

## ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕТРОФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД ДОНЕОГЕНОВОЇ ОСНОВИ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

© І.М. Куровець, Г.Й. Притулка, А.І. Шира, Ю.Є. Шуфляк, 2009

*Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, Україна*

As a result of complex laboratory studies of core material it became possible to investigate petrophysical characteristics of rocks in the Pre-Neogene basement, their lithological-facial and structural-textural features and to establish the main geological factors determining their capacity-filtration properties. Methods of mathematical statistics were used to analyse petrophysical parameters of rock samples from the Mesozoic and Paleozoic deposits. The greatest range of the change in the porosity factor is characteristic of sandstones and aleurolites of the Cretaceous (0,1–28,8 %) and the Upper Jurassic (0,4–24,6 %), and the least one is characteristic of terrigenous rocks of the Paleozoic that underwent the greatest influence of katagenic processes. The intergranular porosity of carbonate rocks becomes changed within the limits of 0,1–17,3 %. A regular decrease in porosity and permeability of terrigenous rocks with depth is typical. For carbonate rocks the change in capacity-filtration parameters with depth is less noticeable.

Одним з перспективних напрямів пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ в Карпатській нафтогазонасній провінції є автотонні відклади Карпат, зокрема донеогенової основи Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. У північно-західній частині Зовнішньої зони відкрито і розвідано низку родовищ вуглеводнів, пов'язаних з верхньоюрськими і крейдяними відкладами, а саме: Коханівське, Судовишнянське, Орховицьке – нафтові; Летнянське – газоконденсатне; Рудківське, Меденицьке, Більче-Волицьке, Угерське, Малогорожанське, Грудівське і Верещицьке – газові. Припливи нафти з верхньоюрських вапняків отримані також на Вижомлянській, Тинівській, Никловицькій площах. У південно-східній частині зони під насувом Карпат відкрито Лопушнянське нафтове родовище з покладами у відкладах верхньої юри, крейди та палеогену. До перспективних нафтогазопошукових об'єктів відносять також палеозойські та рифейські відклади. Нафтогазові прояви з палеозойських відкладів зафіксовано під час буріння свердловин на площах Коханівка, Рудки, Мостиська, Чижевичі, Залужани, Держів, Богородчани, Давидени та ін. У керні кембрійських пісковиків спостерігаються примазки нафти, і під час випробувань цих пісковиків отримано незначний приплив нафти. Нафтогазопрояви у силурійських відкладах виявлені у процесі буріння свердловин на площах Держів, Слобідка Лісна, Давидени, Красноільськ. У св. 1 і 5 на Красноільській площі спостерігалось розгазування глинистого розчину. У розрізі відкладів кембрійського віку за даними газового каротажу в св. 1-Давидени виділено кілька зон з підвищеним вмістом вуглеводнів.

На теренах Польщі у кембрійських відкладах під глинистими породами міоцену відкрито Цетинське родовище природного газу, а в ордовик-силурійських відкладах – Ушковцевське родовище. У девонських відкладах відомі газові родовища: Лаховіце-Стришава, Залесе, Навіска [1, 2]. Наведені дані щодо нафтогазонасності давніх відкладів Передкарпаття та аналіз нафтогазонасності інших регіонів дає змогу вважати палеозойські і рифейські відклади Зовнішньої зони Передкарпатського прогину перспективними для пошуків промислових покладів нафти і газу.

Колекторні властивості порід рифейських і палеозойських відкладів Карпатської нафтогазонасної провінції вивчені епізодично через порівняно великі глибини залягання та відсутність виявлених промислових родовищ вуглеводнів і відібраного ядерного матеріалу. Недостатньо досліджені та систематизовані колекторні властивості мезозойських відкладів [3, 4]. У статті викладені результати вивчення колекторних властивостей порід мезозойського і палеозойського віку Зовнішньої зони Передкарпатського прогину та дослідження основних геологічних факторів, які визначають ємнісно-фільтраційні властивості порід.

Методика досліджень охоплює комплексні лабораторні вивчення ядерного матеріалу (визначали ємнісно-фільтраційні властивості порід, їх літолого-фаціальні та структурно-текстурні особливості). Крім того, були систематизовані матеріали і використані результати лабораторних досліджень, виконаних іншими авторами. Методами математичної статистики проаналізовано петрофізичні параметри понад 1000 зразків порід із мезозойських і палеозойських відкладів. Проаналізовано петрофізичні параметри окремо теригенних і

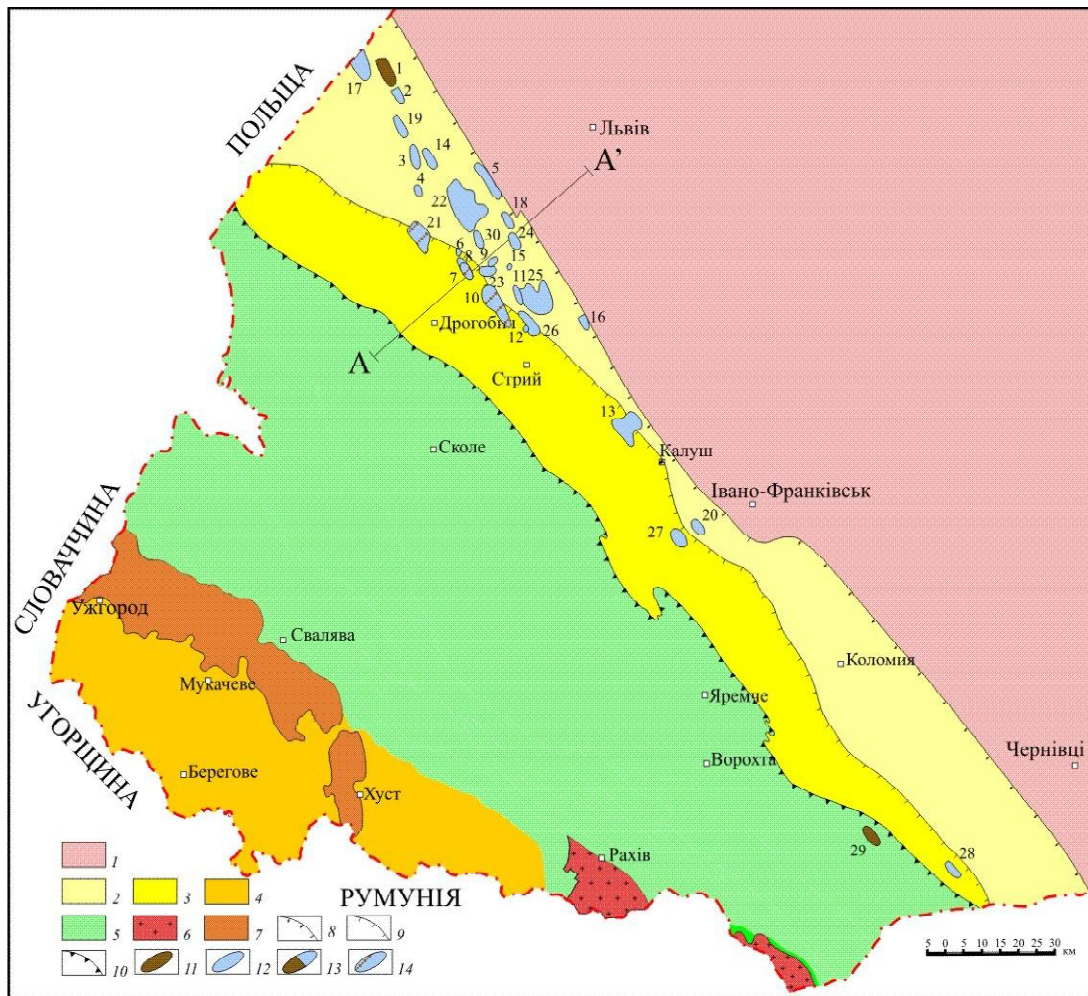


Рис. 1. Карта тектонічного районування Карпатського нафтогазоносного регіону (за [5]): 1 – платформа; 2 – Зовнішня зона Передкарпатського прогину; 3 – Внутрішня зона Передкарпатського прогину; 4 – Закарпатський прогин; 5 – Карпати; 6 – Мармароський масив; 7 – Вигорлат-Гутинське пасмо; 8 – північно-східна межа Зовнішньої зони Передкарпатського прогину; 9 – північно-східна межа Внутрішньої зони Передкарпатського прогину (Стебницький насув); 10 – Береговий насув Карпат; родовища: 11 – нафтові, 12 – газові, 13 – газонафтові, 14 – газоконденсатні. Родовища Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (цифри на карті): 1 – Коханівське, 2 – Вижомлянське, 3 – Никловицьке, 4 – Макунівське, 5 – Городоцьке, 6 – Сусолівське, 7 – Грушівське, 8 – Тинівське, 9 – Південнограбівське, 10 – Летнянське, 11 – Грудівське, 12 – Глинківське, 13 – Кадобнянське, 14 – Орховицьке, 15 – Гірське, 16 – Тейсарівське, 17 – Ретиченське, 18 – Турабівське, 19 – Вишнянське, 20 – Старобородчанське, 21 – Залужанське, 22 – Рудківське, 23 – Меденицьке, 24 – Малогорожанське, 25 – Більче-Волицьке, 26 – Угерське, 27 – Богородчанське, 28 – Красноільське, 29 – Лопушлянське, 30 – Верещицьке

карбонатних порід як для усієї сукупності зразків, так і для стратиграфічних підрозділів верхньої і нижньої крейди, верхньої юри, середньої та нижньої юри і палеозою.

**Основні результати досліджень.** На рис. 1 представлена карта тектонічного районування Карпатського нафтогазоносного регіону [5]. Для Зовнішньої зони характерні блокова будова, наявність багатопверхових структурних комплексів та занурення еродованої поверхні доміоценового фундаменту в бік Карпат у вигляді окремих уступів по системі поздовжніх тектонічних розломів (рис. 2). У межах Зовнішньої зони донеогенова основа складена верхньопротерозойськими, палеозойськими та мезозойськими відкладами (рис. 3). До верхньопротерозойських утворень належать відклади рифею.

Рифейські відклади поширені у північно-західній частині Зовнішньої зони (Крукеницькій

западині), де залягають безпосередньо під міоценовими утвореннями, і розкриті свердловинами на площах Чижки, Посада, Шегиня, Хідновичі, Мостиська, Борятин, Соколя, Княгиничі, Пиняни, Залужани, Твірж та ін. Межею їх поширення на північному сході є Краковецький розлом, а в південно-західному напрямку породи занурюються під Самбірський покрив і далі під Бориславсько-Покутський складки та скибовий покрив Карпат. Загальна потужність рифейських відкладів за даними сейсмозв'язки сягає кількох кілометрів. Максимально розкрита потужність становить 199 м (св. 3-Твірж, інтервал 3646–3845 м). Літологічно вони представлені сірими, сіро-зеленими і червоно-коричневими сланцями та філітами з прошарками кварцитоподібних пісковиків, алевролітів та крем'янистих аргілітів. Порооди рифею зім'яті і тріщинуваті. Кути падіння пластів зміню-

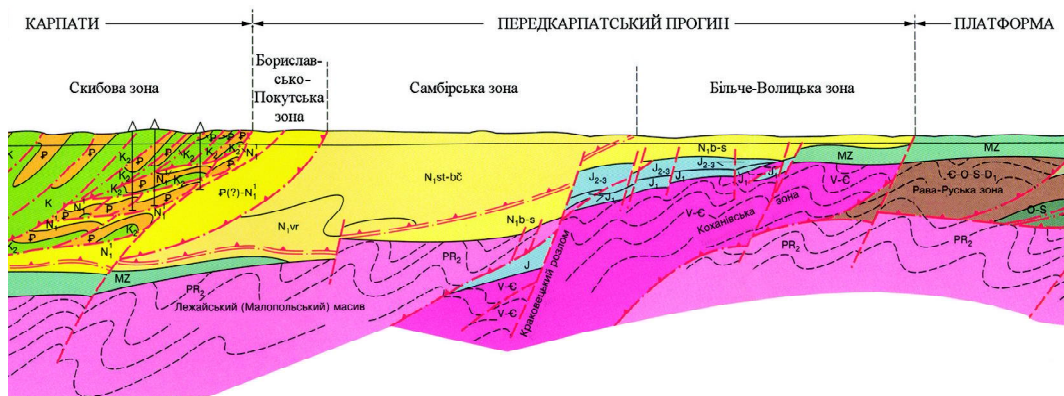


Рис. 2. Геологічний розріз уздовж лінії А–А' на рис. 1 (за [5])

Ера	Система	Відділ	Ярус	Світа	Літологічна колонка	Товщина, м	Петрографічна характеристика порід	Петрофізичні параметри			
								$K_p, \%$	$K_{np}, 10^3 \text{ мкм}^2$	$\rho, \text{ Ом}\cdot\text{м}$	$V, \text{ м/с}$
Мезозой	Крейдяна	Верхній	Маастрихт			0–100	Пісковики, алевроліти, аргіліти, мергелі, піщані вапняки	0,01–28,8	До 940	5–300	3500–6250
			Сантон			0–450					
			Коньяк			0–53					
			Турон			0–123					
	Юрська	Верхній	Сеноман		Ставчанська	0–60	1*	0,8–21,5	До 178	5–100	3500–4250
			Титон – кімеридж	Пижнівська		150–500	Вапняки, доломіти з прошарками мергелів, аргілітів і пісковиків	0,1–28,8	До 100	20–300	4100–6250
			Окефорд	Рава-руська		150–400					
			Келовей	Рудківська	Яворівська	0–60					
0–50			2*	2,2–28,4	До 90	10–15					
Середній	Нижній	Байос–бат	Коханівська		0–250	3*	1,9–24,8	До 190	5–20	3800–4500	
		Лейас	Меденицька		До 500	Пісковики і аргіліти з прошарками вугілля	1,0–17,0	До 0,5	5–22	3700–5000	
Палеозой	Девонська	Нижній		Дніпровська		0–800	Перешарування пісковиків, алевролітів і аргілітів	1,7–4,7	<0,1	60–100	4800–5400
	Силурійська	Верхній	Лудлов			0–1400	Аргіліти, рідше алевроліти, пісковики і вапняки	0,9–2,5	<0,1	50–150	4000–5800
	Кембрійська					0–1500	Перешарування пісковиків, алевролітів і аргілітів	0,2–7,0	<0,1	60–350	4400–5500
Протерозой	Рифейська					>2000	Сланці і філіти з прошарками пісковиків, алевролітів і аргілітів	0,04–11,0	До 1,0	35–90	>4200

Рис. 3. Зведений геолого-петрофізичний розріз донеогенової основи Зовнішньої зони Передкарпатського прогину: 1\* – вапняки і вапнисті аргіліти з прошарками мергелів і пісковиків; 2\* – вапняки, пісковики, алевроліти, гравеліти, конгломерати; 3\* – аргіліти, алевроліти і пісковики

ються від  $80^\circ$  до  $90^\circ$ . За результатами лабораторних досліджень кернавого матеріалу породи низькопористі: пористість пісковиків і алевролітів змінюється від 0,4 до 8,0 %, а проникність не перевищує  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. На площі Хідновичі і Пиняни пористість пісковиків становить 3,6–6,9 %, проникність менше  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. У св. 2-Княгиничі в інтервалі 3930–3933 м пористість пісковиків 4,1–8,0 %. Пористість аргілітів 0,3–2,33 %. У св. 1-Твірж пісковики, які залягають на глибинах 3610–3655 м, мають пористість 9,0–11,0 %, проникність до  $1,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Густина порід 2,42–2,7 г/см<sup>3</sup>. Рифейські пісковики і алевроліти належать до низькопористих складнобудованих тріщинно-порових колекторів, які за наявності сприятливих структурних форм можуть містити поклади вуглеводнів.

Аналогічні рифейські відклади розкриті численними свердловинами в Польщі на території між Свентокшиськими горами і Карпатами [6].

Палеозойський стратиграфічний поверх розвинутий по північно-східному краю Зовнішньої зони і складений кембрійськими, силурійськими і девонськими відкладами.

Кембрійські відклади поширені майже повсюдно вздовж Передкарпатського прогину смугою завширшки 20 км, за винятком Крукеницької западини. Вони розкриті свердловинами у районах населених пунктів Підлуби, Коханівка, Добряни, Вербіж, Малогорожанка, Держів, Рудки, Дашава, Давидени та ін. Найбільша потужність відкладів понад 1200 м розкрита св. 1-Держів. Потужність відкладів у св. 1-Давидени становить 805 м. Породини значно дислоковані, роздроблені густою сіткою тріщин із дзеркалами ковзання, кути падіння пластів змінюються від  $10^\circ$  до  $90^\circ$ . Ця піщано-глиниста товща складена пісковиками, алевролітами і аргілітами, що чергуються між собою. Співвідношення пісковиків, алевролітів і аргілітів у товщі змінюється як за простяганням Перед-

карпатського прогину, так і в напрямку від платформи до Карпат. У міру наближення до Карпат породи зазнали значних катагенетичних змін, що відобразилось у їхньому ущільненні, подрібненні розривними порушеннями і розвитку тріщинуватості. Крім тріщинуватих порід, що тяжіють до зон розломів, у кембрійських відкладах передбачається наявність тріщинно-порових колекторів. Вони розвинуті переважно в межах ерозійних і тектоно-ерозійних піднять, де породи тривалий час піддавалися процесам денудації, внаслідок чого в них утворювалися порожнечі різного типу. Саме в таких колекторах міститься газ у кембрійських відкладах на родовищі Цетиня в Польському Передкарпатті. Пористість піщано-алевритових порід змінюється від 0,2 до 7,0 %, проникність – переважно менша за  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а тріщинних порід –  $0,53 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. На багатьох родовищах і розвідувальних площах у процесі буріння і під час випробовування свердловин отримані припливи води або незначні нафтогазопрояви. У св. 409-Дашава з порід кембрію, які за лабораторними даними мають пористість 4,3–5,7 % і проникність  $0,01 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, отримані припливи води дебітом 40–60 м<sup>3</sup>/добу. У керні пісковиків у районі Коханівського нафтового родовища спостерігалися примазки нафти, а під час випробовування розрізу отримано незначний приплив нафти.

*Силурійські відклади*, що нагромаджувалися у глибоководному морському басейні, більш поширені і простягаються смугою вздовж Передкарпатського прогину. Вони розкриті свердловинами на площах Підлуби, Держів, Ставчани, Красноільськ та ін. Літологічно представлені теригенною товщею порід, складеною сірими, темно-сірими вапнистими аргілітами з нечисленними малопотужними (до 10 см) прошарками алевролітів, дрібнозернистих пісковиків, вапняків і мергелів. Кількість карбонатних прошарків дещо збільшується у нижній частині розрізу. Аргіліти міцні, щільні, сланцюваті. Породини перем'яті і дислоковані, спостерігаються дзеркала ковзання і тріщинуватість. Пористість пісковиків і алевролітів на Красноільській площі 0,9–2,5 %, проникність менша за  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. За літологічними і петрофізичними властивостями ця товща слабопроникна і може бути екраном для пластових флюїдів.

*Девонські відклади* представлені осадами нижнього відділу і поширені тільки на крайньому південному сході Зовнішньої зони, де виявлені багатьма свердловинами. У літологічному відношенні – це строкатобарвиста товща слюдистих невапнистих аргілітів, алевролітів і дрібнозернистих пісковиків. Пісковики кварцові, сірі, подекуди червоні дрібнозернисті, місцями крупнозернисті, часто окварцовані. Інколи серед них трапляються прошарки піщаних доломітів. По-

тужність прошарків пісковиків і алевролітів від кількох сантиметрів до кількох метрів. Пористість пісковиків на Красноільській площі 1,7–4,7 %, проникність менша за  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Найактуальнішими у нафтогазоносному відношенні є мезозойські відклади. Вони поширені майже на всій території Передкарпатського прогину, за винятком північно-західної частини, де безпосередньо під міоценовими відкладами залягають утворення палеозою і докембрію. Мезозойські утворення представлені породами усіх відділів юрської й крейдиної систем.

*Нижньоюрські відклади* поширені повсюдно, а тяжіють переважно до Краковецького розлому і розкриті на площах Північні Меденичі, Грушів, Кароліно, Бортятин, Чорнокунці та ін. Вони представлені базальною лагунно-континентальною товщею, складеною чергуванням сірих, середньо- і різнозернистих кварцових вапнистих пісковиків і алевролітів, глин і аргілітів з прошарками кам'яного вугілля. Відкрита пористість пісковиків і алевролітів змінюється від 1 до 17 %, проникність менша за  $0,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, густина 2,15–2,65 г/см<sup>3</sup>, карбонатність 1–32 %.

*Середньоюрські відклади* у північно-західній частині Зовнішньої зони представлені теригенними породами прибережно-морських фацій (коханівська світа), а у південно-східній частині – породами базальних континентальних фацій. В коханівській світі в нижній частині виділяють піщану товщу потужністю майже 70 м з поодинокими прошарками гравелітів і вапняків, у верхній частині – аргілітову товщу.

Пористість пісковиків і алевролітів змінюється в широкому діапазоні – від 1,9 до 24,8 %. Переважають колектори з відкритою пористістю 5,5–12,7 %. Проникність більшості зразків керна не перевищує  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Окремі зразки пісковиків мають проникність до  $190 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, що засвідчує наявність у розрізі високопористих і добре проникних пластів. Колекторами у відкладах середньої юри можуть бути порові та тріщинувато-порові піщано-алевритові породи. Підтвердженням тому є керн із св. 9-Коханівка (інтервал 1089–1100 м), представлений кварцитоподібним пісковиком, який розбитий сіткою мікротріщин, заповнених нафтою [7].

*Верхньоюрські відклади* поширені повсюдно, за винятком крайнього північного заходу, і складені лагунними і мілководними морськими утвореннями [8]. З карбонатними відкладами пов'язані промислові скупчення вуглеводнів на Коханівському, Орховицькому, Рудківському, Верещицькому, Летнянському і Лопушнянському родовищах. Встановлено [9, 7], що у розрізі верхньої юри трапляються колектори з міжзерновою, тріщинною і тріщинно-кавернозною пористістю. Тип колектору, його структурні, текстурні особ-

ливості та ємнісно-фільтраційні властивості тісно пов'язані з фаціальним генезисом.

Пористість вапняків змінюється від 0,1 до 30,2 % залежно від інтенсивності розвитку пустот, а проникність – від практично непроникних до  $100 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Ліпші колекторні властивості мають рифогенні вапняки, які залягають в ядрах рифу, і карбонатні породи, які розвинуті у зонах незгідностей [7]. Міжзернова пористість карбонатних порід низька і зазвичай не перевищує 5 %, а проникність менша за  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>3</sup>. Породи мають невисоку пористість і практично непроникні. Окремі підвищені значення пористості до 20–24 % зумовлені мікрокавернозністю доломітів. За даними вивчення кернового матеріалу і геофізичних досліджень у свердловинах і у розрізі верхньої юри виділяють три типи карбонатних колекторів [10]:

- низькопроникні вапняки з невисокою міжзерною пористістю; наявність мікротріщин, що зумовлюють їх проникність, дає змогу віднести їх до складнопобудованих низькопористих колекторів змішаного типу;
- високопористі вапняки органогенно-уламкового типу, які мають високу пористість (15–20 %) і високу проникність (до  $100 \cdot 10^{-3}$  мкм);
- вапняки псевдоолітової структури, які мають високу пористість і не завжди проникні; вони можуть бути колекторами за наявності флюїдопровідних тріщин.

Пористість пісковиків і алевролітів змінюється від 2,2 до 28,4 %, здебільшого становить 15–20 %, проникність піщаних порід сягає  $(80–90)10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Густина змінюється від 1,96 до 2,74 г/см<sup>3</sup>, найчастіше становить 2,3–2,4 г/см<sup>3</sup>. Характерною особливістю пісковиків і алевролітів є широкий розвиток у них карбонатного цементу (5–40 %), що зумовлює значне погіршення колекторних властивостей.

Крейдяні відклади у Зовнішній зоні представлені платформними фаціями і незгідно залягають на юрських відкладах, у північно-західній частині зони вони відсутні.

*Нижньокрейдяні відклади* розкриті найбільшою кількістю свердловин і найліпше вивчені на площах Більче-Волиця, Північні Меденичі, Дашава, Коханівка, Угерське, Підлуби. Вони складені сіро-зеленими вапнистими слабозцементованими пісковиками, глинистими алевролітами, глинистими та піщанистими вапняками і темно-сірими вапнистими аргілітами. На північному заході широко розвинуті органогенно-уламкові, органогенно-детритові і псевдоолітові вапняки. Породи нижньої крейди характеризуються значною неоднорідністю фізичних властивостей. Пористість пісковиків змінюється в межах 0,8–21,5 %, проникність –  $(0,01–178)10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Пористість вапнистих пісковиків, як правило, не перевищує 9,5 %, про-

никність менша за  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Густина піщано-алевритових порід змінюється від 2,17 до 2,71 г/см<sup>3</sup>. Міжзернова пористість вапняків низька і не перевищує 6 %. Колекторами нафти на Коханівському родовищі є тріщинуваті і кавернозні вапняки.

*Верхньокрейдяні відклади* залягають трансгресивно на нижньокрейдяних і незгідно перекриваються міоценовими. Найповніші розрізи розкриті свердловинами на площах Угерське, Більче-Волиця, Північні Меденичі, Летня, де їхня потужність становить 570–720 м. Верхньокрейдяний відділ представлений сеноманським і туронським ярусами та сенонським підвідділом.

Сеноманський ярус складений кварц-глауконітовими пісковиками жовтувато-сірого і сіро-зеленого кольору з включеннями гравію і гальки чорних кременів, які перекриті товщею сірих, жовтувато-сірих піщаних іноцерамових вапняків і мергелів. Пористість пісковиків 5–16 %. Туронський ярус є товщею білих і сірих, органогенних та пелітоморфних, щільних, тріщинуватих вапняків з прошарками мергелів, глин, дрібнозернистих пісковиків і алевролітів. Пористість вапняків не перевищує 5,5 %. Сенонські відклади складені пісковиками з прошарками алевролітів, вапнистими аргілітами, товщею мергелів і пелітоморфних вапняків, для них характерні різкі зміни літофацій. Часто на невеликій відстані пісковики заміщаються вапняками та аргілітами. Пористість пісковиків змінюється в діапазоні 0,1–28,8 %, проникність –  $(0,01–940)10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Густина порід 1,71–2,89 г/см<sup>3</sup>. Найвища пористість властива пісковикам з базальним типом цементації Угерського і Більче-Волицького родовищ. У північно-західному і південно-східному напрямках від цих родовищ колекторні властивості пісковиків погіршуються.

Міжзернова пористість вапняків і мергелів змінюється переважно від 0,01 до 10 %, а окремих зразків порід із зон незгідностей сягає 15,9 %. Більшість вапняків практично непроникні, і проникність тільки окремих зразків досягає  $34,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Основними геологічними чинниками, які визначають колекторні властивості теригенних порід та їх фізичні властивості, є мінеральний склад, форма, розмір уламкових зерен і пор, їхнє взаємне розміщення, ступінь катагенетичних перетворень і термодинамічні умови [3]. Пористість піщано-алевритових порід у мезозойських і палеозойських відкладах змінюється в межах 0,1–28,8 % із середнім значенням 10,1 %. Коефіцієнт варіації параметра  $K_n$  – 0,72. Найбільший діапазон зміни коефіцієнта відкритої пористості характерний для пісковиків та алевролітів крейди (0,1–28,8 %) і верхньої юри (0,4–24,6 %), що зумовлено значною літолого-фаціальною

неоднорідністю і різною структурою порового простору; а найменший – для теригенних порід палеозою (0,2–6,7%), які зазнали дії катагенетичних процесів найбільшою мірою. У загальній сукупності зразків мезозойських і палеозойських порід коефіцієнт проникності змінюється від  $0,01 \cdot 10^{-3}$  до  $940 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Середнє значення  $K_{пр}$  –  $1,901 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Параметр  $\lg K_{пр}$  характеризується найбільшим коефіцієнтом варіації ( $K_v = 4,80$ ) порівняно з іншими петрофізичними параметрами.

Петрофізичні властивості карбонатних колекторів більш мінливі, ніж теригенних, через значну різноманітність умов седиментації і чутливість до процесів літифікації, перекристалізації й вилуговування. В результаті розчинення і винесення мінералів глибинними флюїдами в карбонатних породах утворюються каверни і великі карстові пустоти. Найінтенсивніше розчинення мінералів відбувалося за наявності перерв в осадонагромадженні, коли породи виходили на земну поверхню, і циркуляції пластових вод. Унаслідок перекристалізації утворюється крупнокристалічний кальцит, при цьому змінюються об'єм і форма порового простору.

Пористість, заміряна на зразках невеликих розмірів, незначна і характеризує ємність матриці породи, тому що тріщини і каверни в них практично не потрапляють. Міжзернова пористість карбонатних порід змінюється в межах 0,1–17,3%, середнє значення 3,0%. Переважають зразки порід з пористістю 0,1–5%. Кое-

фіцієнт варіації параметра  $K_p$  – 0,87. Найбільший діапазон зміни міжзернової пористості (0,1–15,9%) спостерігається в карбонатних породах верхньої крейди із середнім значенням 5,2%. Пористість вапняків у верхньоюрських відкладах змінюється в межах 0,1–11,9% із середнім значенням 2,3%, у нижньокрейдяних відкладах – 0,1–7,4% із середнім значенням 3,8%. Переважна більшість зразків карбонатних порід практично непроникні. Коефіцієнт проникності менший за  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Однак поряд з непроникними зразками трапляються вапняки з проникністю до  $100 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Для геологічного розрізу Зовнішньої зони Передкарпатського прогину характерне зменшення пористості і проникності піщано-глинистих порід з глибиною їх залягання. Коефіцієнти кореляції параметрів  $K_p$ ,  $\lg K_{пр}$  з глибиною дорівнюють –0,61, –0,50 відповідно (рис. 4). Найбільші зміни ємнісно-фільтраційних параметрів з глибиною залягання спостерігаються в мезозойських відкладах, які занурені на невеликі глибини і не зазнали суттєвих катагенетичних змін. У розрізах палеозойських порід градієнти зміни петрофізичних параметрів з глибиною зменшуються. Палеозойські відклади перебувають на стадії глибинного катагенезу. Вони значно ущільнені і зазнали суттєвих структурних змін унаслідок перекристалізації пелітоморфного карбонатного і кремнеземного цементу та винесення його за межі пласта, регенерації кварцу й утворення конформних та інкорпораційних квар-

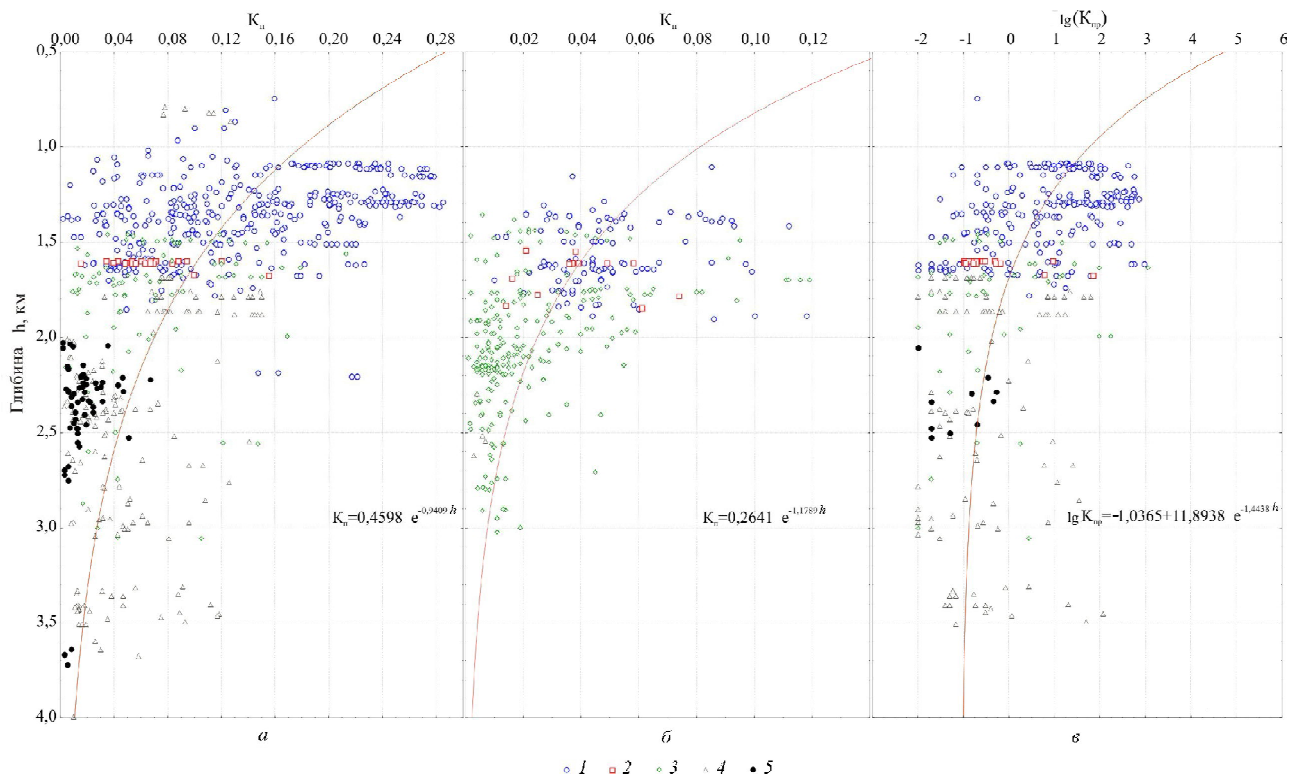


Рис. 4. Залежність коефіцієнта пористості теригенних (а) і карбонатних (б) порід та коефіцієнта проникності теригенних порід (в) Зовнішньої зони Передкарпатського прогину від глибини залягання. *Породи:* 1 – верхньої крейди, 2 – нижньої крейди, 3 – верхньої юри, 4 – середньої і нижньої юри, 5 – палеозою

цитоподібних структур [11]. У результаті цього зміни петрофізичних параметрів з глибиною практично непомітні.

У карбонатних породах зміна петрофізичних параметрів з глибиною менш помітна. Так, коефіцієнт кореляції між параметрами  $K_p$  і  $\lg h$  становить 0,56 і прямої залежності зниження проникності з глибиною не спостерігається. Коефіцієнт кореляції параметра  $K_{пр}$  з  $\lg h$  дорівнює  $-0,21$ .

Результати виконаних досліджень підтверджують, що у донеогеновій основі Зовнішньої зони Передкарпатського прогину розвинуті породи-колектори, які можуть містити поклади вуглеводнів. У мезозойських відкладах колекторами є теригенні породи з міжзерною пористістю і тріщинно-кавернозні карбонатні породи фацій рифового комплексу. Найбільші поклади вуглеводнів відомі у рифових фаціях, що поширені у смугі максимально піднятих блоків. За наявності сприятливих структурних умов скупчення вуглеводнів можна очікувати також у передрифових і зарифових відкладах. У палеозойських і рифейських відкладах розвинуті теригенні колектори тріщинуватого і тріщинувато-порового типу. Їхнє поширення в геологічному розрізі контролюється розломно-блоковою тектонікою регіону.

#### Висновки.

1. У мезозойських відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину колекторами є теригенні породи з міжзерною пористістю і порово-тріщинно-кавернозні карбонатні породи фацій рифового комплексу, а у палеозойських і рифейських відкладах – теригенні породи тріщинувато-порового типу.
2. Пористість піщано-алевритових порід донеогенової основи змінюється в межах 0,1–28,8 %. Найбільшою пористістю характеризуються піщані породи крейди (0,1–28,8 %) і верхньої юри (0,4–24,6 %), а найменшою (0,2–6,7 %) – пісковики та алевроліти палеозою і рифею. Відкрита пористість пісковиків і алевролітів нижньої юри змінюється від 1 до 17 %, середньої юри – від 1,9 до 24,8 %.
3. Проникність зразків мезозойських і палеозойських теригенних порід змінюється від  $0,01 \cdot 10^{-3}$  до  $940 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Найбільшу проникність мають пісковики нижньої юри. Проникність пісковиків рифею і палеозою не перевищує  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.
4. Міжзернова пористість карбонатних порід змінюється у межах 0,1–17,3 %. Переважають зразки порід з пористістю 0,1–5 %. Здебільшого зразки практично непроникні ( $K_{пр} < 0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Поряд з непроникними трапляються рифові вапняки, проникність яких сягає  $100 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.
5. Для донеогенових відкладів характерне зменшення пористості й проникності піщано-глинистих порід з глибиною їх залягання. Коефіцієнти кореляції пористості і проникності з глибиною дорівнюють  $-0,61$  і  $-0,50$  відповідно. Коефіцієнт кореляції пористості карбонатних порід з глибиною становить  $-0,56$ . Помітного зниження проникності з глибиною не спостерігається.

1. *Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce* / P. Karnkowski. – Т. 1. Niz Polski. – Kraków, 1993. – 214 p.
2. *Karnkowski P., Ozimkowski W. Ewolucja strukturalna podłoża miocénskiego basenu przedkarpackiego (obszar pomiędzy Krakowem a Przemysem)* // Prz. Geol. – 2001. – № 5. – Р. 431–436.
3. *Куровець І.М., Прутулка Г.Й.* Оцінка впливу геологічних факторів на петрофізичні властивості теригенних колекторів // Геологія і геохімія горюч. копалин. – 2001. – № 4. – С. 81–91.
4. *Карпатська нафтогазоносна провінція.* – Львів; Київ: Укр. видавн. центр, 2004. – 390 с.
5. *Атлас родовищ нафти і газу України: У 6 т.* / Гол. ред. М.М. Іванюта – Львів: Центр Європи, 1998. – Т. 4. – 327 с.
6. *Pożaryski Wt., Kolanski Z. Rozwój tektoniczny bajkalski oraz kaledońsko-waryscyjski przedpola wschodnioeuropejskiej platformy w Polsce* // Kwartalnik geologiczny. – Warszawa, 1979. – Т. 23. – Р. 7–19.
7. *Закономірності нафтогазоносності Передкарпатського і Закарпатського прогинів* / Г.Н. Доленко, Б.І. Ярош, В.І. Хоменко, Б.М. Улізло. – К.: Наук. думка, 1969. – 204 с.
8. *Карпенчук Ю.Р., Жабіна Н.М, Анікеева О.В.* Особливості будови і перспективи нафтогазоносності верхньоярських рифогенних комплексів Більче-Волицької (Зовнішньої) зони Передкарпатського прогину // Геологія і геохімія горюч. копалин. – 2006. – № 2. – С. 44–52.
9. *Ізотова Т.С., Пуш А.О., Бондаренко О.В. та ін.* Характеристики колекторів рифогенного комплексу верхньої юри північно-західної частини Передкарпатського прогину та перспективи нафтогазоносності // Перспективи нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів осадових басейнів України. – Івано-Франківськ: Факси, 2005. – С. 95–99.
10. *Куровець І., Прутулка Г., Шири А., Шуфляк Ю.* Колекторські властивості юрських відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину // Тези доп. Міжнар. наук. конф. “Геофізичні технології прогнозування та моніторингу геологічного середовища”, Львів, 6–10 жовт. 2008 р. – Львів, 2008. – С. 106–108.
11. *Литология и породы-коллекторы на больших глубинах в нефтегазоносных провинциях Украины* / Д.В. Гуржий, М. П. Габинет, А. Е. Киселев и др. – Киев: Наук. думка, 1983. – 184 с.

Надійшла до редакції 23.02.2009 р.

*І.М. Куровець, Г.Й. Притулка, А.І. Шира, Ю.Є. Шуфляк*

#### **ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕТРОФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД ДОНЕОГЕНОВОЇ ОСНОВИ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ**

У результаті комплексних лабораторних досліджень ядерного матеріалу вивчено петрофізичні властивості порід донеогенового фундаменту, їхні літолого-фаціальні та структурно-текстурні особливості, встановлено основні геологічні фактори, які визначають їх ємнісно-фільтраційні властивості. Методами математичної статистики проаналізовано петрофізичні параметри зразків мезозойських і палеозойських відкладів. Найбільший діапазон зміни коефіцієнта пористості властивий пісковицям і алевролітам крейди (0,1–28,8 %) та верхньої юри (0,4–24,6 %), а найменший – теригенним породам палеозою, які найбільшою мірою зазнали дії катагенетичних процесів. Міжгранулярна пористість карбонатних порід змінюється в межах 0,1–17,3 %. Характерне закономірне зменшення пористості і проникності теригенних порід з глибиною. Для карбонатних порід зміна ємнісно-фільтраційних параметрів з глибиною менш помітна.

*И.М. Куровец, Г.И. Притулка, А.И. Шира, Ю.Е. Шуфляк*

#### **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД ДОНЕОГЕНОВОЙ ОСНОВЫ ВНЕШНЕЙ ЗОНЫ ПРЕДКАРПАТСКОГО ПРОГИБА**

В результате комплексных лабораторных исследований ядерного материала изучены петрофизические свойства пород донеогенового фундамента, их литолого-фациальные и структурно-текстурные особенности, установлены главные геологические факторы, которые определяют их емкостно-фильтрационные свойства. Методами математической статистики проанализированы петрофизические параметры образцов пород мезозойских и палеозойских отложений. Максимальный диапазон изменения коэффициента пористости присущ песчаникам и алевролитам мела (0,1–28,8 %) и верхней юры (0,4–24,6 %), а минимальный – теригенным породам палеозоя, которые в большей степени подверглись действию катагенетических процессов. Межгранулярная пористость карбонатных пород изменяется в диапазоне 0,1–17,3 %. Характерно закономерное уменьшение пористости и проницаемости терригенных пород с глубиной. Для карбонатных пород изменение емкостно-фильтрационных параметров с глубиной менее заметно.