

УДК 551.24+553.98(477.8)

**Мирослав ПАВЛЮК, Володимир ШЛАПІНСЬКИЙ,
Олеся САВЧАК, Мирослав ТЕРНАВСЬКИЙ**

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

**ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ
ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ
ВНУТРІШНІХ ФЛІШОВИХ ПОКРИВІВ УКРАЇНСЬКИХ КАРПАТ**

Вивчався крейдовий і палеогеновий фліш Дуклянсько-Чорногорського, Буркутського, Магурського, Мармароського та Пенінського покривів, що в північно-західному секторі Українських Карпат біля кордонів з Польщею і Словаччиною (Лемківський сегмент) відзначаються дуже похилими насувами. Просторово ці тектонічні одиниці розташовані в межах так званого гідротермального поля, у цілому не сприятливого щодо присутності тут вуглеводнів у значних масштабах. Проте в ньому виокремлені невеликі за площею ділянки з перевагою вуглеводнів у складі газів. Із ділянками, що просторово тяжіють до Закарпатського прогину, слід пов'язувати перспективи газонасності району.

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

Вступ. Досліджену площу складають декілька тектонічних одиниць першого порядку. Це розташовані південно-західніше Кросненського: Дуклянсько-Чорногорський, Буркутський (Поркулецький), Магурський, Мармароський (представлений у цьому сегменті Вежанським і Монастирецьким субпокривами) та Пенінський покриви. На південному заході досліджений терен обмежується Закарпатським прогином, а далі на захід – державним кордоном України із Словаччиною, на південному сході – річкою Ріка, на північному сході – зоною зчленування Дуклянсько-Чорногорського та Кросненського покривів. Перспективи нафтогазоносності площі, як і в цілому Складчастих Карпат, мають визначатися за комплексом усіх їй супутніх параметрів: структурного, колекторів і покривель, гідрохімічного та геохімічного. Для даної ділянки Карпат найбільш важливим є геохімічний фактор.

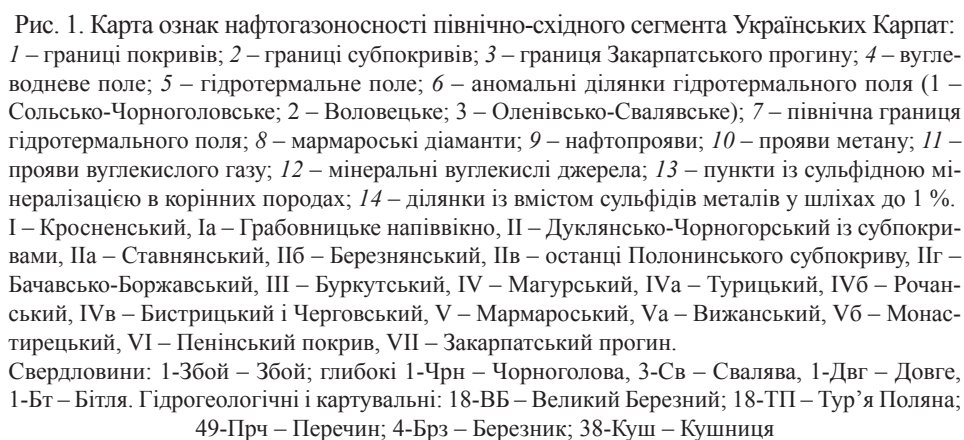
Мета роботи. На підставі опрацювання матеріалів різних пошукових робіт (на нафту, газ, мінеральні води, рудні компоненти), геологічної зйомки, оцінити перспективи нафтогазоносності північно-західної частини внутрішніх покривів Флішових Карпат, розташованих у т. зв. гідротермальному полі.

© Мирослав Павлюк, Володимир Шлапінський, Олеся Савчак,
Мирослав Тернавський, 2019

ISSN 0869-0774. Геологія і геохімія горючих копалин. 2019. № 2 (179)

Результати досліджень. Геохімічні показники. У Складчастих Карпатах можна виокремити два геохімічні поля: вуглеводневе і гідротермальне (Шлапінський, 1989, 2003). У першому (зовнішня частина Карпат зі Скибовим і частиною Кросненського покриву) у складі газів підземної газогeosфери переважають вуглеводні, у другому (внутрішня частина) – поширені гази зі значним вмістом вуглекислоти й азоту. Границя між полями в центральному та північно-західному секторах Українського сегмента Карпат проходить загалом усередині Кросненського покриву. Розмежовані ці поля Ужоцьким глибинним розломом (рис. 1). На північний схід від нього знаходиться закінчення Західноєвропейської платформи, а на південний захід, аж до Закарпатського прогину, під покривами Зовнішніх (Флішових) Карпат знаходяться залишки дофлішової основи завширшки 30–40 км. Різка зміна газів обабіч від Ужоцького розлому зумовлена контрастним збільшенням теплового потоку (до 75 МВт/м²) у гідротермальному полі, тобто в дофлішовій основі. Границя гідротермального поля і лінія головного карпатського вододілу повторюють конфігурацію карпатської дуги. Це означає, що обидві сформувалися в неогенову фазу тектонічної активізації регіону, включаючи гідротермальне і, що важливіше, вуглеводневе поля. Отже, основні фактори, які впливали на формування регіону, – це глибинні процеси. Інші чинники їм підпорядковані (Шлапінський, 2012, 2015).

Виходячи із розташування цих полів, малоперспективними можна вважати тильну частину Кросненського покриву, а також і інші тектонічні одиниці Карпат, розміщені південно-західніше. Зазначимо, що для гідротермального поля, на відміну від північнішого – вуглеводневого, характерні вуглекислі джерела, підвищений вміст сульфідів металів у породах, гідротермальні прожилки з кварцом та супутніми органічними речовинами. У підземній газогeosфері зафіксовані значні концентрації азоту і вуглекислого газу. Так, у тильній частині Дуклянсько-Чорногорського покриву між селами Великий Березний та Малий Березний із відкладів березнянської світи (картувальна св. № 18-Березний, із глибини 60 м) виділявся газ такого складу: CH₄ – 65,7 %; CO₂ – 0,18 %; N₂ – 33,7 % (Некрасова и др., 1966). У районі с. Симерки в бачавських пісковиках поблизу від насуву Турицького субпокриву Магурського покриву на південну частину Дуклянсько-Чорногорського покриву (Бачавсько-Боржавський субпокрив) у трьох гідрогеологічних свердловинах із глибин 195–261 м спостерігалися прояви газу змішаного складу (Петрик, 1974): CH₄ – 34–44 %; CO₂ – 34–41 %; N₂ – 21–25 %. У св. № 9 Закарпатської експедиції (1960 р.), пробуреній неподалік у районі с. Зарічево, з глибини 14 м із відкладів турицької світи олігоцену був одержаний газ такого складу: CH₄ – 19,8 %; CO₂ – 64,9 %; N₂ – 11,82 %; повітря – 4,28 %. В інтервалі глибин 95,72–100 м склад газу змінився незначно: CH₄ – 19,0 %; CO₂ – 67,8 %; N₂ – 12,4 % (Филимончук, Фролов, 1962). У розташованій північніше цього села св. № 101 відзначена ще більша перевага вуглекислого газу: CO₂ – 95,2 %; N₂ – 2,02 %; CH₄ – 2,52 %; C₂H₆ – 0,1 %; C₃H₈ – 0,08 % (Жиловский и др., 1961). У зоні зчленування Дуклянсько-Чорногорського і Кросненського покривів у гідрогеологічній св. № 1 (вибій – 190 м), пробуреній Берегівською експедицією тресту «Київгеологія» у районі с. Жденієво у верхній течії стр. Кочилова, на глибинах 95–134 м з відкладів олігоцену(?) спостерігалися прояви рідкої



маслянистої жовтої нафти і бітумів. Там само відзначено приплив мінералізованої води, насиченої газом. Його склад: CH_4 – 40,4 %; C_2H_6 – 0,8 %; CO_2 – 0,1 %; N_2 – 57,3 %. Неподалік, між селами Пашківці і Збини, слабкий приплив газу мав місце у св. № 8, розташований на лівому березі стр. Журавки (Кульчицкий и др., 1966).

У гідротермальному полі присутні аномальні ділянки з підвищеним вмістом властивих для нього компонентів. На даній площі їх дві: Сольсько-Чорноголовська та Оленівсько-Свалівська. У плані це відповідно кільцеподібна структура та овал. У їх межах зафіксовані прояви ртутної і ртутно-миш'яково-сурм'яної мінералізації, численні вуглекислі джерела. На Чорноголовській площі – багатостадійна гідротермальна ртутно-миш'якова мінералізація. За даними Б. В. Заціхи (Заціха, 1989), її перша рання стадія проявилася в кристалізації кварцу типу мармароських діамантів із гетерогенних водно-вуглеводневих флюїдів (t – 130–120 °C). Друга стадія характеризувалася кристалізацією молочно-білого кварцу, ромбедричного кальциту і сульфідів Fe, Sb, Hg уже з водно-вуглекислих розчинів із початковою температурою 220–225 °C. Третя стадія – кристалізація хрусталевидного кварцу, кальциту і реальгару в інтервалі температур 60–80 °C. У просторовому розміщенні ртутного зруденіння визначальну роль зіграли поперечні до простягання Карпат скиди і скидо-зсуви, які сполучувалися із глибинними розломами – Закарпатським і Припанонським (Лазаренко и др., 1968). На переконання ряду дослідників положення і напрямлення рудоконтролюючих розломів відмінне від поперечних. Це субмеридіональні регматичні розломи. У вузлах їх перетину з регіональними розломами північно-західного та широтного простягання утворюються тектоногенні і тектоно-магматичні осередкові структури, які тотожні з рудними полями і районами (Лейе и др., 1976). Дубриницький ртутний рудопрояв приурочений до невеликого штоку мікрогранодіориту, який утворився на перетині двох розломів (Габинет и др., 1977). Оленівська група дрібних ртутних рудопроявів пов'язана з верхньокрейдовими і палеогеновими флішовими утвореннями, інтенсивно зім'ятими у складки. Основною рудоконтролюючою структурою є Оленівський розлом, до зони якого приурочені субвулканічні базальтові і андезит-базальтові тіла (Габинет и др., 1977). Отже, описана тут сульфідна мінералізація контролюється розломною тектонікою. З початковою стадією неогенової тектоно-магматичної активізації пов'язане утворення кварцу типу мармароських діамантів. Кристали кварцу цього типу оконтурюють фланги ртутного або ртутно-сурм'яного зруденіння, незалежно від їхньої вікової або формаційної приналежності, що характерно для всієї частини Середземноморського ртутного поясу. Така закономірність узгоджується із встановленим у низці випадків просторовим зв'язком нафтогазових та ртутноносних площ. При цьому зауважено, що ртутна мінералізація розвинута переважно у внутрішніх частинах регіону, а нафтогазові прояви – по периферії (Озерова, 1980; Озерова, Пиковский, 1982). У районі с. Плоске, на правому березі р. Велика Пінія є велике відслонення темноколірних порід дусинської світи олігоцену Буркутського покриву. Тріщини і жеоди в пісковиках і мергелях заповнені кальцитом і видовженим голкоподібним кварцом, з якими асоціюють тверді в'язки бітуми та асфальтити. Це відслонення 1948 р. описав І. Г. Баранов (1954), який відзначав присутність тут і рідких бітумів.

Зразки, відібрані І. Барановим, були досліджені в лабораторії АН УРСР. Аналіз рідини, одержаної шляхом екстрагування бітумів, дав такі результати (в об'ємних відсотках): водень – 11,5; вуглець – 87,4; азот – 1,95; сірка – 0,26. За висновками І. В. Грінберга, проба бітумів належить до типу бітумінозної органіки. За 1,7 км на південний схід біля с. Павлов у правому березі р. Велика Пінія в масивних тріщинуватих пісковиках еоцену Турицького субпокриву зафіксовані примазки густої зміненої нафти (Жиловский и др., 1961). Південніше 1 км на північ від с. Сусково в пісковиках турицької світи олігоцену М. Жиловський 1960 р. зафіксував примазки рідкої нафти. У параметричній св. 1-Чорноголова (вибій – 4040 м) із крейдових відкладів з глибини 3250 м отримали нафту з такими параметрами: густина – 0,93 г/см³; в'язкість (20 °C) – не тече, (50 °C) – 36,5 сСт. Потенційний вміст фракцій (%): до 100 °C – 3,2; до 120 °C – 53,5; до 150 °C – 6,0; до 200 °C – 8,4; до 250 °C – 10,8; до 300 °C – 18,0; до 350 °C – 45,0. Компонентний склад (у вагових %): парафіни – 1,72; смоли: бензольні – 4,66; спирто-бензольні – 5,48; асфальтени – 1,37; асфальтенові кислоти – 0,15. Важка, малопарафіниста, смолиста нафта (справа свердловини).

Вільні гази, отримані в межах Сольсько-Чорноголовської ділянки в гідрогеологічних св. № 62- і 66-Соль, відзначаються значною перевагою вуглекислого газу (понад 90 %) і зовсім незначним вмістом вуглеводнів (табл. 1). Щоправда проаналізовані всього три проби з незначних глибин. Однак на продовженні Сольсько-Чорноголовської ділянки на словацькій території, 3–4 км від кордону з Україною, пробурена св. 1-Збой, закладена в Дуклянській зоні. З глибини 4,9 км з олігоценівих відкладів Кросненського покриву (?) отримали приплив газу. Вміст вуглекислоти становив понад 80 % (Шлапінський та ін., 1994).

На Оленівсько-Свалявській ділянці в багатьох свердловинах на глибинах від перших до 2580 м вміст метану становить 2–34 %, вуглекислоти – 5–95 %, азоту – 2–22 % (див. табл. 1). Привертає увагу присутність на даній ділянці водню. У свердловинах площі Поляна Нова і Луги його вміст коливається від 0,003 до 0,08 %, а у свердловинах площі Нелепино зафіксовані його аномальні концентрації 5,92 і 29,2 %. Як оцінювати присутність водню у вільних газах у значних концентраціях у зв'язку з перспективами нафтогазоносності? В. І. Молчанов (1981) на підставі опрацювання значного фактичного матеріалу зробив такі висновки. Спостерігається збільшення вмісту водню у газах, які тяжіють до більш глибоких горизонтів розрізу і до областей розвитку потужних товщ осадових порід, характерних для центральних областей тектонічних депресій, передгірських прогинів і міжгірських западин. Понижений вміст водню в породах, які контактують з покладами нафти і газу, дозволяє припускати, що вуглеводні скоріше є акцепторами, ніж донорами водню. Деякі дослідники вважали, що кристали кварцу типу мармароських діамантів, через присутність у них законсервованих вуглеводневих сполук, є додатними показниками нафтогазоносності. Однак перевага в межах гідротермального поля вуглекислого газу й азоту свідчить фактично про зворотнє. Незважаючи на те, що мармароські діаманти кристалізувалися з водно-вуглеводневих розчинів, це була лише одна з ланок багатостадійного процесу фізико-хімічних перетворень у межах цього поля. Очевидно, на подальших

Т а б л и ц я 1. Хімічний склад вільних газів у свердловинах, пробурених у межах аномальних ділянок гідротермального поля

| Свердловина | Ділянка | Інтервал, м | CH ₄ | Важкі вуглеводні | Σ В в | N ₂ | CO ₂ | H ₂ | O ₂ | Ag | Джерело |
|----------------|-------------------------|-------------|-----------------|------------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|-------|--------------------|
| 1(62) Соль | Сольсько-Чорноголовська | | | | 1,31 | 5,99 | 91,75 | | | 0,064 | Мызников, 1971 |
| 1-Соль | Те саме | | | | 0,635 | 2,63 | 96,0 | | | | Патюгьо, 1989 |
| 66-Соль | “ - ” | 50 | 0,504 | 0,131 | 1,28 | 4,57 | 94,11 | | 0,08 | 0,036 | Мызников, 1971 |
| 410-Плоске | Оленівсько-Свалявська | | 0,006 3,96 | 0,002 | 0,006 3,9602 | 29,4 16,4 | 68,77 79,27 | | 1,82 0,2 | 0,17 | Грищенко, 1971 |
| 4-Плоске | Те саме | | | | 3,05 | 17,33 | 78,1 | | | 1,035 | Мызников, 1971 |
| 59-Плоске | “ - ” | | | | 3,15 | 18,4 | 77,5 | | | 0,95 | |
| 94-Яковський | “ - ” | 460–500 | 7,55 | 0,87 | 8,42 | 1,37 | 90,3 | | | | Жиловский |
| 87-Яковський | “ - ” | 220 | 38,6 | 0,28 | 38,88 | 51,4 | 9,72 | | | | Те саме |
| 2Р-Яковський | “ - ” | | 41,42 | 0,4 | 41,82 | 55,51 | 2,63 | | | | “ - ” |
| 3-Поляна Нова | “ - ” | | | | 4,49 | 3,7 | 91,51 | 0,07 | | 0,23 | Мызников, 1971 |
| 4-Поляна Нова | “ - ” | | | | 4,03 | 2,57 | 93,3 | | 0,1 | | Те саме |
| 6-Поляна Нова | “ - ” | | | | 5,11 | 3,1 | 91,64 | 0,02 | | 0,117 | “ - ” |
| 9-Поляна Нова | “ - ” | | | | 6,32 | 3,97 | 89,3 | 0,003 | 0,065 | 0,042 | “ - ” |
| 10-Поляна Нова | “ - ” | | | | 6,04 | 3,5 | 90,2 | 0,005 | 0,1 | 0,15 | “ - ” |
| 2-Свалява | “ - ” | 200 | 1,2 | 0,84 | 2,04 | 1,9 | 96,0 | | | | справа свердловини |
| | “ - ” | 720 | 68,5 | 0,84 | 69,34 | 5,5 | 22,0 | | | | Те саме |
| | “ - ” | 1730 | 78,0 | 1,1 | 79,1 | 6,1 | 14,0 | | | | “ - ” |

Продовження табл. 1

| Свердловина | Ділянка | Інтервал, м | CH ₄ | Важкі вуглеводні | Σ В в | N ₂ | CO ₂ | H ₂ | O ₂ | Ag | Джерело |
|------------------|-----------------------|-------------|-----------------|------------------|-------|----------------|-----------------|----------------|----------------|------|--------------------|
| 6-Свалява | Оленівсько-Свалявська | 2111 | 4,74 | 0,02 | 4,76 | 3,2 | 91,8 | | | | справа свердловини |
| 1-Санат. Свалява | Те саме | | 2,084 | 0,014 | 2,098 | 40,0 | 49,8 | | 7,7 | 0,38 | Грищенко, 1970 |
| 113-Пол. Купель | “ - ” | 58-81 | 1,55 | 0,01 | 1,56 | 65,75 | 25,68 | | 6,24 | 0,77 | Те саме |
| 1-Пол. Купель | “ - ” | | | | 4,25 | 2,0 | 93,6 | | 0,15 | | Мызников, 1971 |
| 2-Пол. Купель | “ - ” | | | | 4,78 | 2,48 | 92,7 | | 0,04 | | Те саме |
| 3-Пол. Купель | “ - ” | | 0,584 | 0,01 | 0,594 | 27,74 | 65,6 | | 5,83 | 0,25 | Грищенко, 1970 |
| 1-Пол. Квасова | “ - ” | | 1,41 | 0,02 | 1,16 | 17,6 | 77,57 | | 3,24 | 0,18 | Те саме |
| 2-Пол. Квасова | “ - ” | | 5,21 | 0,07 | 5,28 | 41,7 | 46,0 | | 6,6 | 0,42 | “ - ” |
| 2-Луги | “ - ” | 78 | 0,96 | 0,002 | 0,962 | 28,05 | 67,93 | | 2,69 | 0,36 | “ - ” |
| 2-Завод Луги | “ - ” | | 1,35 | 0,03 | 1,38 | 28,4 | 67,8 | | 2,09 | 0,33 | “ - ” |
| 5-Луги | “ - ” | | | | 10,72 | 9,55 | 79,608 | 0,002 | 0,04 | 0,07 | Мызников, 1971 |
| 6-Луги | “ - ” | | | | 14,23 | 16,73 | 68,0 | 0,08 | 0,38 | | Те саме |
| 7-Луги | “ - ” | | | | 3,25 | 2,08 | 94,5 | | 0,17 | | “ - ” |
| 10-Луги | “ - ” | | | | 12,37 | 4,0 | 83,3 | | 0,3 | 0,21 | “ - ” |
| 13-Луги | “ - ” | | | | 3,52 | 2,46 | 93,8 | | 0,22 | | “ - ” |
| 14-Луги | “ - ” | | | | 3,1 | 1,56 | 95,3 | | 0,05 | | “ - ” |

| Свердловина | Ділянка | Інтервал, м | CH ₄ | Важкі вуглеводні | Σ В в | N ₂ | CO ₂ | H ₂ | O ₂ | Ar | Джерело |
|--------------------|-----------------------|-------------|-----------------|------------------|--------|----------------|-----------------|----------------|----------------|-------|----------------|
| 15-Луѓи | Оленівсько-Свалявська | | 10,25 | | 10,25 | 6,71 | 82,7 | сл | 0,09 | 0,269 | Мызников, 1971 |
| 96-Свалява | Те саме | | сл. | | | 46,4 | 47,1 | | 5,9 | 0,45 | Грищенко, 1970 |
| 213-Свалява | “ - | | 3,94 | 2,15 | 6,09 | 30,0 | 60,0 | | 3,6 | 0,3 | Те саме |
| 11-Нелепино | “ - | 130 | 12,74 | 0,04 | 12,81 | 12,7 | 74,03 | | 0,43 | 0,05 | Райкова, 1973 |
| 12-Нелепино | “ - | 96 | 23,37 | 0,11 | 23,48 | 21,69 | 47,48 | 5,92 | 1,43 | | Те саме |
| 13-Нелепино | “ - | 95 | 0,72 | 0,004 | 0,72 | 78,44 | 5,21 | | 15,62 | | “ - |
| 14-Нелепино | “ - | 58 | 18,23 | 0,008 | 18,238 | 19,3 | 28,6 | 29,21 | 4,56 | | “ - |
| 15-Нелепино | “ - | 100 | 5,46 | 0,03 | 5,49 | 5,5 | 88,52 | 0,06 | 0,41 | 0,06 | “ - |
| 20-Нелепино | “ - | | 8,55 | 1,02 | 9,57 | 7,61 | 82,79 | | | 0,02 | “ - |
| 1-Нелепино | “ - | | | | 17,04 | 12,076 | 70,4 | сл. | 0,204 | 0,279 | Мызников, 1971 |
| 8-Пасіка | “ - | | | | 4,5 | 3,59 | 91,8 | | 0,11 | | Те саме |
| 35-Пасіка | “ - | | | | | | 100,0 | | | | “ - |
| 37-Пасіка | “ - | | | | | | 100,0 | | | | “ - |
| 120-Свалява | “ - | | | | 58,61 | 39,99 | 0,3 | | 0,148 | 0,952 | Райкова, 1980 |
| 120-Солочин | “ - | 120 | | | 5,44 | 75,4 | 15,46 | | 2,82 | 0,88 | Грищенко, 1970 |
| К (Санат. Карпати) | “ - | 240 | 0,028 | 0,013 | 0,041 | 11,0 | 87,17 | | 1,65 | 0,14 | Те саме |

етапах відбулося насичення розрізу не лише вуглеводнями. Про це свідчать дослідження включень вуглецевмісних флюїдів у кварці, кальциті, кіноварі на рудопроявах Туриця, Люта, Чорноголова, Торунь (гідротермальне поле – авт.) з арсен-стибій-миш'яковою мінералізацією. За результатами досліджень зроблено висновок, що метаново-водні флюїди (включення в мармароських діамантах) із часом змінилися на вуглекисотно-водні (Колодій та ін., 2004).

У границях гідротермального поля можна виокремити і ділянки зі значною концентрацією проявів вуглеводнів. До них належать Тур'я Полянська і Дусино-Свалявська ділянки. Вміст метану в їхніх межах вищий, ніж у середньому по площі. До прикладу, у районі с. Тур'я Поляна (Жигунова и др., 1969) прояви бітуму та породи з різким запахом нафти спостерігалися у відкладах дусинської світи Буркутського покриву (картувальні св. № 1-, 7-, 14-Тур'я Поляна) та в еоцені Турицького субпокриву (№ 36-Тур'я Поляна). З дусинської світи Дуклянського покриву поряд з насувом відкладів Буркутського покриву по потоці Шипот (св. № 18, глиб. 60 м) отримано приплив газу складу: CH_4 – 76,68 %; CO_2 – 0,5 %; N_2 – 22,82 %.

Більша за площею Свалявсько-Дусинська ділянка розміщена в зоні зчленування Пенінського, Мармароського, Магурського і Буркутського (Поркулецького) покривів. Тут прояви горючого газу спостерігалися в пошукових свердловинах площі Свалява № 1, 3, 4, 5 в інтервалах 635–2580 м (Муравинский и др., 1964; Муравинский и др., 1965). Середній склад газів: CH_4 – 57,6–88,3 % (в одному випадку – 8,03 %); CO_2 – 0,2–12,5 %; N_2 – 11,15–87,62 % (табл. 2).

Св. 176 Закарпатської експедиції була закладена в ефузивах Вигорлат-Гутинської гряди на правому березі р. Латориця, біля санаторію «Карпати». З глибини 730 м (пісковики верхньої крейди Пенінського покриву) мав місце викид глинистого розчину і газу складу (%): CH_4 – 69; C_2H_6 – 0,3; CO_2 – 0,1; N_2 – 30,3.

На південний схід від Сваляви, у районі сіл Дусино, Плавня та Росош задокументовано сім пунктів із нафтогазопроявами в природних виходах та свердловинах (табл. 3). У картувальній св. № 4-Березник у районі с. Росош (Кантолинский, Пономарева, 1962) вміст метану сягав 76,4 %, етану – 0,9 %, вуглекислоти – 3,8 % та азоту – 19,7 %. У параметричній св. 1-Довге (вибій – 3152 м), на південний схід від ділянки, прояви горючого газу мали місце в соймульській світі Вежанського субпокриву. З інтервалу глибин 3152–2927 м отримали вільний газ складу: CH_4 – 79,38 %; CO_2 – 0,2 %; N_2 – 20,373 %; Ar – 0,037 %; He – 0,01 % (справа свердловини). Ще південно-східніше в картувальній св. № 38-Кушниця, інтервал 57–74 м, розташований біля с. Липецька Поляна, мав місце приплив горючого газу з відкладів соймульської світи нижньої–верхньої крейди Вежанського субпокриву (Кантолинский и др., 1964).

Великий вміст метану зафіксовано в районі Перечина. З олігоценових відкладів Пенінського покриву (св. № 49-Перечин, 44 м) виділявся газ дебітом 13 л/год. У його складі: CH_4 – 91,89 %; C_2H_6 – 0,53 %; CO_2 – 0,4 %; N_2 – 7,18 % (Жигунова и др., 1968).

Таким чином, ділянки із значною перевагою метану над вуглекислотою та азотом у цілому тяжіють до південно-західної частини досліджуваної площі в смузі, що прилягає до Закарпатського прогину. На решті території в підземній газогосфері наявні значні концентрації негорючих газів, що зумовлює підвищений пошуковий ризик.

Т а б л и ц я 2. Склад вільних газів у пошукових свердловинах площі Свалява

| № св. | Інтервал, м | Тектонічна одиниця | Вік порід | Хімічний склад газів | | | | | | | | | |
|----------|----------------|-----------------------|--------------------------------|----------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-------|-----------------|----------------|-------|-------|
| | | | | CH ₄ | C ₂ H ₆ | C ₃ H ₈ | C ₄ H ₁₀ | C ₅ H ₁₂ | Σ ВВ | CO ₂ | N ₂ | He | Ar |
| 1 | 676–552 | Пенін. | K ₂ | 8,03 | відс. | відс. | відс. | відс. | 8,03 | 3,41 | 87,62 | 0,007 | 0,94 |
| 1 | 1168–1212 | Монаст. | P ₂ <i>dr</i> | 69,23 | 0,23 | 0,17 | 0,1 | 0,1 | 69,83 | 0,26 | 29,83 | 0,03 | 0,07 |
| 1 | 1168–1212 | Монаст. | P ₂ <i>dr</i> | 67,8 | 0,34 | відс. | відс. | відс. | 68,14 | 0,62 | 31,18 | 0,004 | 0,05 |
| 1 | 1212–1232 | Монаст. | P ₂ <i>dr</i> | 66,8 | відс. | відс. | відс. | відс. | 66,8 | 0,25 | 32,88 | 0,009 | 0,055 |
| 1 | 1560–1578 | Вежан. | P ₁₋₂ | 57,7 | 0,21 | 0,07 | 0,06 | сл. | 58,04 | 0,8 | 29,7 | — | — |
| 1 | 1630–1658 | Вежан. | P ₁₋₂ | 67,46 | 0,29 | сл. | — | — | 67,75 | 12,05 | 19,04 | — | — |
| 1 | 1714–1730 | Вежан. | P ₁₋₂ | 74,5 | 0,65 | відс. | відс. | відс. | 75,15 | 0,2 | 24,61 | 0,008 | 0,03 |
| 3 | 2300–2316 | Вежан. | K ₂ | 77,52 | 0,49 | — | — | — | 78,01 | 0,81 | 21,15 | 0,008 | 0,017 |
| 3 | 2360–2395 | Вежан. | K ₂ | 77,01 | 0,52 | 0,08 | — | — | 77,61 | 0,7 | 21,72 | — | — |
| 4 | 2487–2580 | Вежан. | K ₂ | 66,75 | 0,23 | — | — | — | 66,98 | 0,3 | 33,72 | — | — |
| 4 | 2487–2580 | Вежан. | K ₂ | 88,31 | 0,22 | — | — | — | 88,53 | 0,32 | 11,15 | — | — |
| 5 | 618–635 | Пенін. | K ₂ <i>ph</i> | 69,05 | 0,18 | 0,07 | 0,21 | 0,11 | 69,62 | 7,38 | 22,99 | — | — |
| 5 | 1296–1322 | Монаст. | P ₂ <i>dr</i> | 68,94 | 0,27 | 0,03 | — | — | 70,14 | 0,15 | 30,56 | 0,008 | 0,04 |
| 5 | 1404–1440 | Вежан. | K ₂ –P ₂ | 66,3 | 0,4 | — | — | — | 66,7 | 1,5 | 34,4 | 0,008 | 0,02 |
| 5 | 1554–1562 | Вежан. | P ₁₋₂ | 63,99 | — | — | — | — | 63,99 | 1,5 | 34,4 | — | — |
| 5 | 1618–1619 | Вежан. | P ₁₋₂ | 68,66 | 0,43 | — | — | — | 69,09 | 4,19 | 26,52 | 0,013 | 0,19 |

Т а б л и ц я 3. Характеристика проявів вуглеводнів на ділянці Сваліява–Дусино

| № відслонення чи свердловини | Тектонічна одиниця | Інтервал, м | Вік порід | Прояви | | | Джерело |
|--------------------------------------|-----------------------|-----------------|--------------|---------------------------------|----------|------------------------|--------------------|
| | | | | нафти | бітумів | горючого газу | |
| р. Дусинка | Буркутська | | $P_3 ds$ | – | – | Цівка горючого газу | Славин, 1947 |
| пот. Паулік (ліва пр. р. Дусинка) | Монастирська | | $P_2 dr$ | Пісковики, просякнуті нафтою | – | – | Жиловский, 1961 |
| № 3-Березник | Буркутська | 43–49; 38–61 | $P_3 ds$ | Примазки густої нафти | – | – | Кантолинский, 1964 |
| № 4-Березник | Буркутська | 64–67; 60 | $P_3 ds$ | Примазки густої нафти | – | Примазки | Кантолинский, 1964 |
| № 5-Березник | Буркутська | 19–22 | $P_3 ds$ | Примазки густої нафти | – | – | Кантолинский, 1964 |
| № 6-Березник | Буркутська | 34–37; 37–72 | $P_3 ds$ | Примазки густої нафти | Примазки | – | Кантолинский, 1964 |
| с. Росош | Буркутська | – | $P_3 ds$ | Мергель, просякнутий нафтою | – | – | Жиловский, 1961 |

Колектори і покривлі. Колекторські властивості порід стратиграфічних одиниць площі вивчені з різною інформативністю, що ілюструє табл. 4. За нею, потенційні колектори відзначаються невисокими значеннями ефективної пористості (ЕфП) та проникності. Так, для пісковиків верхньої крейди–палеоцену Буркутського покриву (72 зразки) ЕфП змінюється в межах 0,43–18,1 % (середня – 1,76 %), причому тільки в п’яти зразках перевищує 5 %. Проникність становить менш ніж 0,1 мД. Такі самі низькі значення характерні для крейдових і крейдово-палеоценових відкладів Вежанського субпокриву та Дуклянського покриву. Середня ЕфП дорівнює відповідно 3,52 та 2,54 %, а проникність менша, ніж 0,1 мД.

Дещо вищі значення отримані для крейдових пісковиків Пенінського покриву – середня ЕфП становить 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 % та турицької – 4,6 %. Значно кращі фізичні властивості притаманні пісковикам палеоцену–еоцену Магурського покриву – 6,55 % (1,5–19,6 %), причому для 1/5 зразків значення ЕфП перевищує середнє. Найбільша середня ЕфП властива олігоцену пісковикам Пенінського покриву – 8,5 %, але проаналізовано лише 7 зразків. Один із зразків має найбільшу проникність – 59 мД. Таким чином, можна попередньо говорити про ліпші гранулярні колектори в розрізі палеоцену–еоцену Магурського і крейди та олігоцену Пенінського покривів.

Гідрохімічні показники. Декілька слів про гідрохімічні показники. Зазвичай, їх використовують у нафтовій геології для оцінки гідродинамічної закритості розрізу. Для цього слід послуговуватися динамічними характеристиками руху пластових вод. Але через значні труднощі таких спостережень оперують складом та мінералізацією вод, коефіцієнтом метаморфізму, хлор-бромним коефіцієнтом, вмістом у воді бром, йоду, бору та ін. У багатьох випадках це дозволяє визначати глибини зон розкритого, закритого та дуже закритого водообміну. Як правило, мінералізація зростає з глибиною до ропи, а в зоні дуже утрудненого водообміну переважають води хлор-кальцієвого типу. Інша ситуація спостерігається в межах вивченої площі. За даними буріння на площах Свалява і Довге, на глибинах більш ніж 3 км, тобто в зоні дуже утрудненого водообміну, розвинуті маломінералізовані і навіть прісні пластові води, переважно гідрокарбонатно-натрієвого типу. Так, при випробуванні параметричної свердловини 1-Довге в інтервалі глибин 3152–2413 м були зафіксовані припливи прісних вод. Водночас при гідрогеологічних дослідженнях із набагато меншої глибини (1800 м) була відібрана проба пластової води гідрокарбонатно-натрієвого типу з загальною мінералізацією 20,32 мг із вмістом B_2O_3 – 540 мг, Br – 320 мг, J – 7,61 мг. Аналогічне зменшення мінералізації з глибиною зафіксовано у св. 5-Свалява. Логічно припустити, що такі приклади свідчать не про недостатню закритість розрізу з глибиною, а про складну залежність параметрів пластових вод від неї. Генезис маломінералізованих і прісних вод глибоких горизонтів пов’язаний з процесами конденсації прісної води з водно-вуглеводневої пари, яка сформована на великих глибинах (Колодій, 2010) .

Т а б л и ц я 4. Колекторські властивості порід

| Площа | № свердловини, відслонення | Порода | Кількість взірців | Інтервал відбору, м | Коефіцієнт відкритої пористості | | Проникність 1 · 10 ⁻³ мкм ² |
|--|----------------------------|-----------|----------------------|------------------------|---------------------------------|---------|--|
| | | | | | мінім. | максим. | |
| Буркутський покрив. Верхня крейда–палеоцен (K ₂ –P ₁) | | | | | | | |
| Свалява | 2 | пісковик | 54 | 206,5–3159 | 0,43 | 3,6 | <0,1 |
| Березник | 14, 16, 18, 20 | те саме | 11 | 11–55 | 0,8 | 18,1 | <0,1 |
| Тур’я Поляна | 10, 11, 38 | –“– | 7 | 12–111 | 1,6 | 4,8 | <0,1 |
| Пенінський покрив. Нижня–верхня крейда нерозчленований (K ₁₋₂ ts-ph) | | | | | | | |
| Перечин | 50 | вапняк | 2 | 55–89 | 3,9 | 5,2 | <0,1 |
| Свалява | 1 | аргіліт | 2 | 85–328 | 3,5 | 22,0 | <0,1 |
| | 1, 3, 5 | пісковик | 7 | 224,5–1207 | 1,5 | 15,5 | <0,1 |
| Мармароський покрив. Вежанський субпокрив. Верхня крейда (K ₂) | | | | | | | |
| Свалява | 1, 4 | аргіліт | 2 | 1350–1719 | 1,6 | 4,5 | <0,1 |
| | 1 | алевроліт | 3 | 1501–1827 | 0,8 | 4,1 | <0,1 |
| | 1 | пісковик | 5 | 1655–2017 | 1,0 | 14,5 | <0,1 |
| Дукляньсько-Чорногорський покрив. Верхня крейда–палеоцен нерозчленований (K ₂ –P ₁ br) | | | | | | | |
| Перечин Люта | 45, 47 | пісковик | 3 | 13–89 | 1,8 | 3,1 | <0,1 |
| | 12 | те саме | 2 | 62–65 | 2,3 | 2,6 | <0,1 |
| Пенінський покрив. Палеоцен–еоцен (P ₁₋₂ vl) | | | | | | | |
| Перечин | 546 | пісковик | 1 | | | | <0,1 |
| | 30, 31 | те саме | 2 | 21–48 | 1,9 | 5,9 | <0,1 |
| Свалява | 3 | –“– | 8 | 553–970 | 1,7 | 6,4 | <0,1 |
| | | вапняк | 2 | 763–812 | 3,4 | 3,4 | <0,1 |

| Площа | № свердловини, відслонення | Порода | Кількість взрізів | Інтервал відбору, м | Коефіцієнт відкритої пористості | | Проникність 1 · 10 ⁻³ мкм ² | |
|-------------------------|---|--|----------------------|------------------------|---------------------------------|---------|--|----------------------------|
| | | | | | мінім. | максим. | | |
| Березник | 12 | Мармароський покрив. Монастирецький субпокрив. Еоцен (P ₂ sp) | | | | | | |
| | | пісковик | 5 | 12–32 | 2,5 | 5,2 | 3,88 | <0,1 |
| Свалява | 1, 3, 5 | Мармароський покрив. Монастирецький субпокрив. Еоцен (P ₂ dr) | | | | | | |
| | | пісковик | 4 | 1240–1719 | 1,0 | 1,3 | 1,25 | <0,1 |
| Свалява | 5 | Мармароський покрив. Везанський субпокрив. Еоцен (P ₁₋₂ mt) | | | | | | |
| | | конгл. | 2 | 1636–1737 | 0,9 | 2,0 | 1,45 | <0,1 |
| | | гравеліт | 6 | 1636–1803 | 0,3 | 2,0 | 1,32 | <0,1 |
| | | алевроліт | 1 | 1325–1330 | | | 7,2 | <0,1 |
| Перечин | 60, 2296, 2318, 2451, 1204 2, 3, 6, 13–19, 28, 32, 34, 37–39 28, 29 | Магурський покрив. Палеоцен–еоцен нерозчленований (P ₁₋₂) | | | | | | |
| | | пісковик | 5 | | 1,5 | 19,6 | 8,9 | <0,1 (2 взірці – 0,2; 0,3) |
| | | те саме | 27 | 17–100 | 1,4 | 9,6 | 4,18 | <0,1 (1 взірець – 0,2) |
| | | –“– | 3 | 19–86 | 1,9 | 13,3 | 7,6 | <0,1 |
| Люта | | Магурський покрив. Турицький субпокрив. Еоцен (P ₂) | | | | | | |
| | | пісковик | 1 | | | | 2,4 | <0,1 |
| Перечин Тур’я Поляна | 2490 6, 17, 36 | те саме | 7 | 9–90 | 1,1 | 3,9 | 2,6 | <0,1 |
| | | Буркутський покрив. Еоцен (P ₂) | | | | | | |
| Тур’я Поляна Свалява | 3, 12, 16, 24, 25 2 | пісковик | 10 | 16–97 | 1,2 | 3,7 | 2,41 | <0,1 |
| | | те саме | 3 | 75,7–95,2 | 1,5 | 9,0 | 7,4 | <0,1 |

Продовження табл. 4

| Площа | № свердловини, відслонення | Порода | Кількість взрізів | Інтервал відбору, м | Коефіцієнт відкритої пористості | | | Проникність 1 · 10 ⁻³ мкм ² |
|----------|---|---|----------------------|------------------------|---------------------------------|---------|----------|--|
| | | | | | мінім. | максим. | середній | |
| Перечин | 2416, 2424 21, 23, 26, 59, 61 8, 9, 13, 20–22, 26, 27, 29, 37 | Турицький субпокрив. Олігоцен (Р ₃ tr) | | | | | | |
| | | пісковик | 2 | | 3,6 | 4,7 | 4,15 | <0,1 |
| | | те саме | 7 | 21–91 | 1,6 | 8,2 | 4,51 | <0,1 |
| | | -“ | 16 | 22–107 | 1,5 | 9,7 | 4,58 | <0,1 |
| Березник | 3 1, 14 | Буркутський покрив. Олігоцен (Р ₃) | | | | | | |
| | | пісковик | 1 | 43–46 | | | 1,6 | <0,1 |
| | | те саме | 3 | 13–70 | 1,8 | 2,2 | 1,87 | <0,1 |
| | | Пенінський покрив. Олігоцен (Р ₃) | | | | | | |
| Перечин | 29, 30, 54, 57 | пісковик | 7 | 16–79 | 1,0 | 19,1 | 8,1 | <0,1 (2 взірці – 4,7 і 56,2) |

Структурний фактор. Є одним із найважливіших при оцінці промислової нафтогазоносності. Відомо, що більшість родовищ Карпатської нафтогазоносної провінції пов'язані з антикліналями. У Складчастих Карпатах, в умовах зім'ятості і недостатньої герметичності верхнього шару флішових відкладів, слід звертати увагу на параавтохтонні структури. Для їх виявлення використовують, крім геологічної зйомки, бурові або сейсмічні роботи. Сейсмічні дослідження на даній площі в площадному масштабі не проводилися. Тому оцінка геологічної будови даної території базується на матеріалах двох перелічених вище досліджень. Внутрішні покриви в північно-західному сегменті Карпат характеризуються яскраво вираженою покривною будовою. Про це свідчить присутність численних тектонічних останців, вікон і напіввікон у межах Дуклянсько-Чорногорського, Буркутського, Магурського і Пенінського покривів (Глушко і др., 1998; Кузовенко та ін., 2001; Мацьків та ін., 2003; Глушко та ін., 2007). Таким чином, існує велика ймовірність наявності тут задовільно екранованих параавтохтонних складок.

Комплексна оцінка перспектив нафтогазоносності. Бурові роботи на нафту і газ, проведені в 60-х роках минулого століття в районі Сваляви – 6 глибоких свердловин (Муравинский и др., 1964; Муравинский и др., 1965), дозволили виявити під насувами Пенінського покриву та Монастирецького субпокриву Мармароського покриву антиклінальну складку, яка локалізована у Вежанському субпокриві (рис. 2). Складка представлена у верхній частині грубоуламковими породами (конгломерати, гравеліти, пісковики) палеоцену–еоцену (метовська світа), потужністю близько 250 м. Нижче розкрита товща 500–600 м верхньої крейди (соймульська світа), складена в основному сірими та темно-сірими до чорних аргілітами й алевролітами, менше – пісковиками. У її межах, у св. № 3-Свалява було виокремлено чотири об'єкти (Щерба, 1965): 1) 3066–2495 м; 2) 2395–2361 м; 3) 2344–2311 м; 4) 2358–2300 м. При випробуванні першого було отримано приплив горючого газу з початковим дебітом 6000 м³/добу через 10 мм штуцер. Тиск на усті становив приблизно 50 атм. Наступні три об'єкти випробовували разом з першим (Муравинский и др., 1965). При цьому дебіт газу становив 5–7 тис. м³/добу (найбільший в усіх свалявських свердловинах). Тиск на усті – 100 атм. За геофізичними дослідженнями, головний газопостачальний об'єкт локалізований в інтервалі 2314–2318 м, а значно менший – 2600–2620 м. В інших свердловинах виокремлені в цій товщі об'єкти виявилися при випробуванні практично сухими (№ 4 та 6), хоча у св. № 4 вони знаходяться в значно кращому положенні – ближче до склепіння. Незначні припливи горючого газу зафіксовані і в палеогенових відкладах метовської (?) та драгівської світ, відповідно Вежанського та Монастирецького субпокривів Мармароського покриву (св. № 1- і 5-Свалява). Більший дебіт зафіксовано у св. № 1. При випробуванні першого об'єкта, локалізованого в піщаних відкладах метовської світи (1714–1730 м), дебіт газу становив 2,8 тис. м³/добу. Максимальний затрубний тиск оцінювався в 72 атм. Дані свердловин на площі Свалява свідчать про газонасиченість розрізу, невеликі припливи вказують на низькі колекторські властивості порід. Можна очікувати їхнє покращення завдяки тріщинуватості, проте для виявлення таких ділянок необхідно розробити відповідну методику.

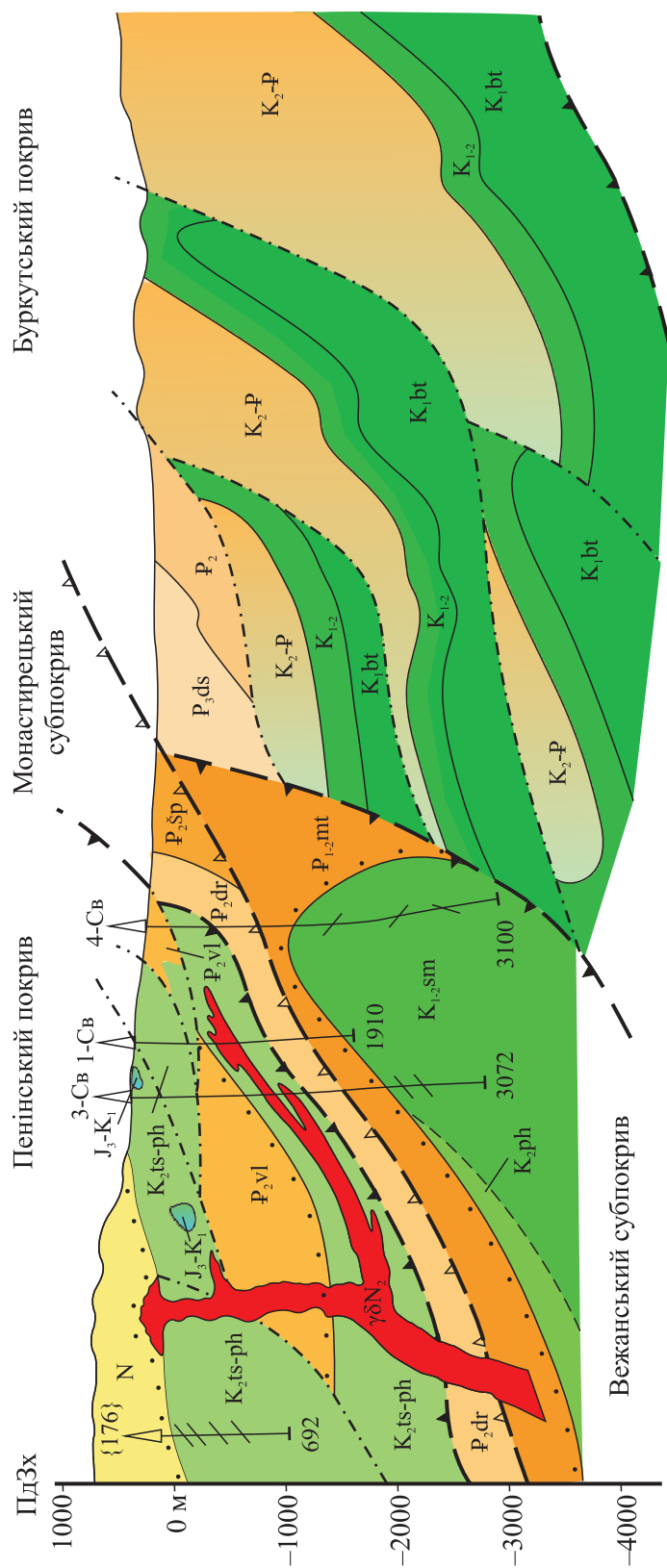


Рис. 2. Геологічний профіль через свердловини площі Свалява

У межах площі була також пробурена в 1965–1966 рр. параметрична св. 1-Довге (вибій 3152 м). В інтервалі 340–2165 м вона розкрила стрімко залягаючі породи соймульської світи з олістолітами екзотичних порід. Нижче, до вибою були пройдені темноколірні породи тієї самої світи, але без олістолітів. Ефективна пористість пісковиків (26 зразків з інтервалу 370–3093 м) становить 0,5–4,8 %, проникність у більшості випадків не перевищує 0,1 мД. У свердловині були випробувані чотири об'єкти, локалізовані в соймульській світі. Результати від'ємні. В усіх інтервалах були отримані припливи прісної води з дуже слабким виділенням горючого газу.

Наведені приклади свідчать – відсутність кондиційних колекторів, навіть у добре запечатаній Свалявській глибинній складці, є причиною недостатньої концентрації вуглеводнів у промислових масштабах. Тому, оцінюючи площу на присутність задовільно екранованих антиклінальних складок, треба зважати на наявність у них кондиційних колекторів. Враховуючи це, більш перспективними слід вважати пісковики олігоцену Пенінського покриву (середня ЕфП – 8,5 %) та еоцену Магурського покриву (середня ЕфП – 6,5 %). В останньому на поверхні відомі антиклінальні складки (рис. 3). Чи присутні тут паравтохтонні складки, невідомо, бо глибоких параметричних чи пошукових свердловин тут не бурили. Тому прямо оцінити перспективи української частини Магурського покриву поки що неможливо. Спробуємо для цього використати дані словацьких колег (Денег та ін., 1993). Найбільше природних нафтогазопроявів у Словаччині зафіксовано в Рачанському субпокриві Магурського покриву. Прояви нафти і газу відзначені у свердловинах тектонічного «вікна» Смільно («Отто», «Марта», 1-Смільно, 1-Зборов), щоправда з відкладів піднасуву Магурського покриву. У внутрішній частині покриву, у смузі її перекриття Пенінським покривом, інтенсивні газопрояви зафіксовані в ході буріння параметричної св. 1-Ганушовце. Починаючи з 4000 м і до вибою 6003 м з відкладів еоцену мали місце інтенсивні прояви горючого газу. Випробування в колоні не дало промислових припливів. Слабкі припливи газу, часто з водою, виявлені на п'яти об'єктах. У районі Ганушовце масивні пісковики стриговських верств еоцену, за даними ГДС, мають пористість до 8 % (Денег та ін., 1993).

Незважаючи на значний обсяг бурових робіт, промислових покладів на словацькій території відкрито не було. Вважається, що певні перспективи слід пов'язувати із параавтохтонними складками як у межах Магурського покриву, так і в його піднасуві.

Олігоценові відклади Пенінського покриву присутні в трьох лусках. У передовій лусці вони по насуву перекриваються крейдовими породами внутрішньої луски. У внутрішній лусці разом з еоценом (вульховчицька світа) похилохвилястою пластиною перекривають із кутовою незгідністю відклади пуховської світи (див. рис. 3). На південний захід олігоценові відклади занурюються під неогенові теригенно-вулканогенні утворення Вигорлат-Гутинської гряди. Потужність останніх від 0 до 800 м (параметрична св. № 1-Невицьке). Теригенні відклади представлені переважно аргілітами вапнистими, дуже щільними, із прошарками алевролітів. Ця товща може бути надійною покривною. Таким чином, можна очікувати, що під неогеном Закарпатського прогину на південь від Перечина і Новоселиці можуть знаходитися перспективні структури, локалізовані у двох (можливо, і більше) лусках Пенінського покриву.

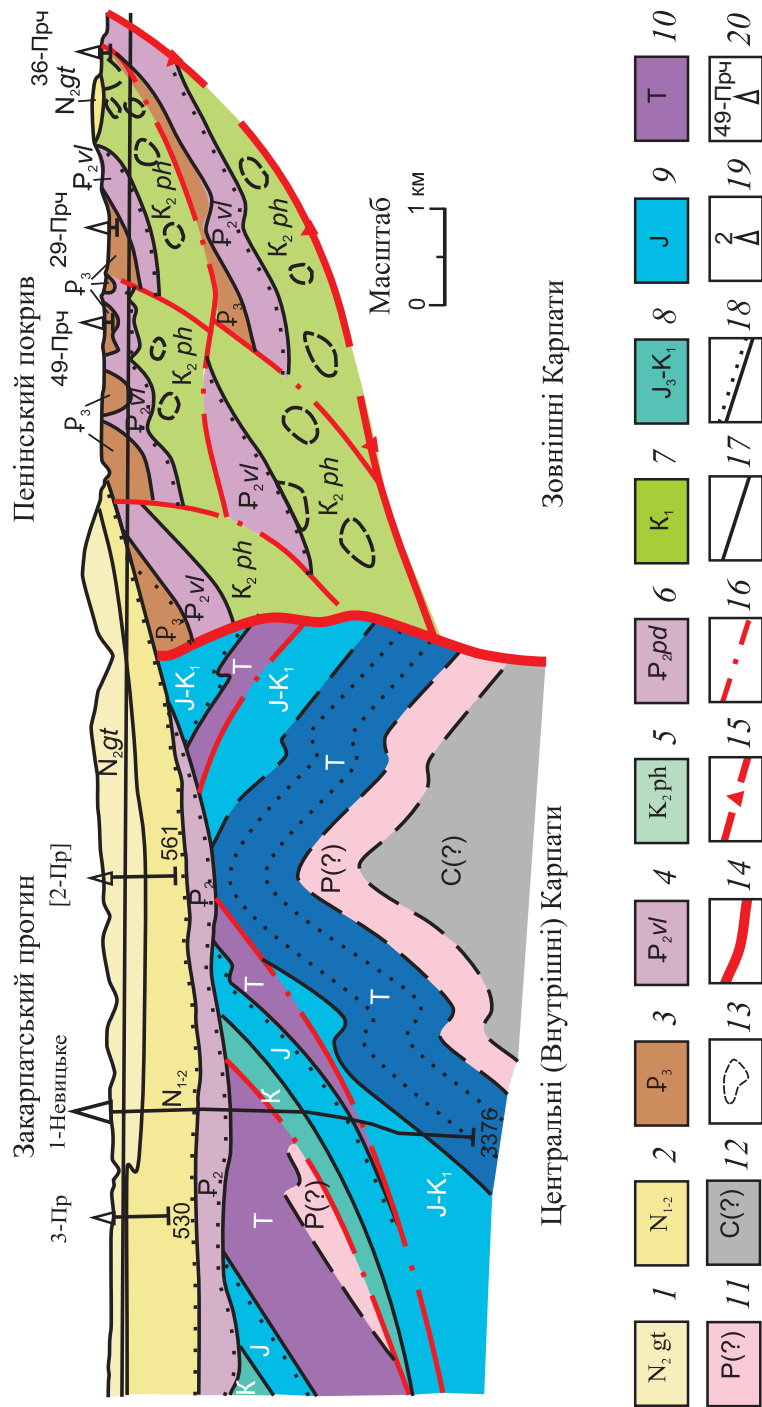


Рис. 3. Геологічний профіль по лінії Невитське-Перечин.

Закарпатський прогін: 1 – пліоцен гутинська світа; 2 – верхній пліоцен-міоцен; Пенінський покрив: 3 – олігоцен; 4 – еоцен вульфовичська світа; 5 – верхня крейда пуховська світа; Центральні (Внутрішні) Карпати 6 – еоцен. подгальський. Мезозой Гуменого: 7 – нижня крейда; 8 – юра-нижня крейда; 9 – юра; 10 – триас; 11 – перм; 12 – карбон; 13 – олістоїти (юрські вапняки); 14 – розлом; 15 – насув Пенінського покриву; 16 – насуви лусок; 17 – нормальні границі; 18 – лінія розмиву; 19 – структурно-пошукові свердловини; 20 – картувальні свердловини площі Перечин

На потенційну газонасність цієї ділянки вказують припливи горючого газу з дуже високим вмістом метану, одержані 1967 р. з олігоцену Пенінського покриву картувальною св. № 49 Перечин (Жигунова и др., 1968). 2000 р. за 0,5 км на схід від неї ті самі відклади розкрила неглибока свердловина Закарпатської експедиції. З глибини приблизно 60 м спостерігався значний приплив горючого газу. Підпаливши його, буровики довго не могли вгамувати полум'я.

Таким чином, за сумою всіх критеріїв нафтогазонасності найбільш перспективними слід вважати відклади олігоцену Пенінського покриву під Вигорлат-Гутинською грядою.

Щодо Свалявсько-Дусинської ділянки проявів вуглеводнів, яка знаходиться на продовженні Свалявської глибинної складки, то перспективи її невизначені через відсутність кондиційних гранулярних колекторів.

Висновки. Визначалися перспективи нафтогазонасності північно-західної частини внутрішніх флішових покривів Українських Карпат: Дуклянсько-Чорногорського, Буркутського, Магурського, Мармароського та Пенінського. Перелічені покриви знаходяться в межах гідротермального поля, яке сформувалося внаслідок неогенової тектоно-магматичної активізації регіону. У складі вільних газів, отриманих зі свердловин у діапазоні глибин перші десятки метрів – понад 3000 м, здебільшого значно переважають вуглекислота та азот. У цілому гідротермальне поле не перспективне щодо відкриття в ньому покладів вуглеводнів промислового масштабу. Виняток становлять ділянки, які межують із Закарпатським прогином, де відзначається перевага метану. За сумою додатних показників нафтогазонасності, практичний інтерес можуть представляти олігocenові і крейдові відклади Пенінського покриву в районі Перечина, перекриті згори неогеном Закарпатського прогину.

Баранов, И. Г. (1954). *Геологическое строение северо-западной части Восточных флишевых Карпат и перспективы нефтегазонасности*. Львов: ВНИГРИ, Зап. Укр. экспед.

Габинет, М. П., Кульчицкий, Я. О., Матковский, О. И., Ясинская, А. А. (1977). *Геология и полезные ископаемые Украинских Карпат* (Ч. 2). Львов: Вища школа.

Глушко, В. В., Кузовенко, В. В., Шлапінський, В. Є. (1998). Нові погляди на геологічну будову північно-західної частини Дуклянського покриву Українських Карпат. *Вісник Львів. ун-ту. Сер. геол.*, 13, 94–101.

Глушко, В. В., Кузовенко, В. В., Шлапінський, В. Є. (2007). *Геологічна карта Українських Карпат, Закарпатська, Івано-Франківська, Львівська, Чернівецька області України* (масштаб 1 : 100 000, Ю. З. Крупський (ред.)). Київ: Фонд ЗАТ «Концерн Надра».

Деніга, Б. І., Вишняков, І. Б., Година, Ю. М. та ін. (1993). *Розробити нові та відкоректувати традиційні напрямки пошуків вуглеводнів на суміжних територіях України, Польщі та Словаччини на основі досвіду сторін, аналізу нафтогазонасності та розробки моделі будови піднасуву Карпат* (Кн. 1–2). Львів: УкрДГРІ, Фонди ДП «Західукргеологія».

Жигунова, З. Ф., Коваль, Ж. С., Петров, В. Г. (1966). *Отчет о поисково-съёмочных работах масштаба 1 : 25 000, проведенных на площади Люта Закарпатской области УССР в 1964–1965 гг.* (Т. 1). Львов: Фонды ГП «Запукргеология».

Жигунова, З. Ф., Коваль, Ж. С., Петров, В. Г. (1968). *Отчет о поисково-съёмочных работах масштаба 1 : 25 000, проведенных на площади Перечин Закарпатской области УССР в 1966–1967 гг.* (Т. 1). Львов: Фонды ГП «Запукргеология».

- Жигунова, З. Ф., Петров, В. Г., Коваль, Ж. С. (1969). *Отчет о поисково-съёмочных работах масштаба 1 : 25 000, проведенных на площади Турья Поляна Закарпатской области УССР в 1969 г.* (Т. 1). Львов: Фонды ГП «Запукргеология».
- Жиловский, Н. И., Дабагян, Н. В., Смирнов, С. Е. (1961). *Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности площади Свалява–Нелипино (Закарпатская область)* (Т. 1). Львов: Фонды УкрГТРИ.
- Зацеха, Б. В. (1989). *Кристаллогенезис и типоморфные особенности минералов ртутного и флюоритового оруденения Украины*. Киев: Наукова думка.
- Кантолинский, С. И., Пономарева, С. В. (1962). *Отчет о геологических исследованиях, проведенных на площади Поляна, Закарпатской области в 1961 г.* Львов.
- Кантолинский, С. И., Коваль, Ж. С., Алексеев, В. Л. (1963). *Отчет о геологических исследованиях, проведенных на площади Березник, Закарпатской области в 1962 г.* (Т. 1–2). Львов: Фонды ГП «Запукргеология».
- Кантолинский, С. И., Коваль, Ж. С., Алексеев, В. Л. (1964). *Отчет о геологических исследованиях, проведенных на площади Кушница, Закарпатской области в 1963 г.* Львов: Фонды ГП «Запукргеология».
- Колодій, В. В., Бойко, Г. Ю., Бойчевська, Л. Е. та ін. (2004). *Карпатська нафтогазоносна провінція*. Львів; Київ: Український видавничий центр.
- Колодій, В. В. (2010). *Гідрогеологія*. Львів: Видавничий центр ЛНУ ім. І. Франка.
- Кузовенко, В. В., Шлапінський, В. С., Мачальський, Д. В. (2001). *Деталізація геологічної будови північно-західної частини Внутрішніх флішових покривів Українських Карпат з метою виявлення об'єктів, перспективних на нафту і газ (1998–2001 рр.)*. Львів: Фонди ДП «Західукргеологія».
- Кульчицкий, Я. О., Лозыняк, П. Ю., Мархель, М. Д. (1966). *Тектоника и перспективы нефтегазоносности южного склона Украинских Карпат* (Т. 1, Тема 804). Львов: УкрНИГРИ, Фонды ГП «Запукргеология».
- Лазаренко, Э. А., Гнилко, М. И., Зайцева, В. Н. (1968). *Металлогения Закарпатья*. Львов.
- Лейе, Ю. А., Науменко, В. В., Теплов, В. П., Рогаченко, В. В. (1976). *Регматические разломы, морфоструктуры и минералогения Украинских Карпат и Закарпатья*. Киев. (Препр. АН УССР. Ин-т геохимии и физики минералов).
- Мацьків, Б. В., Ковальов, Ю. В., Пукач, Б. Д., Воробканич, В. М. (2003). *Державна геологічна карта України (масштаб 1 : 200 000. Карпатська серія. Х (Сніна), М-34-XXXV (Ужгород), L-34-V (Сагу Маре), В. В. Кузовенко (ред.), Г. Д. Досин (експерт НРР), Львівське відділення УкрДГРІ. Київ.*
- Молчанов, В. И. (1981). *Генерация водорода в литогенезе*. Новосибирск: Наука.
- Муравинский, Э. С., Кузовенко, В. В., Спас, Е. Г. и др. (1964). *Расчленение разрезов площадей глубокого бурения, разбуренных в 1963 году, обработка и обобщение материалов по профильному бурению в Карпатском регионе* (Т. 1). Львов: Фонды ГП «Запукргеология».
- Муравинский, Э. С., Кузовенко, В. В., Спас, Е. Г. и др. (1965). *Расчленение разрезов площадей глубокого бурения и изучение глубинного строения Карпатской нефтегазоносной области по результатам обработки материалов параметрического бурения* (Т. 1). Львов: Фонды ГП «Запукргеология».
- Некрасова, Л. П., Даныш, В. В., Барановский, В. И. (1966). *Отчет о поисково-съёмочных работах масштаба 1 : 25 000, проведенных на площади Великий Березный Закарпатской области УССР в 1964–1965 гг.* (Т. 1). Львов: Фонды ГП «Запукргеология».
- Озерова, Н. А. (1980). О дегазации ртути из глубин Земли. В *Геохимия процессов миграции рудных элементов* (с. 43–53). Москва: Наука.
- Озерова, Н. А., Пиковский, Ю. И. (1982). Ртуть в углеводородных газах. В *Геохимия процессов рудообразования* (с. 102–136). Москва: Наука.

- Петрик, В. П. (1974). *Отчет о результатах поисковых работ на минеральные воды, выполненных на участках Великий Березный и Симерки в 1973–1974 гг.* Киев: Закарпатская ГРЭ, Фонды ГП «Запукргеология».
- Славин, В. И. (1947). Новые данные по стратиграфии и тектонике юрских отложений так называемой «клиппеновой зоны» Карпат. В *Материалы по геологии и гидрогеологии Укр. геол. упр. за 1946 г.* (Сб. 4, с. 135–139). Киев: Уральск. геол. упр.
- Филимончук, С. Р., Фролов, М. В. (1962). *Минеральные и термальные воды Закарпатья: отчет Закарпатской геологической экспедиции за 1959–1962 гг. о результатах поисковых работ на минеральные и термальные воды.* Берегово: Закарпатская ГРЭ, Фонды ГП «Запукргеология».
- Шлапинский, В. Е. (1989). Геохимические аномалии Складчатых Карпат и их связь с нефтегазоносностью. В *Проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых запада Украинской ССР: тезисы докл. респ. конф.* (Львов, 2–6 октября 1989 г.) (Т. 3, с. 77–78). Львов.
- Шлапінський, В. Є., Глушко, В. В., Кузовенко, В. В. (1994). *Вивчення геологічної будови і перспектив нафтогазоносності зони зчленування Дуклянського, Чорногорського і Кросненського покривів Українських Карпат в 1991–1994 рр.* (Т. 1). Львів: Фонди ДП «Західукргеологія».
- 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 Междунар. конф.* (Т. 1, с. 277). Москва.
- Шлапінський, В. (2012). Деякі питання тектоніки Українських Карпат. *Праці НТШ. Геол. зб.*, 30, 48–68.
- Шлапінський, В. Є. (2015). Комплексна оцінка перспектив нафтогазоносності передової частини Складчастих Українських Карпат. В *Геологія горючих копалин: досягнення і перспективи: Міжнар. наук. конф.* (Київ, 2–4 верес. 2015 р.) (с. 248–251). Київ.
- Щерба, В. М. (1965). *Геологические результаты глубокого разведочного бурения за 1964 год на площадях Ходновичи, Садковичи, Нижанковичи, Воля-Блажевская, Ломна, Свалява, Теремля.* Самбор: Фонды ГП «Запукргеология».

Стаття надійшла:
02.08.2019

**Myroslav PAVLYUK, Volodymyr SHLAPINSKY,
Olesya SAVCHAK, Myroslav TERNAVSKY**

**PROSPECTS OF THE POTENTIAL FOR OIL AND GAS PRESENCE
IN THE NORTH-WESTERN PART OF INNER FLYSH COVERS
OF THE UKRAINIAN CARPATHIANS**

Here the Cretaceous and Paleogene flysh of the Duklya-Chornohora, Burkut, Magura, Marmarosh and Pieniny covers was studied that in the north-western sector of the Ukrainian Carpathians near the border of Poland and Slovakia (Lemkivsky segment) distinguish themselves by very inclined thrusts. Spatially the given tectonic units are within the limits of so called hydrothermal field unfavourable as a whole, as to the presence of hydrocarbons on a large scale here. But there were distinguished small plots with prevalence of hydrocarbons in the gas composition. Prospects of the potential for gas presence in the region should be connected with the areas that spatially gravitate towards Transcarpathian deep. Studied area consists of several tectonic units of the first order. These are covers located farther south-west of Krosno cover: Duklya-Chornohora, Burkut (Porkulets), Magura, Marmarosh and Pieniny covers, in the south-west the studied terrane is limited by the Transcarpathian deep, and farther west – by the state border of Ukraine and Slovakia, in the south-east – by the Rika River, in the north-east – by the zone of joining of Duklya-Chornohora and Krosno covers. Prospects of the potential for oil and gas presence in the given area, as in the Folded Carpathians on the whole, should be determined by the complex of all accompanying parameters: structural, collecting and covering, hydrochemical and geochemical. For the given area of the Carpathians the geochemical factor is the most important.

Keywords: inner flysh covers, hydrothermal fluid, composition of free gases, oil and gas presence, perspective areas, Transcarpathian deep.