

Софія МАКСИМУК

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

ВУГЛЕВОДНЕВІ ГАЗИ ПРИПОВЕРХНЕВИХ ВІДКЛАДІВ ЛІПЧАНСЬКОЇ ПЛОЩІ ЗАКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Проведено геохімічні дослідження приповерхневих відкладів Ліпчанської площі. Вивчено якісний і кількісний склад вуглеводневих сумішей. Метан домінує в усіх пробах, вміст його гомологів та ненасичених вуглеводнів на порядок менший. Локалізовано ділянки підвищених концентрацій вуглеводневих компонентів. Встановлено їхнє просторове співвідношення зі структурними планами. Максимальні значення геохімічних параметрів зафіксовано в зонах розломів та поблизу них, що вказує на визначальну роль чинника фільтрації у формуванні концентраційних полів вуглеводневих сполук.

Ключові слова: геохімічні дослідження, вуглеводні, міграція, аномальні концентрації, соленосні товщі, Закарпатський прогин.

Вступ. Соленосні товщі, як відомо, є хорошим флюїдоупором, літологічною покришкою для покладів нафти і газу, серйозною перепорою на шляху міграції вуглеводнів. Ослаблені зони, як шляхи проникнення флюїдів, виникають переважно внаслідок тектонічної активності та діагенетичних процесів (при зміні об'єму утворюється система тріщин), а також через відмінності гранулометричного складу. Значення коефіцієнта дифузії вуглеводнів для соляних відкладів, які містять домішки теригенного матеріалу, на декілька порядків вище порівняно з їхніми "чистими" різновидами, але й останні є дифузійно проникними (Старобинец, Ломейко, 1977).

Сліди мігрувального потоку безпосередньо в галогенних відкладах візуально відмічені в копальні кам'яної солі Сленік–Прахова (Румунія) у вигляді нафтопроявів у зонах інтенсивної плікативної тектоніки і розривних порушень (Галамай, 2006). Спостереження свідчать про накладений характер нафтопроявів відносно соляної товщі. Факт проникнення флюїду фіксується дослідниками у вигляді включень вуглеводнів у кристалах галіту (Кітик, Петриченко, 1978; Рассеянные..., 2006; Литвинюк, 2007; Галамай, 2012).

На території Дніпровсько-Донецької западини над Петровським і Новодмитріївським штоками спостерігалися збагачені бітумом вапняки. У районах Роменської та Ісачківської солянокупольних структур, кепроки яких оголюються на денній поверхні, було зареєстровано поверхневі нафтопрояви (Келеберда, 2001). Очевидно, за сприятливих геологічних умов відображення дифузійно-фільтраційного процесу міграції вуглеводнів слід очікувати в підвищеному газонасиченні порід перекриваючого комплексу, серед яких і четвертинні відклади, де й проходить їхня реєстрація методами поверхневої

газогеохімічної зйомки (Соколов, 1966; Атаманюк и др., 1979; Борковський, 1995; Прогноз..., 2004; Максимук, 2012).

Робота ґрунтується на геохімічних дослідженнях газового поля приповерхневих відкладів Липчанської площі Солотвинської западини Закарпатського прогину (Звіт..., 2007). Результати дослідних геохімічних робіт, проведених у 1983–1985 роках на Солотвинському родовищі, підтвердили ефективність застосування методу для пошуків нафти і газу в регіоні (Полівцев и др., 1990).

Актуальність постановки робіт. Відкриття 1982 р. Солотвинського, а згодом Русько-Комарівського, Королівського, Станівського родовищ газу (Атлас..., 1998) підтвердило нафтогазоперспективність Закарпатського прогину. Відомі також численні газо- і нафтопрояви, зокрема, останні зафіксовані в шахтах у районі міст Солотвине та Хуст, у селах Новоселиця, Липча, Доробратів, також у св. 5-, 1-, 7-Солотвине, 9-Тячево, у низці свердловин на площах Нанкове і Макарове. У селах Новоселиця та Дусина встановлено сліди асфальтиту (Крупський, 2001). Перспективи нафтогазоносності в Закарпатському прогині пов'язують як із донеогеновою основою, так і з неогеновими відкладами (Разломная..., 1976; Кореневский и др., 1977).

Геологічна будова. Площа досліджень розташована в північно-західній частині Солотвинської западини Закарпатського прогину (рис. 1). У його розрізі виділяють фундамент, складений породами палеозою, мезозою і палеогену, який характеризується гетерогенною блоковою будовою, і саме прогин, вповнений неогеновими моласами, які незгідно залягають на донеогеновій основі.

Палеозойські породи представлені темно-сірими до чорних філітами, філітизованими теригенами, вулканогенами та кристалічними сланцями.

Тріасові відклади розкриті у фундаменті прогину в кількох районах і складені вапняково-доломітовими товщами, рідше строкатоколірними теригенно-карбонатними, хемогенними та вулканогенними утвореннями.

Юрські відклади – це перешарування темно-сірих до чорних аргілітів, мергелів, вапняків і подекуди алевролітів. Породи, зазвичай, тріщинуваті, перем'яті, з великою кількістю дзеркал ковзання та прожилками кальциту.

Відклади крейди представлені алевролітами, пісковиками і конгломератами.

Палеогенові утворення поширені на північному заході, де відомі як центральнокарпатський, або підгальський, палеогеновий фліш, складений, в основному, сірими різнозернистими пісковиками, гравелітами, конгломератами та аргілітами. Різнобарвні палеогенові відклади розкриті св. 1-Данилове, 27-Тересва. Біля с. Данилове вони представлені чергуваннями червонувато-бурих і зеленувато-сірих пісковиків, алевролітів, мергелів та аргілітів, з рідкими прошарками туфів і туфітів кислого складу. В основі пачки залягають дрібногалечникові строкатоколірні конгломерати, об'єднані в байлівську світу.

Сіроколірні палеогенові відклади в районі с. Данилове відомі в літературі під назвою лозівської світи. Це алевроліти, темно-сірі та сірі, з підпорядкованими прошарками пісковиків, мергелів і рідше вапняків. Породи перем'яті, з частими дзеркалами ковзання. Кути падіння в них досягають 52–90°.

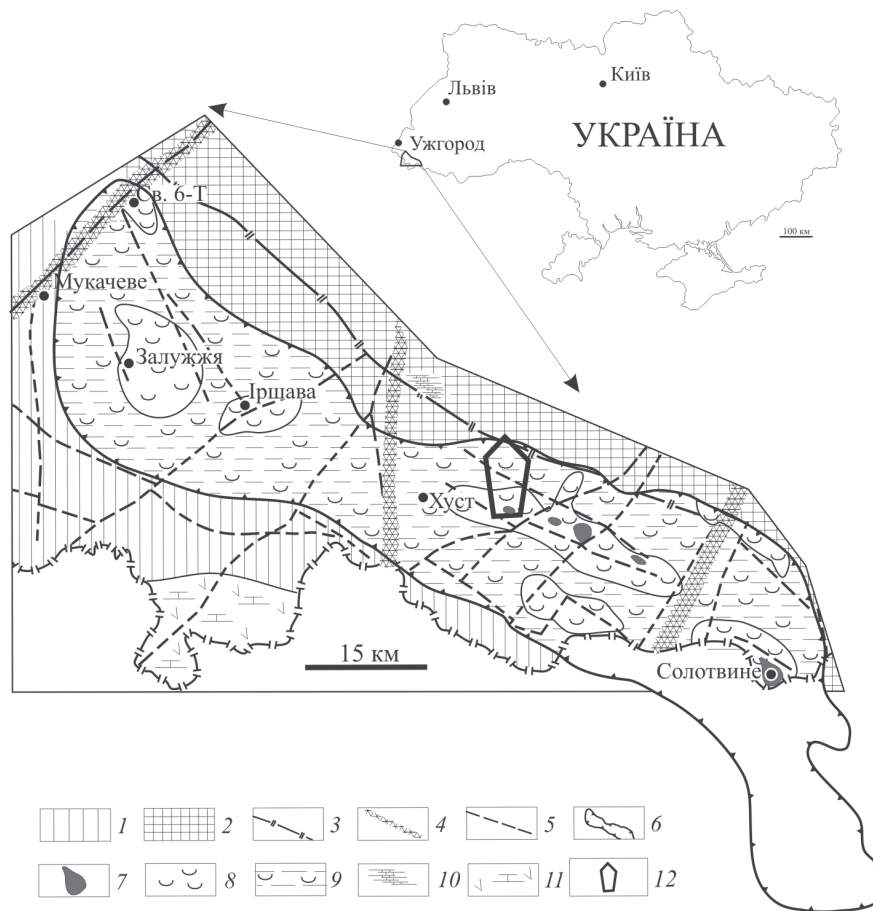


Рис. 1. Тектонічна схема Закарпатського прогину із розташуванням соленосних та теригенно-соленосних відкладів (Галогенные..., 1983):
 1 – Південно-західний суходіл; 2 – Карпатський суходіл; 3 – Південнопеннінський розлом; 4 – поперечні розломи I порядку (транскарпатські); 5 – розломи II порядку; 6 – контур поширення осадів терелянської світи; 7 – соляні штоки; 8 – соленосний комплекс; 9 – теригенно-соленосний комплекс; 10 – карбонатна (рифогенна) фація; 11 – сульфатно-карбонатно-теригенний комплекс; 12 – контур площі геохімічних досліджень.

Донеогенові диз'юнктиви мають переважно вертикальне або близьке до нього падіння і поздовжню орієнтацію. Місцями вони зміщені поперечними скидами та скидо-насувами.

На розмитих мезозой-палеогенових відкладах незгідно залягає товща неогену, представлена породами карпатського і баденського ярусів. Карпатський складений так званими терещульськими конгломератами потужністю 100–400 м – уламками пісковиків, мергелів, вапняків, аргілітів, кварцитів, зцементованими коричнево-червоною, інколи сірою карбонатною масою.

Нижня частина баденських відкладів, виокремлена в новоселицьку світу, складена ріоліт-дацитовими туфами і туфітами з підпорядкованими прошарками мергелів, вапняків, аргілітів та туфогенних пісковиків.

Новоселицьку світу перекривають теригенно-галогенні породи тереблянської світи, у межах якої чітко виділяються переважно глиниста нижньотереблянська та галогенна верхньотереблянська підсвіти.

Нижньотереблянська підсвіта складена темно-сірими та сірими аргілітами з тонкими прошарками алевролітів, пісковиків, подекуди туфів і туфітів з прошарками гіпсів та ангідритів, потужністю від декількох метрів до 360 м. Верхньотереблянська – кристалічною кам'яною сіллю із пакетами і лінзами сірих глин у вигляді пластів та масивних тіл у соляних штоках у межах Данилівської, Сокирницької і Боронявської структур. Її потужність становить від 160–330 м у пластовому заляганні та понад 1000 м у штоках.

Солотвинська світа представлена флішодним чергуванням сірих глин із прошарками пісковиків та аргілітів загальною потужністю 700 м.

Вище за розрізом породи солотвинської світи поступово змінюються утвореннями тересвинської, складеної монотонною товщею аргілітів із малопотужними прошарками пісковиків шаруватих, косошаруватих, слюдистих; алевролітів слюдистих; вапняковисто-кварцових туфо-аргілітів; мергелів; піщано-конгломерато-глинистими породами. Потужність світи 130–900 м.

За даними геолого-геофізичних досліджень, неогенові відклади утворюють пологі складки, ускладнені численними порушеннями, частина яких успадкована від донеогенових. Амплітуди переміщень суміжних блоків досягають 500–700 м, місцями навіть 1000–1400 м. Контрастні вертикальні переміщення, очевидно, східчасті, контролювали фації і потужності неогену в різних частинах прогину. На припіднятих блоках потужність неогенового чохла становить 500–600 м, в опущених – 2500–2600 м.

У межах ділянок з розвиненим соляним діапіризмом структурні плани надсолевих і підсолевих відкладів значно відрізняються, натомість в умовах пластового залягання солі ці відмінності зникають.

Поблизу північно-східного моноклінального борту прогину простежуються два регіональні поздовжні (карпатського простягання) розриви, які зумовлюють “сходиноподібний” уступ у бік осьової частини прогину, і тут є всі передумови для існування тектонічно-екранованих пасток.

Методи досліджень. Геохімічні дослідження проводили в комплексі з геофізичними на 10 сейсмічних профілях загальною довжиною 70,0 пог. км із кроком спостереження вздовж профілю 400 м. Детальність досліджень відповідала масштабу 1 : 50 000.

Об'єкт досліджень – газова складова приповерхневих відкладів, яка включає: гази, сорбовані породою, гази вільного простору порід і природний потік вуглеводневих газів із надр Землі в атмосферу. Усього відібрано 525 проб.

Проби порід (здебільшого суглинки) відбирали із шурфів глибиною 1 м у скляні банки (0,5 л) і герметизували металевими покриттями. Гази вільного простору порід відбирали спеціальним пробовідбірником у пляшки (0,5 л), заповнені насиченим розчином хлористого натрію (Методические..., 1975). Величину природного потоку газу із надр Землі в атмосферу вимірювали з допомогою контейнера (адсорбційної трубки) із сорбентом, на якому селективно адсорбувалися вуглеводневі компоненти. Його закопували на глибину 0,7–1,0 м і витримували 2–3 доби.

Відібрані в полі проби транспортували в геохімічну лабораторію Західноукраїнської геофізичної розвідувальної експедиції, де із проб ґрунту і адсорбційних трубок на термовакуумному дегазаторі були десорбовані гази, які з газами вільного простору порід методом газової хроматографії аналізували на вміст вуглеводневих компонентів (від метану до пентану включно). Визначення вмісту останніх у проаналізованих пробах проводили методом абсолютної калібровки з допомогою газових сумішей, приготовлених у лабораторії Метрологічного центру (м. Київ). Результати аналізів перераховано: в об'ємних $\% \cdot 10^{-10}$ – для газів вільного простору порід; $\text{м}^3/\text{кг} \cdot 10^{-10}$ – для газів, сорбованих породою; $\text{м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{добу} \cdot 10^{-10}$ – для дебітів вуглеводнів.

Результати досліджень. Метан домінує у складі вуглеводневих сумішей приповерхневих відкладів. У газах, сорбованих породою, його вміст становить 77 %, сума гомологів – 12 %, ненасичених вуглеводнів – 11 % (рис. 2, *а*). Найбільша кількість метану зафіксована в газах вільного простору порід – 90 %, відповідно сума гомологів метану – 7 %, ненасичених вуглеводнів – 3 % (рис. 2, *б*). У природному потоці вуглеводневого газу: метану – 52 %, сума гомологів – 41 %, ненасичених вуглеводнів – 7 % (рис. 2, *в*). Відповідні числові значення вуглеводневих компонентів у газах, сорбованих породою, наведені в табл. 1. Подібний розподіл характерний для газів вільного простору порід та дебіту вуглеводнів.

Для з'ясування походження вуглеводневих компонентів було застосовано кореляційний і факторний аналізи. Кореляційний аналіз показав високий ступінь взаємозв'язку між вуглеводневими параметрами (табл. 2). Ступінь кореляції переважно становить 90 %, зокрема, для метану й етану – 97 %, метану та пропану – 91 %. Високі коефіцієнти кореляції (близькі до 1) вказують на спільне джерело утворення, що підтверджують і результати факторного аналізу (рис. 3). Присутність вуглеводневих компонентів у пробах контролюється переважно одним фактором, вага якого 80 %, хоча є незначний вплив і другого – 17 %. Перший фактор контролює присутність майже

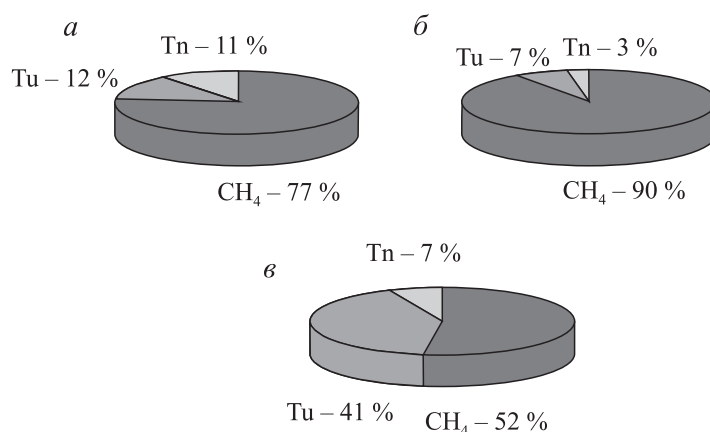


Рис. 2. Розподіл вуглеводневих компонентів на глибині 1 м: *а* – у газах, сорбованих породою; *б* – у газах вільного простору порід; *в* – у природному потоці газу із надр Землі в атмосферу; Tu – сума гомологів метану; Tn – сума ненасичених вуглеводнів.

Т а б л и ц я 1. Вміст вуглеводневих компонентів у газах, сорбованих породою, на глибині 1 м

Вуглеводневі компоненти	Вміст компонентів, м ³ /кг · 10 ⁻¹⁰		
	найменший	найбільший	середній
СН ₄	17,1	85,6	27,8
С ₂ Н ₆	0,2	7	1,2
С ₂ Н ₄	0,4	42,3	3,1
С ₃ Н ₈	0,12	3,28	0,69
С ₃ Н ₆	0,09	3,7	0,72
<i>i</i> -С ₄ Н ₁₀	0,001	0,002	0,001
<i>n</i> -С ₄ Н ₁₀	0,001	2	0,5
<i>i</i> -С ₅ Н ₁₂	0,001	3,7	0,63
<i>n</i> -С ₅ Н ₁₂	0,1	8,4	1,2
Tu*	1,08	38,4	4,5
Tn**	0,54	44,2	3,8

* Сума гомологів метану;

** сума ненасичених вуглеводнів.

всіх вуглеводнів, особливо метану (96 %), етану (95 %), а також суму гомологів (89 %) і ненасичених вуглеводнів (95 %).

Виділення аномальних полів проходить з урахуванням граничних значень поля нормальних концентрацій (фону). Тому їхні розміри (ширина, протяжність, контрастність) завжди визначають вибраним рівнем регіональної складової (Петухов и др., 1981). Межі фонових та аномальних значень встановлювали з урахуванням середніх значень геохімічних параметрів ($X_{\text{ср}}$) і середньоквадратичного відхилення (δ) (табл. 3) (Девид, 1990).

На основі статистичного оброблення результатів досліджень у програмі “Surfer” були побудовані карти розподілу показників геохімічного поля із виділенням зон аномальних концентрацій вуглеводневих компонентів. Карти метану і його гомологів у газах, сорбованих породою, мають високу площинну кореляцію. Аномальні поля концентрацій метану відокремлені від фонових на рівні однієї сигми ізолінією 30, поля його гомологів є більш диференційованими і виділяються на рівні трьох сигм ізолінією 7 (рис. 4). Вони утворюють зони переважно лінійної конфігурації субкарпатського простягання, на відміну від ореолів концентрацій газів вільного простору порід і дебіту вуглеводнів, яким притаманні мозаїчні форми.

За результатами геохімічних досліджень, поля аномальних концентрацій вуглеводневих компонентів локалізовано на південній монокліналі і північно-східному крилі Ліпчанської структури (див. рис. 4). Південна аномальна зона, можливо, пов’язана з пісковиковою товщею в тересвинській світі на глибинах від 25 до 150 м, літологічно складеній аргілітами, темно-сірими, карбонатними, з дрібним детритом, з частими тонкими (0,10–0,15 см) прошарками і пачками світло-сірих слюдистих, кварцових пісковиків та алевролітів із прошарками туфового матеріалу. Ці відклади мають добрі ємнісні і фільтраційні властивості, у них можуть акумулюватися вуглеводні, що мігрують з глибини.

Таблиця 2. Матриця кореляційного аналізу

Вуглеводневі компоненти	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₂ Н ₄	С ₃ Н ₈	С ₃ Н ₆	i-С ₄ Н ₁₀	n-С ₄ Н ₁₀	i-С ₅ Н ₁₂	n-С ₅ Н ₁₂	Tu	Tn
СН ₄	1										
С ₂ Н ₆	0,97	1									
С ₂ Н ₄	0,93	0,98	1								
С ₃ Н ₈	0,91	0,93	0,88	1							
С ₃ Н ₆	0,93	0,94	0,89	0,99	1						
i-С ₄ Н ₁₀	0,64	0,59	0,64	0,35	0,39	1					
n-С ₄ Н ₁₀	0,84	0,81	0,84	0,61	0,64	0,95	1				
i-С ₅ Н ₁₂	0,95	0,93	0,88	0,98	0,99	0,46	0,69	1			
n-С ₅ Н ₁₂	0,73	0,68	0,73	0,44	0,48	0,99	0,98	0,54	1		
Tu	0,77	0,73	0,77	0,51	0,55	0,98	0,99	0,61	0,99	1	
Tn	0,94	0,98	0,99	0,90	0,91	0,62	0,83	0,90	0,71	0,76	1

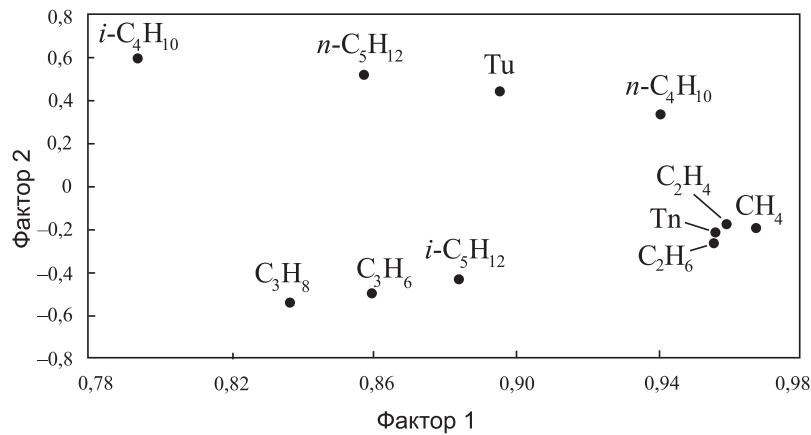


Рис. 3. Фактори впливу на геохімічні параметри

Таблиця 3. Статистичні параметри, за якими визначали межу між фоновими й аномальними значеннями

Геохімічні параметри	$X_{\text{сеп}}$	δ	$X_{\text{сеп}} + \delta$	$X_{\text{сеп}} + 2\delta$	$X_{\text{сеп}} + 3\delta$
$\text{CH}_4_{\text{сорб}}$	26,3	4,86	31,16	36,02	40,88
$\text{Tu}_{\text{сорб}}$	3,33	1,19	4,52	5,71	6,9
Дебіт CH_4	1508	707	2215	2922	3629
Дебіт WW*	386	255	641	896	1151

* Сума важких вуглеводнів (бутани + пентани) у природному потоці газу.

Північно-східна аномальна зона, очевидно, пов'язана з міграцією вуглеводнів по субмеридіональному розломі із резервуара, розташованого в склепінній частині складки Ліпчанської структури, яка, за даними сейсморозвідувальних робіт, по всіх стратиграфічних рівнях розміщена в північно-західній частині блоку (Звіт..., 2007). За результатами комплексу робіт, найбільш вірогідний пошуковий інтерес становитиме склепінна частина складки по донеогенових і неогенових відкладах.

Щодо південних блоків площі, то аномальні поля підвищеного вмісту метану і його гомологів у газах, сорбованих породою, зосереджені в склепінній частині Боронявської структури та зоні її зчленування з поздовжнім регіональним розломом і Данилівською структурою.

Враховуючи той факт, що ці структури локалізовані в межах контура розвитку палеогенових відкладів донеогенової основи, їхні перспективи щодо нафтогазонасиченості слід оцінювати доволі високо, про що свідчать промислові припливи газу, отримані з цих відкладів на Солотвинському родовищі.

У межах Данилівського блоку підвищені значення вуглеводневих сполук зафіксовано на перикліналях однойменної структури у вигляді невеликих острівців, що, очевидно, пов'язано із соляним діапїризмом, який проявився на денній поверхні у вигляді штоку.

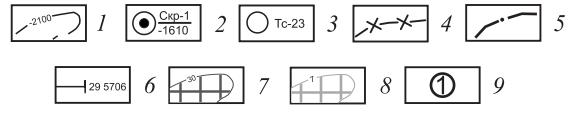
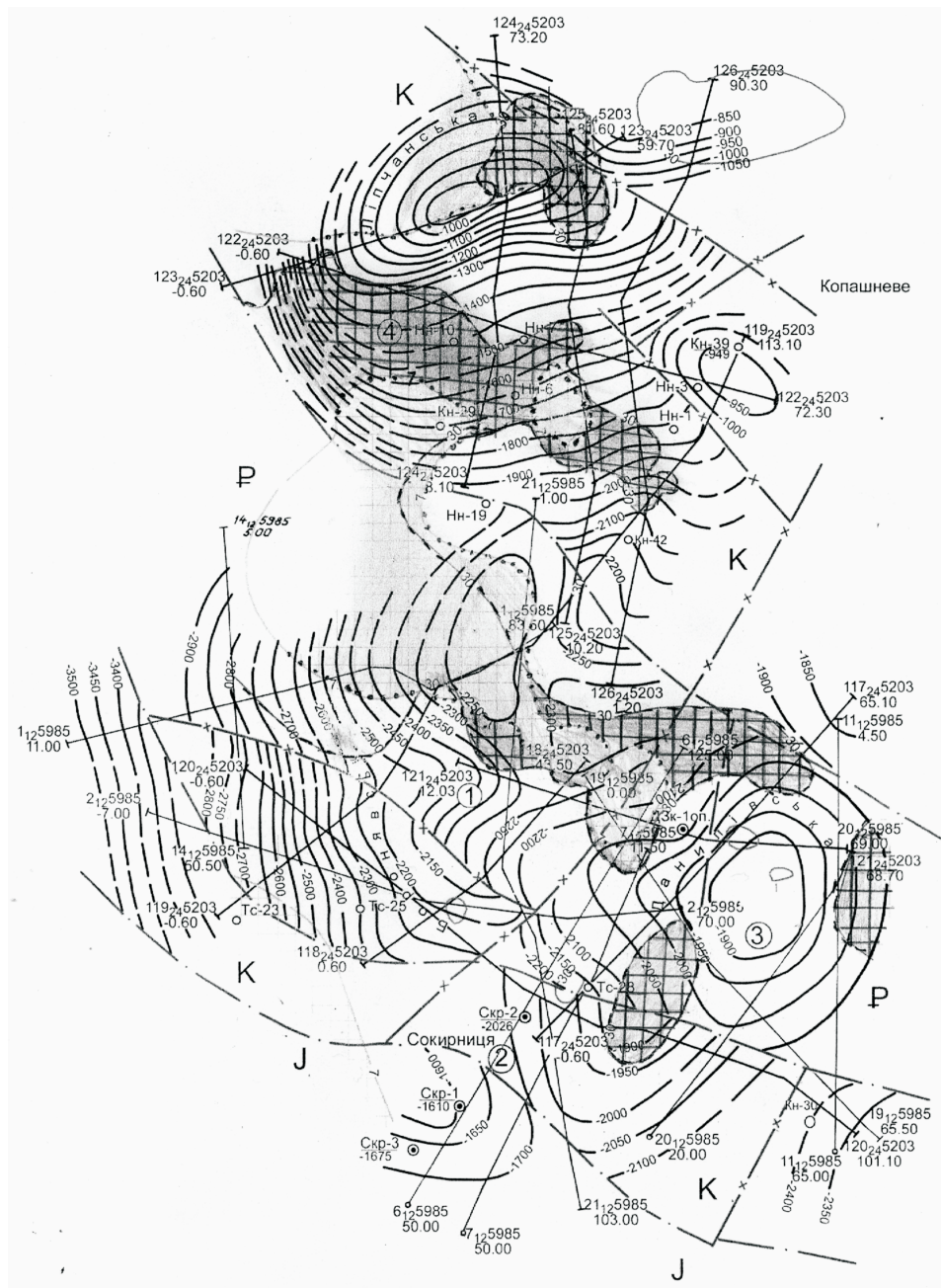


Рис. 4. Карта зіставлення геофізичних і геохімічних даних (Звіт..., 2007):
 1 – ізогіпси сейсмічного горизонту “А” (покрівля гетерогенного фундаменту донеогенової основи); 2 – свердловини глибокого буріння; 3 – структурно-пошукові свердловини; 4 – розломи; 5 – насуви; 6 – сейсмічні профілі. Ізолінії вмісту в газах, сорбованих породою, $\text{м}^3/\text{кг} \cdot 10^{-10}$; 7 – метану, 8 – гомологів метану; 9 – структурні блоки: 1 – Боронявський, 2 – Сокирницький, 3 – Данилівський, 4 – Ліпчанський.

Кам'яну сіль, яка з пластового залягання (у св. 28-Тересва потужність солі 120 м) поступово нарощує потужність до склепінної частини складки (у св. 1-Данилове-Закарпатська – до 600 м), слід розглядати як регіональну покришку, що екранує міграцію вуглеводнів із глибини.

Надсольова пачка аргілітів верхньотереблянської світи має круті кути падіння, породи роздроблені, із дзеркалами ковзання, що створює сприятливі умови для міграції. Присутність значної кількості піриту в нижньо-, верхньотереблянській, солотвинській і тересвинській світах може свідчити про епігенетичні зміни, зумовлені відновним середовищем, яке створює мігрувальний вуглеводневий потік.

Характер локалізації зон апікального прояву вуглеводневих компонентів і їхня приуроченість до розривних порушень вказують на визначальну роль чинника фільтрації у формуванні концентраційних полів вуглеводневих сполук. Наявність великої кількості теригенного матеріалу в соляних відкладах уможливорює вклад дифузійного масопереносу в “ореолоутворення”.

Висновок. За результатами геолого-геофізичних та геохімічних досліджень, джерело вуглеводнів, найбільш імовірно, існує в підсольових відкладах і розущільненими зонами проходить міграція в надсольові горизонти. Газопрояви, які спостерігалися при бурінні свердловин на площах Нанкове, Данилове, не приурочені до певного стратиграфічного горизонту, а пов'язані, насамперед, із зонами тектонічних розломів та місцями виходів соляних штоків. Тверді бітуми без певної закономірності розсіяні по всьому розрізі – у надсольових і підсольових відкладах.

Отже, локалізація ділянок підвищених концентрацій вуглеводневих компонентів у приповерхневих відкладах, їхнє просторове співвідношення зі структурними планами свідчать про ефективність застосування методу газо-геохімічної зйомки на площах, де поширені галогенні відклади, у комплексних пошукових роботах на нафту і газ.

Атаманюк Н. И., Крупский Ю. З., Ермакова В. И. Геохимические критерии нефтегазопроводимости разрывных нарушений // Нефтегазовая геология и геофизика. – М., 1979. – № 8. – С. 25–27.

Атлас родовищ нафти і газу України : у 6 т. / Гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів : Центр Європи, 1998. – Т. 4. – 329 с.

Борковський О. О. Досвід застосування геохімічних методів пошуків вуглеводнів у Карпатському регіоні // Стан, проблеми і перспективи розвитку нафтогазового комплексу Західного регіону України : тези доп. наук.-практ. конф. – Львів, 1995. – С. 51–52.

Галамай А. Р. Включення з нафтовою фазою у галіті баденських евапоритів Карпатського регіону як геохімічний індикатор нафтоносності підстилаючих осадових товщ // Проблеми геології та нафтогазоносності Карпат : тези доп. Міжнар. наук. конф. – Львів, 2006. – С. 54–57.

Галамай А. Р. Умови утворення галіту в баденському Закарпатському солеродному басейні (за дослідженнями включень) // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2012. – № 3–4 (160–161). – С. 82–100.

Галогенные формации Украины: Закарпатский прогиб / В. И. Китык, А. Н. Бокун, Г. М. Панов и др. – Киев : Наук. думка, 1983. – 168 с.

Девид Дж. Статистический анализ данных в геологии : в 2 т. – М. : Недра, 1990. – 742 с.

Звіт про результати сейсморозвідувальних робіт МСГТ на Ліпчанській площі Закарпатського прогину / П. Й. Кудла, Л. І. Матейчук, Я. В. Назар, С. В. Максимук ; ЗУГРЕ. – Інв. № 2114. – Львів, 2007. – 112 с.

Келеберда В. С. Геохімічні пошуки нафти і газу. Історичний аспект. – Х., 2001. – 46 с.

Кітик В. І., Петриченко О. Й. Використання включень у мінералах для з'ясування умов формування нафтогазових родовищ // Вісн. АН УРСР. – 1978. – № 1. – С. 55–60.

Корневський С. М., Захарова М. Н., Шамахов В. А. Миоценовые галогенные формации предгорий Карпат. – Л. : Недра, 1977. – 248 с.

Крупський Ю. З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. – К. : УкрДГРІ, 2001. – 144 с.

Литвинюк С. Ф. Геохімічні ореоли у солях над покладами вуглеводнів (за результатами досліджень включень у галіті) // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2007. – № 4. – С. 95–111.

Максимук С. В. Особливості відображення флюїдонасиченості горизонтів Вишнянської площі Зовнішньої зони Передкарпатського прогину в геохімічних полях приповерхневих відкладів // Там само. – 2012. – № 3–4 (160–161). – С. 109–117.

Методические рекомендации по геохимическим методам месторождений нефти и газа. – М. : ОНТИ ВНИГИИЯГТ, 1975. – 285 с.

Петухов А. В., Ванюшин В. А., Сиротюк В. А. Комплексный анализ данных геохимических поисков месторождений нефти и газа. – М. : Недра, 1981. – 262 с.

Полищев А. В., Поморцев Г. П., Борковский А. А. Газогеохимические поиски полезных ископаемых в Карпатском регионе. – Киев : Наук. думка, 1990. – 196 с.

Прогноз нафтогазоносності надр Східнодолинської ділянки Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину (за результатами приповерхневих геохімічних досліджень) / В. І. Туревич, О. Г. Яронтовський, Н. В. Бекеша, В. В. Барчук // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2004. – № 2. – С. 73–80.

Разломная тектоника Предкарпатского и Закарпатского прогибов и ее влияние на распределение залежей нефти и газа / Г. Н. Доленко, Л. Т. Бойчевская, И. В. Кильн и др. – Киев : Наук. думка, 1976. – 126 с.

Рассеянные углеводороды в галите цехштейновых солей западной Польши как критерий нефтегазоносности подстилающих отложений / С. Ф. Литвинюк, В. М. Ковалевич, Т. М. Перит и др. // Проблеми геології та нафтогазоносності Карпат : тези доп. Міжнар. наук. конф. – Львів, 2006. – С. 128–130.

Соколов В. А. Геохимия газов земной коры и атмосферы. – М. : Недра, 1966. – 301 с.

Старобинец И. С., Ломейко Н. Н. Извлечение и анализ рассеяных газов при геохимических поисках залежей углеводородов. – М. : Недра, 1977. – 143 с.

Стаття надійшла
12.11.13

Sofia MAKSYMUK

**HYDROCARBON GASES OF THE NEAR-SURFACE DEPOSITS
OF THE LIPCHA AREA OF THE TRANSCARPATHIAN DEPRESSION**

Geochemical research was carried out on near-surface deposits of the Lipcha area. Gas constituent of deposits at a depth of 1 m, including gases absorbed by the rock, gases of vacant space of rocks and natural gas flow from the bowels of the earth into atmosphere, was an object of study.

Samples selected by the method of gas chromatography were analysed for qualitative and quantitative content of hydrocarbon components (from methane to pentane inclusive). Of the hydrocarbon mixtures of near-surface deposits, methane predominates, prevailing in quantity in all samples. Content of saturated and non-saturated homologues of methane is an order less.

To ascertain the nature of the origin of hydrocarbon components we have used correlation and factor analyses that indicate the common source of generation.

According to results of research, we have compiled maps of the distribution of hydrocarbon components with singling out zones of display of their apical values. Spatial correlation between these zones and structural planes has been determined.

Abnormal fields of increased content of methane and its saturated homologues in gases absorbed by rock are concentrated in the southern monocline and the north-eastern wedge of the Lipcha structure complicated by submeridional dislocation, in the arched part of the Boronyava structure and in the zone of its joining with a longitudinal regional fault and Danylovo structure. The character of localization of the zones of apical display of geochemical ingredients indicated the role of the filtration factor in the formation of the fields of abnormal concentrations of the hydrocarbon components.

According to results of geological-geophysical and geochemical investigation, very likely the source of the hydrocarbon generation is in subsalt deposits, and migration into overlying salt horizons occurs through unconsolidated zones.