

**Наталія РАДКОВЕЦЬ, Костянтин ГРИГОРЧУК, Юрій КОЛТУН,  
Володимир ГНІДЕЦЬ, Ігор ПОПП, Марта МОРОЗ, Юлія ГАЄВСЬКА,  
Галина ГАВРИШКІВ, Оксана КОХАН, Оксана ЧЕРЕМИССЬКА,  
Петро МОРОЗ, Леся КОШІЛЬ, Ліна БАЛАНДЮК,  
Михайло ШАПОВАЛОВ, Анастасія РЕВЕР**

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів,  
e-mail: radkov\_n@ukr.net

### **ДИНАМІКА ЛІТОГЕНЕЗУ ОСАДОВИХ ТОВЩ ФАНЕРОЗОЮ КАРПАТО-ЧОРНОМОРСЬКОГО РЕГІОНУ В АСПЕКТІ ЇХНЬОЇ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ**

Метою роботи було вивчення середовищ і процесів давнього осадонагромадження в епі- та мезопелагічних басейнах, особливості їхньої трансформації в басейни породоутворення, розвиток останніх упродовж фанерозою та з'ясування основних аспектів генерації вуглеводнів та умов формування нафтогазоносних товщ у межах Карпато-Чорноморського регіону.

Встановлено, що в осадових басейнах Карпато-Чорноморської континентальної окраїни океану Тетис упродовж тривалої геологічної історії відбувалися структурно-морфологічні зміни різної інтенсивності: варіації темпів занурення дна басейну, інверсійні здіймання, седиментаційні паузи, деформації осадового виповнення. Це відображалось як на особливостях розвитку середовищ осадонагромадження, так і процесах диференціації речовини з формуванням певних постседиментаційних мінерально-структурних парагенезів. Доведено, що дискретні процеси диференційованого ущільнення та дефлюїдизації відкладів спричиняють низку деформаційних явищ, які можуть відобразитися в особливостях морфології дна басейну седиментації, впливаючи на характер транспортування та нагромадження осадів.

На основі проведених досліджень отримано низку практичних результатів, які дозволять сформулювати нові підходи до критеріїв пошуку вуглеводнів, зокрема літофізичний аспект, який зосереджений на особливостях поширення флюїдотривів та порід-колекторів; седиментаційні реконструкції та різноманітність циклічності досліджених відкладів як фактор встановлення перспективних ділянок, реконструкції історії занурення, які дають відповідь про стан перетворення органічної речовини та вуглеводнів, а отже, про діапазон перспективних глибин для пошуку нафти і газу.

*Ключові слова:* геологічна палеоокеанографія, осадово-породні басейни, океан Тетис, седименто-літогенез, чорносланцеві товщі, нафтогазоносність.

**Вступ.** В епі- та мезопелагічних відкладах континентальних окраїн зосереджено приблизно 70–75 % світових запасів нафти і газу (Хаин & Соколов, 1984). При цьому більшість осадових нафтогазоносних басейнів розташована в межах глобальних поясів нафтогазонагромадження, що приурочені

до зон переходу від континентів до океанів. Зокрема, глобальний Тетидний пояс включає такі крупні нафтогазоносні басейни, як Перський, Мексиканської затоки, Південнокаспійський та ін. (Конюхов, 2009). До його складу входять і басейни давньої Карпато-Чорноморської континентальної окраїни. Ці басейни представлені різними тектоно-геодинамічними типами, які, утім, об'єднані спільними геолого-палеоокеанографічними особливостями.

Перехідні зони континент–океан становлять області лавинної седиментації, де нагромаджуються переважно теригенні відклади значної товщини. У їхньому складі розвинуті як бітумінозно-глинисті нафтогазоматеринські товщі, так і теригенні акумулятивні тіла природних колекторів. Поєднання цих факторів створює сприятливі умови для нафтогазоутворення та нафтогазонагромадження.

У межах дослідженого регіону (рис. 1), Українських Карпат, Передкарпатського та Переддобрудзького прогинів розглянуто літогенез осадової товщі щодо нафтогазоносності в межах окремих вікових інтервалів. У Карпатському сегменті давньої континентальної окраїни океану Тетис досліджені рифові комплекси верхньої юри в аспекті перспектив їхньої нафтогазоносності. Уточнена будова та оконтурені біогермні тіла з метою прогнозування пасток вуглеводнів. Встановлені літолого-геохімічні типи епі- та мезопелагічних відкладів крейди і палеогену та умови їхнього формування. Вивчені седиментологічні, літологічні, мінералого-петрографічні та геохімічні характеристики цих відкладів з метою оцінки потенціалу їхньої нафтогазоносності. У відкладах середнього девону Переддобрудзького прогину виокремлено п'ять седиментаційних циклітів регресивної природи. Їхня верхня частина складена ангідритами і мергелями, нижня – карбонатними та теригенно-карбонатними породами. Послідовність цих нашарувань визначила особливості морфології і структури резервуарів Східносаратського родовища.

**Результати та обговорення. Літогенез відкладів мезозою–кайнозою Карпатського регіону в аспекті їхньої нафтогазоносності.**

*Відклади юрського віку.* Отримані за останні роки матеріали глибокого буріння в північно-західній частині Зовнішньої зони Передкарпатського



Рис. 1. Схематична карта району досліджень

прогину свідчать про істотне поширення в розрізі платформного фундаменту відкладів рифових комплексів верхньої юри (рис. 2). Загальновідома перспективність карбонатних порід щодо вуглеводнів та низка родовищ, пов'язаних з рифогенними верхньоюрськими утвореннями (Коханівське, Рудківське, Лопушнянське та ін.), зумовлюють необхідність уточнення будови цього комплексу, виявлення та оконтурення біогермних тіл з метою прогнозування пасток. У випадку згаданих утворень, маємо справу з морським краєм мілководного шельфу, де поширені прирозломні тераси, з якими у світовій практиці часто пов'язані протяжні бар'єрні рифи. Резервуаром для утримання вуглеводнів слугують рифові комплекси, які складаються з рифових споруд та парагенних передрифових і зарифових фацій (Карпенчук та ін., 2006).

Зазвичай рифоутворення тісно пов'язане з тектонічно активними ділянками в зоні мілководної частини шельфу. У Карпатському сегменті океану Тетис (Зовнішня зона Передкарпатського прогину) в оксфордський час біогермоутворення було приурочене до піднятих блоків між Городоцьким і Судовишнянським розломами. Упродовж кімериджу–титону формування рифових порід відбувалося в районі Судовишнянського розлому, поступово вони зміщувалися на південний захід, у напрямку Краковецького розлому. Найбільш ранні рифові споруди оксфордського віку простягаються смугою



Рис. 2. Схематична карта поширення рифових утворень у відкладах верхньої юри Передкарпатського прогину

завширшки до 10 км і пов'язані із зоною Городоцького розлому. Вони становлять окремі біогерми товщиною до 140 м, які на захід заміщуються передрифовими, а на схід – зарифовими утвореннями.

Наступне підняття північно-західного крила Судововишнянського розлому спричинило значне обміління басейну на початку кімериджського віку і ріст молодшої бар'єрної споруди, що сформувалася впродовж титону як бар'єрний риф. Його ширина становить до 10 км, а зафіксована протяжність від кордону з Польщею до Стрийської опорної свердловини досягає 100 км. Поховане рифове тіло на сьогодні є оконтурене умовно через недостатню розбуреність та малий виніс керна. Формування північної частини Опарського бар'єрного рифу кімеридж-титон-берріаського віку пов'язане з діяльністю Судововишнянського розлому, підняте крило якого складене породами кембрію, що слугували субстратом для рифоутворення. На південний захід тіло Опарського рифу заміщується передрифовими відкладами, розкритими свердловинами в зоні, наближеній до Краковецького розлому, на площах буріння Південна Коханівка, Моранці, Бонів, Никловичі, Кароліна, Південні Опари, Волоща, Грушів. На схід рифові побудови заміщуються зарифовими утвореннями.

Новий фактичний матеріал, одержаний завдяки бурінню параметричної свердловини 2-Оселя, у комплексі з геофізичними даними істотно дозволив удосконалити модель формування верхньоюрських рифогенних фацій і підтвердив зв'язок рифових споруд з крилами великих тектонічних структур, а саме Судововишнянського розлому. Св. 2-Оселя, пробурена поблизу Краковецького розлому, розкрила значної товщини (1450 м) розріз передрифових утворень верхньої юри, складений породами оксфордського, кімериджського та титон-берріаського віку.

Дотримуючись загальновідомих положень щодо можливого поширення рифових споруд у мілководних тектонічно активних краях шельфів, особливо в бортах великих тектонічних структур, можна стверджувати, що подібні умови є в північно-західній частині Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Рифові споруди слід очікувати на піднятих крилах Городоцького і Судововишнянського розломів. Субстратом для їхнього формування слугували відклади середньої юри або кембрію (Карпенчук та ін., 2006).

*Відклади крейдяного віку.* У карпатському фліші (Попп, 2005; Сеньковський та ін., 2012, 2018) виокремлені три головні літолого-геохімічні типи (ЛГХТ) осадових утворень, що відрізняються вмістом  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{C}_{\text{орг}}$ : сірі вапняковисто-глинисто-теригенні (ЛГХТ I); невапняковисті або слабковапняковисті, часто строкаті глинисто-теригенні (ЛГХТ II); чорні вуглецевмісні скременілі теригенно-глинисті товщі (ЛГХТ III) (рис. 3). Їхній седиментодіагенез відбувався в різних фізико-хімічних умовах середовища (окисних, відновних), що зумовило специфіку процесів катагенезу і вплинуло на формування їхньої нафтогазоносності, зокрема колекторських властивостей.

Вуглецевмісні баррем-альбські відклади (ЛГХТ III) формувалися під час фази океанічних безкисневих подій ОАЕ-1 у мезопелагічній частині Карпатського сегмента океану Тетис (Сеньковський та ін., 2012, 2018; Senkovsky et al., 2015). Ми вважаємо їх нафтогазоматеринськими і потенційно нафтогазоносними, що значно розвинені в межах Українських Карпат та виокремлені в шипотську і спаську світи (див. рис. 3) (Вялов и др., 1981, 1988).

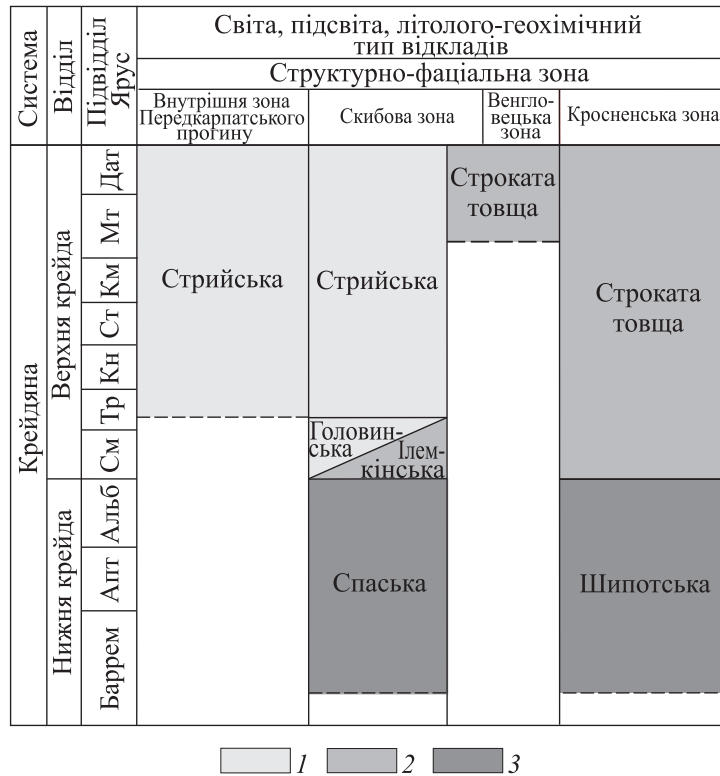


Рис. 3. Літолого-геохімічні типи відкладів (ЛГХТ) у розрізі крейдового флішу Передкарпатського прогину та Скибової і Кросненської зон Українських Карпат: 1 – ЛГХТ I; 2 – ЛГХТ II; 3 – ЛГХТ III; См – Сенман; Тр – Турон; Кн – Коньяк; Ст – Сантон; Км – Кампан; Мт – Маастрихт

Їхніми характерними особливостями є високий вміст  $C_{org}$  і  $SiO_{2\text{біог}}$  у теригено-глинистих породах, наявність проверстків силіцитів (фтанітів, спонголітів, гезів) і діагенетичних карбонатних конкрецій.

Спаські відклади (сколівський тип розрізу) поширені в північно-західній частині Скибової зони, у басейні рік Дністра і Стрия. З метою вивчення їхньої нафтогазоносності на великих глибинах (близько 4–5 км) вони були розкриті св. 1-Луги і 1-Шевченково. У Польських Карпатах зі спаськими відкладами пов'язані невеликі родовища нафти (св. Кузьміна-1, 2) (Колодій та ін., 2004).

Карбонатно-теригенні флішові відклади стрийської світи (ЛГХТ I) Скибової зони Карпат і Передкарпатського прогину (верхній турон–низи палеоцену) є потенційно нафтогазоносними. Незважаючи на присутність алеврито-піскуватих порід, які можуть бути колекторами порового типу, на сьогодні в цій товщі нафтогазових покладів промислового значення не виявлено. Відомі скупчення вуглеводневих газів у Битківському родовищі (Колодій та ін., 2004), і припливи нафти відмічені в окремих свердловинах Бориславського нафтогазоконденсатного родовища. На нашу думку, погіршення колекторських властивостей псамітових порід стрийської світи може бути спричинене широким розвитком вторинних карбонатів.

У крейдових флішових відкладах Передкарпатського прогину і Складчастих Карпат промислових покладів нафти і газу поки що не виявлено, проте вони залишаються перспективним об'єктом для їхніх пошуків. Особливо актуальною ця проблема є у зв'язку з вичерпанням запасів у верхніх шарах карпатського флішу і поширенням пошуково-розвідувальних робіт на глибокозанурені горизонти.

Чорні бітумінозні кременисто-глинисті відклади спаської і шипотської світ (баррем–альб) розглядаються як нафтогазоматеринські і потенційно нафтогазоносні товщі. Однією з найважливіших характерних ознак порід шипотської і спаської світ є підвищений вміст розсіяної органічної речовини. Вміст  $C_{\text{орг}}$  у нижньокрейдових бітумінозних аргілітах коливається від 0,44 до 8 %, в алевролітах – 0,13–2,35 %, пісковиках – 0,12–1,99 %. Залежно від кількості розсіяної органічної речовини під мікроскопом вони мають ясно або темно-коричневий колір. В аргілітах органічна речовина або рівномірно, тонкодисперсно розсіяна по всій породі, або утворює видовжені (від 0,1 до 0,5 мм) скупчення по нашаруванню. В алевролітах і пісковиках тонкодисперсна органічна речовина теж рівномірно розсіяна по породі, а також спостерігається у вигляді видовжених по нашаруванню (від 0,05 до 0,5 мм) скупчень. Встановлено (Габинет, 1985), що характерним для порід є такий склад органічної речовини (К/Н, де К – кількість хлороформного (ХБА), Н – спирто-бензольного (СББС) бітумоїду в породі; В – вміст бітумоїдів у породах): у пісковиках переважає бітумоїд ХБА (К/Н – 0,58; В – 0,044–0,834 %); в алевролітах – бітумоїд СББС (К/Н – 1,14; В – 0,058–0,15 %); в аргілітах із св. 33-Жаб'є на глибині 51,2–189,0 м переважає бітумоїд ХБА (К/Н – 0,16–0,44; В – 0,088–0,09 %), а на більших глибинах – бітумоїд СББС (К/Н – 1,13–1,22; В – 0,168–0,60 %). Ступінь бітумінізації розсіяної органічної речовини по бітумоїду ХБА у пісковиках становить 6,9–8,7 %, в алевролітах – 0,2–8,0 %, в аргілітах – 4,2–5,2 %; по бітумоїду СББС у пісковиках – 5,0–8,4 %, в алевролітах – 2,5–9,0 %, в аргілітах – 0,7–6,9 %. Ми провели вивчення хімічного складу розсіяної органічної речовини методом інфрачервоної спектроскопії. Аналіз ІЧ-спектрів бітумоїдів ХБА, вилучених із аргілітів шипотської світи, показав, що в їхньому складі беруть участь ациклічні сполуки, спирти, кисневі сполуки, ароматичні структури. Чітко виражені смуги поглинання за частот 1720–1740  $\text{cm}^{-1}$ , що належать кислотним групам  $\text{C}=\text{O}$  аліфатичних насичених ефірів і відповідно у високочастотній області спектра відзначаються поглинанням за частот 2860, 2930 і 2960  $\text{cm}^{-1}$ , викликані коливаннями  $\text{CH}_3$ - і  $\text{CH}_2$ -груп. Наявність на ІЧ-спектрах смуги поглинання за частоти 1045  $\text{cm}^{-1}$  вказує на виражені валентні коливання  $\text{C}-\text{C}$  – ароматичних структур. Такого типу спектри є характерними для катагенетично зміненої органічної речовини сапропелевого типу, іноді з домішкою гумусового компонента, що є одним із доказів апвелінгової природи досліджених нижньокрейдових відкладів.

Досліджені фаціальні і вікові аналоги спаської та шипотської світ, баррем-альбські нашарування в межах автохтону Українських Карпат показали що органічна речовина цих платформних відкладів є в основному наземного походження, про що свідчать результати піролізу Rock-Eval. Діаграма «Водневий індекс (HI) – температура піролізу  $T_{\text{max}}$ » для порід, відібраних з глибин до 1,5 км (св. Святославська-1) (рис. 4, А), демонструє, що породи містять

кероген III типу, ступінь термальної перетвореності якого є близьким до верхньої межі зони утворення нафти. Дані літолого-геохімічних досліджень дозволяють стверджувати, що седиментація баррем-альбських чорносланцевих відкладів автохтону Карпат відбувалася в умовах дефіциту кисню в придонних водах й осаді, що забезпечувало ефективну фосилізацію в осадах органічної речовини, значна частина якої надходила з прилеглої суші Східно-європейської платформи. Нафтогенераційний потенціал розкритих баррем-альбських відкладів є незначним через термальну незрілість порід у межах досліджених нами глибин. Однак припускаємо значне поширення цих відкладів під насувом Карпат (Радковець, 2016). Як за товщиною, вмістом органічної речовини, так і за ступенем термальної перетвореності, завдяки зануренню під насувом Карпат, ці відклади можуть складати масштабну потенційно генерувальну товщу.

Об'єми порід спаської і шипотської світ Українських Карпат, збагачених розсіяною органічною речовиною, дозволяють розглядати їх як важливі потенційно нафтогазогенерувальні товщі, що підтверджується геохімічними дослідженнями. Вміст органічного вуглецю в чорних аргілітах здебільшого становить 2–4 %, досягаючи в окремих зразках 8 %. Їхнє вивчення за методом Rock-Eval (Koltun, 1993; Koltun et al., 1998) показало, що ці породи містять кероген II та III генетичних типів (суміш керогену морського походження і залишків вищої наземної рослинності) із середнім до доброго нафтогенера-

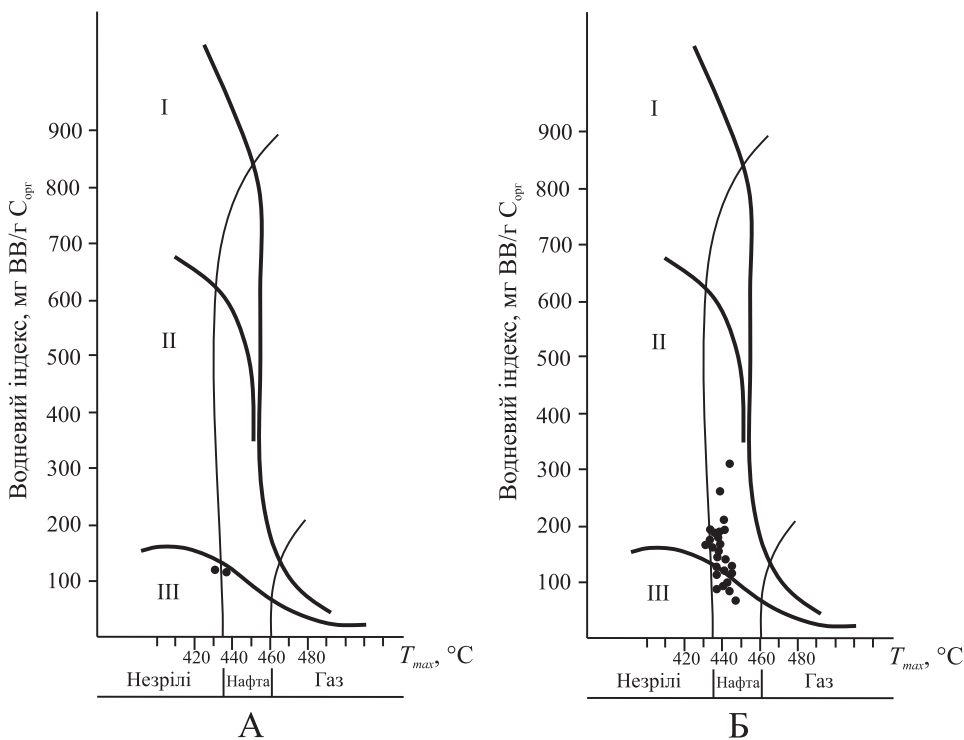


Рис. 4. Діаграма «Водневий індекс (НІ) – температура піролізу  $T_{\max}$ » для порід нижньої крейди автохтону Карпат, відібраних з глибин до 1,5 км:

А – спаська і шипотська світи флішу Карпат; Б – проби, відібрані із поверхневих відслонень

ційним потенціалом (рис. 4, Б). За своїми літолого-геохімічними характеристиками відклади шипотської і спаської світ – це типові чорносланцеві відклади, які сформовані в умовах дефіциту кисню в седиментаційному басейні та є потенційно нафтогазогенерувальними породами.

*Відклади палеогенового віку.* Дослідження порід менілітової світи, збагачених органічною речовиною, із поверхневих відслонень має особливе значення, оскільки такі породи є термально незрілими, а отже, зберігають свій первинний вміст органічного вуглецю, біомаркери, успадковані від вихідних рослин та організмів як морського, так і наземного походження, а також первинний нафтогазогенераційний потенціал (Kotarba et al., 2019, 2020). Саме тому вивчення цих показників у термально незрілих породах дозволяє оцінити ступінь зміни первинних параметрів у просторі, часі та в ході термального дозрівання порід. Беручи до уваги те, що розріз карпатського флішу являє собою глибоководну безперервну осадову товщу, зрозуміло, що в тих місцях, де відслонюються нижньокрейдові породи, було розмито принаймні 2–3 км молодших за віком відкладів. Водночас у місцях, де на поверхню в межах тієї самої структурно-тектонічної зони виходять породи олігоцену–нижнього міоцену, масштаби ерозії були істотно меншими. Масштаби розмиву верхньої частини розрізу Скибової зони мають важливе значення з двох точок зору: з одного боку, це історія занурення порід, збагачених розсіяною органічною речовиною, і потенційно пов'язані з нею процеси генерації вуглеводнів, і з другого – можливість збереження утворених покладів вуглеводнів.

За даними піролізу Rock-Eval вміст загального органічного вуглецю в породах нижньоменілітової підсвіти з відслонення вздовж річки Чечва змінюється від 2,97 до 20,9 %, а в породах верхньоменілітової підсвіти – від 0,36 до 21,22 %. Вміст органічного вуглецю в обох підсвітах є сумірним і охоплює широкий діапазон значень від мінімальних до близьких до максимальних відомих для відкладів цієї стратиграфічної одиниці. Величина нафтового потенціалу  $S_2$  коливається від 12,4 до 97,3 мг ВВ/г породи для нижньоменілітової і від 0,35 до 57,76 мг ВВ/г породи для верхньоменілітової підсвіт, відповідаючи в переважній більшості зразків рівню хорошого і дуже хорошого. Значення параметра  $S_1$  охоплюють діапазон від 0,31 до 6,59 мг ВВ/г породи для нижньоменілітової і від 0,11 до 4,34 мг ВВ/г породи для верхньоменілітової підсвіт. Такі невисокі значення параметра  $S_1$  відображають мінімальний розвиток процесів генерації рідких вуглеводнів породами менілітової світи в умовах малих глибин (у відслоненні). Параметр  $T_{max}$  змінюється у вузьких межах – від 422 до 427 °С для нижньоменілітової і від 421 до 436 °С для верхньоменілітової підсвіт. Ці величини параметра  $T_{max}$  показують, що відклади розташовані в зоні незрілих порід, що, за нашими дослідженнями, характерно для поверхневих відслонень.

Результати дослідження генераційних властивостей порід менілітової світи є достатньо представницькими для оцінки процесів генерації вуглеводнів у межах Бориславсько-Покутської зони та зовнішньої частини Скибової зони Українських Карпат. Саме ця частина Карпатського регіону є основною зоною поширення порід менілітової світи. Тут вони мають найбільшу товщину і характеризуються найвищим вмістом розсіяної органічної речовини.



Водночас саме ці структурно-тектонічні зони є основним нафтоносним районом. Тут зосереджена переважна більшість відкритих нафтових родовищ. Окрім того, це дослідження охоплює основні відслонення менілітової світи в межах Берегової та Орівської скиб Скибової зони Українських Карпат.

**Літогенез відкладів палеозою Чорноморського регіону в аспекті їхньої нафтогазоносності.** Девонські відклади Переддобрудзького прогину є одним із перспективних комплексів Південної нафтогазоносної області України. У роботі розглянуті літологічні та фаціальні особливості базальних відкладів ейфельського віку, з якими пов'язані поклади нафти на Східносаратському родовищі.

Переддобрудзький прогин у середньому девоні являв собою плитководний засолонений шельф з розвитком у крайовій частині бар'єрних рифів (Скачедуб, 1998). У межах шельфу існували конседиментаційні підняття і западини (рис. 5), які впливали на характер осадоагромадження.

У нижній частині ейфельських відкладів виявлена (Гнідець та ін., 2016) карбонатно-теригенна пачка (до 150 м), що відображає зміну теригенного седиментогенезу раннього девону сульфатно-карбонатним – середнього та пізнього. Характер літологічної зональності теригенно-карбонатної та сульфатної пачок базальних верств середнього девону виявляє певну подібність поширення сульфатних та карбонатних порід, натомість – суттєву різницю теригенно-глинистих різновидів.

Максимальний розвиток ангідритів спостерігається в межах Сариярсько-Жовтоярської антиклінальної зони, де їхній вміст у розрізі перевищує 20 та 40 % для теригенно-карбонатної та сульфатної пачок відповідно. Ця ділянка

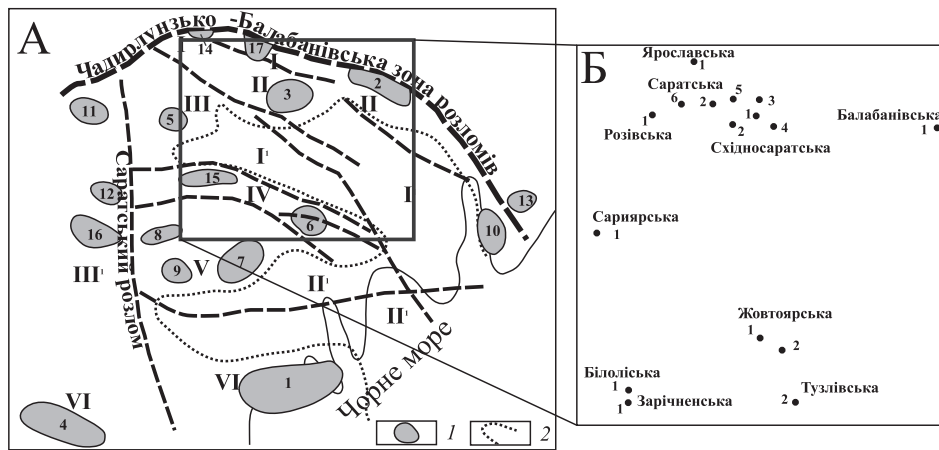


Рис. 5. Структурні елементи східної частини Переддобрудзького прогину (А) (Скачедуб, 1998) та розташування досліджених свердловин (Б):

I – антиклінальні підняття: 1 – Лиманське, 2 – Балабанівське, 3 – Східносаратське, 4 – Глибокинське, 5 – Григорівське, 6 – Жовтоярське, 7 – Заріченське, 8 – Кагильницьке, 9 – Кантемирівське, 10 – Курортне, 11 – Новоселівське, 12 – Павлівське, 13 – Приморське, 14 – Рибальське, 15 – Сариярське, 16 – Татарбунарське, 17 – Ярославське; 2 – депресії: I' – Тузлівська, II' – Алібейська, III' – Татарбунарська. Антиклінальні зони: I – Рибальсько-Ярославська, II – Саратовсько-Балабанівська, III – Григорівська, IV – Сариярсько-Жовтоярська, V – Кагильницько-Заріченська, VI – Глибокинсько-Лиманська

характеризується також значним вмістом у відкладах мергелів (понад 20–24 %). Доломіти та вапняки максимально поширені в районах Саратовської, Східносаратовської і Тузлівської структур. При цьому, якщо ділянки максимального вмісту вапняків у теригенно-карбонатній та сульфатній пачках майже збігаються, то для доломітів спостерігаються певні розбіжності. Так, у першому випадку високі значення параметра встановлені на Тузлівській (понад 20 %) та заході Саратовської структури (понад 24 %); натомість у другому – на Жовтоярській (понад 24 %) та сході Східносаратовської структури (більш ніж 20 %). Теригенні утворення домінують у припідшовній теригенно-карбонатній пачці. Їхній підвищений вміст у розрізах спостерігається на крилах Східносаратовської структури (св. 3, 4), де вміст аргілітів досягає 28,9–44,4 %, а пісковиків та алевролітів – 16,3–21,1 %. Описані особливості досить виразно засвідчують конседиментаційну природу Сариярсько-Жовтоярської, частково Саратовсько-Балабанівської антиклінальних зон та Тузлівської депресії.

В основу седиментологічних реконструкцій покладено літологічні побудови, особливості розвитку літофаціальних комплексів у розрізі, петрографічні дані з урахуванням відомих моделей шельфового сульфато-карбонатонагромадження (Рединг и др., 1990; Танинская, 2015). Згідно з останніми, у межах шельфу виокремлюються зони супраліторалі, літоралі, субліторалі (верхньої, нижньої).

Поширення фаціальних зон теригенно-карбонатної та сульфатної пачок подібне (рис. 6). Під час нагромадження першої, супралітораль охоплювала Сариярсько-Жовтоярське та Саратовсько-Балабанівське підняття. Вона була облямована неширокими зонами літоралі та верхньої субліторалі. Основну частину Тузлівської та Алібейської западин займала нижня сублітораль.

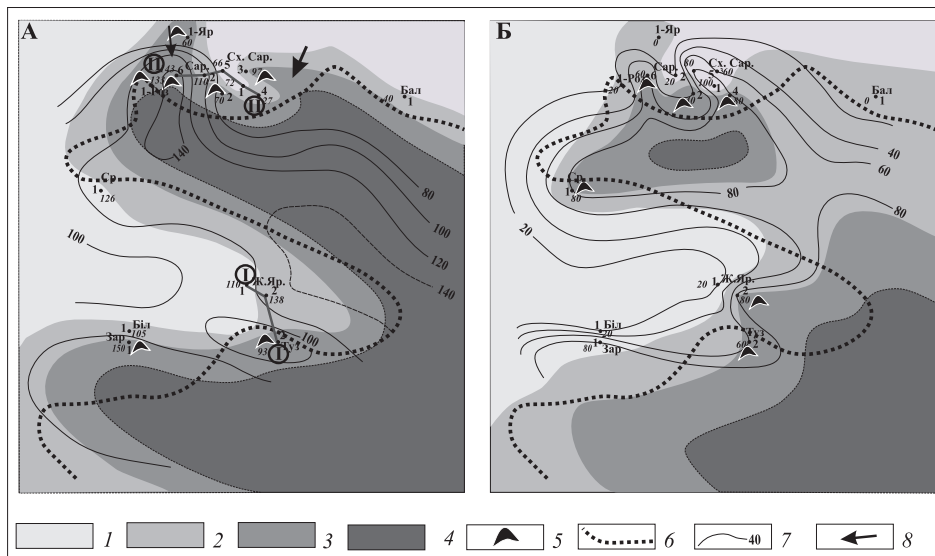


Рис. 6. Середовища осадонагромадження.

Пачки: А – теригенно-карбонатна; Б – сульфатна; 1 – супралітораль; 2 – літораль; 3 – верхня сублітораль; 4 – нижня сублітораль; 5 – біостроми; 6 – контури депресійних зон (Скачедуб, 1998); 7 – ізопахіти; 8 – напрямки теригенного скиду

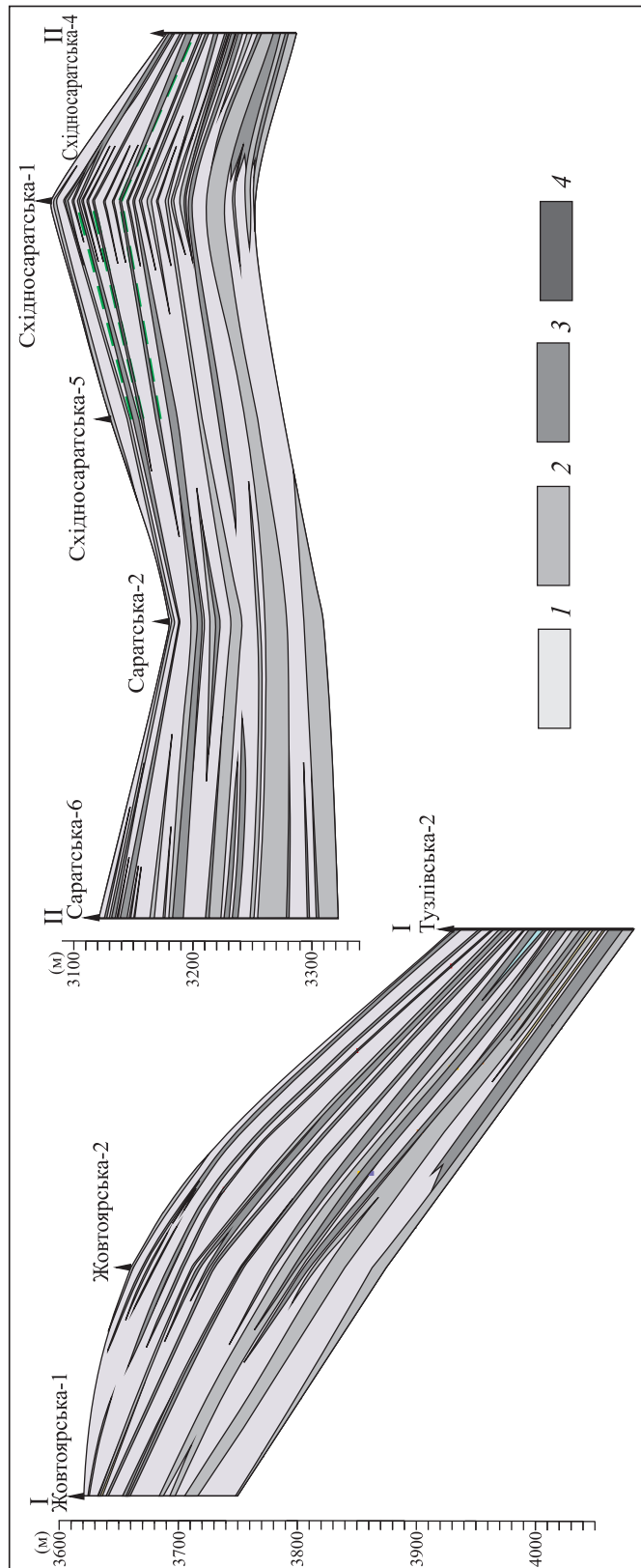


Рис. 7. Фаціальна структура базальних відкладів середнього девону:  
 1 – супралітораль; 2 – літораль; 3 – верхня сублітораль; 4 – нижня сублітораль

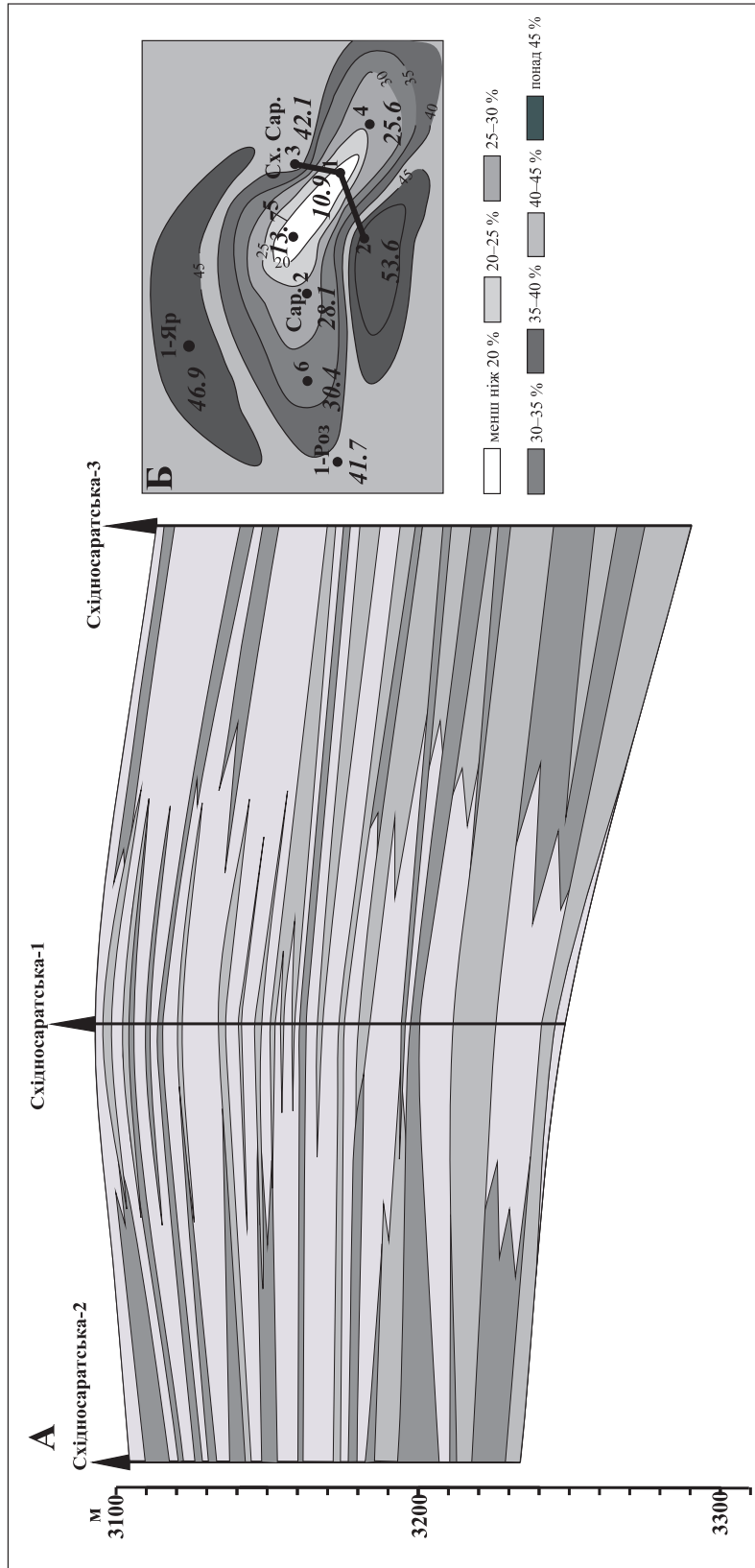


Рис. 8. Особливості розвитку карбонатних утворень у межах Східносаратської структури:  
 А – фаціальний перетин; Б – літолого-фаціальна зональність (вміст вапняків та доломітів)

Фаціальні перетини виявили нерівномірність розвитку фаціальних зон (рис. 7). При цьому виразно фіксується виклинювання утворень верхньої субліторалі у склепіннях Жовтоярської і Східносаратської структур. Оскільки до цієї фаціальної зони приурочені органогенні тіла, є підстави припускати неантиклінальну природу пасток вуглеводнів у відкладах середнього девону. Це підтверджується і побудовами (літолого-фаціальна схема та фаціальний перетин), здійсненими для Східносаратської структури (рис. 8), у нижній частині ейфельських відкладів якої (продуктивні горизонти  $D_{2-2}$ ,  $D_{2-1}$ ) спостерігаються виклинювання у склепінні структури відносно потужних (до 15–17 м) горизонтів з біостромами (див. рис. 8, А) та елементи концентричної зональності поширення карбонатних акумулятивних тіл (див. рис. 8, Б) у відкладах базальної теригенно-карбонатної пачки. Це може вказувати на атолоподібний характер розвитку багатоповерхових біостромів (розміром близько 5–7 x 20–30 км) на схилах конседиментаційних піднять.

На основі реконструкції умов осадоагромадження базальних відкладів середнього девону Білоліського блоку встановлено нерівномірний характер розвитку різних фаціальних зон сульфатно-карбонатного шельфу. Виявлене виклинювання горизонтів з біостромами у склепіннях піднять вказує на неантиклінальну природу пасток вуглеводнів у відкладах середнього девону, що потребує коректив при проведенні нафтогазопошукових робіт у регіоні.

**Висновки.** Мінералого-петрографічні дослідження верхньоюрських відкладів Передкарпатського прогину в комплексі з даними літогенетичної інтерпретації результатів ГДС показали, що формування верхньоюрських рифогенних фацій пов'язане з бортовими крилами великих тектонічних структур. Рифові споруди слід очікувати на піднятих крилах Городоцького і Судово-вишнянського розломів. Субстратом для їхнього формування слугували відклади середньої юри або кембрію.

Седиментогенез крейдяних відкладів (баррем–альб) автохтону та крейдяно-палеогенового флішу Українських Карпат відбувався в досить мінливих геохімічних умовах (від басейну з доброю аерацією морських вод до умов з різким дефіцитом кисню), які були зумовлені геолого-палеоокеанографічними і кліматичними чинниками на окремих етапах розвитку Карпатського сегмента давньої континентальної окраїни океану Тетис та істотно вплинули на формування товщ, збагачених органічною речовиною. Чорні бітумінозні теригенно-кременисто-глинисті відклади спаської і шипотської світи (баррем–альб) Українських Карпат розглядаємо як нафтогазоматеринські і потенційно нафтогазоносні товщі. На основі кількісної оцінки генераційних властивостей порід менілітової світи встановлена їхня основна роль у формуванні нафтогазових систем Карпатського флішу.

Девонські відклади Переддобрудзького прогину є одним із перспективних комплексів Південної нафтогазоносної області України. Встановлено циклічність середньодевонських відкладів Переддобрудзького прогину, з якими пов'язані поклади нафти на Східносаратському родовищі. Седиментаційні реконструкції показали певну успадкованість локалізації біостромових тіл протягом ейфельського часу. Основні ділянки розвитку цих утворень тягнуть до схилів Східносаратської та Жовтоярської структур.

- Вялов, О. С., Гавура, С. П., Даныш, В. В., Лещух, Р. Й., Пономарева, Л. Д., Романив, А. М., Смирнов, С. С., Царненко, П. Н., Лемишко, О. Д., & Циж, И. Т. (1988). *Стратотипы меловых и палеогеновых отложений Украинских Карпат*. Киев: Наукова думка.
- Вялов, О. С., Гавура, С. П., Даныш, В. В., Лещух, Р. Й., Пономарева, Л. Д., Романив, А. М., Царненко, П. Н., & Циж, И. Т. (1981). *История геологического развития Украинских Карпат*. Киев: Наукова думка.
- Габинет, М. П. (1985). *Постседиментационные преобразования флиша Украинских Карпат*. Киев: Наукова думка.
- Гнідець, В. П., Григорчук, К. Г., Кошіль, Л. Б., Ціж, Н. В., & Яковенко, М. Б. (2016). Літолого-фаціальна зональність та літологічна структура ейфельських відкладів Переддобрудзького прогину. *Геодинаміка*, 1(20), 50–62.
- Карпенчук, Ю. Р., Жабіна, Н. М., & Анікеєва, О. В. (2006). Особливості будови і перспективи нафтогазоносності верхньоюрських рифогенних комплексів Більче-Волицької (Зовнішньої) зони Передкарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 2, 44–52.
- Колодій, В. В., Бойко, Г. Ю., Бойчевська, Л. Т., Братусь, М. Д., Величко, Н. З., Гарасимчук, В. Ю., Гнилко, О. М., Даниш, В. В., Дудок, І. В., Зубко, О. С., Калюжний, В. А., Ковалишин, З. І., Колтун, Ю. В., Копач, І. П., Крупський, Ю. З., Осадчий, В. Г., Куровець, І. М., Лизун, С. О., Наумко, І. М., . . . Щерба, О. С. (2004). *Карпатська нафтогазоносна провінція*. Львів; Київ: Український видавничий центр.
- Конюхов, А. И. (2009). Мировой океан и глобальные пояса нефтегазоаккумуляции. В *Геология морей и океанов: материалы XVIII Международной научной конференции (Школы) по морской геологии* (Т. 2, с. 61–65). Москва: ГЕОС.
- Попп, І. Т. (2005). Окремі аспекти проблеми літогенезу нафтогазоносних відкладів крейдово-палеогенового флішового комплексу Передкарпатського прогину та Українських Карпат. Частина 1. Седиментогенез і постседиментаційні перетворення. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3–4, 43–59.
- Радковець, Н. (2016). Ранньокрейдвий безкисневий седиментогенез в межах Карпатського сегменту Мезотетису. *Мінералогічний збірник*, 66(2), 100–111.
- Рединг, Х. Г., Коллинсон, Д. Д., Аллен, Ф. А., Эллиотт, Т., Шрейбер, Б. Ш., Джонсон, Г. Д., & Болдуин, К. Т. (1990). *Обстановки осадконакопления и фации*. Москва: Мир.
- Сеньковський, Ю. М., Григорчук, К. Г., Колтун, Ю. В., Гнідець, В. П., Радковець, Н. Я., Попп, І. Т., Мороз, М. В., Мороз, П. В., Ревер, А. О., Гаєвська, Ю. П., Гавришків, Г. Я., Кохан, О. М., & Кошіль, Л. Б. (2018). *Літогенез осадових комплексів океану Тетис. Карпато-Чорноморський сегмент*. Київ: Наукова думка.
- Сеньковський, Ю. М., Колтун, Ю. В., Григорчук, К. Г., Гнідець, В. П., Попп, І. Т., & Радковець, Н. Я. (2012). *Безкисневі події океану Тетис. Карпато-Чорноморський сегмент*. Київ: Наукова думка.
- Скачедуб, Є. О. (1998). Умови осадконагромадження і нафтогазоносність середньо-девонсько-нижньокам'яновугільної евапоритової формації Переддобрудзького прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 1(102), 41–52.
- Танинская, Н. В. (2015). Седиментологические критерии прогноза коллекторов в среднеордовикско-нижнедевонских отложениях Тимано-Печорской провинции. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 5(4), 1–29.
- Хаин, В. Е., & Соколов, Б. А. (1984). Окраины континентов – главные нефтегазоносные зоны Земли. *Современная геология*, 7, 49–60.
- Koltun, Y. V. (1993). Source rock potential of the black shale formations of the Ukrainian Carpathians. *Acta Geologica Hungarica*, 36(2), 251–261.
- Koltun, Y., Espitalie, J., Kotarba, M., Roure, F., Ellouz, N., & Kosakovski, P. (1998). Petroleum generation in the Ukrainian External Carpathians and the adjacent foreland. *Journal of Petroleum Geology*, 21(3), 265–288.

- Kotarba, M., Bilkiewicz, E., Więclaw, D., Radkovets, N., Koltun, Y., Kowalski, A., Kmiecik, N., & Romanowski, T. (2020). Origin and migration of oil and natural gas in the central part of the Ukrainian outer Carpathians: Geochemical and geological approach. *AAPG Bulletin*, 104(6), 1323–1356. <https://doi.org/10.1306/01222018165>
- Kotarba, M., Więclaw, B., Bilkiewicz, E., Radkovets, N., Koltun, Y., Kmiecik, N., Romanowski, T., & Kowalski, A. (2019). Origin and migration of oil and natural gas in the western part of the Ukrainian Outer Carpathians: Geochemical and geological approach. *Marine and Petroleum Geology*, 103, 596–619. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.02.018>
- Senkovsky, Y. M., Grigorchuk, K. G., Gnidets, V. P., Koltun, Y. V., Popp, I. T., & Radkovets, N. Y. (2015). Geological and chemical-paleoceanographic aspects of sedimentogenesis of the Carpathian-Black Sea Segment of Tethys ocean. *Збірник наукових праць Інституту геологічних наук НАН України*, 7, 46–51.

Стаття надійшла:  
16.03.2021

**Nataliya RADKOVETS, Kostyantyn HRYGORCHUK, Yuriy KOLTUN,  
Volodymyr HNIDETS, Ihor POPP, Marta MOROZ, Yuliya HAYEVSKA,  
Halyna HAVRYSHKIV, Oksana KOKHAN, Oksana CHEREMISSKA,  
Petro MOROZ, Lesya KOSHIL, Lina BALANDYUK,  
Mykhaylo SHAPOVALOV, Anastasiya REVER**

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals  
of National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv,  
e-mail: radkov\_n@ukr.net

**DYNAMICS OF LITHOGENESIS  
OF PHANEROZOIC SEDIMENTARY SEQUENCE  
OF THE CARPATHIAN-BLACK SEA REGION  
IN THE ASPECT OF THEIR OIL- AND GAS-BEARING POTENTIAL**

The objective of this work was to study the environments and processes of ancient sedimentation in the epi- and mesopelagic basins of the Carpathian-Black Sea region and to clarify the conditions of oil and gas basins formation within the study region as well as the main aspects of hydrocarbon generation.

The burial history of the basins, some aspects of their fluid regime, issues of lithogenic record, features of transformation of sedimentary basins into the rock-formation basins and the development of the latter during the Phanerozoic are considered. The spatial and temporal peculiarities of the evolution of epi-mesopelagic systems and their influence on the formation of oil- and gas-bearing strata within the Carpathian-Black Sea region have been studied.

It has been established that in the sedimentary basins of the Carpathian-Black Sea continental margin of the Tethys Ocean during the long geological history the different intensity structural and morphological changes took place: changes of the subsidence rate of the basin bottom, inversion uplifts, sedimentation pauses, deformation of the sedimentary fill. This was reflected both in the peculiarities of the development of sedimentary environments and in the processes of substance differentiation with the formation of certain post-sedimentary mineral-structural parageneses. It was proved that discrete processes of differentiated compaction and defluidization of sediments cause a number of deforma-

tion phenomena, which can be reflected in the features of the morphology of the sedimentary basin bottom, influencing the nature of sediment transportation and accumulation.

On the basis of the conducted investigations a number of practical results were obtained which will allow forming new approaches to criteria of hydrocarbons prospecting, in particular the lithophysical aspect which is concentrated on the reservoir properties of rocks; sedimentary reconstructions and the diversity of cyclicity of the studied sediments as a factor of the establishment of prospective areas, reconstruction of the burial history, which provides an information on the state of transformation of organic matter and hydrocarbons, and therefore the range of prospective depths for oil and gas occurrence.

*Keywords:* geological paleoceanography, sedimentary-rock basins, Tethys Ocean, sedimento-lithogenesis, black shale strata, oil and gas bearing.