу кордону з Румунією (Гуцульський сегмент) відзначаються дуже похилими насувами. Просторово ці тектонічні одиниці розташовані в так званому гідротермальному полі, яке в цілому несприятливе щодо присутності в ньому вуглеводнів у значних масштабах. Проте в його межах виокремлені невеликі за площею ділянки з перевагою вуглеводнів у складі газів. З цими ділянками, що просторово тягнуть до Закарпатського прогину, слід пов'язувати перспективи газонасності району.

Однією з таких ділянок є Великобичківський сектор Монастирецького субпокриву. Тут пропонується закласти параметричну св. 1-Великий Бичків, щоб розкрити можливий параавтохтон Вежанського субпокриву і палеоген Діловецького субпокриву. Крім того, за даними сейсмозвідки, у цьому перетині Карпат під Мармароським покривом прогнозується значне підняття дофлішової основи, покривля якої в місці розташування рекомендованої свердловини може бути на глибині 5000–5500 м. Вона може бути представлена наймолодшими відкладами доальпійського комплексу – триасовими верствами, промислово нафтогазонасиченими в суміжних країнах.

Ключові слова: внутрішні флішові покриви, гідротермальне поле, склад вільних газів, нафтогазонасність, перспективні ділянки, Закарпатський прогин.

Вступ. Досліджену площу складають декілька тектонічних одиниць першого порядку. Це розташовані південно-західніше Кросненського покриву Дуклянсько-Чорногорський, Буркутський (Поркулецький), Рахівський, Мармароський, представлений у цьому сегменті Монастирецьким, Вежанським, Діловецьким, Білопотоцьким і Кам'янопотоцьким субпокривами, та П'єнінський покриви. На південному заході досліджений терен обмежується Закарпатським прогином, на північному заході – річкою Ріка, на південному

сході – державним кордоном з Румунією, а на північному сході і півночі – Кросненським та Скибовим покривами. Перспективи нафтогазоносності площі, як і загалом Складчастих Карпат, мають визначатися за комплексом усіх супутніх параметрів: структурного, колекторів і покрівель, гідрохімічного та геохімічного. Для цієї ділянки Карпат найбільш важливим є геохімічний чинник.

Мета роботи – оцінити перспективи нафтогазоносності південно-східної частини внутрішніх покривів Флішових Карпат, розташованих у так званому гідротермальному полі.

Методика дослідження – аналіз матеріалів різноманітних пошукових робіт (на нафту, газ, мінеральні води, рудні компоненти), геологічної зйомки.

Результати досліджень. *Геохімічні показники.* У вуглеводневому полі (зовнішня частина Карпат зі Скибовим і частиною Кросненського покриву) у складі газів підземної газогосфери переважають вуглеводні, у гідротермальному (внутрішня частина Зовнішніх Карпат) – поширені гази зі значним вмістом вуглекислоти й азоту. Границя між вуглеводневим та гідротермальним полями від північно-західного обмеження цієї площі (р. Ріка) до приблизно району селища Ясіня проходить усередині Кросненського покриву, а далі – по тильній частині Дуклянсько-Чорногорського покриву. Отже, усі тектонічні одиниці, які є на південному заході від цієї границі, розташовані в потенційно неперспективному щодо пошуків промислових покладів вуглеводнів гідротермальному полі (Шлапинский, 1989, 2003). На дослідженій площі немає глибоких свердловин, з допомогою яких можна було б оцінити склад газів підземної газогосфери в широкому інтервалі, і прояви вуглеводнів виявлені в порівняно неглибоких пошукових та картувальних свердловинах, пробурених переважно Закарпатською геологічною експедицією. Увагу привертає значний вміст у складі газів вуглекислоти та азоту. У цьому немає нічого дивного, якщо врахувати, що на окремих ділянках площі зосереджені десятки вуглекислих джерел. Їхня найбільша скупченість спостерігається в районах Драгово–Угля (приблизно 20), Кваси–Луги (приблизно 30) та Кобилецька Поляна–пот. Квасний–Ділове (приблизно 40) (рис. 1).

Остання з перелічених ділянок частково розміщена в Рахівському, а частково – у Мармароському покривах. Тут вуглеводні в неглибоких свердловинах становлять 25–45 %, вуглекислота – 13–30 %, азот – 24–61 % (Мацкив і др., 1984). Розташована північніше ділянка Кваси–Луги, локалізована в Буркутському покриві, за даними гідрогеологічних свердловин, у районі с. Кваси містить: вуглеводнів – 0,3–0,9 %, вуглекислоти – 51–98 %, азоту – 0,9–40 %, (Волейшо, 1970).

| Свердловина | CH ₄ | N ₂ | CO ₂ |
|----------------|-----------------|----------------|-----------------|
| № 247, на усті | 0,94 | 34,73 | 51,21 |
| № 249, 39–51 м | 0,63 | 6,67 | 91,87 |
| № 250, на усті | 0,37 | 0,96 | 98,63 |

Більшість свердловин із проявами горючого газу розташовані в межах Мармароського покриву. У його північній частині, біля с. Кобилецька Поляна, 1957 р. у картувальній св. № 22 Кіровської експедиції з відкладів, імовірно,

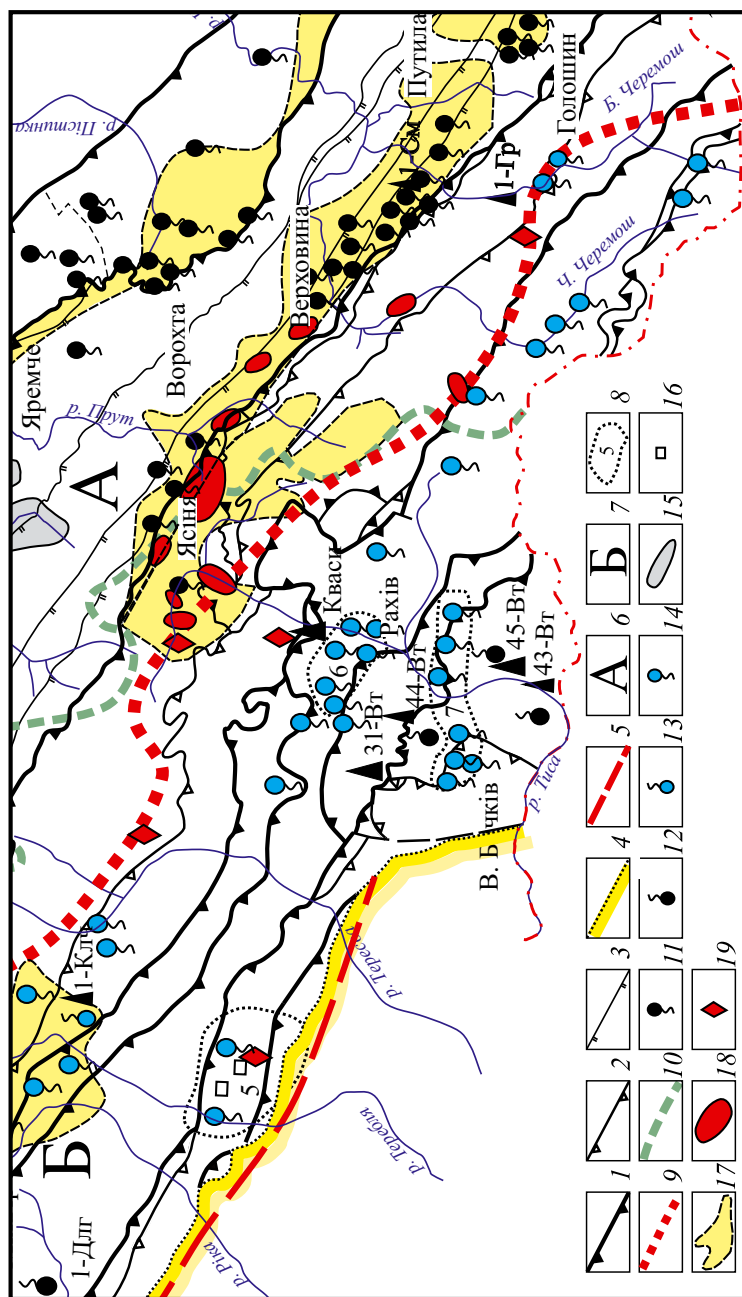


Рис. 1. Схематична карта прямих і непрямих ознак нафтогазоносності району, за В. С. Шлапінським (2015).
 Границі: 1 – покривів, 2 – субпокривів, 3 – скиб, 4 – Закарпатського прогину; 5 – Закарпатський розлом; 6 – вугледневе поле; 7 – гідротермальне поле; 8 – аномальні ділянки гідротермального поля; 9 – північна границя гідротермального поля; 10 – лінія головного Карпатського вододілу; прояви: 11 – нафти, 12 – метану, 13 – вуглекислого газу; 14 – мінеральні вуглекислі джерела; 15 – родовища вуглеводнів; 16 – пункти із сульфідною мінералізацією в корінних породах; ділянки із вмістом сульфідів металів у шлахтах: 17 – до 1 %, 18 – понад 1 %, 19 – місця поширення «мармароських діамантів»

палеозою (інтервали 134,9 та 167,6 м) був отриманий приплив горючого газу (факел піднімався на висоту 1 м над устям свердловини). Горючий газ був зафіксований і у св. № 31, розташований у тому самому районі (глибина 167,5 м). 1959 р. фонтан горючого газу мав місце у св. № 44 Верхньотисенської партії Закарпатської експедиції (середня течія р. Косівська). Він бурхливо виділявся з глибини 380 м із чорних глинистих сланців палеозою. Початковий тиск становив приблизно 60 атм. Це призвело до того, що глинистий розчин і буровий інструмент викинуло на висоту 20 м. Свердловина газувала ще тривалий час. У пробі, відібраній з неї 1960 р. (Жиловский, 1963), містилося: метану – 40,45 %, вуглекислоти – 31,25 %, азоту – 24,88 % і повітря – 3,42 %. Виділення горючого газу спостерігалось і при бурінні св. № 43 (північна околиця с. Ділове) та № 45 (с. Кругле, навпроти устя стр. Довгоруня), розташованих у долині р. Тиса. У першій з них газ виділявся із гранітогнейсів білопотоцької світи з глибини 510 м упродовж декількох років, а в другій – із чорних слабкометаморфізованих сланців і вапняків палеозою. Склад газу цієї свердловини такий: метан – 24,4 %, гомологи метану – 0,87 %, вуглекислота – 13,5 %, азот – 61,18 % (Жиловский, 1963). Слід відзначити, що св. № 43 і 44 газували понад 4 роки. Прояви горючого газу спостерігалися в трикутнику Косівська Поляна–Рахів–Ділове у восьми картувальних свердловинах Закарпатської експедиції, пробурених упродовж 1980–1983 рр. (Мацків и др., 1984).

Майже в усіх свердловинах з проявами, пробурених у Мармароському покриві, горючий газ надходив із зони насуву Діловецької одиниці на Білопотоцьку. Цілком очевидно, що в принасувну зону він потрапляє по тріщинах з більш глибоких горизонтів піднасуву. Природний вихід газу описав М. І. Жиловський у районі с. Кобилецька Поляна на південь від г. Кобила (Жиловский, 1963). Можливо, що він розташований поблизу зони насуву Монастирецького субпокриву на Діловецький. М. І. Жиловський наводить дані про присутність у нижньокрейдових пісковиках асфальтитових жилок. У зовнішніх південно-західному і північно-східному Монастирецькому та Кам'янопотоцькому субпокривах Мармароського покриву прояви вуглеводнів не зафіксовані.

В інших тектонічних одиницях, розміщених північніше, прояви вуглеводнів не виявлені зовсім або їх небагато. Такими «порожніми» є Буркутський і Рахівський покриви. У Вежанському субпокриві насичені нафтою вапняки траплялися в розрізі р. Лужанка поблизу «скелі» (олістоліта) палеозойських порід (Жиловский, 1963). У районі с. Драгово (П'єнінський покрив) 1955 р. при бурінні свердловини, що пройшла юрську «скелю», на глибині 120–130 м із титонських вапняків був піднятий kern зі слідами рідкого бітуму.

Наведені дані про розподіл нафтогазопроявів на дослідженій території свідчать, що найбільша їхня кількість припадає на Діловецький та Білопотоцький субпокриви в басейні р. Тиса. У Чивчинах вуглеводні присутні тільки в складі водорозчинних газів у басейні р. Сарата (Селецкий, 1964).

Слід зазначити, що на південь, уже в межах Закарпатського прогину, на площі Солотвино–Теребля вуглеводні у складі газів становлять 72–99 %, вуглекислота – 0,5–19 %, азот – 0,2–14 %.

Отже, у цій частині Карпат спостерігається загальна закономірність, приаманна і північно-західній частині території розвитку внутрішніх флішових покривів Зовнішніх Карпат – максимальні концентрації вуглекислого газу

та азоту в складі підземної гідросфери тяжіють до північно-східної границі гідротермального поля (див. рис. 1), на чому ми вже наголошували (Павлюк та ін., 2019). Це зона підвищеного пошукового ризику, бо існує велика ймовірність розкриття негорючих газів. Однак і в межах смуг з перевагою вуглекислоти та азоту присутні ділянки зі значним вмістом вуглеводнів, до прикладу, у районі сіл Кобилецька Поляна і Ділове, а також за межами площі – у районі Свалява–Дусино. Там ореол зі скупченнями вуглеводнів межує з аномальною ділянкою гідротермального поля Оленьово–Свалява. Причини такої просторової відокремленості і водночас близькості аномальних ділянок гідротермального поля і поля вуглеводнів незрозумілі. Очевидно, це зумовлено впливом багатьох чинників, ролі яких поки що не досліджено.

Колектори і покривлі. Нижньокрейдові відклади Дуклянсько-Чорногорського покриву – шипотська світа – характеризуються наявністю малопроникних кварцитоподібних пісковиків. Їхня щільність становить у середньому $2,68 \text{ г/см}^3$, відкрита пористість досягає $7,09 \%$, проникність – менш ніж $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (за даними 40 аналізів). Верхньокрейдові пісковики тієї самої одиниці (42 аналізи) мають такі показники: щільність – $2,64\text{--}2,67 \text{ г/см}^3$, відкрита пористість – $0,29\text{--}2,5 \%$, проникність – нижча $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (Бобровник, 1973). Проте незважаючи на такі низькі колекторські властивості цих порід, у параметричній св. 1-Семаківська, розташованій у басейні Білого Черемошу у вуглеводневому полі, з інтервалу 489–473 м при стаціонарному випробуванні було отримано стабільний приплив нафти дебітом $2,64 \text{ м}^3/\text{добу}$ з відкладів шипотської світи нижньої крейди. Цей інтервал приурочений до зони насуву цих відкладів Скупівського субпокриву Дуклянсько-Чорногорського покриву на породи олігоцену Кросненського покриву. Отже, у цьому випадку колекторами слугують сильно тріщинуваті шипотські пісковики. Про колекторські властивості порід інших тектонічних одиниць у південно-східній частині Карпат дані відсутні. Проте ми посідаємо відомості про колекторські властивості порід цих же тектонічних одиниць у суміжній північно-західній частині, описані попередньо. Колекторські властивості порід цієї площі вивчені з різною інформативністю (Павлюк та ін., 2019). Загалом потенційні колектори відзначаються невисокими значеннями ефективної пористості (ЕфП) та проникності. Так, для пісковиків верхньої крейди–палеоцену Буркутського покриву (72 зразки) ЕфП змінюється в межах $0,43\text{--}18,1 \%$ (середня – $1,76 \%$), причому тільки в п'яти зразках перевищує 5% ; проникність – менш ніж $0,1 \text{ мД}$. Такі ж низькі значення характерні для крейдових і крейдово-палеоценових відкладів Вежанського субпокриву. Середня ЕфП становить $3,52 \%$, проникність – менш ніж $0,1 \text{ мД}$. Дещо вищі значення отримані для крейдових пісковиків П'єнінського покриву (середня ЕфП – $8,25 \%$), але досліджено лише 6 зразків. У цілому невисокі значення властиві і породам палеоцену досліджуваної площі. Середня ЕфП пісковиків становить для світ: вульховчицької – $4,6 \%$, шопурської – $3,9 \%$, драгівської – $1,2 \%$, метовської – $2,0 \%$, дусинської – $1,87 \%$.

Гідрохімічні чинники. Відсутність глибоких свердловин у межах ділянки є причиною того, що не охарактеризовані води потенційно присутні нижче відмітки 500 м (вибій св. 43-Вт – 510 м). У свердловині з гранітогнейсів було отримано приплив води хлоркальцієвого типу з мінералізацією приблизно 6 г/л . У її складі встановлено $0,35 \text{ мг/л}$ нафтових кислот.

Води хлоркальцієвого складу з мінералізацією 22–25 г/л є і в джерелах № 10 та 11 у верхній течії Білого Черемоша в селищах Перкалаб і Сарата. Середній склад розчинених газів характеризується вмістом CO₂ – 18,6 %, CH₄ – 52,2 %. Максимальний вміст метану (80,9 %) встановлено у водах джерела № 10 (р. Сарата). Вищих вуглеводнів не знайдено. Їхні сліди зафіксовані тільки у водах джерела № 11 (с-ще Перкалаб), де вміст метану дорівнює 60,1 % (Селецкий, 1964).

Структурний чинник. Разом з наведеними вище міркуваннями геохімічного порядку слід враховувати роль структурних чинників, насамперед, наявність антиклінальних складок. Саме з ними пов'язана більшість родовищ Карпатської нафтогазоносної провінції.

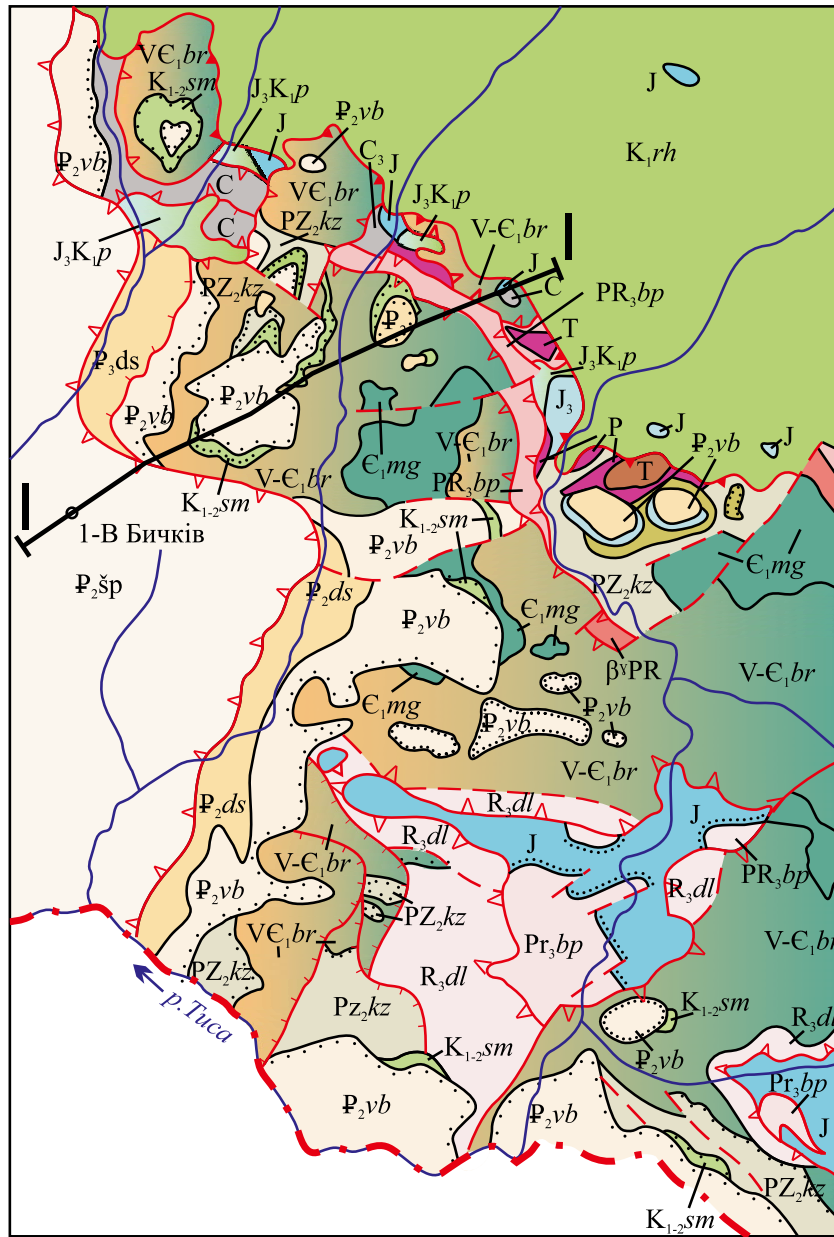
Через непевну стратифікацію багатьох товщ, що значно поширені у внутрішній частині Карпат, зокрема рахівських, білотисенсько-буркунських та шопурських відкладів, не вдалося виявити антиклінальних складок, перспективних щодо нафтогазоносності (Максимов, Немков, 1949; Кульчицкий, 1962, 1966; Кантолинский, 1967, 1968, 1972; Волошин, 1971, 1973, 1976). Це стосується як приповерхневих структур, так і параавтохтонних складок. Тому розчленування цих товщ у майбутньому буде важливим завданням.

Комплексна оцінка перспектив нафтогазоносності. За низкою додатних показників нафтогазоносності вельми перспективними є параавтохтонні складки, які локалізовані в структурах Кросненського покриву, під насупом внутрішніх флішових тектонічних одиниць, як у північно-західному, так і південно-східному секторах Карпат. Інформація про них буде розглянута в наступних статтях. Реальні перспективи відкриття промислових покладів вуглеводнів у вивченій частині Карпат слід пов'язувати з параавтохтонними структурами флішового комплексу, які перекриті похило насунутими тектонічними одиницями першого та другого порядків (покривами та субпокривами). Переваги параавтохтону, порівняно з неглибоко зануреними структурами алохтонних елементів, пов'язані з кращою гідродинамічною закритістю, зумовленою верхнім екраном, а також з імовірним розповсюдженням на більших глибинах похилих та крупніших складок. У зв'язку з цим кожен із параавтохтонних елементів потрібно вивчити на предмет нафтогазоносності. Логічним продовженням цього висновку може бути вивчення перспектив нафтогазоносності на південний захід від названих вище одиниць, у полі розвитку Буркунського, Рахівського, Мармароського та П'єнінського покривів.

Треба зазначити, що в цих одиницях пошукові роботи на нафту і газ проводили тільки за границею дослідженої території, на північний захід від с. Довге. Там було пробурено 7 глибоких свердловин: шість – на площі Свалява та одну – у районі с. Довге. Унаслідок проведених трестом «Львівнафтогазрозвідка» у районі м. Свалява бурових робіт було встановлено складну лускувату будову П'єнінського покриву і наявність під ним крейдових та палеогенових відкладів більш північних тектонічних одиниць. Із відкладів палеогену Вежанського субпокриву були одержані значні припливи горючого газу. У св. Свалява-1 при випробуванні інтервалу 1730–1114 м дебіт газу становив 2,8 тис. м³/добу. Його склад: метан – 74,5 %, етан – 0,66 %, вуглекислий газ – 0,2 %, азот – 24,6 %. Ще більші припливи газу були зафіксовані зі св. Свалява-3. В інтервалі 3060–2495 м через фільтр газ надходив з дебітом

приблизно 6 тис. м³/добу на шайбі 10 мм. Інтенсивні газопрояви спостерігалися і в інтервалах 2344–2311 м (4 тис. м³/добу), 2258–2000 м (500–700 м³/добу). Параметрична св. Довге-1 (вибій 3152 м) під насувом Вежанського субпокриву в інтервалі 2165–3162 м розкрила темноколірні крейдові відклади. При випробуванні свердловини в інтервалах 3152–2927 м, 2766–2684 м, 2450–2413 м були одержані слабкі припливи газу. У складі газу з першого інтервалу переважає метан (метан – 79,38 %, вуглекислий газ – 0,2 %, азот – 20,37 %) (Павлюк та ін., 2019).

Найбільш перспективним щодо газонафтоносності у межах досліджуваної території, на нашу думку, є параавтохтон Монастирецького субпокриву в перетині р. Шопурка (Великобичківський сектор). Із заходу він обмежений протяжним тектонічним Водицьким порушенням меридіонального простягання (зсуво-скидом?). У північно-східному та східному напрямках глинистий шопурський фліш, яким тут складений Монастирецький субпокрив, перекриває палеогенові відклади Діловецького субпокриву – великобанську та дусинську світи відповідно еоцену та олігоцену (рис. 2). Ширина Монастирецького субпокриву в межах сектору коливається від 6 до 10 км, а площа на насуву, судячи з хвилястої в плані лінії цього порушення, досить похила (не більше 250). На поверхні палеоген Діловецької одиниці зберігся тільки частково (через розмив), причому олігоцен можна спостерігати тільки перед фронтом Монастирецького субпокриву. Імовірно, що під алохтоном й олігоценіві, й еоценіві відклади будуть мати більше поширення. По-перше, через тектонічне перекриття вони збережені від розмиву, а по-друге, потужності палеогену в бік Марамурешської западини скоріше всього зростають. До речі, у румунській частині Мармароського покриву дусиноподібний нижній олігоцен (верстви Валя Карелор) має потужність до 700 м (Patrulius et al., 1968). Вище по розрізу стратиграфічно нормально на ньому лежить піщана товща (пісковики Борша), літологічно подібна до кросненських відкладів. Їхня потужність досягає 2 км. У полі їхнього поширення відомі родовища нафти (Сечел) і газу (Селіште) (Даніленко та ін., 1972). На жаль, зараз неможливо прогнозувати, чи будуть присутні під насувом Монастирецького субпокриву пісковики, що займають стратиграфічний рівень пісковиків Борша. Проте, імовірно, продуктивними можуть бути і пісковики нижньої частини великобанської світи. Тому можна рекомендувати в межах Великобичківського сектору закласти параметричну св. 1-Великий Бичків, щоб розкрити можливий параавтохтон Вежанського і палеоген Діловецького субпокривів. Якщо розмістити свердловину на відстані 8 км від фронтальної частини Монастирецького субпокриву, параавтохтон може бути розкритий на глибині приблизно 2,5 км (рис. 3). Піщаний горизонт великобанської світи можна буде досягнути на відмітці 3000 м. Можливо, ще одну свердловину треба розмістити на північно-західному продовженні виходу Білопотоцької одиниці, у тектонічному вікні Діловецького субпокриву. Таке вікно може свідчити про підняття у фундаменті під Мармароським покривом, а рукавоподібне західне замикання лінії Діловецького насуву у вікні вказує напрямок простягання цього підняття. Можливо, що воно продовжується на захід–північний захід приблизно в напрямку місця розташування свердловини, що пропонується. На родовищі Сечел припливи нафти із початковими дебітами 40–50 т на добу одержано



| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------|----|---------|----|-------------|----|-------------|----|-----------|----|-----------|----|----------|----|--------|----|------------|----|
| P_2ds | 1 | P_2vb | 2 | P_2sp | 3 | K_{1-2sm} | 4 | K_1rh | 5 | J_3K_1p | 6 | J_3 | 7 | J | 8 | T | 9 |
| P | 10 | C | 11 | $V-C_{1mg}$ | 12 | PZ_2kz | 13 | $V-C_1br$ | 14 | R_3dl | 15 | PR_3bp | 16 | PR_2 | 17 | βPR | 18 |

Рис. 2. Геологічна карта південно-східної частини внутрішніх флішових покривів Українських Карпат:

1 – дусинська світа; 2 – великобанська світа; 3 – шопурська світа; 4 – соймунська світа; 5 – рахівська світа; 6 – кам'янопотоцька світа; 7 – верхньоюрські відклади; 8 – юрські відклади; 9 – триасові відклади; 10 – пермські відклади; 11 – відклади карбону; 12 – мегурська світа; 13 – кузинська світа; 14 – берлебаська світа; 15 – діловецька світа; 16 – білопотоцька світа; 17 – верхній протерозой; 18 – амфіболіти і гранітогнейси

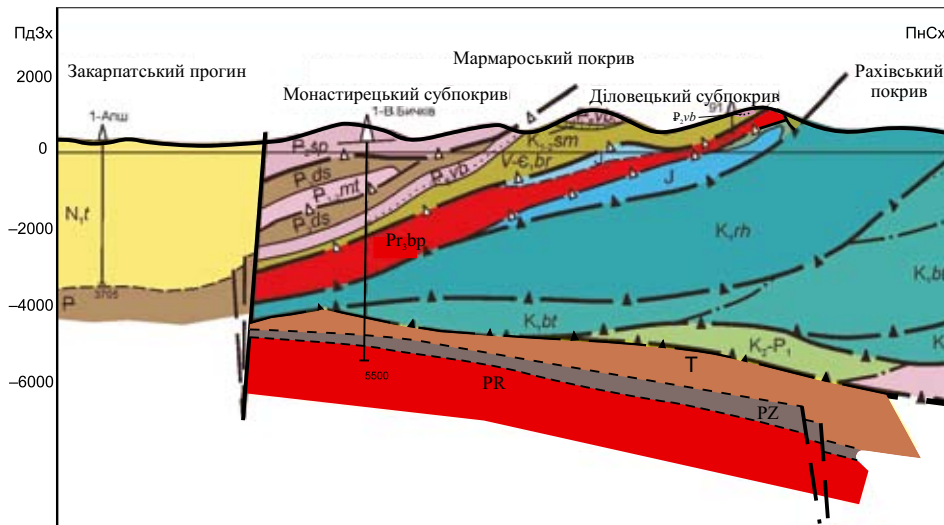


Рис. 3. Профіль по лінії I–I через проектну св. 1-Великий Бичків (умовні позначення див. рис. 2)

зі складчастих палеогенових відкладів, які нагадують породи, розкриті на площі Солотвино. У св. 4-Солотвино дебіт газу з порід палеогену (3102–3090) становив 82 тис. м³, а у св. 5-Солотвино (3933–3900) із тих самих відкладів – порядку 40–50 тис. м³/добу (Даніленко та ін., 1972). Як додатну ознаку можна вважати те, що за даними сейсморозвідки в цьому перетині Карпат під Мрамароським покривом прогнозується суттєвий підйом дофлішової основи, покрівля якої в місці розташування рекомендованої св. 1-Великий Бичків може бути на глибині 5000–5500 м. Вона може бути представлена наймолодшими відкладами доальпійського комплексу – тріасовими верствами. Останні, до прикладу, у Білопотоцькому субпокриві Мрамароського покриву представлені породами всіх трьох відділів. У нижній частині товщі, що відповідає нижньому відділу і досягає 200 м, значно переважають світло-сірі масивні конгломерати, деколи кременисті, гравеліти і грубошаруваті пісковики, поліміктові та кварцові, світло-сірі. Трапляються також, особливо у верхах цієї товщі, пачки (до 15 м) строкатих алевролітів. Доліміти і вапняки, які залягають вище, перекристалізовані, піщанисті, або темно-сірі, пелітоморфні, чи рожеві, мармуризовані, із прошарками і пачками (до 10 м) аргілітів, пісковиків та лінзами вапнистих гравелітів. Вони мають середньо-верхньотріасовий вік. Загальна потужність товщі становить 250–350 м. Із доломітами тріасу пов'язані родовища газу і нафти в сусідніх з Україною державах. Так, у Віденсько-Моравській западині, на родовищі Завод (Чехія) була пробурена св. № 72 (вибій – 4260 м). Із глибини 4181 м свердловина вийшла з гелвету і розкрила доломіти верхнього тріасу. Із них був одержаний приплив газу з абсолютно вільним дебітом 3,5 млн м³/добу; робочий дебіт – 800 тис. м³/добу. У св. № 73 при досягненні глибини 4520 м відзначалися сильні газопрояви.

На території Австрії в доломітах тріасу виявлені крупні і середні родовища газу. Газове родовище Адерклаа–Бритенлеє представлено масивним

покладом-виступом тріасових стрімко залеглих доломітів під неогеновою покривлею. Доломіти тріасу відокремлені крутим, майже вертикальним порушенням від зони скель (П'єнінської зони). Початкові запаси родовища – 10 млрд м³.

Найбільшим є родовище Шенкірхен–Матцен, розташоване безпосередньо біля П'єнінського покриву. На ньому відкрито три поклади. Верхній – нафтовий, масивний, пов'язаний з виступом тріасових доломітів під міоценом. Другий – газовий, масивно-пластового типу, пов'язаний з крутою антиклінальною складкою, складеною в ядрі продуктивним тріасом, на крилах – мергелями крейди. Третій – газовий, пов'язаний з глибинною складкою в другому ярусі покривів, під верхнім нафтовим покладом. Він розташований у тріасових доломітах, екранованих крейдовими мергелями і палеоценовими глинами. Висота цього покладу – декілька сотень метрів (Справочник..., 1976).

У Панонській западині відомо декілька родовищ, пов'язаних з карбонатами мезозою і зокрема тріасу. Поклади Північно-Мурського нафтогазоносного району тяжіють, зазвичай, до ерозійних виступів карбонатних утворень, які розташовані ланцюгом по периферії палеозойської западини. Усього тут відкрито 14 нафтових родовищ. Найбільш крупним нафтовим родовищем є Надьлендсьєл. Виокремлено 15 покладів: продуктивні кавернозні і тріщинуваті вапняки тріасу, пористі тріщинуваті вапняки верхньої крейди, літотамнієві вапняки та пісковики баденського ярусу. Родовище пов'язане з ерозійно-тектонічним виступом мезозойських відкладів, який ускладнений серією розривних порушень. Поклади в мезозої масивні, а в неогені – пластові, склепінні. Нафти – важкі (0,92–0,99 г/см³), високосірчисті (до 5,3 %).

Подібну будову мають і інші родовища цього району, до прикладу, Хяхот–Едерич та Хяхот–Пустасентласло. На нафтовому родовищі Мезекерестеш у Середньогірській Ігал-Бюкській нафтогазоносній області (Угорщина) нафтоносними є також тріщинуваті доломіти тріасу (і пісковики еоцену) (Данк и др., 1981).

Висновки. Унаслідок дослідження, проведеного за темою «Перспективи нафтогазоносності південно-східної частини Внутрішніх флішових покривів Українських Карпат», отримано такі результати. Просторово ці тектонічні одиниці розташовані в так званому гідротермальному полі, яке в цілому несприятливе щодо присутності в ньому вуглеводнів у значних масштабах. Проте в його межах виокремлені невеликі за площею ділянки з перевагою вуглеводнів у складі газів. Із тими, що просторово тяжіють до Закарпатського прогину, слід пов'язувати перспективи газонасності району. Рекомендовано пробурилити параметричну св. 1-Великий Бичків з вибоєм 5000 м, щоб оцінити розріз щодо перспектив газонафтоносності.

Бобровник, М. Д. (1973). Некоторые данные о коллекторских свойствах пород Флишевых Карпат. В С. С. Круглов (Ред.), *Перспективы нефтегазоносности и направление региональных и поисковых работ на нефть и газ в Украинских Карпатах* (с. 15–19). Львов: УкрНИГРИ.

Волейшо, В. О. (1970). *Отчет о результатах разведки Горнотисенского месторождения мышьяковистых и углекислых вод и оценка их эксплуатационных запасов по состоянию на 25.09.1970 г. (Закарпатская обл.)* (Кн. 1). Киев: КГРТ, Фонди ДП «Західукргеологія».

- Волошин, А. А. (1971). *Геологическое строение и полезные ископаемые бассейна верхнего течения реки Тиса (отчет о результатах геологосъемочных работ м-ба 1 : 50 000 и 1 : 25 000, Раховский район)* (Т. 1). Берегово: Фонды ДП «Західукргеологія».
- Волошин, А. А. (1973). *Отчет о результатах геологосъемочных и геофизических работ масштаба 1 : 50 000 на площади листов М-34-144-А, В* (Т. 1). Берегово: Фонды ДП «Західукргеологія».
- Волошин, А. А. (1976). *Отчет о результатах доизучения геологического строения в м-бе 1 : 50 000 территории листов М-34-144-Б, Г и L-34-12-Б, выполненного Тячевской геологосъемочной партией и Закарпатской геофизической партией в 1974–1976 гг.* (Т. 1). Берегово: Фонды ДП «Західукргеологія».
- Даніленко, В. А., Лещух, Р. Й., Маковський, С. А., Щерба, В. М. (1972). Деякі особливості геологічної будови і перспективи нафтогазоносності Солотвинської частини Закарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 32, 8–13.
- Данк, В., Комяти, Я., Лелкеш, А. и др. (1981). Паннонский нефтегазоносный бассейн. В В. В. Семенович, Ю. Г. Наместников (Ред.), *Нефтегазоносные бассейны социалистических стран Европы (НРБ, ВНР, ГДР, ПНР, СРР, СССР, ЧССР, СФРЮ) и республики Куба* (с. 187–230). Москва.
- Жиловский, Н. И. (1963). *Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности юго-западного склона Украинских Карпат.* (Дис. канд. геол.-мин. наук). Львовский госуниверситет, Львов.
- Кантолинский, С. И. (1967). *Отчет о геологических исследованиях, проведенных на пл. Дубове, Закарпатской области УССР в 1966 г.* (Т. 1). Львов: Фонды ДП «Західукргеологія».
- Кантолинский, С. И. (1968). *Отчет о поисково-съёмочных работах, проведенных на пл. Водица Закарпатской обл. УССР в 1967 г.* (Т. 1). Львов: Фонды ДП «Західукргеологія».
- Кантолинский, С. И. (1972). *Разработка рекомендаций по направлению поисково-разведочных работ на юго-западном склоне Восточных Карпат в р-не Свалява–Водица Закарпатской обл. УССР по материалам геологических съёмок 1961–1969 гг.* Львов: Фонды ДП «Західукргеологія».
- Кульчицкий, Я. О. (1962). *Тектоника и перспективы нефтегазоносности юго-восточной части Украинских Карпат.* Львов: УкрНИГРИ, Фонды ДП «Західукргеологія».
- Кульчицкий, Я. О. (1966). *Тектоника и перспективы нефтегазоносности южного склона Украинских Карпат* (Т. 1). Львов: УкрНИГРИ, Фонды ДП «Західукргеологія».
- Максимов, А. А., Немков, Т. И. (1949). *Объяснительная записка к листам геологической карты М-35-XXXI (Надворная) и L-35-1 (Чивчины)* (Т. 14, ч. 1). Москва: Фонды ДП «Західукргеологія».
- Мацкив, Б. В., Ковалев, Ю. В., Волошина, Б. В., Рапп, В. В. (1984). *Отчет о глубинном геологическом картировании в пределах листов М-35-133-Б, Г; L-35-1-А, Б за 1980–1984 гг. (Раховский рудный район)* (Т. 1). Берегово: Фонды ДП «Західукргеологія».
- Павлюк, М., Шлапінський, В., Савчак, О., Тернавський, М. (2019). Перспективи нафтогазоносності північно-західної частини внутрішніх флішових покривів Українських Карпат. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 2 (179), 5–20.
- Селецкий, Т. М. (1964). *Тема № 608. Изучение гидрогеологических и гидрохимических показателей нефтегазоносности Закарпатского внутреннего прогиба и Внутренней антиклинальной зоны Карпат* (Т. 1). Львов: УкрНИГРИ, Фонды ДП «Західукргеологія».

- Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран: Кн. 1. Европа. Северная и Центральная Америка.* (1976). Москва: Недра.
- 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* (Львов, 2–6 октября 1989 г.) (Т. 3, с. 77–78). Львов.
- 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.
- Шлапинський, В. Є. (2015). *Геологічна будова Скибового, Кросненського і Дуклянсько-Чорногорського покривів Українських Карпат та перспективи їх нафтогазоносності.* (Автореф. дис. канд. геол. наук). Львів.
- Patruluius, D., Bombită, G., Kräutner, H., & Kräutner, F. (1968). Notă explicativă la harta geologică 1 : 200 000, foaia Viseu, Inst. geol.

Стаття надійшла:
14.11.2019

**Myroslav PAVLYUK, Volodymyr SHLAPINSKY, Olesya SAVCHAK,
Myroslav TERNAVSKY, Lyubov HUZARSKA,
Nazar TRISKA, Nataliia OHRENDA**

**PROSPECTS FOR OIL AND GAS PRESENCE
IN THE SOUTH-EASTERN PART OF THE INNER FLYSCH COVERS
OF THE UKRAINIAN CARPATHIANS**

We have studied the Cretaceous and Paleogene flysch of the Duklya-Chornohora, Burkut, Rakhiv, Marmarosh and Pieniny covers that in the south-eastern sector of the Ukrainian Carpathians near the Romanian border (Hutsulian segment) distinguish themselves by very inclined overthrust. Spatially the given tectonic units are in so-called hydrothermal fluid, unfavourable on the whole as to the presence of hydrocarbons in it on a large scale. But, within its limits the plots, small in area, with hydrocarbon prevalence in the gas composition are distinguished. Prospects for gas presence in the region should be connected with those of them that spatially are drawn to the Transcarpathian trough. One such section is the Velikobychkovk sector of the Monastyretsky sub-cover, where it is proposed to lay a parametric well 1-Velikiy Bychkov, in order to reveal the possible parautochthon of the Vezhany sub-cover and the Paleogene of the Dilovetsky sub-cover. In addition, according to seismic data, a significant rise in the pre-flysch base is forecast in this section of the Carpathians under the Marmarosh cover. The roof of this foundation at the location of the recommended well 1-Velikiy Bychkov may be at a depth of 5000–5500 m. It may be represented by the youngest deposits of the pre-Alpine complex – the Triassic strata, industrially oil and gas saturated in the neighboring countries.

Keywords: inner flysch covers, hydrothermal fluid, composition of free gases, oil and gas presence, perspective plots, Transcarpathian trough.