

ГЕОЛОГІЧНІ НАУКИ

УДК 553.94+622.278.(477.8)

DOI: 10.15587/2313-8416.2014.27968

НАФТОГАЗОГЕНЕРАЦІЙНИЙ ПОТЕНЦІАЛ РІЗНОВІКОВИХ КОМПЛЕКСІВ ПОРІД ЗАКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ НА ОСНОВІ КІЛЬКОСТІ C_{org}

© А. А. Локтєв

В статті наведено еволюцію поглядів на генезис природних газів в надрах Закарпатського прогину. Окрім того окрема увага приділена визначенню потенційно нафтогазоматеринських комплексів гірських порід в межах прогину шляхом аналізу кернового матеріалу на наявність C_{org} а також на основі кількісного показника вказано нафтогазогенераційний потенціал як комплексів порід міоценового віку так і донеогенового фундаменту

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

Evolution of views on genesis of natural gases in the depths of Transcarpathian depression is given in the article. Besides another aspect that is mentioned is definition of potential source rocks of oil and gas within the depression by the analysis of the cores on TOC amount and oil and gas generation potential of Miocene thicknesses of sediments as well as preneogene basement

Keywords: gas, generation, migration, Transcarpathian depression, field, source rocks, Solotvynska depression

1. Вступ

У сучасному геотектонічному положенні Закарпатський прогин обмежений на північному сході зоною Пенінських скель і Мармороським кристалічним масивом, на південному сході Марамурським басейном, на південному заході він межує з Панонською западиною і на північному заході переходить у Словацьку западину [1] (рис. 1). В розрізі прогину чітко виділяються два структурно-тектонічні поверхи – верхній, складений

неогеновими моласами та нижній донеогеновий, представлений відкладами крейди, юри, тріасу та палеозою.

Тектонічна одиниця Закарпатського прогину відповідає Закарпатській газоносній області. В межах прогину відкрито п'ять родовищ горючого газу

На рис. 1 показано схему розміщення Закарпатського прогину в межах оточуючих структурних елементів (за L. Dolton)

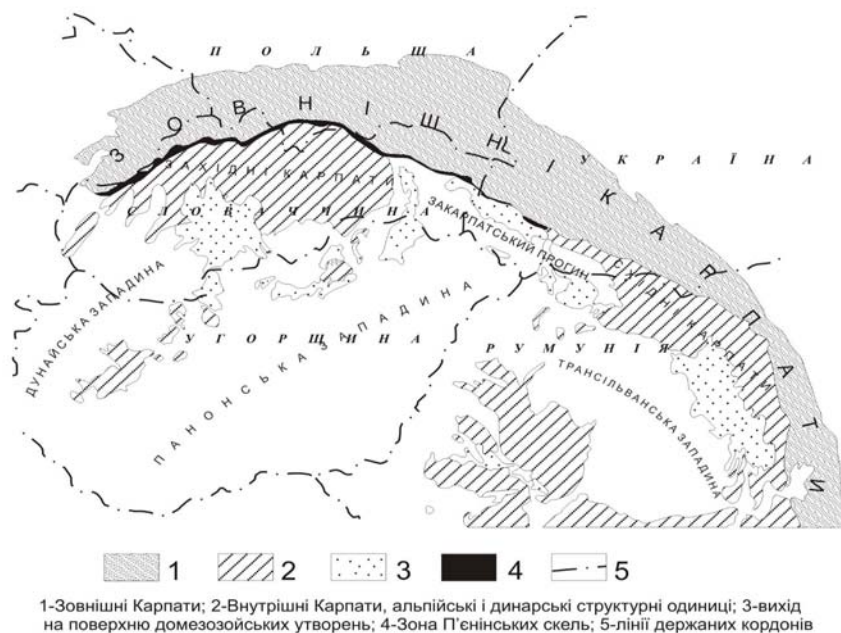


Рис. 1. Русько-Комарівське, Станівське та Королівське в межах Мукачівської западини та Солотвинське і Дібровське в межах Солотвинської западини. Також в межах Мукачівської западини відкрито Мартівське родовище двоокису вуглецю

2. Постановка проблеми

Протягом двох останніх декад в межах прогину проведено пошукові роботи, наслідком чого стало відкриття двох родовищ природного газу. Проте цілий ряд структур було виведено з буріння з від'ємними результатами. Коефіцієнт успішності залишається досить низьким. Це може вказувати як на непідтвердження проектних моделей структур так і на відсутність правильного розуміння процесів генерації та міграції природних газів в межах прогину. Не зважаючи на те, що більшість вітчизняних дослідників притримуються погляду міграції газу по глибинних тектонічних розломах в осадовий чохол Закарпатського прогину, проте досить важливо проаналізувати басейн на наявність сприятливих умов для генерації природних газів, та можливо, утворення нафти з органічної речовини, що розсіяна в товщі осадових порід прогину. Визначальною умовою для генерації скупчень вуглеводнів промислового значення – це наявність достатньо збагачених органічною речовиною товщ, які характеризуються кондиційними значеннями термальної зрілості.

3. 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 в складі природних газів в межах прогину значної частки діоксиду вуглецю, азоту, присутність інертних газів підштовхували переважну більшість дослідників до висновку, що газоносність території контролюється процесами глибинної дегазації, каналами міграції для якої слугують глибинні розломи. Так, в 1980 році опубліковано монографію [2], в якій Н. Г. Доленко навів аргументи на користь неорганічного синтезу нафти та газу і висловив погляд 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 піддались затуханню внаслідок чого вони в основному проводять газ з верхніх зон астеносфери. Зони газонакопичення в межах Закарпатського прогину Н. Г. Доленко пов'язав з Ужгородським, Середнянським, Залужським, Іршавським, Теремлянським, Солотвинським та Чопським блоками Солотвинської і Чоп-Мукачівської западин.

В праці від 2003 р [3] колективом авторів наведено нову схему тектонічного районування Українських Карпат, значна увага приділена глибинним тектонічним розломам що облягають та пересікають Закарпатський прогин, а також вказано, що глибинні розломи служать каналами припливу глибинних вуглеводнів та контролюють їхнє площове розташування.

В 2008 Місюрою Я. Б. [4] висловлено тезу про те, що для ефективнішої розвідки слід звернути увагу на вулканізм, як на можливе джерело вуглеводнів, так як по контактах інтрузій з вмішуваними породами також можливий підток вуглеводнів з мантії та формування покладу. Також автор вказує, що «... не можна забувати і про можливість органічного походження вуглеводнів, процес утворення яких проходить у водоймах, багатих органікою...»

В статті від 2008 р. [5] авторами показано, що до зон глибинних розломів та особливо зон їх перетинів у межах Закарпатського прогину, Складчастих Карпат та Передкарпатського прогину приурочено багато відомих родовищ нафти та газу. В цій же праці вказано, що Солотвинське газове родовище знаходиться на перетині Солотвинсько-Надвірнянсько-Дубненського та Закарпатського глибинних розломів, Королівське газове родовище та поклад газу на Каменській площі знаходяться в зоні знаходження Хустсько-Стрийсько-Локачинського глибинного розлому, а до зони поперечного Ужгородсько-Перемишльського глибинного розлому приурочене Русько-Комарівське газове родовище. Також в статті високо оцінена перспективність структур, що знаходяться в межах зон знаходження та перетинів глибинних розломів.

4. Визначення масової частки $C_{орг}$ у взірцях

В лабораторних умовах в інституті геології і геохімії горючих копалин на момент написання цієї статті було проаналізовано 22 взірця кернавого матеріалу відібраного з глибоких свердловин як Солотвинської, так і Чоп-Мукачівської западин. Серед світ міоцену, якими представлені проаналізовані взірці, то це відклади тересвинської, солотвинської, новоселицької та терешульської світ. Також в лабораторних умовах на наявність $C_{орг}$ було досліджено взірці, відібрані з товщі донеогенового складчастого фундаменту, відносний вік яких олігоцен, крейда, та нерозчленовані відклади тріас-юри.

Результати лабораторного опрацювання кам'яного матеріалу наведено в табл. 1. Розподіл на групи щодо залежності нафтогазогенераційного потенціалу від частки $C_{орг}$ в породі наведено в табл. 2.

Результати досліджень вказують на наявність як порід з низьким нафтогазогенераційним потенціалом, що переважно приурочені до відкладів міоценового віку, так і порід з хорошим та навіть дуже хорошим нафтогазогенераційним потенціалом щодо вмісту $C_{орг}$, які в переважаючій більшості відносяться до відкладів донеогенового складчастого фундаменту. Проте трапляються і винятки: так терешульські пісковики відібрані з свердловини №4-Грушівська характеризуються задовільним нафтогазогенераційним потенціалом. Також серед відкладів донеогенового фундаменту зустрічаються взірці з низьким потенціалом

Таблиця 1

Вміст Сорґ в різновікових комплексах порід Закарпатського прогину

Назва площі	№ свердловини	Інтервал відбору керна, м	Вміст Сорґ в породі (%)	Відносний вік порід	Літологія
Солотвинська западина					
Солотвинська	21	1290–1296	0,43	N ₁ trs	алевроліт
		1656–1662	–	N ₁ sl	туфіт
	22	2003	0,4	N ₁ tč	піск-к вапн.
		2151	2,743	P ₃	пісковик
		2155	0,57	P ₃	арґ-т вапн.
	23	1566	–	N ₁ nv	туфіт
		2153	0,19	P ₃	арґліт
		2198	0,7	P ₃	піск-к вапн.
		2396	1,54	P ₃	піск-к
	28	2351–2353	0,7	P ₃	арґліт піск.
2447–2450		0,49	P ₃	арґліт піск.	
Буштинська	1	403–411	0,27	N ₁ sl	арґліт
		995	–	інтрузія	габродіорити
		1251	–	інтрузія	габродіорити
		1900	1,8	K	пісковик
	5	750	0,15	N ₁ sl	алевроліт
Грушівська	4	3016	0,61	N ₁ tč	пісковик
Мукачівська западина					
Бородісько-Новосільська	1	1550	0,15	N ₁ tč	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

Таблиця 2

Залежність нафтогазогенераційного потенціалу материнських порід від вмісту С_{орг} [6]

Нафтогазогенераційний потенціал	Частка Сорґ в породі, (%)
низький	0,0–0,5
задовільний	0,5–1
хороший	1–2
дуже хороший	>2

5. Апробація результатів досліджень

Після того, як буде в повній мірі оцінено нафтогазогенераційний потенціал на основі Сорґ та термальної зрілості порід можна буде приймати рішення щодо доцільності та подальших напрямків проведення подальшого параметричного та пошукового буріння в межах прогину, переглянути результати проведених робіт в попередній період в світлі нових даних, а також виробити стратегію подальшого всебічного геологічного вивчення закарпатського прогину в цілому.

6. Висновки

В статті розглянуто можливість генерації природних газів та нафти з позиції органічної теорії походження вуглеводнів на основі кількісного показника С_{орг} у взірцях гірських порід відібраних з глибоких свердловин, що пробурені в межах Закарпатського прогину. На даному етапі досліджень проаналізовано 22 взірця, проте після того, як буде проаналізовано понад 50 взірців з різних свердловин

та вікових комплексів порід Закарпатського прогину будуть отримані дані, на основі яких можна буде об'єктивніше оцінити нафтогазогенераційний потенціал осадових різновікових комплексів порід в межах цілого прогину щодо С_{орг}. Остаточо ж розмірковувати про можливість біогенного утворення природних газів можна буде після того, як буде оцінено термальну зрілість порід, якими вивчений Закарпатський прогин.

Література

1. Колодій, В. В. Карпатська нафтогазоносна провінція [Текст] / В. В. Колодій, Г. Ю. Бойко, Л. Е. Бойчевська та ін. – Національна Академія наук України; Інститут геології і геохімії горючих копалин; Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України». ДП «Науково-Дослідний інститут нафтогазової промисловості». Львів-Київ, 2004. – 390 с.
2. Доленко, Г. Н. Глубинное строение, развитие и нефтегазоносность Украинских Карпат [Текст] / Г. Н. Доленко, Л. Т. Бойчевская, Л. Г. Данилович и др. – Киев: Наук. Думка, 1980. – 148 с.
3. Бойко, Г. Ю. Глибинна геологічна будова Карпатського регіону [Текст] / Г. Ю. Бойко, П. Ю. Лозиняк, Х. Б. Заяць, та ін. // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2003. – № 2. – С. 12–22.
4. Місюра, Я. Б. До питання нафтогазоносності Закарпатського неогенового прогину [Текст] / Я. Б. Місюра // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2008. – № 1. – С. 13–14.
5. Крупський, Ю. Виділення перспективних територій для пошуку родовищ зі значними запасами вуглеводнів у Західному нафтогазоносному регіоні [Текст] / Ю. Крупський, О. Крупська // Геологія і геохімія

горючих копалин. – 2008. – № 1. – С. 5–10.

6. Dembicki, H. Three common source rock evaluation errors made by geologist during prospect or play appraisals [Text] / H. Dembicki // AAPG Bulletin. – 2009. – Vol. 93, Issue 3. – P. 341–356. doi: 10.1306/10230808076

References

1. Kolodiy, V. V., Boiko, G. Yu., Boichevska, L. E. et al. (2004). Carpathian oil and gas bearing province. National academy of sciences of Ukraine; Institute of geology and geochemistry of combustible minerals; National Joint Stock Company «Naftogaz of Ukraine». JV «Scientific-research institute of oil and gas industry». Lviv-Kyiv, 390.

2. Dolenko, G. N., Boichevskaya, L. T., Danylovych, L. G. et al. (1980). Deep structure, evolution and oil and gas bearing of Ukrainian Carpathians. Kiev : Nauk. Dumka, 148.

3. Boiko, G. Yu., Lozinyak, P. Yu., Zayats, H. B., Anikeyev, S. G., Petrashkevych, M. J. (2003). Depth geologic structure of Carpathian region // Geology and geochemistry of combustible minerals, 2, 12–22.

4. Misiura, Y. B. (2008). To the question of oil and gas bearing of Transcarpathian Neogene depression collected volume of papers UkrDGRI, 1, 13–14.

5. Krupskyi, Yu., Krupskya, O. (2008). Outlining of perspective territories for exploration with significant reserves of hydrocarbons in the West Ukrainian oil and gas bearing region // Geology and geochemistry of combustible minerals, 1, 5–10.

6. Dembicki, H. (2009). Three common source rock evaluation errors made by geologist during prospect or play appraisals: AAPG Bulletin, 93 (3), 341–356. doi: 10.1306/10230808076

*Рекомендовано до публікації д-р геолого-мінералогічних наук Павлюк М. І.
Дата надходження рукопису 30.09.2014*

Локтєв Андрій Андрійович, аспірант, Відділ геології нафти і газу, Інститут геології і геохімії горючих копалин, вул. Наукова 2А, м. Львів, Україна, 82400
E-mail: shon327@hotmail.com