

Андрій Андрійович ЛОКТЕВ

ТзОВ «Компанія «Геопошук ЛТД», смт Рожнятів, Івано-Франківська обл.,
e-mail: shon327@hotmail.com

КІЛЬКІСНИЙ ПОКАЗНИК $C_{орг}$ РІЗНОВІКОВИХ КОМПЛЕКСІВ ЗАКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ ЯК КРИТЕРІЙ ОЦІНКИ НАФТОГАЗОГЕНЕРАЦІЙНОГО ПОТЕНЦІАЛУ

Розглянуто еволюцію поглядів на походження природних газів у надрах Закарпатського прогину. Встановлено потенційно нафтогазоматеринські комплекси гірських порід у межах прогину шляхом визначення кількісних показників $C_{орг}$ у керованому матеріалі. За вмістом $C_{орг}$ з'ясовано, що окремі товщі як у донеогеновому складчастому фундаменті, так і в неогенових моласах мають дуже хороший нафтогазогенераційний потенціал.

Ключові слова: газ, генерація, міграція, Закарпатський прогин, родовище, материнські породи, Солотвинська западина.

Вступ. Закарпатський прогин України – це геологічна структура Карпатської складчастої споруди завширшки приблизно 60 км та завдовжки приблизно 150 км, представлена неогеновими моласами товщинами до 4000 м, залеглими на донеогеновому складчастому фундаменті. Північно-східну частину прогину облямовує зона П'єнінських скель та Мармароський кристалічний масив. На південному сході вулканічними породами він відокремлений від Трансільванської западини, уздовж південно-західної границі межує з Панонською западиною, а на північному заході переходить в Східно-Словацьку западину (рисунок).

Тектонічна одиниця Закарпатського прогину відповідає Закарпатській газоносній області. У межах прогину відкрито п'ять родовищ горючого газу – Русько-Комарівське, Станівське та Королівське в межах Мукачівської западини та Солотвинське і Дібровське в межах Солотвинської западини. Також у межах Мукачівської западини відкрито Мартівське родовище двоокису вуглецю.

У межах прогину проведено значний об'єм структурного та опорно-параметричного буріння, проте цього недостатньо для вивченості території. У Закарпатському прогині України пробурено лише 7 опорно-параметричних свердловин, як наслідок, високоперспективні ділянки Закарпатського прогину досі неопозитивовані. Необхідно зазначити, що в деяких районах прогину сейсмічні дослідження (як і буріння) майже не проводили, що могло призвести до пропуску родовищ. Натомість проведено значні обсяги пошукового буріння, унаслідок чого відкрито шість родовищ природного газу. Проте ряд структур було виведено з буріння з від'ємними результатами, через

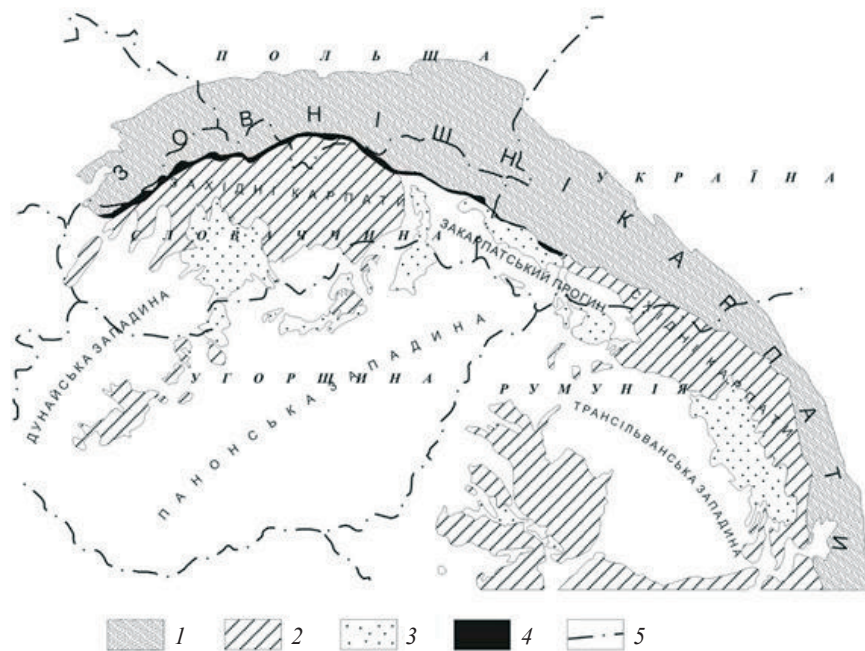


Схема розміщення Закарпатського прогину (за (Dolton, 2006)):

1 – Зовнішні Карпати; 2 – Внутрішні Карпати, альпійські і динарські структурні одиниці; 3 – вихід на поверхню домезозойських утворень; 4 – Зона П'єнінських скель; 5 – лінії державних кордонів

що коефіцієнт успішності залишається вкрай низьким. Це може вказувати як на непідтвердженість проектних моделей структур, так і на відсутність правильного розуміння процесів генерації та міграції природних газів у межах Закарпатського прогину загалом. Для визначення чинників, що контролюють газонасність Закарпатського прогину слід спробувати з'ясувати умови генерації скупчень вуглеводнів.

Літературний огляд. Історія геологічного розвитку території (4 фази вулканізму), велика кількість інтрузивних та ефузивних утворень, наявність повздовжніх, поперечних та меридіональних тектонічних розломів різного порядку, наявність у складі природних газів у межах прогину значної частки діоксиду вуглецю, азоту, присутність інертних газів підштовхували переважну більшість дослідників до висновку, що газонасність території контролюється процесами глибинної дегазації, каналами міграції для якої слугують глибинні розломи. Н. Г. Доленко в монографії (Глибинное строение..., 1980) навів аргументи на користь неорганічного синтезу нафти та газу і висловив думку про прямий зв'язок тектонічних розломів як можливих каналів міграції з відкритими родовищами вуглеводнів у межах Карпатської нафтогазоносною провінції. Поперечні тектонічні розломи в межах Закарпатського прогину, відповідно до уявлень автора, піддалися затуханню, унаслідок чого вони в основному проводять газ із верхніх зон астеносфери. Зони газонакопичення в межах Закарпатського прогину Н. Г. Доленко пов'язав з Ужгородським, Середнянським, Залужським, Іршавським, Тереблянським, Солотвинським та Чопським блоками Солотвинської і Чоп-Мукачівської западин.

У праці (Глибинна геологічна будова..., 2003) автори навели нову схему тектонічного районування Українських Карпат, приділивши значну увагу глибинним тектонічним розломам, що облямовують та пересікають Закарпатський прогин, а також вказавши, що глибинні розломи слугують каналами припливу глибинних вуглеводнів та контролюють їхнє площове розташування.

Я. Б. Місюра (2008) висловив думку про те, що для ефективнішої розвідки варто було б звернути увагу на вулканізм як на можливе джерело вуглеводнів, так як по контактах інтрузій із вмісними породами також можливий підтік вуглеводнів з мантії та формування покладу. Також автор зазначає, що «...не можна забувати і про можливість органічного походження вуглеводнів, процес утворення яких проходить у водоймах, багатих органікою...».

У праці (Крупський, Крупська, 2008) автори зауважили, що до зон глибинних розломів та особливо зон їхніх перетинів у межах Закарпатського прогину, Складчастих Карпат та Передкарпатського прогину приурочено багато відомих родовищ нафти та газу. У тій самій праці вказано, що Солотвинське газове родовище розташоване на перетині Солотвинсько-Надвірнянсько-Дубненського та Закарпатського глибинних розломів, Королівське газове родовище та поклад газу на Каменській площі розташовані в зоні знаходження Хустсько-Стрийсько-Локачинського глибинного розлому, а до зони поперечного Ужгородсько-Перемишльського глибинного розлому приурочене Русько-Комарівське газове родовище. Автори високо оцінили перспективність структур, що є в межах зон знаходження та перетинів глибинних розломів.

Дослідження. Незважаючи на те, що більшість вітчизняних дослідників дотримуються думки, що газ мігрує глибинними тектонічними розломами в осадовий чохол Закарпатського прогину, необхідно проаналізувати басейн на наявність сприятливих умов для генерації природних газів у межах осадового чохла. Визначальною умовою для генерації скупчень вуглеводнів промислового значення є наявність достатньо збагачених органічною речовиною осадових товщ, які характеризуються кондиційними значеннями термальної зрілості.

За органічною гіпотезою походження вуглеводнів, джерелом їхньої генерації є материнські товщі, у яких доста органічної речовини (керогену). У відділі осадових товщ Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України проаналізовано взірці кернавого матеріалу, відібраного із 57 різновікових комплексів порід зі свердловин Закарпатського прогину щодо кількісної оцінки органічного вуглецю в породі (таблиця).

Згідно з критеріями оцінки нафтогазогенераційного потенціалу материнських порід на основі вмісту $C_{\text{орг}}$ (Dembicki, 2009), товщі, у яких частка $C_{\text{орг}}$ становить менш ніж 0,5 %, володіють низьким нафтогазогенераційним потенціалом; від 0,5 до 1 % – задовільним; у межах 1–2 % – хорошим. Нафтогазогенераційний потенціал материнських товщ, вміст органічного вуглецю в яких перевищує 2 %, оцінюється як дуже хороший.

Результати досліджень вказують на наявність порід як з низьким, так і з хорошим та навіть дуже хорошим нафтогазогенераційним потенціалом щодо вмісту $C_{\text{орг}}$, які здебільшого належать до відкладів донеогенового складчастого фундаменту.

Вміст $C_{\text{орг}}$ у взірцях порід, відібраних зі свердловин у межах Закарпатського прогину

Назва площі	№ св.	Інтервал відбору керна, м	Вміст $C_{\text{орг}}$ у породі, %	Відносний вік вмісної породи	Гірська порода, представлена взірцем	
<i>Мукачівська западина</i>						
Бородівсько-Новосільська	1	1550	0,15	$N_1t\check{c}$	пісковик	
		1650–1656	0,08	J–T	глин. вапняк	
		1692	0,36	J–T	алев-т вапн.	
		1850	0,3	J–T	алев-т вапн.	
		1900	1,36	J–T	вапн. алевр-т	
Велико-Добронська	1	893–900	1,36	N_1lk	доломіт	
		2781–2788	0,9	T	вапняк	
Залузька	2	1286–1294	0,15	N_1sl	пісковик	
		1383–1386	0,56	N_1sl	пісковик	
Іршавська	1	2138–2132	2,53	N_1tb_1	пісковик аргіл.	
		2205–2208	0,73	N_1tb_1	пісковик аргіл.	
Ужгородська	15	832–834	0,43	N_1dr	туфіт	
		1963–1964	0,92	N_1sl	брекчія	
Чорнопотіцька	2	2792–2800	0,05	K_2	доломіт	
<i>Солотвинська западина</i>						
Буштинська	1	403–411	0,27	N_1sl	аргіліт	
		995	–	інтрузія	габродіорити	
		1251	–	інтрузія	габродіорити	
		1900	1,8	K	пісковик	
Грушівська	5	750	0,15	N_1sl	алевроліт	
		4	1321–1325	0,77	N_1sl	алевроліт
			3016	0,61	N_1nv	пісковик
Данилівська	1 (п*)	3270–3275	0,84	P	пісковик	
		1100–1106	0,59	N_1tb_2	аргіліт	
		1208–1211	0,25	N_1tb_2	аргіліт	
		1342–1350	0,32	N_1tb_1	пісковик аргіл.	
		1607–1612	0,08	N_1tb_1	пісковик аргіл.	
		1690–1696	0,11	N_1tb_1	пісковик аргіл.	
		2011–2017	0,83	N_1nv	туфіт	
Сокирницька	1	2361–2363	0,95	N_1tr	доломіт	
		988–996	0,65	N_1tb_2	доломіт	
		1108–1113	0,38	N_1nv	алевроліт	
		1613–1621	0,37	N_1nv	пісковик	
Солотвинська	21	1748–1756	0,9	N_1nv	доломіт	
		1290–1296	0,43	N_1ts	алевроліт	
		1656–1662	–	N_1sl	туфіт	
		22	2003	0,4	$N_1t\check{c}$	пісковик вапн.
		2151	2,73	P_3	пісковик	
	2155	0,57	P_3	аргіліт вапн.		

Продовження таблиці

Назва площі	№ св.	Інтервал відбору керна, м	Вміст $C_{\text{орг}}$ у породі, %	Відносний вік вмісної породи	Гірська порода, представлена взірцем
<i>Солотвинська западина</i>					
Солотвинська	23	1566	–	N_1nv	туфіт
		2153	0,19	P_3	аргіліт
		2198	0,7	P_3	пісковик вапн.
		2396	1,54	P_3	пісковик
Тереблянська	28	2351–2353	0,7	P_3	аргіліт піск.
		2447–2450	0,49	P_3	аргіліт піск.
Тереблянська	1	1760–1762	0,52	P_3-N_1gr	доломіт
		2152–2156	0,45	K_2	алевроліт
		1779–1785	0,56	N_1tb_1	пісковик
		2139–2146	0,48	N_1nv	пісковик
		2009–2014	0,5	N_1ts	пісковик
		2564–2571	0,57	K_1	пісковик вапн.
		2385–2392	0,65	K_2	пісковик вапн.
Тячівська	3	982–993	0,18	N_1tb_1	аргіліт
		1168–1182	0,58	N_1nv	пісковик
	6	490–498	0,08	N_1ts	пісковик
		540–548	0,18	N_1ts	алевроліт
		928–934	0,2	N_1sl	пісковик
8	928–934	1,79	N_1sl	пісковик	

Загалом оцінено кількісний показник $C_{\text{орг}}$ у взірцях гірських порід, відібраних із 57 різновікових інтервалів свердловин, пробурених у межах Закарпатського прогину. За результатами аналізів встановлено широкий діапазон вмісту $C_{\text{орг}}$. Гірські породи із вмістом органічного вуглецю понад 1 % трапляються як у породах донеогенового фундаменту (св. 22-, 23-Солотвинська, 1-Буштинська, 1-Бородівсько-Новосільська), так і в моласовій товщі неогену (св. 1-Велико-Добронська, 8-Тячівська), що вказує на достатній вміст для гіпотетичної генерації вуглеводнів.

Висновки. Геологічна будова Закарпатського прогину є дуже складною і неоднорідною. Для якомога точнішого прогнозування нафтогазоносності території необхідно комплексно оцінити всі чинники, що її сформували та контролюють, детально проаналізувати результати геолого-геофізичних робіт, проведених на попередніх етапах досліджень Закарпатського прогину України.

Відтак, як буде достатньо оцінено нафтогазогенераційний потенціал на основі $C_{\text{орг}}$ та термальної зрілості порід, можна буде ефективніше визначити доцільність та планувати подальші напрямки проведення параметричного та пошукового буріння в межах прогину, переглянути результати проведених робіт у попередній період за новими даними, а також виробити стратегію подальшого всебічного геологічного вивчення Закарпатського прогину загалом.

Глибинна геологічна будова Карпатського регіону / Г. Ю. Бойко, П. Ю. Лозиняк, Х. Б. Заяць та ін. // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2003. – № 2. – С. 12–22.

Глубинное строение развитие и нефтегазоносность Украинских Карпат / Г. Н. Доленко, Л. Т. Бойчевская, Л. Г. Данилович и др. – Киев : Наук. думка, 1980. – 148 с.

Крупський Ю., Крупська О. Виділення перспективних територій для пошуку родовищ зі значними запасами вуглеводнів у Західному нафтогазоносному регіоні // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2008. – № 1. – С. 5–10.

Місюра Я. Б. До питання нафтогазоносності Закарпатського неогенового прогину // Зб. наук. пр. УкрДГРІ. – 2008. – № 1. – С. 13–14.

Dembicki Jr. H. Three common source rock evaluation errors made by geologist during prospect or play appraisals // AAPG Bulletin. – 2009. – Vol. 93. – P. 341–356.

Dolton G. L. Pannonian Basin Province, Central Europe (Province 4808) – Petroleum geology, total petroleum systems, and petroleum resource assessment // U.S. Geological Survey. – 2006. – Bulletin 2204-B. – 47 p.

Стаття надійшла
21.02.2019

Andrii Andriiovych LOKTIEV

**QUANTITATIVE INDEX OF TOC CONTENT
OF DIFFERENT AGE THICKNESSES
OF TRANSCARPATHIAN DEPRESSION
AS OIL GAS GENERATION ESTIMATION CRITERIA**

The Transcarpathian foredeep of Ukraine is a geological unit within the Carpathian folded structure, presented by Neogene molasses, which cover Pre-Neogene folded base.

Five deposits of combustible gas were discovered within the foredeep – Russko-Komarivske, Stanivske and Korolevskoye within the Mukachevo depression and Solotvino and Dibrovskye fields within the Solotvino depression. Despite the fact that most domestic researchers adhere to the view of gas migration along deep tectonic faults into the sedimentary cover of the Transcarpathian foredeep, it is important to analyze the basin for favourable conditions for the generation of natural gases within the sedimentary cover.

Samples of core material, selected from 57 intervals of different age complexes of rocks from Transcarpathian wells for quantitative estimation of total organic carbon in rock, were analyzed in the department of sedimentary strata of IGGCM NASU. The results of the studies indicate the presence of rocks with low as well as good and even very good oil and gas potential for total organic carbon content, which are overwhelmingly related to the deposits of Pre-Neogene folded base. In general, a wide range of TOC content is established by the analysis. Rocks with TOC content of more than 1% are found both in rocks of the Pre-Neogene base (w. № 22-, 23-Solotvino, 1-Bushtinska, 1-Borodivsko-Novosilska), and in the molar thickness of the Neogene (St. No. 1-Velyko-Dobronska, 8-Tyachivska), which indicates sufficient content to generate hydrocarbons.

Further research aimed at determining the oil and gas potential will allow to determine the priority directions of oil and gas exploration within the Transcarpathian foredeep.

Keywords: gas, generation, migration, Transcarpathian foredeep, field, source rocks, TOC.