

**Ігор КУРОВЕЦЬ, Ігор ГРИЦИК, Олександр ПРИХОДЬКО,  
Павло ЧЕПУСЕНКО, Зоряна КУЧЕР, Степан МИХАЛЬЧУК,  
Світлана МЕЛЬНИЧУК, Юлія ЛИСАК, Людмила ПЕТЕЛЬКО**

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, Україна,  
e-mail: i.kurovets@gmail.com

### **ПЕТРОФІЗИЧНІ МОДЕЛІ ВІДКЛАДІВ МЕНІЛІТОВОЇ СВІТИ ОЛІГОЦЕНОВОГО ФЛІШУ КАРПАТ І ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ**

Вивчено петрофізичні і колекторські властивості порід-колекторів низькопористих, низькопроникних відкладів менілітової світи олігоценового флішу Карпат та Передкарпатського прогину, їхні взаємозв'язки і взаємообумовленості за нормальних і умов, які моделювали пластів, та побудовано їхні типові геолого-геофізичні розрізи.

Створення адекватних петрофізичних моделей колекторів базувалося на системному підході, за якого породи колекторів розглядали як систему, сформовану в геологічному часі, складену зі взаємозв'язаних і взаємообумовлених елементів. Петрофізичні дослідження порід-колекторів як системи полягають у вивченні властивостей їхніх елементів, характеру взаємозв'язків між ними з урахуванням умов їхнього залягання.

На основі статистичної обробки й аналізу результатів лабораторного дослідження керна матеріалу побудовано параметричні петрофізичні моделі типу «керна-керна» – статистичні залежності між коефіцієнтом пористості, проникності, водонасиченості, питомою вагою, параметром пористості, інтервальним часом проходження акустичних хвиль і параметром нафтонасиченості для атмосферних умов та ефективних тисків, наближених до пластів. Методом головних компонент факторного аналізу вивчено вплив геологічних чинників на геофізичні параметри порід-колекторів у теригенних розрізах та інформативність геофізичних методів при виділенні продуктивних пластів у геологічному розрізі. На покази геофізичних методів у свердловинах найбільшою мірою впливає нафтогазонасиченість колекторів, їхній мінералогічний склад та пористість порід-колекторів, дещо менше – глибина їхнього залягання і товщина пластів. Продуктивні і водоносні пласти найбільше різняться за величиною електричного опору.

Досліджено вплив літогеодинамічних факторів на колекторські і фізичні властивості порід-колекторів. Основними геологічними чинниками, які визначають колекторські параметри теригенних порід та їхні фізичні властивості, є мінеральний склад, форма, розмір уламкових зерен і пор та їхнє взаємне розміщення, тип флюїдонасичення, ступінь катагенетичних перетворень і термодинамічний стан.

*Ключові слова:* Карпати, Передкарпатський прогин, менілітова світа, петрофізичні моделі, низькопористі, низькопроникні відклади.

**Вступ.** Надра України мають значний потенціал нетрадиційних покладів вуглеводнів (сланцеві газ та нафта, газ ущільнених колекторів, метан вугільних родовищ, газогідрати, імпакті структури) (Куровець та ін., 2014). Залягають вони в усьому діапазоні досягнутих свердловинами глибин – як поодинокими пластами товщиною від частки метра до декількох десятків метрів, так і масивними утвореннями піщано-глинистих порід з прошарками аргілітів, карбонатів тощо. Лабораторні і промислові (геофізичні, гідродинамічні) методи вивчення ємнісно-фільтраційних властивостей переважно слабо адаптовані до низькопористих низькопроникних колекторів, зокрема у визначенні структури флюїдонасичення, що відбивається на достовірності оцінки фізичних параметрів, а відтак і об'єктивності виділення в розрізі свердловин перспективних пластів. Недостатньо опрацьовані також питання фільтрації флюїдів через низькопористі тіла, вплив технологічних чинників і поверхневої активності на проникність порід-колекторів, обґрунтування кондиційних значень їхніх параметрів та прогнозування продуктивності пластів. Складність вивчення петрофізичних властивостей порід, які містять вуглеводні, у таких покладах зумовлена специфічними особливостями будови порового простору та скелета з переважанням глинистої складової (до 50 %), сланцюватою (шаруватою) текстурою, збагаченою розсіяною органічною речовиною (РОР – від 1 до 25 %). Вуглеводні тут знаходяться в сорбованому стані в мікропорах, а у вільному стані – у тріщинній пористості (Naumko et al., 2017). Для наукового обґрунтування діагностики нетрадиційних покладів вуглеводнів важливе значення має розробка фізико-геологічних моделей різних за мінеральним складом і структурою порового простору порід-колекторів з урахуванням пластових термобаричних параметрів, а саме складнонапруженого стану.

**Об'єкт досліджень.** Відклади менілітової світи олігоценового флішу Карпат і Передкарпатського прогину є однією з основних чорносланцевих товщ Західного регіону України (Іванюта, 1998; Крупський, 2001; Крупський та ін., 2014). Вони є класичною нафтогазогенерувальною товщею досліджуваного регіону та за даними геохімічних досліджень вважаються головною нафтогазоматеринською товщею Карпат і, без сумніву, є важливим об'єктом дослідження з точки зору оцінки можливості формування покладів сланцевої нафти і газу. Відклади менілітової світи широко розвинуті в межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та зовнішньої частини Скибової зони. Тут вони досягають найбільшої товщини і найвищого вмісту  $C_{орг}$ , і саме тут зосереджені основні поклади вуглеводнів Карпатської нафтогазоносною провінції. Вміст  $C_{орг}$  у чорних аргілітах менілітової світи здебільшого знаходиться в межах від 4 до 8 %, досягаючи в окремих місцях понад 20 %.

**Мета досліджень** – розробка петрофізичних моделей низькопористих низькопроникних колекторів як одного з геофізичних критеріїв діагностики нетрадиційних покладів вуглеводнів на основі дослідження впливу термобаричних умов на формування ємнісно-фільтраційних властивостей гірських порід, вивчення структури порового простору колекторів вуглеводнів, встановлення взаємозв'язків між ємнісно-фільтраційними, фізико-механічними і термобаричними параметрами.

Ідея дослідження полягала в системному комплексному аналізі геолого-петрофізичної інформації про гірську породу як систему, сформовану в

геологічному часі за певних геотермобаричних умов, складену взаємопов'язаними та взаємообумовленими елементами.

Ефективність вирішення задачі залежала від достовірності встановлених петрофізичних моделей виявлення порід-колекторів та їхньої нафтогазонасиченості, які є параметричною основою для інтерпретації геофізичної інформації. Порооди-колектори мають різноманітний склад і складну структуру порового простору. Більшість типів колекторів характеризуються невизначеністю зв'язків між колекторськими та геофізичними параметрами. Використання на практиці узагальнених петрофізичних моделей, які неадекватно описують фізичні властивості колекторів, призводить до значних ускладнень у визначенні їхніх колекторських властивостей та оцінці характеру флюїдонасиченості.

**Методи досліджень.** Застосовано сучасні методики досліджень кернавого матеріалу, математичні методи обробки та аналізу геолого-геофізичної інформації. Набутий досвід (Куровець та ін., 2006, 2017; Artym et al., 2019; Kurovets et al., 2018) свідчить про те, що успішне вирішення поставленої задачі можливе лише при системному підході і комплексному вивченні геологічних об'єктів, які включають літолого-петрографічні і петрофізичні лабораторні дослідження кернавого матеріалу, обробку та інтерпретацію даних геофізичних досліджень у свердловинах, статистичний і математичний аналіз результатів, петрофізичне та геофізичне моделювання.

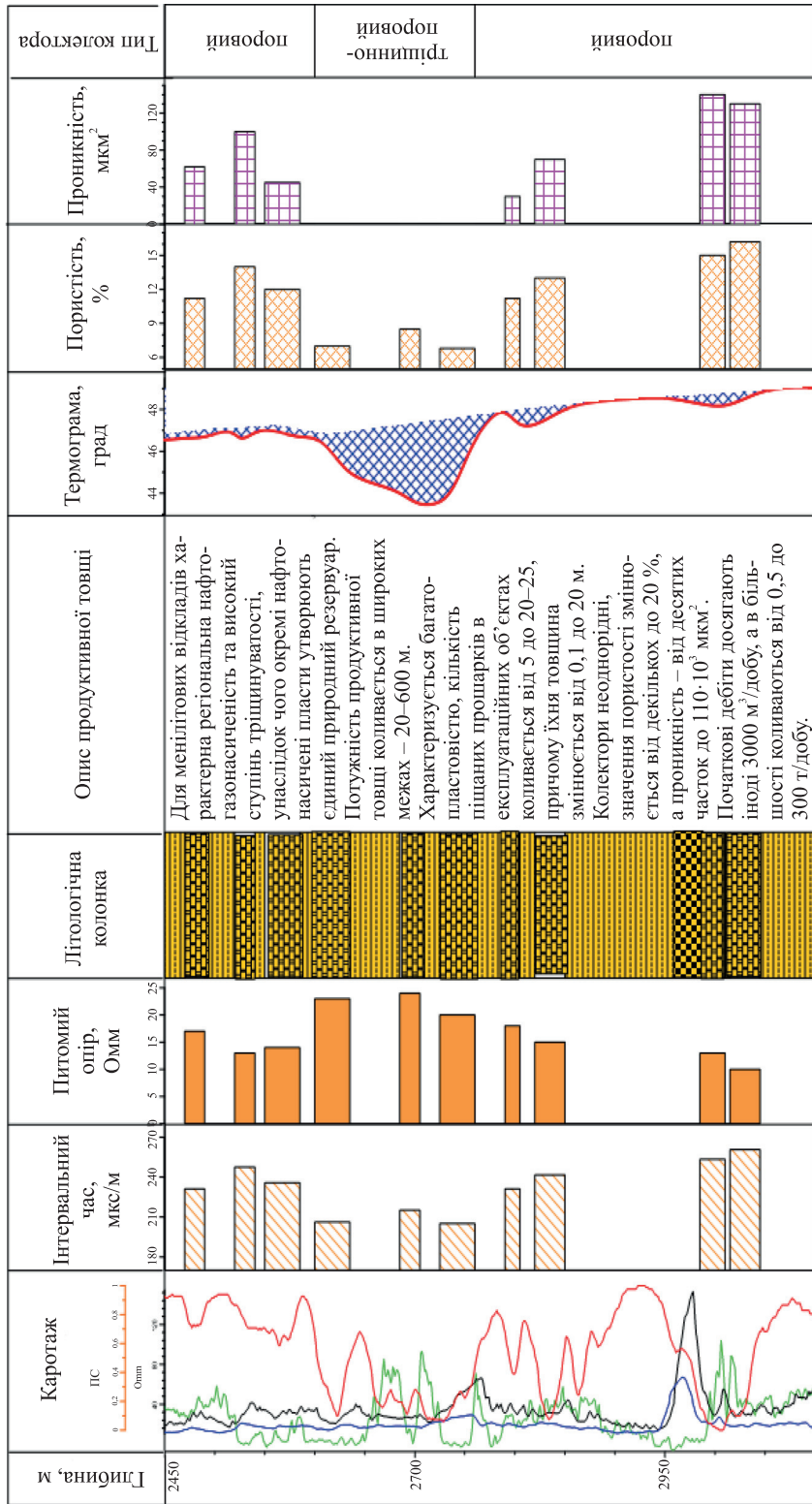
**Результати досліджень та їхнє обговорення.** У менілітових відкладах Внутрішньої зони простежуються три світи: нижньо-, середньо-, верхньоменілітова і їхня максимальна товщина сягає 1500 м (табл. 1, рисунок). Зміна їхньої потужності контролюється поперечними депресіями та підняттями. Пісковики найбільш поширені в складі нижньоменілітових відкладів, де у вигляді малопотужних шарів чергуються з аргілітами і сланцями. У зонах зростання потужності їх називають «клівськими пісковиками». Характерною особливістю пісковиків є їхня сланцюватість. Вони складені зернами, розміри яких змінюються від 0,01 до 0,5 мм, при цьому переважають дрібнозернисті, що часто переходять в алеволіти з розміром зерен приблизно 0,05 мм. Зерна зазвичай кутасті, рідше напівокруглені та округлені. Певної закономірності в розподілі піщаної різновидності в менілітових відкладах не спостерігається. Потужності характеризуються значною мінливістю на площі, і піщане тіло відкладів відрізняється значною диференціацією навіть у межах окремої структури.

Результати статистичної обробки зібраних даних свідчать, що рівняння регресії між петрофізичними параметрами, отриманими за умов, близьких до пластових, характеризуються вищими коефіцієнтами кореляції і меншими величинами середньоквадратичних похибок, найбільш інформативні та достовірні петрофізичні моделі, наведені в табл. 2.

Аналіз результатів досліджень керна показує, що величина пружної зміни петрофізичних параметрів порід при збільшенні глибини залягання залежить насамперед від їхньої пористості і ступеня консолідації. Коефіцієнт пористості колекторів з найбільшою достовірністю оцінюємо за комплексом геофізичних параметрів – електричний опір, інтервальний час поздовжніх хвиль та їхнє затухання.

Т а б л и ц я 1. Геолого-петрофізична характеристика відкладів олігоцену Внутрішньої зони Передкарпатського прогину

Відділ	Світа	Літологічна характеристика	Потужність відкладів	Тип колектора	Пористість, %	Проникність, мкм <sup>2</sup> · 10 <sup>-3</sup>
Олігоцен	Полянська	Основна частина світи представлена ясно- та жовтувато-сірими вапнистими аргілітами, які чергуються з проверстками пісковиків та алевролітів, потужністю від кількох сантиметрів до 5–6 м	400–800 м	Тріщинно-кавернозний, поровий	1,2–11,6	0–5
-//-	Верхньо-менлітова	У підшві залягає товща представлена ритмічним чергуванням проверстків аргілітів з щільними алевролітами та пісковиками. Вище залягає туфітовий горизонт з тонким чергуванням туфів, аргілітів, пісковиків та алевролітів	200–875 м	Тріщинно-поровий, поровий	5,3–12,8	0,5–28
-//-	Середньо-менлітова	Представлена горизонтом зеленувато-сірих сланців, горизонтом чорних пісковиків та піщано-сланцевим горизонтом	120–200 м	Поровий, тріщинно-поровий	6–12	1–230
-//-	Нижньо-менлітова	В основі залягає шешорський горизонт, представлений коричнювато-чорними, чорними і сірими аргілітами, сірими пісковиками й алевролітами та мергелями. Над шешорським горизонтом залягає нижньороговиковий горизонт, а вище – товща темно-сірих невапнистих аргілітів з проверстками, щільно зцементованими пісковиками й алевролітами. У деяких місцях потужність пісковиків збільшується і їх можна об'єднати в окремі горизонти – клівські пісковики та піщано-сланцевий	160–300 м	Поровий, тріщинно-поровий	5,8–26,4	0,1–208



пісковики 
 аргіліто-алевролітові шари 
 роговики

Типовий геолого-петрофізичний розріз продуктивної товщі менлітових відкладів

Т а б л и ц я 2. Петрофізичні моделі порід-колекторів за результатами досліджень керна

Модель	Статистичні параметри моделі		
	Кількість точок	Коефіцієнт кореляції	Відхилення
$K_n^{пл} = 0,938 \cdot K_n^a - 0,389$	82	0,92	0,45
$K_n^a = 1,026 \cdot K_{пл} + 0,434$	82	0,92	0,251
$K_{пр}^a = 0,0112 \cdot e^{0,429 K_{пл}}$	70	0,78	1,08
$K_{пр}^{пл} = 0,0031 \cdot e^{0,51 K_{пл}}$	41	0,65	1,34
$\delta = 2,68 - 0,0298 \cdot K_n^a$	82	0,96	0,009
$\delta = 3,1148 - 0,00257 \cdot \Delta T^a$	82	0,83	0,012
$\Delta T^a = 178,3 + 9,93 \cdot K_n^a$	82	0,84	10,2
$\Delta T^{пл} = 175,5 + 6,41 \cdot K_n^{пл}$	82	0,88	9,6
$P_n^a = 0,98 \cdot K_n^a^{-1,98}$	82	0,91	1,029
$P_n^{пл} = 1,02 \cdot K_n^{пл}^{-1,87}$	82	0,89	1,025
$P_n^a = 1,01 \cdot K_B^{-1,72}$	33	0,94	0,16
$K_{пр}^a = 0,0201 \cdot (\lambda / K_n^a)^{-3,02}$	29	0,79	0,31
$\lg K_{пр}^{пл} = -1,0025 \lg K_{пр}^a - 1,3556$	41	0,80	0,11

Детальний аналіз геофізичних матеріалів і побудова інтерпретаційних залежностей для оцінки пористості порід менілітових відкладів Передкарпатського прогину за даними ГДС проведені на низці родовищ, розміщених у різних структурних ярусах (Луквинське, Рудавецьке, Росільнянське, Косівське та ін.).

На Луквинському і Рудавецькому родовищах, які розміщені в другому ярусі складок центральної частини Бориславсько-Покутської зони, досліджено 88 водоносних і продуктивних пластів верхньо- і нижньоменілітових відкладів, залеглих на глибинах 760–1660 м. Потужність пластів змінюється в межах 1,6–19,6 м, пористість за керном – 7,4–9,3 %, газопроникність –  $(0,1–43,5) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , карбонатність – 0–20 %.

Геофізичні параметри досліджуваних пластів змінюються в межах:  $\Delta T$  – 210–265 мкс/м;  $\alpha_{пс}$  – 0,36–1;  $\Delta I_{\gamma}$  – 0–0,42;  $\Delta I_{\nu}$  – 1,12–2,6;  $\rho_n$  – 2,5–158 Ом. На цій вибірці пластів визначені статистичні характеристики пористості і геофізичних параметрів, вивчені взаємозв'язки між коефіцієнтом пористості і геофізичними параметрами та отримані інтерпретаційні статистичні рівняння, оцінена інформативність геофізичних методів у прогнозуванні пористості колекторів. Статистичні рівняння наведені в табл. 3.

Коефіцієнт пористості найтісніше корелюється з інтервальним часом проходження поздовжніх хвиль. Коефіцієнт кореляції  $K_n$  з  $\Delta T$  рівний 0,88. Зв'язок пористості з іншими геофізичними параметрами виражений слабо. Значимий зв'язок коефіцієнта пористості спостерігається з відносною амплітудою ПС і параметрами, які характеризують електричний опір промитої фільтратом бурового розчину присвердловинної зони. На покази зонда А0.4М0.1N

Т а б л и ц я 3. Статистичні залежності між колекторськими і геофізичними параметрами для піщано-алевритових порід менілітової світи

Моделі	$r$	$S_y$
Нафтогазонасичені породи		
$K_n = 0,165\Delta T - 26,843$	0,86	1,39
$K_n = 7,21 - 0,15\Delta T + \Delta T^2$	0,89	1,25
$K_n = 0,905 \ln H + 0,166\Delta T - 33,43$	0,89	1,25
$K_n = 0,155\Delta T - 0,41\rho_k^{1,0}/\rho_k^{0,4} - 23,42$	0,86	1,37
$K_n = 0,162\Delta T - 3,72\Delta J\gamma - 25,67$	0,87	1,33
$K_n = 0,153\Delta T + 3,29\alpha_{\text{ПС}} - 26,29$	0,89	1,25
$K_n = 0,880 \ln H + 0,163\Delta T - 0,109 \ln \rho^{\text{МБК}}/\rho_\phi - 32,22$	0,86	1,39
$K_n = 0,381 \ln H + 0,162\Delta T - 3,64\Delta J\gamma - 28,48$	0,87	1,34
$K_n = 0,341 \ln H + 0,153\Delta T + 3,29\alpha_{\text{П}} - 26,60$	0,89	1,25
$K_n = -0,279 \ln \rho_k^{0,4}/\rho_\phi + 3,29\alpha_{\text{ПС}} + 0,155\Delta T - 27,66$	0,89	1,24
$K_n = -0,017 \ln \rho_k^{1,0}/\rho_\phi + 3,28\alpha_{\text{ПС}} + 0,152\Delta T - 26,15$	0,89	1,24
$K_n = 1,31\alpha_{\text{ПС}} + 0,149\Delta T - 0,161\rho_k^{1,0}/\rho_k^{0,4} - 24,96$	0,90	1,22
$\ln K_{\text{пр}} = 0,90K_n - 8,77$	0,85	0,98
$\ln K_{\text{пр}} = 0,85K_n - 0,793 \ln H - 2,016$	0,87	0,95
$\ln K_n = -0,667 \ln H + 12,21\alpha_{\text{ПС}} + 0,015\Delta T - 0,487 \ln \rho_k^{1,0}/\rho_\phi - 26,15$	0,83	1,24
$\ln K_{\text{пр}} = -0,827 \ln H + 12,20\alpha_{\text{ПС}} + 0,0003\Delta T - 1,014 \ln \rho^{\text{МБК}}/\rho_\phi + 3,606$	0,85	0,98
Водонасичені породи		
$K_n = 9,24\alpha_{\text{ПС}} - 1,041 \ln \rho_n/\rho_b + 9,83$	0,85	1,42
$K_n = 1,96 \ln H + 9,45\alpha_{\text{ПС}} - 1,03 \ln \rho_n/\rho_b + 2,51$	0,91	1,20
$K_n = 1,73 \ln H + 12,17\alpha_{\text{ПС}} - 1,48 \ln \rho^{\text{МБК}}/\rho_\phi + 21,35$	0,92	1,18
$K_n = 4,13 \ln H + 15,03\alpha_{\text{ПС}} + 0,047\Delta T - 0,10 \ln \rho_n/\rho_b - 43,24$	0,95	1,12
$\ln K_{\text{пр}} = 5,94 \ln H + 13,65\alpha_{\text{ПС}} + 0,024\Delta T - 60,63$	0,95	0,89

значно впливають параметри свердловини (діаметр стовбура, електричний опір бурового розчину). Оскільки вибірка містить як водонасичені, так і продуктивні пласти, зв'язок  $K_n$  з питомим опором, зареєстрованим зондами ІК, БК і БКЗ, слабкий.

Природна радіоактивність порід менілітових відкладів залежить від кількості та дисперсності глинистого матеріалу і вмісту органічної речовини, які генетично слабо пов'язані з пористістю колекторів (Поливецв & Булмасов, 1984).

На Росільнянській структурі, яка розташована в третьому структурному ярусі, кореляційні зв'язки та залежності між колекторськими та геофізичними параметрами вивчали на водоносних пластах, складених масивними і товстошаруватими пісковиками та алевролітами нижньоменілітових і манявських відкладів, залеглих на глибинах 2300–2800 м. Пористість піщано-алевритових порід змінюється в межах 5–16,7 %, а проникність – від  $0,01 \cdot 10^{-15}$  до  $300 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Пористість пластів найтісніше корелюється з відносною амплітудою  $\alpha_{\text{ПС}}$  та інтервальним часом  $\Delta T$ . Коефіцієнт кореляції між коефіцієнтом пористості  $K_{\text{п}}$  і  $\alpha_{\text{ПС}}$  рівний 0,87, а між параметрами  $K_{\text{п}}$  і  $\Delta T$  – 0,82. Спостерігається досить тісний зв'язок між пористістю й електричним опором пластів, визначеними за показами методів БКЗ ( $r = -0,71$ ), ІК ( $r = -0,69$ ) і БК ( $r = -0,66$ ). Слабко виражений зв'язок  $K_{\text{п}}$  з величинами  $\ln \rho_{\text{мбк}}/\rho_{\text{ф}}$  ( $r = -0,48$ ),  $\ln \rho_{\text{к}}^{1.0}/\rho_{\text{ф}}$  ( $r = -0,4$ ),  $\Delta I_{\text{п}}$  ( $r = 0,46$ ) і  $\Delta I_{\gamma}$  ( $r = -0,53$ ).

Проникність найтісніше корелюється з коефіцієнтом пористості ( $r = 0,92$ ). Із геофізичних параметрів коефіцієнт проникності найтісніше корелюється з параметрами  $\alpha_{\text{ПС}}$  ( $r = -0,88$ ) і  $\Delta T$  ( $r = 0,81$ ).

У багатомірних рівняннях регресії найбільший внесок роблять параметри  $\alpha_{\text{ПС}}$  (40–74 %),  $\Delta T$  (24–41 %). Частка геофізичних параметрів, які характеризують електричний опір пластів, невисока (3–8 %). За процентним вкладом в оцінку коефіцієнта пористості геофізичні параметри розміщуються в інформативний ряд:

$$\alpha_{\text{ПС}} \rightarrow \Delta T \rightarrow \rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}} (\rho_{\text{ік}}/\rho_{\text{в}}, \rho_{\text{бк}}/\rho_{\text{в}}) \rightarrow \rho_{\text{мбк}}/\rho_{\text{ф}} (\rho_{\text{к}}^{1.0}/\rho_{\text{ф}}) \rightarrow \Delta I_{\text{п}} \rightarrow \Delta I_{\gamma}.$$

Коефіцієнт пористості водоносних пластів нижньоменілітової підсвіти олігоцену і манявської світи еоцену найбільш раціонально визначати за даними методів МБК і ПС:

$$K_{\text{п}} = -1,73 \cdot \ln H + 12,17 \cdot \alpha_{\text{ПС}} - 1,48 \ln \rho_{\text{мбк}}/\rho_{\text{ф}} + 21,3 \quad r = 0,92 \quad S = 1,34.$$

Для оцінки проникності за промислово-геофізичними даними найбільш вагомими є відносна амплітуда  $\alpha_{\text{ПС}}$  (до 78 %), інтервальний час (до 26 %) і параметри  $\ln \rho_{\text{к}}^{1.0}/\rho_{\text{ф}}$  та  $\rho_{\text{мбк}}/\rho_{\text{ф}}$  (10–12 %). Найраціональнішим рівнянням для прогнозу оцінки проникності пластів є:

$$\ln K_{\text{пр}} = 5,944 \cdot \ln H + 13,65 \cdot \alpha_{\text{ПС}} + 0,024 \cdot \Delta T - 60,626 \quad r = 0,96 \quad S = 1,05.$$

Попередня вибірка доповнена нафтогазоносними пластами менілітових відкладів Росільнянської та Делятинської площ і досліджена методами математичної статистики.

На Делятинській площі менілітові відклади залягають на глибинах більш ніж 4000 м та перебувають на стадії глибинного катагенезу. Міжгранулярна пористість пісковиків і алевролітів знижується і не перевищує 10 %. Це підтверджує високий коефіцієнт кореляції між параметрами  $K_{\text{п}}$  і  $\ln H$  ( $r = -0,69$ ). З ущільненням порід відповідно зменшується інтервальний час проходження поздовжніх хвиль і підвищується вторинне гамма-випромінювання. Коефіцієнт кореляції між параметрами  $K_{\text{п}}$  і  $\Delta T$  рівний –0,64.

Ємнісно-фільтраційні параметри найтісніше корелюються з відносною амплітудою ПС та інтервальним часом. Коефіцієнт кореляції між параметрами  $K_{\text{п}}$  і  $\alpha_{\text{ПС}}$  рівний 0,72, а між  $K_{\text{п}}$  і  $\Delta T$  – 0,66. Такий самий зв'язок виявлений і між параметрами  $\ln K_{\text{пр}}$  і  $\alpha_{\text{ПС}}$  ( $r = 0,74$ ) та  $\ln K_{\text{пр}}$  і  $\Delta T$  ( $r = 0,65$ ). Існує значимий зв'язок коефіцієнтів пористості і проникності з параметрами  $\rho_{\text{к}}^{1.0}/\rho_{\text{ф}}$  і  $\rho_{\text{мбк}}/\rho_{\text{ф}}$ . Частка параметра  $\alpha_{\text{ПС}}$  в оцінці пористості за комплексом геофізичних даних становить 62–68 %, параметра  $\Delta T$  – 23–26 %, глибини  $\ln H$  – до 10 %. У даній вибірці зростає інформативність методу НГК, чутливого до насичувального флюїду. Інформативний ряд геофізичних параметрів при оцінці пористості такий:

$$\alpha_{\text{ПС}} \rightarrow \Delta T \rightarrow \Delta I_{\text{п}} \rightarrow \ln H \rightarrow \ln \rho_{\text{к}}^{1.0}/\rho_{\text{ф}} (\ln \rho_{\text{мбк}}/\rho_{\text{ф}}) \rightarrow \Delta I_{\gamma}.$$



Оптимальними рівняннями для оцінки пористості є:

$$K_n = 1,870 \cdot \ln H + 15,47 \cdot \alpha_{ПС} + 0,047 \cdot \Delta T - 25,97 \quad r = 0,95 \quad S = 1,28.$$

$$K_n = 0,241 \cdot \ln H - 15,06 \cdot \alpha_{ПС} + 0,055 \cdot \Delta T + 0,948 \cdot \Delta I_n - 17,32 \quad r = 0,96 \quad S = 1,25.$$

Коефіцієнт проникності колекторів можна оцінити за рівнянням:

$$\ln K_{пр} = 0,825 \cdot \ln H + 11,21 \cdot \alpha_{ПС} + 0,0003 \cdot \Delta T + 1,014 \cdot \ln \rho_{мбк} / \rho_{ф} + 3,606 \quad r = 0,96 \quad S = 1,19.$$

Аналіз багатомірних зв'язків показує, що величина розрахованого коефіцієнта пористості зростає зі збільшенням параметрів  $\Delta T$ ,  $\alpha_{ПС}$ ,  $H$  і зменшенням відносного опору  $\rho_{мбк} / \rho_{ф}$  та  $\Delta I_n$ . Збільшення пористості з ростом глибини за багатомірними рівняннями регресії вказує на те, що за однакових значень  $\Delta T$  вищу пористість мають теригенні колектори, які залягають на більших глибинах. Наведені статистичні моделі мають фізичний зміст і відповідають теоретичним уявленням про зв'язки пористості з геофізичними параметрами.

Точність оцінки коефіцієнта пористості  $K_n$  за статистичними геофізичними моделями залежить від кількості аргументів у рівняннях та їхньої інформативності. Більш помітне зменшення похибок оцінки  $K_n$  характерне при трьох- і чотирьохмірних зв'язках. При подальшому збільшенні кількості аргументів у рівняннях зменшення статистичної похибки зв'язку незначне, приблизно на 0,1–0,2 %. Оскільки геофізичні параметри визначаються зі значними похибками, то використовувати залежності, які включають більше чотирьох параметрів, практично недоцільно.

Для досліджуваних теригенних колекторів отримано декілька залежностей, що містять різні геофізичні параметри, які дають близькі за точністю результати оцінки пористості. При використанні інтерпретаційних залежностей перевага надається тій, яка має інформативніші параметри в конкретних геологічних умовах дослідження розрізів у свердловинах.

Колекторські властивості колекторів менілітової світи доцільно визначати за комплексом геофізичних даних, які включають потенціали ПС, інтервальний час за АК і електричний опір, зареєстрований малими зондами БКЗ або МБК.

**Висновки.** У Західному нафтогазоносному регіоні вивчені відклади менілітової світи олігоцену Українських Карпат. Застосовано комплекс аналітичних методів, які дозволили вивчити основні параметри, що характеризують породи з точки зору можливості генерації, акумуляції газових вуглеводнів, а також петрофізичні властивості порід з точки зору можливого ефективного видобутку газу із застосуванням гідророзриву.

Вивчення петрофізичних властивостей порід, зокрема їхні фільтраційно-емнісні параметри, вміст розсіяного кремнезему та ін., показало придатність товщ менілітової світи олігоцену Українських Карпат для застосування сучасних методів стимуляції пласта, зокрема гідророзриву, для можливого видобутку сланцевого газу.

Дослідження менілітових чорних сланців показали достатньо високий вміст органічного вуглецю для того, щоб назвати ці породи перспективними для пошуків нетрадиційних вуглеводнів. Однак ступінь постседиментаційної перетвореності керогену часто є недостатнім для генерації сланцевого газу, але приклад відомого Струтинського газонафтового родовища в Передкарпатському прогині, на якому із окремого покладу отримано приплив газу

з менілітової світи з інтервалу 2209–2400 м дебітом 10000 м<sup>3</sup>/добу, показує перспективність цих відкладів для пошуків сланцевого газу.

Отже, у Західному нафтогазоносному регіоні наявні всі передумови для збільшення запасів і видобутку вуглеводнів із чорносланцевих порід, т. зв. «сланцевого» газу та «сланцевої» нафти. Наявність газу в щільних колекторах дає можливість збільшити запаси і видобуток вуглеводнів у цьому регіоні.

Відтак для розвитку геологорозвідувальних робіт за розглянутими напрямками рекомендується насамперед буріння параметричних свердловин із суцільним відбором керна в перспективних інтервалах порід, з подальшими детальними лабораторними дослідженнями, проведення у свердловинах повного комплексу ГДС, а саме спеціальних методів ГДС у випадку досліджень інтервалів можливого «сланцевого» газу і «сланцевої» нафти.

- Іванюта, М. М. (Ред.). (1998). *Атлас родовищ нафти і газу України (Т. 4)*. Львів: Центр Європи.
- Крупський, Ю. З. (2001). *Геодинамічні формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України*. Київ: УкрДГРІ.
- Крупський, Ю. З., Куровець, І. М., Сеньковський, Ю. М., Михайлов, В. А., Чепіль, П. М., Дригант, Д. М., Шлапінський, В. Є., Колтун, Ю. В., Чепіль, В. П., Куровець, С. С., & Бодлак, В. П. (2014). *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України: Кн. 2. Західний нафтогазоносний регіон*. Київ: Ніка-Центр.
- Куровець, І. М., Михайлов, В. А., Зейкан, О. Ю., Крупський, Ю. З., Гладун, В. В., Чепіль, П. М., Гулій, В. М., Куровець, С. С., Касянчук, С. В., Грицик, І. І., & Наумко, І. М. (2014). *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України: Кн. 1. Нетрадиційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми*. Київ: Ніка-Центр.
- Куровець, І., Притулка, Г., Шеремета, О., Зубко, О., Осадчий, В., Грицик, І., Приходько, О., Кос'яненко, Г., Чепусенко, П., Шири, А., Кучер, З., & Олійник, К. (2006). Петрофізичні моделі складнобудованих колекторів вуглеводнів. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3–4, 119–139.
- Куровець, І., Приходько, О., Грицик, І., & Чепіль, П. (2017). Теоретико-експериментальні засади діагностики нетрадиційних покладів вуглеводнів за петрофізичними критеріями. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 1–2(170–171), 82–84.
- Поливцев, А. В., & Булмасов, В. А. (1984). Радиогеохимическая характеристика осадочных пород Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. В *Геофизические исследования нефтегазоносных провинций Украины* (с. 131–139). Киев: Наукова думка.
- Artym, I. V., Kurovets, S. S., Zderka, T. V., Yarema, A. V., & Kurovets, I. M. (2019). Development of the rocks fracturing model on the Carpathian region example. In *18<sup>th</sup> International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects (Kyiv, May 2019)* (pp. 1–5). European Association of Geoscientists & Engineers. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902064>
- Kurovets, S. S., Artym, I. V., & Kurovets, I. M. (2018). Researching the fracturing of the reservoir rocks. *Journal of Hydrocarbon Power Engineering*, 5(1), 1–6.
- Naumko, I. M., Kurovets, I. M., Zubyk, M. I., Batsevych, N. V., Sakhno, B. E., & Chepusenko, P. S. (2017). Hydrocarbon compounds and plausible mechanism of gas generation in “shale” gas prospective Silurian deposits of Lviv Paleozoic depression. *Geodynamics*, 1(22), 26–41. <https://doi.org/10.23939/jgd2017.01.036>

Стаття надійшла:  
10.08.2021 р.

**Ihor KUROVETS, Ihor HRYTSYK, Oleksandr PRYKHODKO,  
Pavlo CHEPUSENKO, Zoryana KUCHER, Stepan MYKHALCHUK,  
Svitlana MELNYCHUK, Yulia LYSAK, Lyudmyla PETELKO**

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals  
of National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv, Ukraine,  
e-mail: i.kurovets@gmail.com

**PETROPHYSICAL MODELS OF DEPOSITS  
OF THE MENILITE SUITE OF THE OLIGOCENE FLYSH  
OF THE CARPATHIANS AND THE PRECARPATHIAN DEEP**

Petrophysical and collecting properties of the reservoir rocks of low-porous, low-permeable deposits of the Menilite suite of the Oligocene flysh of the Carpathians and the Precarpathian deep were studied as well as their interconnections and interactions under normal conditions and in conditions that simulated the formation conditions, and their typical geological-geophysical cross-sections were constructed.

Creation of identical petrophysical models of reservoir rocks was based on the system integrated approach with which the reservoir rock is considered as a system formed in the geological time and consists of interconnected and interacted elements. Petrophysical investigation of the reservoir rocks as the system includes the studies of the characteristics of their elements, the character of interconnections between them taking the conditions of their occurrence into consideration.

On the basis of statistical processing and analysis of the results of laboratory studies of core material, the parametric petrophysical models of “core-core”-type were constructed: statistical dependences between porosity factor, permeability factor, water-saturation, specific weight, parameter of porosity, interval time for arriving acoustic waves and parameter of oil-saturation for atmospheric conditions and effective pressures being comparable to formational ones. Using the method of basic components of factor analysis it was possible to study the influence of geological factors upon geophysical parameters of the reservoir rocks in terrigenous sections and the informative value of geophysical methods while singling-out producing seams in the geological section.

Oil- and gas-saturation of the reservoir rocks, their mineralogical composition and porosity of the reservoir rocks have the most influence on the indications of geophysical methods in the boreholes, somewhat lesser: a depth of their occurrence and the thickness of the seams. Producing and water-bearing beds differ in the value of electrical resistance most of all.

The influence of lithogeodynamic factors upon the collecting and physical properties of the reservoir rocks was studied. The main geological factors that determine collecting parameters of terrigenous rocks and their physical properties are the following: a mineral composition, a shape, a size of fragmental grains and pores and their mutual position, a type of fluid-saturation, a rate of catagenetic transformations and a thermodynamic state.

*Keywords:* Precarpathian deep, Menilite suite, petrophysical models, low-porous, low-permeable deposits.