

Глибинна дегазація і нафтогазоносність Східних (Українських) Карпат: геодинамічний і геотермічний аспекти

Р.І. Кутас, 2021

Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України, Київ, Україна

Надійшла 12 жовтня 2021 р.

Наведено результати комплексного аналізу геодинамічних умов, геотермічного режиму, розподілу нафтових і газових родовищ, дегазації земної кори Українського сектору Східних Карпат, який є частиною Карпатської нафтогазової провінції. В межах Українського сектора Карпат виділяють три головні тектонічні одиниці: Передкарпатський прогин, Складчасті Карпати і Закарпатський прогин. Кожна з них складається з декількох зон або тектонічних покривів. Родовища нафти і газу концентруються переважно в Передкарпатському прогині. В Зовнішній зоні прогину переважають газові родовища, а у Внутрішній — нафтові. Декілька малих родовищ метану відкрито в Закарпатському прогині. В Складчастих Карпатах відкрито лише одне родовище. Земна кора всього Карпатського регіону характеризується високою газонасиченістю. Переважають метан і діоксид вуглецю. За хімічним складом газу та ізотопним складом вуглецю у вуглецевих газах у регіоні можна виділити дві зони: північно-східну, в якій переважає метан, і південно-західну з переважним вмістом діоксиду вуглецю. Ці зони розділяє Центральньо-Карпатська тектонічна зона, що узгоджується з геотермічним районуванням. Перша зона характеризується низькою геотермічною активністю (густина теплового потоку — 35—60 мВт/м), друга — високою (густина теплового потоку перевищує 70 мВт/м²).

У формуванні родовищ вуглеводнів виділено три стадії, що збігаються з трьома етапами тектонічного розвитку Карпат. Перша стадія характеризується нагромадженням первинних компонентів (вуглецю, водню, кисню) і підвищенням теплової активності. Ця стадія відповідає етапу деструкції і розтягання літосфери, утворенню океанічних басейнів, нагромадженню осадов, підняттю астеносфери, формуванню глибинних флюїдних і газових потоків. На другій стадії починається генерація вуглеводнів, що узгоджується з етапом стискування літосфери, активізацією субдукційних і колізійних процесів, зануренням і нагріванням збагачених органічною речовиною і водою осадових товщ. На третій стадії продовжуються генерація вуглеводнів, їх міграція і накопичення. Часовий інтервал утворення родовищ збігається з останньою стадією розвитку Карпат у міоцені (in Badenian and Sarmatian time), формуванню насувів, глибоких прогинів, потужних товщ міоценових глинистих відкладів.

Ключові слова: Карпати, вуглеводні, дегазація, тепловий потік, геодинамічні умови, розломи.

Вступ. Район досліджень є частиною Східнокарпатської гірської споруди і, відповідно, Альпійського активного поясу, належить до однієї з найстаріших в Україні нафтогазової області, видобуток вуглеводнів в якій започаткований ще у XIX ст. З того часу тут проводяться цілеспрямовані геологічні дослідження. Їх результати уза-

гальнені у величезній кількості рукописних і опублікованих праць. Накопичення експериментальних даних сприяло створенню моделей геологічної будови земної кори і формуванню в ній корисних копалин. За півторасторічний період нафтогазовидобування і геологічних досліджень уявлення про геологічну будову та історію розвитку

земної кори, фізико-хімічні й енергетичні умови утворення, накопичення і збереження корисних копалин (насамперед нафти та газу) в цьому регіоні суттєво змінювались. Утім і на сучасному етапі багато питань стосовно тектонічного районування, геологічної будови й геодинамічної еволюції цього регіону залишаються дискусійними. Не має однозначного вирішення проблеми утворення вуглеводнів і формування їх родовищ, хоча слід зазначити, що в останні десятиліття в її вирішенні намітились певні зрушення в напрямі зближення різних поглядів [Кропоткин, 1985; Дмитриевский, 2003; Валяев, 2008 та численні посилання в них]. Цьому сприяли нагромадження нової геолого-геофізичної інформації, відкриття родовищ нафти і газу в різних геотектонічних умовах, літолого-стратиграфічних комплексах і в широкому діапазоні глибин, виявлення в зонах нафтогазоносності інших корисних копалин і високої концентрації газів різного хімічного складу, розробка нових обґрунтованіших геотектонічних концепцій, передусім гіпотез тектоніки літосферних плит і плюмтектоніки, буріння глибоких і надглибоких свердловин, впровадження в геологічну науку досконаліших методів дослідження, заснованих на новітніх досягненнях математики, фізики і хімії, використання комп'ютерних технологій як в експериментальних дослідженнях, так і в аналізі їх результатів. Ці комплексні дослідження дають змогу достатньо обґрунтовано стверджувати, що корисні копалини, в тому числі вуглеводні, утворюються за певних геотектонічних і термодинамічних умов, що є закономірним проявом напруженої еволюції Землі. Провідну роль в цьому процесі відіграють глибинні потоки енергії і речовини. Їх утворення, склад, особливості міграції і розвантаження в земній корі залежать від багатьох факторів: тектоно-геодинамічних, літолого-стратиграфічних, гідрогеологічних, термобаричних та ін. У сукупності вони створюють значне різноманіття проявів дегазації і фізико-хімічних параметрів її продуктів, зокрема їх фізичного стану, хімічного складу та ізотопного складу окремих елементів.

Мета роботи — на підставі комплексного опрацювання наявних геолого-геофізичних матеріалів оцінити вплив геодинамічних і геотермічних умов на структуру земної кори та її геодинамічну активність, особливості розподілу зон тектонічних порушень і нафтогазових родовищ у Карпатському регіоні (в межах території України).

Робота ґрунтується на комплексному аналізі як опублікованих геологічних, геофізичних і геохімічних даних, так і власних результатів геотермічних досліджень та моделювання геодинамічних і геотермічних процесів з урахуванням сучасного геотектонічного районування й будови земної кори Карпатського регіону.

Тектонічне і нафтогазове районування Карпатського регіону. Наявні результати сучасних геолого-геофізичних досліджень нафтогазоносних провінцій дають можливість дійти доволі обґрунтованих висновків щодо їх тісного зв'язку з певними тектонічними зонами та особливостями геодинамічного і геотермічного розвитку земної кори. Така узгодженість між тектонічним і нафтогазовим районуванням спостерігається і в Карпатському регіоні, в якому розподіл родовищ корисних копалин, і, зокрема, нафти та газу, поєднується з певними структурами, стратиграфічними, літологічними, термобаричними та іншими факторами, зумовленими багатофазним розвитком земної кори і неодноразовою зміною геотектонічного режиму.

Тектонічне районування. Сучасне тектонічне районування Карпат відображає особливості їх геодинамічного розвитку на завершальному етапі альпійського тектогенезу з кінця олігоцену до сармату. В їх структурі в поперечному перетині з північного сходу на південний захід виділяють Передкарпатський передовий прогин, Зовнішні (Флішові) і Внутрішні Карпати, систему внутрішніх депресій, представлених у межах території України Закарпатським прогином і локальними фрагментами Паннонського басейну. Із зовнішньої сторони Карпатську дугу обрамляють різновікові платформи (Східноєвропейська, Західноєвропейська, Мізійська) (рис. 1).

Ці головні тектонічні підрозділи поділяють на дрібніші тектонічні елементи, які різняться за історією розвитку, типом та інтенсивністю тектонічної і магматичної активності, літолого-фаціальними і формаційними особливостями геологічного розрізу [Глушко, 1968, 1994; Тектоническая ..., 1986; Крупский, 2001; Хаин, 2001; Карпатська ..., 2004; Тектонічна ..., 2007; Сучасна геодинаміка ..., 2015 та посилання в них]. У Передкарпатському передовому прогині з урахуванням особливостей формування і складу осадової товщі, будови, віку та складу до неогенового фундаменту, який поступово по системі тектонічних порушень занурюється у південно-західному напрямку під Складчасті Карпати, виділяють три зони: Більче-Волицьку (Зовнішню), Самбірську і Бориславсько-Покутську (Внутрішню). Більче-Волицька зона прогину (автохтон) сформувалась уздовж краю платформи в міоцені на платформній основі. Міоценові моласові відклади, товщина яких змінюється від сотень метрів до 5 км, залягають із стратиграфічною незгідністю на верхньопротерозойських, палеозойських, мезозойських літолого-стратиграфічних комплексах. Самбірська зона займає проміжне положення. Її можна розглядати як зону зчленування платформи і флішового басейну. Міоценові моласові відклади в її межах були деформовані і насунуті на Більче-Волицьку зону. Бориславсько-Покутська зона сформувалась на флішовій основі. В її будові беруть участь флішові й моласові відклади, які утворюють складну систему покривів. Деякі дослідники вважають Бориславсько-Покутську тектонічну одиницю складовою частиною Зовнішніх Складчастих Карпат [Карпатська ..., 2004; Гнилко, 2011 та ін.].

Зовнішні (Флішові) Карпати складені крейдяними і палеогеновими флішоїдними комплексами, які на орогенному етапі в пізньоальпійський час були зірвані зі своєї основи і трансформовані в систему тектонічних покривів, ускладнених численними скибами, лусками, складками. З урахуванням особливостей формування осадових товщ і їх тектонічних перетворень у межах Зовнішніх Карпат виділяють декілька тек-

тонічних зон і серію підзон, кількість яких змінюється на різних поперечних перетинах (див. рис. 1), а також у різних авторів тектонічних побудов. Товщина насунутих відкладів — 8—10 км, а загальна товщина осадової товщі за сейсмічними даними досягає 18—26 км [Заяць, 2013; Літосфера ..., 1994; Starostenko et al., 2013 та ін.].

Внутрішні Карпати формує система кристалічних масивів, складених дислокованими доальпійськими метаморфізованими і магматичними комплексами. Вони мають покривно-складчасту будову, яка сформувалась у допізньокрейдяний час. На значній частині Внутрішніх Карпат кристалічні масиви незгідно перебиваються мезозойськими і кайнозойськими відкладами депресій (Паннонської, Закарпатської, Віденської та ін.). На території України вони представлені Закарпатським прогином, у складі якого виділяють Східнославацьку, Чоп-Мукачівську і Солотвинську западини. Прогин заповнюють неогенові моласові відклади, товщина яких змінюється від сотень метрів до 3500 м.

За результатами аналізу геолого-геофізичних даних в еволюції Карпатської гірської складчасто-насувної споруди можна виділити два етапи. Її утворення на континентальній земній корі почалось у середньому тріасі. Воно супроводжувалось розтяганням і деструкцією континентальної кори, утворенням океанічних басейнів і нагромадженням осадових товщ. Існування океанічної кори підтверджується наявністю у Внутрішніх Карпатах офіолітів і магматичних порід, характерних для океанічних басейнів [Крупський, 2001; Ляшкевич и др., 1995; Павлюк, Медведєв, 2004 та ін.].

Наприкінці юри змінився геотектонічний режим Карпат. Це супроводжувалось домінуванням стискних зусиль, субдукційними і колізійними процесами, утворенням насувів і складчастості. На заключному етапі в постоліоценовий час флішові відклади (іноді разом з їх підстеляючими елементами) були зірвані із своєї основи і насунуті на край платформи.

Багатофазний розвиток Карпат відображається в багатоярусній структурі земної

кори. В її будові беруть участь доальпійські й альпійські комплекси. Докембрійські породи встановлені у фундаменті Передкарпатського і Закарпатського прогинів, в ядрах кристалічних масивів Внутрішніх Карпат [Глушко, 1968; Карпатская ..., 2004 та ін.]. Ці дані дають змогу зробити висновок про формування Складчастих Карпат на деформованому краю Євразійської плити.

Глибинні розломи. Важливу роль у формуванні структури земної кори і глибинних тепломасопотоків відіграють глибинні розломи (див. рис. 1). У Карпатському регіоні можна виділити декілька систем розломів. Передусім слід звернути увагу на суттєву відмінність розривних тектонічних порушень фундаменту і альпійських осадових комплексів. У фундаменті Зовнішніх Карпат, Передкарпатського прогину і південно-західної окраїни Східноєвропейської платформи найбільш чітко виділяються розломи двох напрямків: північний захід—південний схід і північний схід—південний захід (відповідно поздовжні і поперечні щодо основних структур Східних Карпат або південно-західної межі Східноєвропейської платформи) [Глушко, 1968; Карпатська ..., 2004; Крупський, 2001]. Вони зберігали активність протягом тривалого часу, а їх роль у структурноутворювальних процесах змінювалась у відповідності до зміни геодинамічних умов. Деякі з них виходять за межі Карпатського регіону. Поздовжні (північно-західного простягання) розломи перетинають палеозойські і мезозойські комплекси, а також нижню частину неогенових відкладів. У мезозойських і неогенових відкладах

розломи проявляються як скиди, по яких мезокайнозойські породи ступінчасто опускались у південно-західному напрямку під моласові утворення Передкарпатського прогину. Така динаміка розломних зон сприяла утворенню в земній корі в мезозої—кайнозої зон розтягання і підвищеної проникності. В палеозої у зонах цих розломів відбувались інтенсивні насувні процеси. Результати геофізичних досліджень і буріння в Передкарпатському прогині підтверджують існування в цьому регіоні насувних порушень у товщі відкладів верхнього протерозою і палеозою [Карпатська ..., 2004]. Відклади мезозою і неогену в Передкарпатському прогині менше дислоковані. В них виділяють декілька поздовжніх розломів, які не завжди узгоджуються із системою тектонічних порушень у фундаменті.

Поперечні розломи в Передкарпатському прогині активніше проявляються в мезокайнозойських відкладах. Вони ділять Передкарпатський прогин і Зовнішні Карпати на блоки, що зазнали ліво- та правосторонніх переміщень.

Значною тектонічною порушеністю характеризуються мезокайнозойські відклади Складчастих Карпат. Тут існує густа сітка поздовжніх, поперечних, діагональних розломів і різноманітних складчастих дислокацій. Поздовжні розриви — це, в основному, насуви, які місцями переходять у скидо-зсуви. Дислокованість порід збільшується у південно-західному напрямку. На південному схилі Карпат збільшується кількість тектонічних порушень, змінюється їх структура. Серед них виділяються круті

Рис. 1. Тектонічне районування [Тектонічна ..., 2007] і схема основних розломів Карпатського регіону [Заяць, 2013; Карпатська ..., 2004; Кутас и др., 1996]: 1 — тектонічні одиниці (I — схил Східноєвропейської платформи (Львівський палеозойський прогин); Ia — Внутрішня (Ростоцька) зона Львівського палеозойського прогину; II — Західноєвропейська (палеозойська) платформа (Рава-Руська зона); III — Передкарпатський прогин; IIIa — Більче-Волицька зона; IIIб — Самбірська зона; IIIв — Бориславсько-Покутська зона; зони Складчастих Карпат: IV — Скибова, V — Кросненська, VI — Дуклянська, VII — Чорногорська, VIII — Поркулецька, IX — Магурська, X — Рахівська, XI — Мармароська, XII — Пенінська; XIII — Вигорлат-Гутинська вулканічна гряда; XIV — Закарпатський прогин; XV — Мармароський масив; XVI — Паннонський басейн); 2 — основні розломи: поздовжні (1 — Радехівський, 2 — Великомоствський, 3 — Чернівецький, 4 — Нестеровський, 5 — Сторожинецький, 6 — Рава-Руський, 7 — Давіденівський, 8 — Судово-Вишнянський, 9 — Краковецький, 10 — Передкарпатський, 11 — Ужоцький, 12 — Черноголовський, 13 — Закарпатський, 14 — Припаннонський); поперечні (a — Дрогобицько-Щирецький, б — Стрийський, в — Долинський, г — Тячівсько-Надвірнянський, д — Покутський).

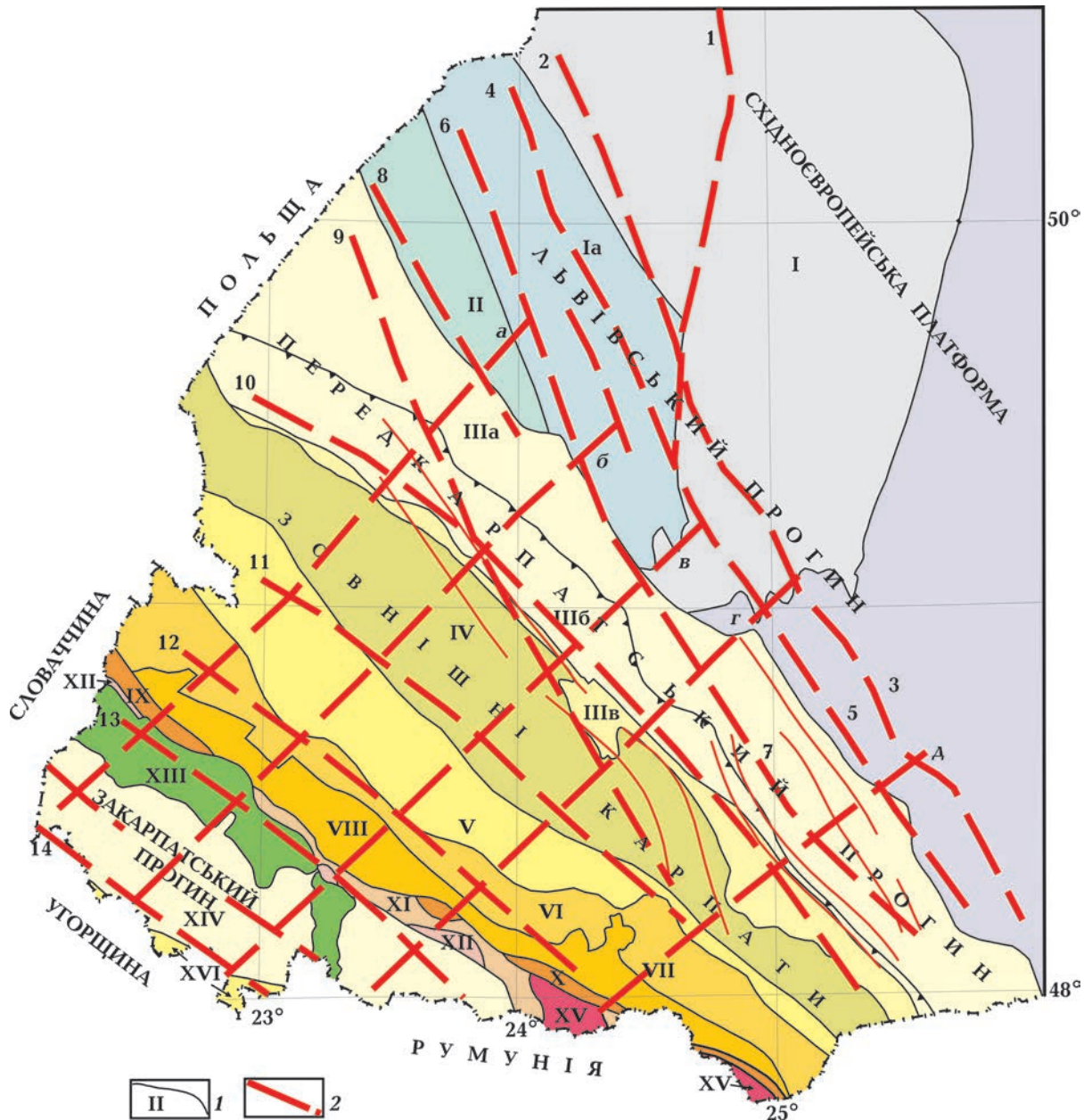


Fig. 1. Tectonic zoning [Tectonic ..., 2007] and scheme of main faults of the Carpathians region [Zajats, 2013; Carpathian ..., 2004; Kutas et al, 1996]: 1 — tectonic unions: slope of the Eastern European platform (Lviv Paleozoic depression) (Ia — Inner (Rostoch) zone of the Lviv Paleozoic depression; II — Western European (Paleozoic) platform (Rava-Russian zone); III — Pre-Carpathian depression; IIIa — Bilche-Volytsa zone; IIIб — Sambir zone; IIIв — Boryslav-Pokut zone; zones of the Folded Carpathians: IV — Skibova, V — Krosnenska, VI — Duklyanska, VII — Chornogorska, VIII — Porkuletska, IX — Magurska, X — Rakhiv, XI — Marmaroshska, XII — Peninska; XIII — Vygortat-Guta volcanic ridge; XIV — Transcarpathian trough; XV — Marmarosh massif; XVI — Pannonian Basin); 2 — main faults: longitudinal (1 — Radekhivsky, 2 — Velyko-Mostivsky, 3 — Chernivetsky, 4 — Nesterovsky, 5 — Storozhynetsky, 6 — Rava-Rusky, 7 — Davidenovsky, 8 — Sudovo-Vyschnyansky, 9 — Krakovetsky, 10 — Precarpathian, 11 — Uzhotsky, 12 — Chornoholovsky, 13 — Zakarpatsky, 14 — Prypannonsky); transverse (a — Drohobych-Shchyretsky, б — Stryisky, в — Dolynsky, г — Tyachiv-Nadvirnyansky, д — Pokutsky).

насуви. Значно зростає кількість поперечних і діагональних розривних дислокацій. З ними пов'язані горизонтальні блокові

переміщення, а до ділянок їх перетину з поздовжніми розломами приурочені виходи газів, нафтопродуктів і мінеральних



Рис. 2. Глибинні розломи і розподіл нафтогазових родовищ [Атлас ..., 1998]: 1 — основні розломи (див. рис. 1); 2 — нафтові родовища; 3 — газові родовища; 4 — нафтогазові родовища; 5 — газоконденсатні та нафтоконденсатні родовища; 6 — тектонічні одиниці (див. рис. 1).

Fig. 2. Deep faults and distribution of oil-and-gas fields [Atlas ..., 1998]: 1 — main faults (see Fig. 1); 2 — oil fields; 3 — gas fields; 4 — oil-and-gas fields; 5 — gas condensate and oil fields; 6 — tectonic units (see Fig. 1).

вод. У Магурській і Дуклянській зонах у флішових відкладах трапляються інтрузії гранодіоритів. З інтрузивними тілами, що проривають Дуклянський фліш на північному заході, пов'язані прояви кіноварі [Крупський, 2001; Карпатська ..., 2004].

Нафтогазове районування. Основні промислові родовища вуглеводнів Східно-карпатської нафтогазоносної області концентруються в Передкарпатському прогині [Карпатська ..., 2004; Крупський, 2001 та посилення в них] (рис. 2). При цьому спостерігається досить чітке розмежування газових і нафтових родовищ. Газові родовища переважають у Більче-Волицькій (Зовнішній) зоні прогину. Тут відкрито десятки родовищ газу і лише три родовища нафти. Нафтові та газоконденсатні родовища зосереджені в Бориславсько-Покутській (Внутрішній) зоні. Поклади нафти і газу залягають у різних стратиграфічних, структурних і літологічних комплексах у широкому діапазоні глибин, температур і тисків.

Газові родовища у Зовнішній зоні розподілені нерівномірно. Більшість тяжіють до північно-західної частини в межах Крукеницької западини з потужною товщею неогенових відкладів. Поклади газу тут пов'язані з відкладами юри, крейди, неогену (сармату) в інтервалі глибин від сотень метрів до 3,0 км і температур від 18—20 до 60—70 °С. У південно-східній частині прогину поклади газу локалізуються тільки у відкладах неогену, їх значна частина розміщується на малих глибинах у відкладах баденію. Родовища газу в Зовнішній зоні тяжіють до поздовжніх глибинних розломів у ложі прогину—Городоцького, Краковецького, Меженецького, Калуського (див. рис. 2). Найбагатші родовища приурочені до осередків їх перетину з поперечними розломами. Сприятливі умови для утворення газових родовищ у Зовнішній зоні склалися тільки після відкладення екранувальних товщ баденію і сармату. Вони формувалися в умовах відносно низьких температур (30—70 °С) унаслідок припливу газу із більш заглиблених горизонтів або суміжних територій. Імовірно, всі поклади газу у Зовнішній зоні формувалися з єдиного газового резервуара.

Родовища нафти у Зовнішній зоні прогину залягають у платформних мезозойських відкладах. Два родовища важкої нафти (Коханівське і Вишнянське) відкрито в юрських відкладах у північно-західній частині зони, одне нафтогазове родовище (Лопушнянське) з покладами у верхній юрі, крейді і палеогені — у південно-східній частині зони під насувом Покутських Карпат.

Найвідоміші нафтові і газоконденсатні родовища Українських Карпат концентруються в Бориславсько-Покутській (Внутрішній) зоні, яка вузькою смугою завширшки 20—30 км простягається вздовж південно-західного борту Передкарпатського прогину між двома глибинними розломами в автохтонних відкладах: Передкарпатським на північному сході і Славським на південному заході. Більшість відомих родовищ знаходяться в зоні Передкарпатського розлому, особливо в осередках його перетину з поперечними розломами. В межах Бориславсько-Покутської зони виділено сім таких вузлових об'єктів [Крупський, 2001]. Поклади нафти виявлено у різних ярусах насунутих флішових відкладів крейди і палеогену в інтервалі глибин від сотень метрів до 5,7 км і температурному діапазоні від 18—20 до 135—148 °С. Поклади нафти в алохтонних відкладах могли формуватися тільки після закінчення насувоутворювальних процесів, тобто не раніше пізнього міоцену. Наявність покладів у широкому діапазоні глибин у різновікових відкладах засвідчує їх міграційну природу. У формуванні покладів провідну роль могли відігравати глибинні розломи в автохтонних відкладах.

Чотири невеликі родовища метану і одне вуглекислого газу виявлено в Закарпатському прогині. Три метанові родовища відкрито в Чоп-Мукачівській западині і одне — у Солотвинській [Крупський, 2001]. Родовища локалізуються в зоні Центрально-Закарпатського розлому. Притоки газу отримані з відкладів баденію, сармату і паннону на глибинах від сотень метрів до 1600 м. Температура цих відкладів у процесі розвитку басейну не перевищувала 60—70 °С. За таких температурних умов поклади газу в них могли формуватися тільки у

постпліоценовий час за рахунок метану біогенного походження або надходження глибинних газів, зокрема магматичних газів після пліоценової фази активного вулканізму. Генерація метану відбувалась через відновлення CO_2 в умовах високих температур і тисків. Саме з таким механізмом утворення вуглеводнів та їх родовищ можна пов'язати високий вміст в газах Закарпатського прогину водяної пари, діоксиду вуглецю, азоту, гомологів метану, інших газів і різноманітних мінеральних включень. Такий досить складний розподіл вуглеводневого і вуглекислого газу в Закарпатському прогині сформувався внаслідок накладання молодих нафтогазоутворювальних процесів на глибинний вуглекислий потік, обумовлений попередніми геодинамічними і геотермічними подіями [Кутас, 2016].

У Складчастих Карпатах в межах України знакових промислових покладів нафти або газу у флішових відкладах поки що не виявлено. Тут відкрито, але не досліджено лише одне газове родовище у флішових відкладах на Гринявській площі у південно-західній частині зони Кросно. За межами України на території Польщі у цій же зоні у піднасувних відкладах відкрито декілька нафтових і газових родовищ [Крупський, 2001]. Утім слід зазначити, що відсутність знакових родовищ в цьому тектонічному регіоні Українських Карпат не вказує однозначно на його безперспективність. На формування родовищ впливає багато чинників: умови генерації і міграції вуглеводнів, наявність глибинних флюїдів, колекторські властивості, наявність ізолювальних товщ та ін. І тільки їх поєднання може забезпечити утворення і збереження нафтогазових покладів. У цьому регіоні виявлено численні прояви нафти і газу. В багатьох

свердловинах у флішових відкладах отримано досить значні, але короточасні припливи газу [Карпатська ..., 2004; Павлюк та ін., 2019 та ін.]. Дослідники Карпатського регіону відсутність значних скупчень вуглеводнів у Складчастих Карпатах пов'язують з низькими колекторськими властивостями і розкритістю надр, зумовленою значною роздрібленістю і деформованістю порід, а найбільші перспективи — з параавтохтонними відкладами Кросненської зони під насувом Дукалянської і Чорногорської зон [Крупський, 2001; Шлапінський, 2015; Павлюк та ін., 2019 та ін.].

Вільні і розчинні гази Карпатського регіону. Флішові відклади тектонічних покривів Карпат і осадові басейни Передкарпатського і Закарпатського прогинів характеризуються високою газонасиченістю. Серед вільних і водорозчинних газів домінують метан, діоксид вуглецю, азот. Як домішки в різній кількості наявні гомологи метану, сірководень, гелій, водень та ін. У природних умовах гази змішуються в різних пропорціях і їх хімічний склад змінюється в широких межах як за площею, так і за глибиною. Проте слід зазначити, що загазованість Карпатського регіону вивчено доволі фрагментарно. Наявні точкові визначення вмісту і хімічного складу газів дають змогу виявити лише певні тенденції, які досить однозначно узгоджуються з тектонічним і геотермічним районуванням (рис. 3).

У Передкарпатському прогині у складі газів домінує метан. Його вміст в неогенових відкладах перевищує 90 %. В мезозойських відкладах збільшується вміст азоту (інколи до 40 %) [Карпатська ..., 2004]. У Складчастих Карпатах склад газів ускладнений. В їх зовнішній частині у Скибовому і частково в Кросненському покривах пере-

→

Рис. 3. Хімічний склад газів та ізотопний склад вуглецю ($\delta^{13}\text{C}$) у різних тектонічних підрозділах Українських Карпат (за матеріалами [Карпатська ..., 2004; Павлюк та ін., 2019]): 1 — межі тектонічних зон; 2 — метанові і метаново-азотні гази Передкарпатського прогину ($-70\text{‰} < \delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4} < -48,6\text{‰}$); 3 — метанові і азотно-метанові гази Зовнішніх Складчастих Карпат ($-48,6\text{‰} < \delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4} < 31,5\text{‰}$); 4 — азотно-вуглекислі і метаново-вуглекислі гази зон південно-західного схилу Складчастих Карпат ($-31,5\text{‰} < \delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4} < -20\text{‰}$); 5 — вуглекислі і азотно-вуглекислі гази Закарпатського прогину ($\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2} < -20\text{‰}$); 6 — осередки з підвищеним вмістом метану в Закарпатському прогині; 7 — межі зон з різною концентрацією газу.

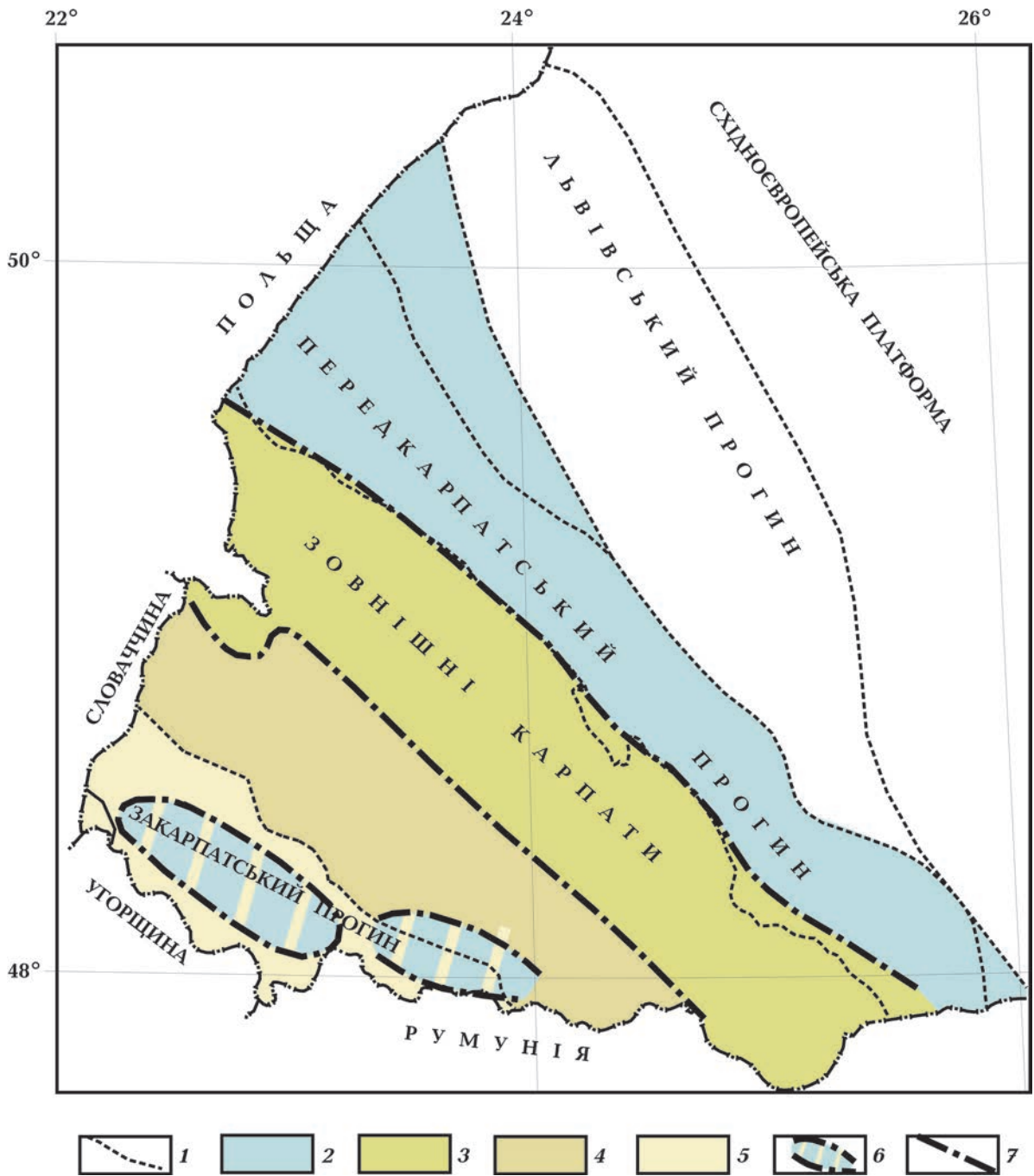


Fig. 3. Chemical composition of gases and isotopic composition of carbon ($\delta^{13}\text{C}$) in different tectonic subdivisions of the Ukrainian Carpathians (based on materials [Karpatska ..., 2004; Pavliuk et al., 2019]): 1 — boundaries of tectonic zones; 2 — methane and methane-nitrogen gases of the Precarpathian Depression ($-70\text{‰} < \delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4} < -48.6\text{‰}$); 3 — methane and nitrogen-methane gases of the Outer Folded Carpathians ($-48.6\text{‰} < \delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4} < -31.5\text{‰}$); 4 — nitrogen-carbon dioxide and methane-carbon dioxide gases of the south-western slope of the Folded Carpathians ($-31.5\text{‰} < \delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4} < -20\text{‰}$); 5 — carbon dioxide and nitrogen-carbon dioxide of the Transcarpathian Depression ($\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2} < -20\text{‰}$); 6 — cells with high methane content in the Transcarpathian Depression; 7 — boundaries of zones with different gas concentrations.

важає метан. У південно-західному напрямку кількість метану у верхній частині розрізу зменшується, а азоту і діоксиду вуглецю збільшується. Значні варіації хімічного складу газів виявлено у свердловинах, пробурених в зоні зчленування Дуклянського, Чорногорського, Магурського покривів.

На деяких ділянках з підвищеною геотермічною активністю вміст діоксиду вуглецю підвищується до 80—90 % [Павлюк та ін., 2019]. Високим вмістом вуглекислого газу характеризуються Вигорлат-Гутинське вулканічне пасмо і Закарпатський прогин. Його найбільший вміст спостерігається в

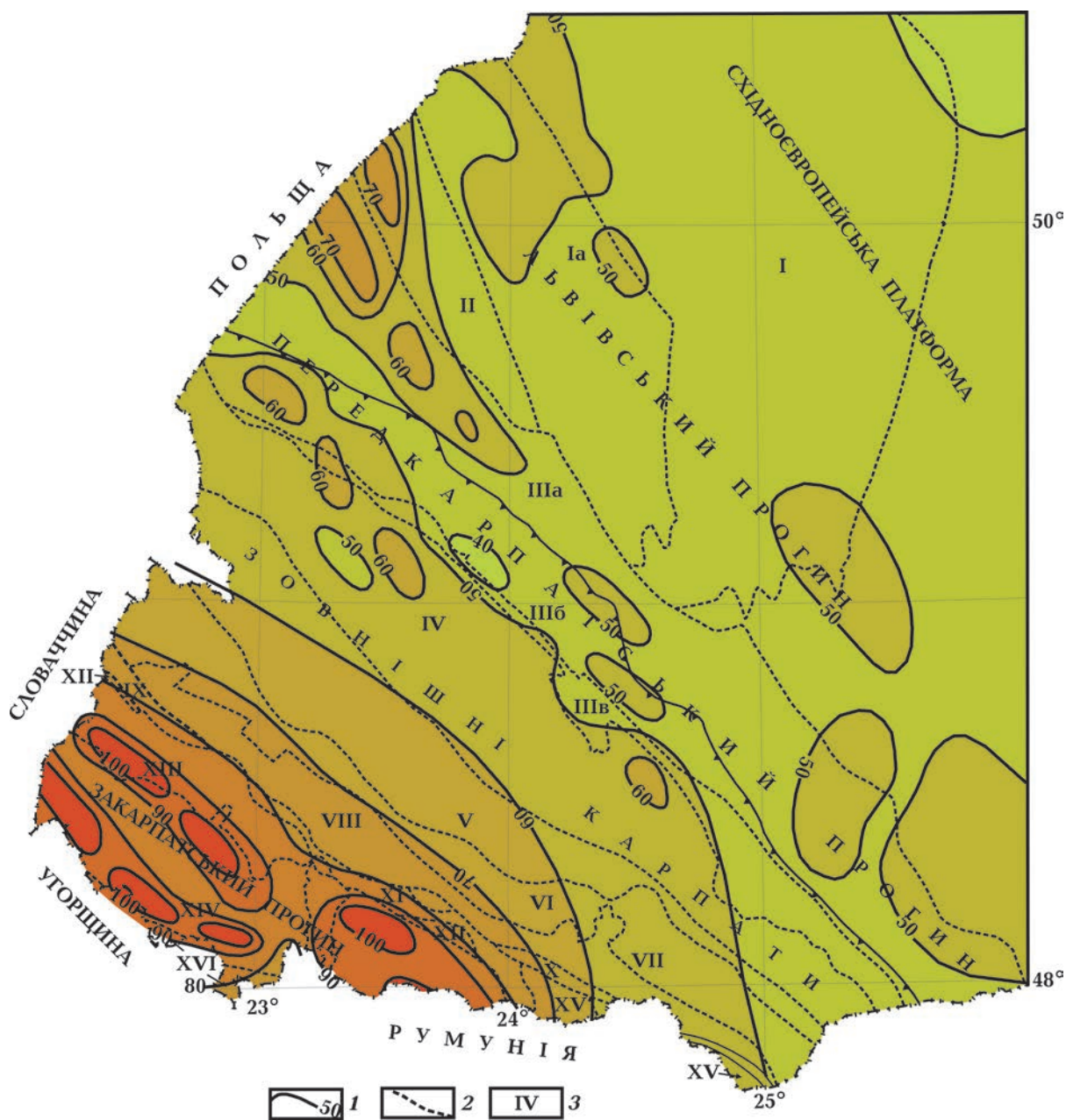


Рис. 4. Густина теплового потоку Карпатського регіону, мВт/м²: 1 — тепловий потік; 2 — межі тектонічних зон; 3 — тектонічні одиниці (див. рис. 1).

Fig. 4. Heat flow density of the Carpathian region, mW/m²: 1 — heat flux; 2 — boundaries of tectonic zones; 3 — tectonic units (see Fig. 1).

зоні Закарпатського розлому, дещо нижчий — в зоні Паннонського розлому. В центральній частині Закарпатського прогину збільшується вміст метану. Тут, як зазначено, відкрито 4 родовища метану. За аналізом наявних геофізичних, геотермічних і геохімічних даних у межах Українських Карпат у верхній частині земної кори домінують вуглецеві гази — метан (CH_4) і діоксид вуглецю (CO_2). При цьому в зонах поширення CH_4 і CO_2 вміст CH_4 з глибиною збільшується, а CO_2 — зменшується [Карпатська ..., 2004]. З глибиною зростає також кількість гомологів метану. Такий латеральний і глибинний розподіл CH_4 і CO_2 можна пояснити умовами їх генерації і міграції: CO_2 генерується у високотемпературних умовах (нижній корі і верхній мантії) і надходить у поверхневі горизонти через зони глибинних тектонічних порушень. CH_4 утворюється за відносно низьких температур у середній та нижній корі і накопичується за участі як фільтраційної, так і дифузійної міграції в осадових і метаморфізованих породах. Таким чином, у Карпатському регіоні можна виділити два газові поля: вуглеводневе і вуглекисле (гідротермальне [Шлапінський, 2015; Павлюк та ін., 2019]). Утім провести між ними чітку межу, яка б узгоджувалась з певним тектонічним елементом, неможливо. Вміст CH_4 і CO_2 змінюється в широких межах і за площею, і за глибиною й залежить від тектонічної активності, товщини і структури земної кори, термобаричних умов та інших факторів. Кількість і масштабність осередків з підвищеним вмістом CO_2 починає зростати в Центрально-Карпатській тектонічній зоні між Ужоцьким і Закарпатським глибинними розломами і корелюється з підвищенням геотермічної активності.

Природні вуглецеві гази Карпатського регіону різняться значними варіаціями ізотопного складу вуглецю. Параметр $\delta^{13}\text{C}$, який характеризує співвідношення між вмістом легкого (C^{12}) і важкого (C^{13}) стабільних ізотопів вуглецю в метані змінюється від -70 до -18 ‰ [Карпатська ..., 2004]. При цьому спостерігається підвищення $\delta^{13}\text{C}$ від Зовнішньої зони Передкарпатського про-

гину ($-59,6 < \delta^{13}\text{C} < -46,5$ ‰) до Внутрішньої зони та Складчастих Карпат ($-46,8 < \delta^{13}\text{C} < -31,5$ ‰) і Закарпатського прогину ($-30 < \delta^{13}\text{C} < -20$ ‰). Таку саму закономірність у зміні ізотопного складу вуглецю визначено і в діоксиді вуглецю (від $-21,6 < \delta^{13}\text{C} < -11$ ‰ у Передкарпатському прогині до $-15,9 < \delta^{13}\text{C} < 0,7$ ‰ на межі Закарпатського прогину). Поперечна зональність за ізотопним складом вуглецю в Карпатському регіоні узгоджується із зростанням геотермічної і тектонічної активності в напрямку Закарпатського прогину. За ізотопним складом вуглецю вуглецевих газів у Карпатському регіоні можна зробити висновок про їх переважно термокаталітичне і термометаморфічне (глибинне) походження. В Передкарпатському прогині вуглецеві гази можуть бути збагачені метаном біогенного походження.

Геотермічні умови Карпатського регіону. Карпатський регіон характеризується значною різноманітністю геотермічних умов. Температури, заміряні експериментально в свердловинах, на глибині 1000 м змінюються від 25 — 30 до 65 — 70 °С, а на глибині 3000 м — від 60 — 65 до 130 — 150 °С. Відповідно, теплові потоки коливаються в межах 36 — 130 мВт/м² [Кутас, 2014; Majcin et al., 2016] (рис. 4). Геотермічний режим земної кори тісно пов'язаний з її будовою, особливостями розвитку, наявністю в ній потоків глибинних флюїдів і газів. У розподілі теплових потоків виявляються регіональні та локальні закономірності, що поєднуються з глобальними геодинамічними процесами і структурними, літологічними, гідрогеологічними особливостями окремих тектонічних елементів. За фоновим розподілом температур і теплових потоків в українському секторі Карпат можна виділити три геотермічні зони з різним рівнем теплових потоків.

Зона низької геотермічної активності з густиною теплового потоку 36 — 60 мВт/м² охоплює крайову частину Східноєвропейської платформи, майже весь Передкарпатський прогин, значну частину Східних Флішових Карпат (Скибову та частину Кросненської зон). Низький рівень теплових потоків у цьому регіоні узгоджується з

докембрійським або ранньопалеозойським віком фундаменту. Високими тепловими потоками ($75\text{--}130\text{ мВт/м}^2$) характеризуються Закарпатський прогин і прилеглі структури Паннонського басейну. Високий рівень теплових потоків сформувався тут у неогені за рахунок надходження тепла із мантиї у формі вертикальних тепломасопотоків [Кутас, 2016]. Зони низької і високої геотермічної активності розділяє смуга поступового підвищення теплових потоків від 60 до 75 мВт/м^2 у південно-західній частині Складчастих Карпат між Ужоцьким і Закарпатським розломами. Слід також відзначити регіональне поступове зниження температур і теплових потоків (від $50\text{--}70$ до $35\text{--}55\text{ мВт/м}^2$) з північного заходу на південний схід у Передкарпатському прогині і Складчастих Карпатах. Воно пов'язане з докайнозойською історією цього регіону.

Регіональні закономірності в розподілі теплових потоків ускладнюються різномасштабними зональними й локальними аномаліями, пов'язаними з особливостями геодинамічного розвитку і будови земної кори. У формуванні зональних і локальних геотермічних аномалій важливу роль відіграють глибинні розломи, структура і склад земної кори, динаміка підземних вод та багато інших чинників, що впливають на розподіл джерел тепла, інтенсивність глибинних тепломасопотоків, умови теплоперенесення в земній корі та теплообміну на її поверхні [Кутас, 2014].

На фоні низьких теплових потоків південно-західної частини Східноєвропейської платформи і прилеглих тектонічних елементів підвищеними тепловими потоками ($50\text{--}70\text{ мВт/м}^2$) виділяється внутрішня зона Львівського палеозойського прогину і північно-західна частина Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину вздовж Краковецького глибинного розлому. З південного сходу аномалії обмежені поперечним Стрийським розломом, а на північному заході продовжуються за межі Карпатського регіону і простежуються на Західноєвропейській платформі і в Люблінській западині.

Геолого-геофізичний аналіз цих аномалій з використанням результатів матема-

тичного моделювання [Кутас, 2014] дає змогу дійти висновку щодо їх формування в мезозої внаслідок надходження тепла із верхньої мантиї. Цьому сприяла тектонічна активізація крайової частини Східноєвропейської платформи в мезозої—кайнозої, з якою пов'язане утворення в юрі і крейді відповідно Стрийського та Львівсько-Люблінського прогинів, а також системи розломів, по яких ця частина платформи поступово занурювалась під Передкарпатський прогин і Складчасті Карпати. Опускання супроводжувалось розтяганням земної кори і утворенням прирозломних грабеноподібних прогинів. Незначне підвищення теплових потоків ($45\text{--}55\text{ мВт/м}^2$) спостерігається у південно-східній частині Більче-Волицької зони. В центральній частині зони, перекритій Стебницьким насувом Карпат, і в прилеглій частині Східноєвропейської платформи зберігаються низькі значення теплових потоків ($35\text{--}45\text{ мВт/м}^2$).

Локальними аномаліями температур і теплових потоків виділяються в Зовнішній зоні прогину газові родовища. Підвищення теплових потоків над родовищами становить від $2\text{--}3$ до $10\text{--}12\text{ мВт/м}^2$, а температур на глибині 2000 м — від $1\text{--}3$ до $8\text{--}12\text{ }^\circ\text{C}$. Найінтенсивніші аномалії спостерігаються над родовищами в Крукеницькій западині. У південно-східній частині Зовнішньої зони амплітуди аномалій над родовищами газу зменшуються або аномалії зовсім не виділяються.

У Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину і в зовнішній частині Складчастих Карпат теплове поле більш диференційоване, збільшується кількість локальних аномалій і підвищується середній рівень теплового потоку на $5\text{--}12\text{ мВт/м}^2$. Ці зміни теплового режиму обумовлені переважно перебудовою земної кори на заключному етапі альпійського тектогенезу. До зменшення теплових потоків у приповерхневому шарі приводить утворення насувів. Одночасно відбувається поступове підвищення теплових потоків на $5\text{--}10\text{ мВт/м}^2$ унаслідок збільшення товщини збагаченого радіоактивними елементами осадового шару. Підвищення теплових потоків на

4—8 мВт/м² спричиняє ерозія і, відповідно, піднімання до поверхні більш нагрітих глибинних шарів земної кори. Численні локальні аномалії виділяються над розломними зонами, крайовими ділянками насувів, склепіннями складок та іншими неоднорідностями земної кори, які впливають на умови теплоперенесення. Аномаліями підвищених теплових потоків і температур виділяються нафтогазові родовища.

Природа аномалій над нафтогазовими родовищами не має єдиного обґрунтування. Вони можуть бути пов'язані з додатковим тепловиділенням в процесі генерації чи розпаду вуглеводнів або зі змінами умов теплоперенесення, обумовленими структурно-літологічними особливостями геологічного розрізу, або зменшенням теплопровідності насичених нафтою чи газом порід [Карпатська ..., 2004; Кутас, 1978, 2020; Осадчий, 1976; Rusakov, Kutas, 2018]. Разом з тим більшість дослідників поєднує їх з глибинними флюїдо-газовими потоками, які формують родовища нафти і газу. Наявність таких потоків передбачає існування в земній корі розломних зон з підвищеною проникністю і сприятливими умовами для фільтраційної міграції флюїдів і газів. Однак нагромадження вуглеводнів і утворення їх родовищ можливе лише за наявності екранувального шару, який забезпечує збереження родовищ і водночас блокує підймання флюїдного потоку. Після заповнення пастки надходження глибинних флюїдів і теплової енергії припиняється. Джерелом теплової аномалії стає заповнена вуглеводнями пастка. Без надходження додаткової енергії температура пастки поступово наближається до температури середовища, що оточує пастку. Час стабілізації теплового режиму залежить від об'єму покладів і глибини їх залягання. Він може змінюватися від десятків чи сотень до сотень тисяч років. Тим не менш деяка аномальність теплового поля має зберігатися внаслідок дифузійних процесів, дислокованості осадової товщі, розвантаження глибинних потоків у зонах розломів.

Умови формування нафтогазових родовищ. Аналіз розподілу родовищ нафти

та газу в Карпатському регіоні засвідчує багатофазність і багатофакторність їх формування. Визначальну роль у цьому процесі відіграють геодинамічні та термобаричні умови, які разом контролюють його розвиток від генерації вуглеводнів до утворення їх родовищ. Цей процес складається із декількох окремих елементів: нагромадження первинної вихідної речовини, забезпечення відповідних термобаричних умов, генерації вуглеводнів, утворення пасток та екранувальних товщ, міграції вуглеводнів та їх взаємодії з породами, формування родовищ. Родовище вуглеводнів є кінцевим (але не обов'язковим) продуктом такого процесу. За зміни геодинамічних або геотермічних умов перебіг цього процесу може бути зупинений або змінений на будь-якому етапі.

Східні Карпати можна вважати досить показовим прикладом реалізації такого процесу. Земна кора в цьому регіоні характеризується високою газонасиченістю. Склад газів змінюється в широких межах, але переважають вуглецеві гази (CO₂ і CH₄), що вказує на наявність потужного початкового вуглецевого потенціалу і сприятливих умов для їх генерації. Вміст CO₂ і CH₄ змінюється за площею і з глибиною і залежить від геотермічної активності. З підвищенням температури збільшується вміст CO₂, водночас діоксид вуглецю і метан збагачуються ізотопно важким вуглецем. Така закономірність узгоджується з результатами сучасних досліджень ізотопного складу вуглецю різних нафтогазових родовищ [Валяев, 2015]. Виявлена закономірність у розподілі вуглецевих газів, а також інших газів (зокрема гомологів метану), самородних металів і різних мінеральних утворень засвідчує їх глибинне походження і можливість утворення в широкому інтервалі глибин, в різних геотермічних умовах.

У латеральному розподілі родовищ нафти і газу в Українських Карпатах спостерігається провідна роль геодинамічних умов, які визначають структурно-літологічні параметри земної кори і, відповідно, її міграційні та ізоляційні можливості нагромаджувати і зберігати вуглеводні. Вище вже за-

значалось, що більшість родовищ в Карпатському регіоні мають міграційне походження. Місце їх утворення не збігається з місцем їх сучасного залягання. Найсприятливіші умови для формування родовищ існують у Передкарпатському і частково Закарпатському прогінах. На значній території Складчастих Карпатах у флішових відкладах алохтону такі умови відсутні через їх значну дислокованість, низькі колекторські властивості і відсутність надійних покришок. Проте значні запаси вуглеводнів у цьому регіоні можуть зберігатися під насувом флішових покривів. Це припущення підтверджується відкриттям нафтових і газових родовищ під насувом Західних Карпат на території Польщі [Крупський, 2001].

Для утворення вуглеводнів та їх родовищ необхідні певні геодинамічні й геотермічні умови, які можуть забезпечити потрібну концентрацію первинних хімічних елементів та відповідний рівень температур і тисків. На підставі аналізу будови земної кори, особливостей геологічної історії, розподілу родовищ вуглеводнів, хімічного та ізотопного складу газів у Карпатському регіоні у формуванні родовищ вуглеводнів можна виділити три стадії, які збігаються з трьома головними етапами тектонічного розвитку цього регіону. Перша стадія характеризується накопиченням первинних компонентів (вуглецю, водню, кисню) і зміною теплової активності. Ця стадія відповідає етапу деструкції і розтягання літосфери, розкриттю океанічних басейнів, нагромадженню осадів, підняттю астеносфери, утворенню глибинних високотемпературних флюїдних і газових потоків. На другій стадії починається генерація вуглеводнів. Вона узгоджується з етапом стискання літосфери, активізацією субдукційних і колізійних процесів, зануренням і нагріванням збагачених

органічною речовиною і водою осадових товщ. У процесі їх занурення виділяються флюїдо-газові потоки. Їх склад залежить від глибини, складу первинної речовини, ступеня плавлення. Підіймаючись в зону низьких температур ці потоки трансформуються, від них відділяються леткі елементи, утворені мінеральні сполуки поступово випадають із системи, а флюїдні потоки збагачуються леткими елементами. В інтервалі субкритичних температур для води єдиний водогазовий потік розпадається з утворенням потоків слабомінералізованої води і газу. Продукти розпаду глибинних потоків по зонах тектонічних порушень виносяться у верхні горизонти земної кори. На третій стадії продовжується генерація вуглеводнів, їх міграція і накопичення. Часовий інтервал утворення родовищ відповідає останній стадії розвитку Карпат в міоцені, формуванню насувів, глибоких прогинів, потужних товщ міоценових глинистих відкладів.

Висновки. Розподіл нафтових і газових родовищ, газонасиченість і дегазація земної кори, хімічний склад газів та ізотопний склад їх компонентів у межах Українських Карпат характеризуються значною різноманітністю, породженою особливостями геодинамічного та геотермічного розвитку літосфери. Зміна тектонічних рухів у горизонтальному напрямку і в часі визначає умови міграції, нагромадження і збереження вуглеводнів, а термодинамічний режим — умови їх утворення. В геологічній історії Карпат можна виділити три етапи, які супроводжувались значними горизонтальними переміщеннями літосферних плит, субплит й окремих ділянок і формуванням висхідних та низхідних потоків речовини, флюїдів і газів, на основі яких за необхідних термодинамічних умов формувалися рудні та вуглеводневі родовища.

Список літератури

Атлас родовищ нафти і газу України. Т. IV, V. Західний нафтогазоносний регіон України. Гол. ред. М.М. Іванюта. Львів: Центр Європи, 1998. 710 с.

Глушко В.В. Западные и Восточные Карпаты. В кн.: Литосфера Центральной и Восточной Европы. Молодые платформы. Ред. А.В. Чекунов. Киев: Наук. думка. 1994. С. 24—94.

- Глушко В.В. Тектоника и нефтегазоносность Карпат и прилегающих прогибов. Москва: Недра, 1968. 264 с. //doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i6.2014.111016.
- Гнилко О.М. Тектонічне районування Карпат у світлі терейнової тектоніки. Ч. 1. Основні елементи Карпатської споруди. *Геодинаміка*. 2011. № 1(10). С. 47—56.
- Валяев Б.М. Проблемы нефтегазовых месторождений: теоретические аспекты и практическая значимость. В кн.: Генезис углеводородных флюидов и месторождений. Москва: ГЕОС, 2008. С. 14—22.
- Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа. В кн.: Генезис нефти и газа. Москва: ГЕОС, 2003. С. 104—105.
- Заяць Х.Б. Глибинна будова надр Західного регіону України на основі сейсмічних досліджень і напрямки пошукових робіт на нафту і газ. Львів: Центр Європи, 2013. 80 с.
- Карпатська нафтова провінція. Відпов. ред. В.В. Колодій. Львів—Київ: Український видавничий центр, 2004. 388 с.
- Кропоткин П.Н. Дегазация Земли и происхождение углеводородов. *Бюлл. МОИП. Отг-ние геологии*. 1985. Т. 60. Вып. 6. С. 3—18.
- Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. Київ: Вид. УкрДГРІ, 2001. 144 с.
- Кутас Р.И. Геотектонические и геотермические условия зон флюидной и газовой разгрузки в Черном море. *Геофиз. журн.* 2020. Т. 44. № 5. С. 16—52. doi: 10.24028/gzh.0203-3100.v42i5.2020.215070.
- Кутас Р.И. Геотермические условия и мезокайнозойская эволюция Карпато-Паннонского региона. *Геофиз. журн.* 2016. Т. 38. № 5. С. 75—107. https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i5.2016.107823.
- Кутас Р.И. Поле тепловых потоков и термическая модель земной коры. Киев: Наук. думка, 1978. 140 с.
- Кутас Р.И. Тепловой поток и геотермические модели земной коры Украинских Карпат. *Геофиз. журн.* 2014. № 6. С. 3—27. https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i6.2014.111016.
- Кутас Р.И., Красовский С.С., Орлюк М.И., Пашкевич И.К. Модель глубинного строения и тектонического развития литосферы западной Украины. *Геофиз. журн.* 1996. Т. 18. № 6. С. 18—30.
- Литосфера Центральной и Восточной Европы. Молодые платформы и альпийский складчатый пояс. Гл. ред. А.В. Чекунов. Киев: Наук. думка, 1994. 332 с.
- Ляшкевич З.М., Медведев А.П., Крупский Ю.З., Варичев А.С., Тимошук В.Р., Ступка О.О. Тектономагматическая эволюция Карпат. Киев: Наук. думка, 1995. 131 с.
- Осадчий В.Г., Лурье Б.И., Ерофеев В.Ф. Геотермические критерии нефтегазоносности недр. Киев: Наук. думка, 1976. 141 с.
- Павлюк М.І., Медведев А.П. Панкардія: проблеми еволюції. Львів: Ліга-Прес, 2004. 94 с.
- Павлюк М., Шлапінський В., Савчак О., Тарновський М. Перспективи нафтогазоносності північно-західної частини Внутрішніх Флішових покривів Українських Карпат. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2019. №2(179). С. 5—27. https://doi.org/10.15407/ggcm2019.02.005.
- Сучасна геодинаміка та геофізичні поля Карпат і суміжних територій. За заг. ред. К.Р. Третьяка, В.Ю. Максимчука, Р.І. Кутаса. Львів: Львівська політехніка, 2015. 420 с.
- Тектоническая карта Украинских Карпат. М-б 1 : 1 200 000. Ред. В.В. Глушко, С.С. Круглов. Киев: Изд. Мингео УССР, 1986.
- Тектонічна карта України. М-б 1 : 1 000 000. Ред. Д.С. Гурський, С.С. Круглов. Київ: Вид. УкрДГРІ, 2007.
- Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов. Москва: Научный мир, 2001. 605 с.
- Шлапінський В.С. Комплексна оцінка перспектив нафтогазоносності передової частини Складчастих Українських Карпат. *Геологія горючих копалин: досягнення і перспективи. Міжнародна конференція, Київ, 2—4 вересня 2015 р.* С. 248—251.

- Majcin, D., Kutas, R., Bilčík, D., Bezak, V., & Korchagin, I. (2016). Thermal conditions for geothermal energy exploitation in the Transcarpathian depression and surrounding units. *Contributions to Geophysics and Geodesy*, 46(1), 33—49. <https://doi.org/10.1515/congeo-2016-0003>.
- Rusakov, O.M., & Kutas, R.I. (2018). Mantle origin of methane in the Black Sea. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 40(5), 191—207. doi: 10.24028/gzh.0203-3100.v40i5.2018.147482.
- Starostenko, V., Janik, T., Kolomiyets, K., Czuba, W., Środa, P., Grad, M., Kováč, I., Stephenson, R., Lysynchuk, D., Thybo, H., Artemieva, I., Omelchenko, V., Gintov, O., Kutas, R., Gryn, D., Guterch, A., Hegedűs, E., Komminaho, K., Legostaeva, O., Tiira, T., & Tolkunov, A. (2013). Seismic velocity model of the crust and upper mantle along profile PANCAKE across the Carpathians between the Pannonian Basin and the East European Craton. *Tectonophysics*, 608, 1049—1072. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2013.07.008>.

Deep degasation and oil-and-gas containment of the Eastern (Ukrainian) Carpathians: geodynamic and geothermal aspects

R.I. Kutas, 2021

S.I. Subbotin Institute of Geophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine

The article presents the results of comprehensive analysis of geodynamic conditions, geothermal regime, distribution of oil-and-gas deposits, as well as degassing of Earth's crust in the Ukrainian sector of the Eastern Carpathians, being a part of the Carpathian petroliferous province. Within the boundaries of the Ukrainian sector of the Carpathians, three main tectonic units are distinguished: the Pre-Carpathian Foredeep, the Folded Carpathians, and the Transcarpathian Trough. Each of them consists of several zones or tectonic covers. Oil-and-gas deposits are mainly concentrated within the Pre-Carpathian Foredeep. Gas deposits prevail in its outer zone, while the oil deposits in inner one. Several small methane deposits were discovered in the Transcarpathian Trough, and only one deposit in the Folded Carpathians. Earth's crust within the whole Carpathian region is characterized by high level of gas saturation. Here methane and carbon dioxide prevail. According to chemical composition of gas and isotopic signature of carbon in carbonaceous gases, two areas can be distinguished within the region: north-east, where methane dominates, and south-west, where carbon dioxide prevails. These areas are divided by the Central Carpathian tectonic zone. They adhere to geothermal zoning. The former is characterized by low geothermal activity (heat flow density is 35—60 mW/m²), and the latter — by high level activity (heat flow density exceeds 70 mW/m²).

Hydrocarbon deposits are formed in three stages, concurring with three stages of tectonic evolution of the Carpathians. The first stage is distinguished by accumulation of primary components (carbon, hydrogen, oxygen) and thermal activity increase. It concurs with a stage of lithosphere destruction and extension, ocean basin generation, sedimentation, asthenosphere uplift, as well as formation of deep fluid-and-gas flows. At the second stage, hydrocarbon generation commences. It corresponds to the stage of lithosphere collapse, activation of subduction and collision processes, depression and heating of sedimentary strata, enriched in organic substances and water. At the third stage, the processes of hydrocarbon generation, migration and accumulation proceed. Time interval for deposit formation is coincident with the last stage of the Carpathians evolution during Badenian and Sarmatian time, as well as with formation of overthrusts, deep depressions, and thick masses of Miocene argillaceous deposits.

Key words: Carpathians, hydrocarbons, degassing, heat flow, geodynamic conditions, faults.

References

- Ivanyuta, M.M. (Ed.). (1998). *Atlas of oil-and-gas fields of Ukraine. Western oil-and-gas-bearing Region*. Lviv: Tsentr Evropy, Vol. IV and V, 710 p. (in Ukrainian).
- Glushko, V.V. (1994). Western and Eastern Carpathians. In A.V. Chekunov (Ed.), *Lithosphere of Central and Eastern Europe belt. Young platforms and Alpine Folded* (pp. 24—94). Kiev: Naukova Dumka (in Russian).
- Glushko, V.V. (1968). *Tectonics and oil-and-gas-bearing of the Carpathians and adjoining throughs*. Moscow: Nedra, 264 p. (in Russian).
- Hnylko, O.M. (2011). Tectonic zoning of the Carpathians in terms of the terrene tectonics. *Geodynamika*, (1), 47—56 (in Ukrainian).
- Valyaev, B.M. (2008). Problems oil and gas deposits: theoretical aspects and practice important. In *Genesis carbon fluids and deposits* (pp. 14—22). Moscow: GEOS (in Russian).
- Dmitrievskiy, A.N. (2003). Oil-and-Gas poligenes. In *Oil-and-Gas genesis* (pp. 104—105). Moscow: GEOS (in Russian).
- Zayats, Kh. B. (2013). Deep structure of the Western region of Ukraine based on seismic investigation and directions of exploration works on oil-and-gas. Lviv: Tsentr Evropy, 80 p. (in Ukrainian).
- Kolodiy, V.V. (Ed.). (2004). *Carpathian petroliferous province*. Lviv—Kyiv: Ukrainian Publishing Center, 388 p. (in Ukrainian).
- Kropotkin, P.N. (1985). Earth degassing and hydrocarbon genesis. *Byulleten Moskovskogo obshchestva ispytateley prirody. Otdeleniye geologii*, 60(6), 3—18 (in Russian).
- Krupskyy, Yu.Z. (2001). *Geodynamic conditions of forming and gas-bearing of the Carpathian and Volyn'-Podolian regions Ukraine*. Kyiv: Publication of UkrDGRI, 144 p. (in Ukrainian).
- Kutas, R.I. (2020). Geotectonic and geothermal conditions of the gas discharge zones in the Black Sea. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 42(5), 16—52. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.42i5.2020.215070> (in Russian).
- Kutas, R.I. (2016). Geothermal Conditions and Mesozoic-Cainozoic Evolution of the Carpatho-Pannonian Region. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 38(5), 75—107. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i5.2016.107823> (in Russian).
- Kutas, R.I. (1978). *Field of heat flow and thermal model of the crust*. Kyiv: Naukova Dumka, 140 p. (in Russian).
- Kutas, R.I. (2014). Thermal flow and geothermic models of the Earth's crust of the Ukrainian Carpathians. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 36(6), 3—27. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v36i6.2014.111016> (in Russian).
- Kutas, R.I., Krasovskiy, S.S., Orlyuk, M.I., & Paschkevich, I.K. (1996). Lithosphere model deep structure and tectonic evolution of the Western Ukrainian. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 18(6), 18—30 (in Russian).
- Chekunov, A.V. (Ed.). (1994). *Lithosphere of Central and Eastern Europe. Young platforms and Alpine Folded*. Kiev: Naukova Dumka, 332 p. (in Russian).
- Lyashkevich, Z.M., Medvedev, A.P., Krupskiy, Yu.Z., Varichev, A.S., Timoschuk, V.R., Stupka, O.O. (1995). *Tectonic and magmatic evolution of the Carpathians*. Kiev: Naukova Dumka, 131 p. (in Russian).
- Ocadchiy, V.G., Lurie, B.I., & Erofeev, V.F. (1976). *Geothermal criterion of petroliferous of the Earth*. Kyiv: Naukova Dumka, 141 p. (in Russian).
- Pavlyuk, M.I., & Medvedev, A.P. (2004). *Pankardi: problems of evolution*. Lviv: Liga-Press, 94 p. (in Ukrainian).
- Pavlyuk, M., Shlapinskyy, V., Savchak O., Ternavsky M. (2019). Prospects of the potential for oil-and-gas presence in the North-Western part of Inner flysh covers of the Ukrainian Carpathians. *Heolohiya i heokhimiya horyuchykh kopalyn*, (2), 5—27 (in Ukrainian).
- Tretyak, K.R., Maksymchuk, V.Yu., & Kutas, R.I. (Eds.). (2015). *Recent Geodynamics and geophysical fields of Carpathians and adjusting*

- territories*. Lviv: Publ. House of Lviv Polytechnic, 420 p. (in Ukrainian).
- Glushko, V.V., & Kruglov, S.S. (Eds.). (1986). *Tectonic map of the Ukrainian Carpathians 1 : 200 000*. Kiev: Publ. of the Ministry of Geology of the Ukrainian SSR (in Russian).
- Hurskyi, D.S., & Kruglov, S.S. (Eds.). (2007). *Tectonic map of the Ukraine 1 : 1 000 000*. Kyiv: Publ. of UkrDGRI (in Ukrainian).
- Khain, V.E. (2001). *Tectonics of continents and oceans*. Moscow: Nauchnyi Mir, 605 p. (in Russian).
- Shlapinskyi, V.S. (2015). Complex value of prospect of the potential for oil and gas presence in the advanced part of the Folded Carpathians. In *Geology and geochemistry of combustible minerals. International scientific conf. Kyiv, September 2—4, 2015* (pp. 248—251) (in Ukrainian).
- Majcin, D., Kutas, R., Bilčík, D., Bezak, V., & Korchagin, I. (2016). Thermal conditions for geothermal energy exploitation in the Transcarpathian depression and surrounding units. *Contributions to Geophysics and Geodesy*, 46(1), 33—49. <https://doi.org/10.1515/congeo-2016-0003>.
- Rusakov, O.M., & Kutas, R.I. (2018). Mantle origin of methane in the Black Sea. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 40(5), 191—207. doi: 10.24028/gzh.0203-3100.v40i5.2018.147482.
- Starostenko, V., Janik, T., Kolomiyets, K., Czuba, W., Środa, P., Grad, M., Kováč, I., Stephenson, R., Lysynchuk, D., Thybo, H., Artemieva, I., Omelchenko, V., Gintov, O., Kutas, R., Gryn, D., Guterch, A., Hegedűs, E., Komminaho, K., Legostaeva, O., Tiira, T., & Tolkunov, A. (2013). Seismic velocity model of the crust and upper mantle along profile PANCAKE across the Carpathians between the Pannonian Basin and the East European Craton. *Tectonophysics*, 608, 1049—1072. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2013.07.008>.

Глубинная дегазация и нефтегазоносность Восточных (Украинских) Карпат: геодинамический и геотермический аспекты

Р.И. Кутас, 2021

Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, Киев, Украина

В статье приведены результаты комплексного анализа геодинамических условий, геотермического режима, распределения нефтяных и газовых месторождений, дегазации земной коры Украинского сектора Восточных Карпат, который является частью Карпатской нефтегазовой провинции. В пределах Украинского сектора Карпат выделяют три главные тектонические единицы: Предкарпатский прогиб, Складчатые Карпаты и Закарпатский прогиб. Каждая из них состоит из нескольких зон или тектонических покровов. Месторождения нефти и газа концентрируются преимущественно в Предкарпатском прогибе. Во Внешней зоне прогиба преобладают газовые месторождения, а во Внутренней — нефтяные. Несколько малых месторождений метана открыто в Закарпатском прогибе. В Складчатых Карпатах открыто только одно месторождение. Земная кора всего Карпатского региона характеризуется высокой газонасыщенностью. Преобладают метан и диоксид углерода. По химическому составу газа и изотопному составу углерода в углеродных газах в регионе можно выделить две области: северо-восточную с высоким содержанием метана и юго-западную с преобладающим содержанием диоксида углерода. Их разделяет Центрально-Карпатская тектоническая зона, что согласуется с геотермическим районированием. Первая область характеризуется низкой геотермической актив-

ністю (плотність теплового потоку становить 35—60 мВт/м²), друга — високою (плотність теплового потоку перевищує 70 мВт/м²).

В формуванні місорождень углеводородів виділені три стадії, які збігаються з трьома етапами тектонічного розвитку Карпат. Перша стадія характеризується накопленням первинних компонентів (вуглецю, водню, кисню) і підвищенням теплової активності. Стадія збігається з етапом деструкції і розтягнення літосфери, формуванням океанічних басейнів, накопленням осадових порід, підняттям астеносфери, формуванням глибоких флюїдних і газових потоків. На другій стадії починається генерація углеводородів. Данна стадія збігається з етапом сжаття літосфери, активізацією субдукційних і колізійних процесів, поглибленням і нагріванням обогачених органічним речовиною і водою осадових порід. На третій стадії продовжуються генерація углеводородів, їх міграція і накоплення. Часовий інтервал формування місорождень збігається з останньою стадією розвитку Карпат в бадені і сарматі (in Badenian and Sarmatian time), формуванням надвігів, глибоких прогибів, потужних товщ міоценових глинистих відкладень.

Ключевые слова: Карпати, углеводороды, дегазация, тепловой поток, геодинамические условия, разломы.