

**Юрій ХОХА, Олександр ЛЮБЧАК,
Мирослава ЯКОВЕНКО, Дмитро БРИК**

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів,
e-mail: igggk@mail.lviv.ua

ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКОСТІ КЕРОГЕНУ, НЕОБХІДНОГО ДЛЯ ФОРМУВАННЯ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ ЗАХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

Розглянуто питання визначення максимальної кількості вуглеводнів, які можуть генеруватися керогеном, з допомогою термодинамічних методів. Показано, що хімічний склад природного газу або газоконденсату несе в собі інформацію щодо генеративної здатності керогену, з якого він формувався. На основі дослідів з піролізу керогену II та I типів та термодинамічних розрахунків методом максимізації ентропії, створена методика визначення кількості керогену, з якого утворився газ, який містить 1 дм³ метану за заданого співвідношення ізомерів бутану. Одержані дані інтерпретовані як показник зрілості керогену в контексті глибини його деструкції із виділенням низькомолекулярних складових нафти і газу.

Розроблений метод застосовано до родовищ вуглеводнів Західного нафтогазоносного регіону України. За результатами розрахунку побудовані картосхеми розподілу кількості метану, згенерованого керогеном II типу. Встановлено, що кероген, який був вихідним матеріалом для родовищ вуглеводнів Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району, майже вичерпав свій газогенераційний потенціал. Натомість кероген газових та газоконденсатних родовищ Більче-Волицького нафтогазоносного району ще зберіг потенціал для генерування вуглеводнів.

Ключові слова: кероген, ізомери бутану, термодинамічне моделювання, газогенераційний потенціал.

Актуальність. Здатність органічної речовини, розсіяної в осадових породах, до безкисневої деградації з утворенням низькомолекулярних вуглеводнів є визначальною в поясненні походження викопних вуглеводнів із позицій «органічної» теорії. Можливість кількісної оцінки цієї здатності розширює спектр геохімічних методів визначення нафтогазоносного потенціалу окремих порід та породних комплексів. Так, методи, що базуються на піролізі органічної речовини в породах, насамперед, серія досліджень Rock-Eval, увійшли в загальну практику при оцінці здатності порід до генерації нафти та газу (Тиссо, Вельте, 1981).

Розв'язання прямої задачі – визначення кількості вуглеводнів, яка потенційно генерується керогеном порід, є відносно нескладною процедурою. Вона полягає в нагріванні зразка масою приблизно 100 мг у пристрої для піролізу, який підключено до детектора іонізації полум'я (ДІП). Вимірюється низка параметрів, таких як S_1 , S_2 , S_3 і T_{max} . Параметр S_1 вимірюється у мг/г

породи, які віддзеркалюють кількість вуглеводнів, вилучених зі зразка нагріванням до 300 °С, тобто, це вміст вуглеводнів, які вже були в зразку до дослідження. Величина S_2 , яку також вимірюють у мг/г породи, показує кількість вуглеводнів, утворених при піролізі (деструкції) керогену при нагріванні від 300 до 550 °С із кроком 25 °С у хвилину. Параметр S_2 – генераційний потенціал керогену породи.

Температура, за якої S_2 досягає свого максимуму, залежить від природи та зрілості керогену і називається T_{\max} . У процесі піролізу в діапазоні 300–390 °С кисень керогену утворює з карбоном вуглекислий газ, який визначається детектором теплопровідності (катарометром) і позначається S_3 (мг CO_2 /г породи). Окремо визначається загальний вміст органічного вуглецю (ТОС) – як прямим методом (спалювання зразка за температури 1000 °С після кислотного очищення від карбонатів), так і окисненням залишку після піролізу за температури 600 °С у присутності кисню, при якому визначають залишковий органічний вуглець (S_4). В останньому випадку ТОС визначають розрахунково (Peters, 1986; Langford, Blanc-Valleron, 1990).

За встановленими при піролізі параметрами розраховують такі величини, як водневий (HI) та кисневий (OI) індекси, індекс продуктивності (PI) та кількість вуглецю, яка піддається піролізу (PC), що використовуються для встановлення типу керогену. Із розвитком технологій піролізу зростає кількість параметрів, що визначаються і розраховуються, при цьому серед детекторів, окрім детектора іонізації полум'я та катарометра, використовується інфрачервоний спектрометр для диференційного кількісного визначення оксидів вуглецю (Behar, 2001).

Обернене завдання – встановлення кількості керогену, задіяного в утворенні родовища природних вуглеводнів, є складнішим. Один із варіантів виконання такого дослідження – вилучення керогену з продуктивних горизонтів, дослідження його елементного складу та визначення ступеня зрілості за принципами, закладеними ван Кревеленом. Виходячи зі ступеня перетворення первинного органічного матеріалу від незрілого гуміну до керогену певного складу, можна теоретично вирахувати масу вуглеводнів, утворених у процесі його катагенезу. Щодо компонентного складу генерованої у такий спосіб суміші, то судження про нього виносяться за результатами палеорекострукції умов утворення та концентрування продуктів дегенерації керогену, насамперед, глибини як визначального фактора температурного впливу. Чинник тиску при цьому ігнорується, як невизначальний, що не є коректним, як було показано нашими попередніми дослідженнями (Хоха та ін., 2019).

Зрозуміло, що вилучення достатньої кількості керогену для ізолювання з нього керогену із подальшим його вивченням є складною та вартісною процедурою, тому є потреба у створенні методу опосередкованого розрахунку кількості керогену, необхідного для утворення природних вуглеводнів при його деструкції. Наші попередні роботи засвідчили, що інформацію про первинний склад системи кероген/вуглеводні може надати склад газів родовищ (Хоха та ін., 2018).

Мета роботи – спираючись на склад газів родовищ викопних вуглеводнів Західного нафтогазоносного регіону України (ЗНРУ), встановити кількість керогену, задіяного в їхньому утворенні.

Виклад основного матеріалу. Основою для розрахунку кількості газу, який згенеровано керогеном, є дані про газові, газоконденсатні та нафтові родовища ЗНРУ, зібрані в 4–5-му томах атласу родовищ нафти і газу України (Іванюта, 1998). Ми відібрали та внесли у зведену таблицю відомості про хімічний склад газів газоконденсатних та газових родовищ та вільні і розчинені гази нафтових родовищ регіону. Основним критерієм відбору були дані про вміст метану та ізомерів бутану, кожного окремо.

Загалом у таблицю для подальшого опрацювання потрапило 61 родовище, з яких 24 – газові, 23 – вільні і розчинені гази нафтових покладів та 14 – належать до газоконденсатних, нафтогазоконденсатних, нафтогазових і газонафтових, які візуалізувалися надалі сумарно на графіках та картосхемах.

Для аналізу перетворень керогену в осадових товщах із генеруванням низькомолекулярних вуглеводнів, який базується на дослідженнях хімічного складу суміші таких сполук, різні автори упродовж десятиріч пропонували багато критеріїв. Кожен з них вносить свою частку в розуміння процесів, що супроводжують деструкцію керогену під впливом термобаричних чинників. Найбільш вагомими з них наочно зводяться в діаграму GASTAR, за (Prinzhofer et al., 2000) (рис. 1).

При формуванні діаграми GASTAR її автори проаналізували низку геохімічних параметрів, з яких 11 було відібрано для візуальної інтерпретації трьох базових характеристик деструкції керогену – зрілість, ефективність акумуляції та збільшення розділення з міграцією, яка призводить до зміни початкового складу газів на сучасний унаслідок адсорбційно-фільтраційних процесів. Серед них, як показано на рис. 1, наявні співвідношення C_2/C_1 , C_2/C_3 , $i-C_4/n-C_4$, крім того, оцінюється вміст окремих ізотопів – $\delta^{13}C_1$, $\delta^{13}C_2$, $\delta^{13}C_3$, $\delta^{13}i-C_4$, $\delta^{13}n-C_4$, $\delta^{13}C_2-\delta^{13}C_3$, $\delta^{13}n-C_4-\delta^{13}i-C_4$ та $\delta^{13}C_2-\delta^{13}C_1$; три з них

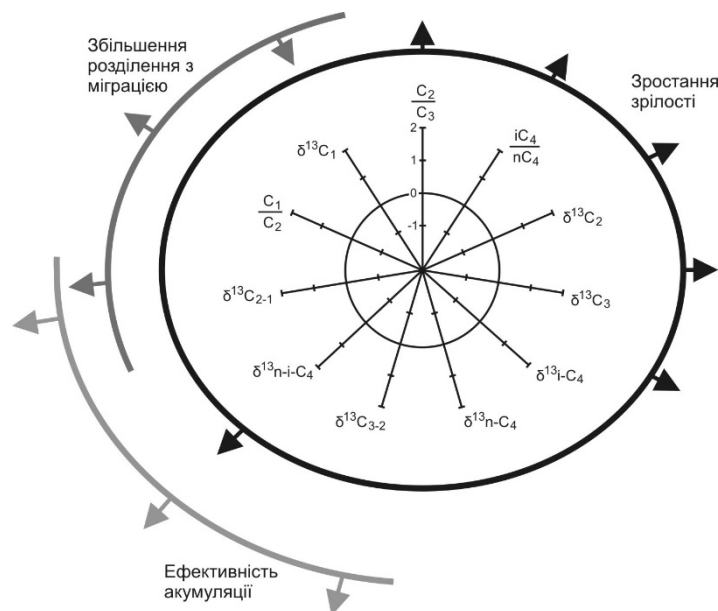


Рис. 1. Діаграма геохімічних критеріїв перетворення керогену GASTAR

пов'язані з ефективністю накопичення (три останні різниці коефіцієнтів ізотопних співвідношень), а три – із відстанню, що подолана при міграції (усі параметри включають метан).

Спосіб, у який побудована ця діаграма типу «зірка», не є новим; він раніше застосовувався для опису фракції C_6-C_{18} при геохімічному аналізі складу нафти (Magnier, Нус, 1995) і у випадку GASTAR модифікований для природного газу. Він дозволяє, за наявності відповідних вимірів, розрізняти гази різного походження та інтерпретувати фізико-хімічні процеси, що впливали на природний газ у процесі його еволюції.

Вимірювання ізотопних співвідношень вуглецю газів родовищ ЗНРУ ніколи не здійснювалося систематично, а більшість літературних даних характеризують лише метан $\delta^{13}C_1$. Тому, незважаючи на інформативність комплексу геохімічних параметрів GASTAR у цілому, ми обмежилися лише даними про хімічний склад, які систематизовано в достатній кількості для аналізу та побудови картосхем інтерполяційними методами. Таким чином, для досягнення поставленої мети ми вираховували такі параметри: насамперед, відношення ізомерів бутану $i-C_4/n-C_4$, відношення вмісту метану до етану (C_1/C_2) та етану до пропану (C_2/C_3), а також альтернативний параметр – відношення етану до ізобутану ($C_2/i-C_4$).

Останній показник нечасто використовується в аналізі перетворень керогену, утім він дає змогу оцінити один із двох основних трендів, за яким може відбуватися перетворення системи газ/кероген – це дозрівання (на рис. 2 позначено як «Зрілість») або біодеградація (Prinzhofer et al., 2000). Встановлення тренду проводиться на діаграмі в безрозмірних одиницях, де на осі ординат відкладено відношення етану до пропану (C_2/C_3), а на абсцисі – етану до ізобутану ($C_2/i-C_4$), як показано для родовищ ЗНРУ на рис. 2.

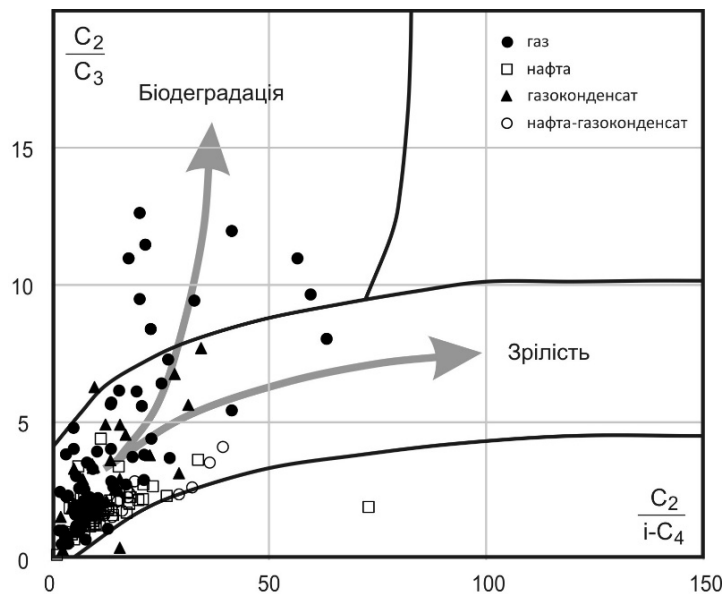


Рис. 2. Тренди перетворень системи кероген/газ для родовищ Західного нафтогазозного регіону України

Принцип, на якому засновані тренди біодеградації та дозрівання, базується на тому, що кількість ізобутану $i-C_4$, який утворюється в процесі дозрівання, зростає швидше, ніж пропану за ідентичних умов, що підтверджується низкою експериментів зі штучного «дозрівання» керогену в лабораторних умовах. Натомість у процесі біодеградації пропан та n -бутан, який не оцінювався в цій роботі, швидше розкладаються до легших сполук, порівняно з ізобутаном. Аналіз рис. 2 засвідчує, що переважна більшість родовищ Західного нафтогазоносного регіону розвивалася в напрямку дозрівання і лише невелика група газових покладів демонструє біодеградаційний шлях.

Щоб оцінити походження газів ЗНРУ, ми побудували графік залежності двох геохімічних показників: відношення метану до етану (C_1/C_2) та етану до пропану (C_2/C_3), у зручній логарифмічній формі, як показано на рис. 3.

За даними (Li et al., 2017), які спираються на дослідження масиву фактичного матеріалу, співвідношення метану, етану та пропану у викопних газах утворюють певні області значень, які віддзеркалюють первинний матеріал, з якого утворювався газ. Точніше було б сказати, що це індикатор шляху походження, адже газ, що утворився при деструкції нафти, є вторинним (Тиссо, Вельте, 1981).

Можна бачити, що два типи газів мають різні особливості утворення: C_2/C_3 газу крекінгу нафти швидко зростає на ранній стадії і залишається стабільним на пізній, натомість C_2/C_3 газу, що виокремлюється при деструкції керогену, демонструє тенденцію зміни темпів зростання із їхнім прискоренням.

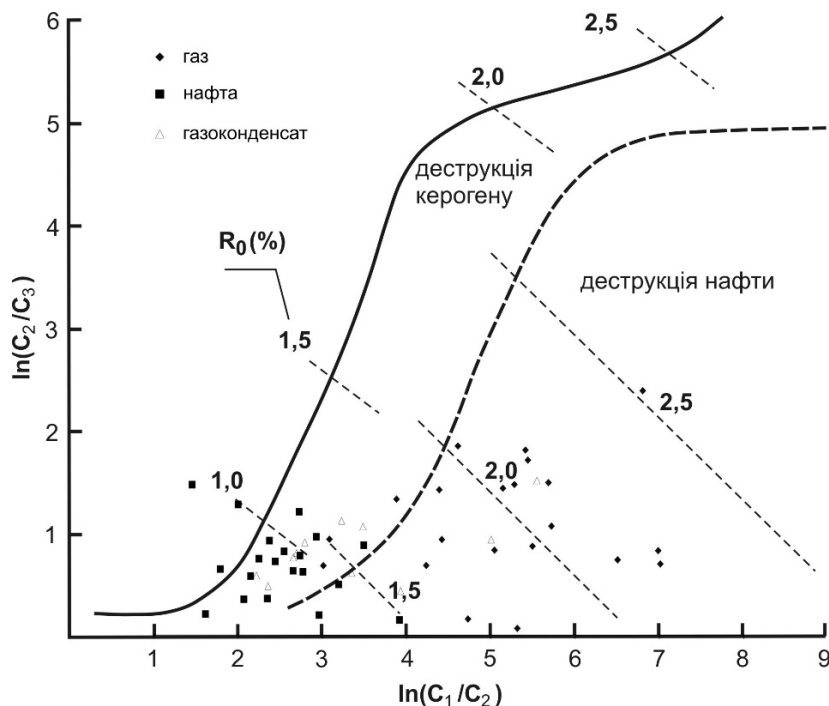


Рис. 3. Діаграма шляхів утворення газів родовищ Західного нафтогазоносного регіону України за співвідношенням метану, етану та пропану в їхньому хімічному складі

ренням. Така різниця, імовірно, пов'язана із відмінністю в хімічній будові нафти та керогену, відповідно – енергією активації, необхідною для їхнього крекінгу або деградації.

Таким чином, рис. 3. дозволяє диференціювати гази, утворені безпосередньо при деструкції керогену в процесі його катагенезу, та гази, згенеровані складнішим шляхом – тобто через утворення первинної нафти. Із рис. 3 випливає, що частина газових родовищ ЗНРУ утворена внаслідок перетворення органічного матеріалу покладів нафти, що існували колись або існують зараз на більших глибинах, де перебувають під впливом деструктивного температурного фактора, який недостатньо компенсовано консолідуючим впливом тиску. Водночас, газоконденсатні родовища ЗНРУ, за малим виключенням, належать до групи сформованих унаслідок первинної деструкції керогену. Це дозволяє припустити наявність потужного теплового потоку, який сприяв реалізації такого шляху перетворень первинного матеріалу.

Базисом для визначення кількості керогену, необхідного для формування родовищ вуглеводнів ЗНРУ, є відомості про відношення кількості (об'ємних відсотків) ізобутану до бутану, із урахуванням вмісту метану. Використання співвідношення $i-C_4/n-C_4$ природного газу як надійного показника теплової зрілості пропонувалося в багатьох дослідженнях. Натурними експериментами відмічено, що існує стабільна тенденція зростання відбивної здатності вітриніту та співвідношення $i-C_4/n-C_4$ із глибиною. Крім того, зауважено, що ці два показники мають сильну позитивну кореляцію. Отже, для газу, який зосереджено в нафтогазоносному регіоні, у якому їхній склад є винятковою функцією термічної зрілості, слід очікувати, що співвідношення $i-C_4/n-C_4$ буде позитивно корелюватися із сухістю природного газу (Wood, Sanei, 2016). Ми здійснили таку оцінку для родовищ ЗНРУ. Її результати показано на рис. 4.

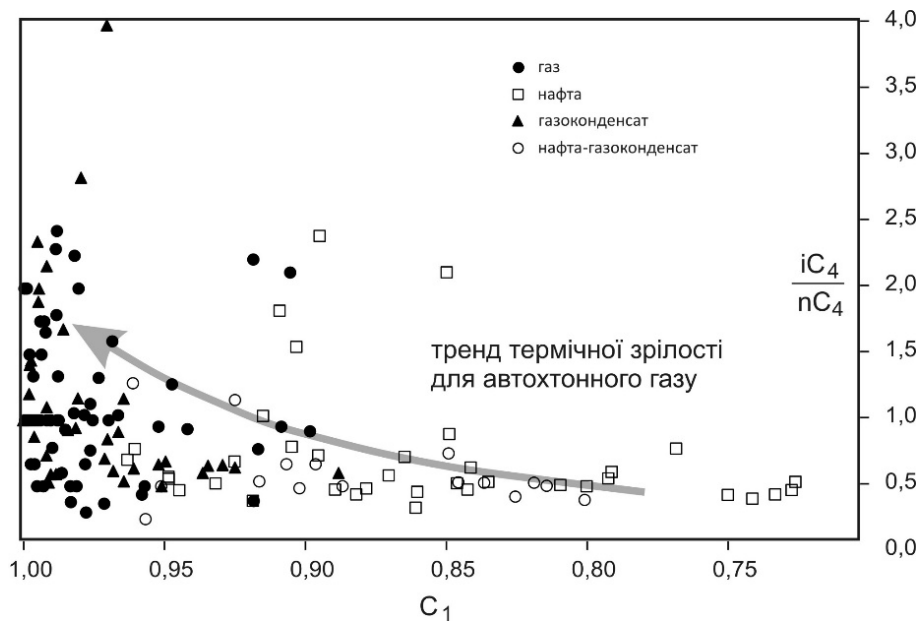


Рис. 4. Залежність коефіцієнта $i-C_4/n-C_4$ від нормалізованого метану для родовищ Західного нафтогазоносного регіону України

Із рис. 4 випливає, що гази майже всіх газових та газоконденсатних родовищ досягли термічної зрілості, тоді як для розчинених та вільних газів нафтових покладів та нафтогазоконденсатних родовищ аналогічна зрілість ще не досягнута. Зменшення значення відношення $i-C_4/n-C_4$ при значній термічній зрілості, яке характерне для родовищ ЗНРУ, демонструє вікно пізнього газоутворення. У цьому випадку склад газу вже мало залежить від типу керогену; ним керує кількість органічної речовини, що підлягає екстракції, яка залишилася після проходження нафтового вікна (Gai et al., 2018). Проте існує ймовірність, що частина метану надійшла до родовищ газу та газоконденсату, які характеризуються значною сухістю, ззовні, як наслідок вторинної міграції, зумовленої тектонічними процесами.

Зрештою, відомості, відображені на рис. 4, стали основою для розрахунку кількості керогену, необхідного для утворення газу із відомою пропорцією між ізомерами бутану та вмістом метану. Для цього проведено аналіз експериментів із сухого піролізу керогену II типу (Prinzhofer et al., 2000) та відомостей, що впливають із термодинамічних розрахунків із застосуванням формалізму Джейнса (Хоха та ін., 2019). Зазначені обчислення являють імплементацію максимізаційного методу визначення оптимального несуперечливого розподілу п'яти елементів (C, H, O, N, S) серед 44 адитивних складових керогену та окремих сполук органічного та неорганічного характеру, які складають природний газ. Максимізується ентропія, при цьому серед масиву рішень обирається таке, що характеризується мінімальним ізобарно-ізотермічним потенціалом. Вихідними даними для розрахунку є елементний склад керогену, температура та тиск, що реалізуються на обраній глибині.

Визначення кількості метану V_{CH_4} (л або dm^3), який виділився з одиниці маси (кг) керогену II типу за виміряного співвідношення ізомерів бутану, проводилося за формулою:

$$V_{CH_4} = V_m (Ae^{0.5/B} + C) \left(\frac{n_{CH_4}}{\sum n_i} \right),$$

де V_m – молярний об'єм ідеального газу ($22,4 \text{ dm}^3/\text{моль}$); A і C – безрозмірні коефіцієнти, які дорівнюють 0,1594 та 0,0494 відповідно; B – безрозмірне відношення об'ємних часток ізобутану до n -бутану; n_{CH_4} – об'ємна частка метану в газі; $\sum n_i$ – сума мольних часток усіх компонентів газової суміші, для яких проводилося вимірювання. Вищенаведена формула дає надійні результати лише в діапазоні відношення ізомерів бутану B від 0,3 до 3,5. Для розширення діапазону необхідно провести серію експериментів з піролізу керогену та оцінки складу газової фракції продуктів.

Відповідно, обернена величина показує кількість керогену (кг), з якого утворився газ, у якому знаходиться 1 dm^3 метану за даного співвідношення ізомерів бутану.

Ми інтерпретуємо одержані значення як показник зрілості керогену в контексті глибини його деструкції з виділенням низькомолекулярних складових нафти і газу. Логічно припустити, що чим більше метану виділено одиницею керогену в процесі катагенезу, тим менше водню залишається в його адитивних складових, з огляду на співвідношення C/H у газах алканового ряду та керогенах. Цей процес ми називаємо *катагенетичною дегідрогенізацією керогену*. Отже, після проходження «нафтового вікна» та вікна пізнього газоутворення (Тиссо, Вельте, 1981) кероген втрачає більшу частину водню,

доступного для утворення вуглеводневих газів, насичується поліконденсованими ароматичними структурами та, у геологічній перспективі, цілковито втрачає здатність до генерування легших сполук. У термінології фізичної хімії таке явище описують терміном «повнота реакції» – максимально можлива кількість продукту, одержаного в хімічній реакції. Із наближенням до повноти реакції (у нашому випадку – максимального газогенераційного потенціалу) швидкість реакції сповільнюється.

На рис. 5 показано розподіл кількості метану V_{CH_4} , генерованого керогеном II типу, родовищ вуглеводнів Західного нафтогазоносного регіону України за відношенням $i-C_4/n-C_4$.

Із рис. 5 випливає, що кероген, який був вихідним матеріалом вуглеводнів Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району, практично вичерпав свій газогенераційний потенціал. Ділянки максимальної катагенетичної дегідрогенізації керогену позначено темним кольором; їхнім центром є Гвіздецьке та Пасічнянське нафтові родовища, а також Південновіздецьке нафтогазоконденсатне, які генетично та географічно пов'язані. Ще один осередок виснаження керогену локалізуємо в області із центром близько Північнодолинського нафтогазоконденсатного та Долинського і Вигодсько-Витвицького нафтових родовищ.

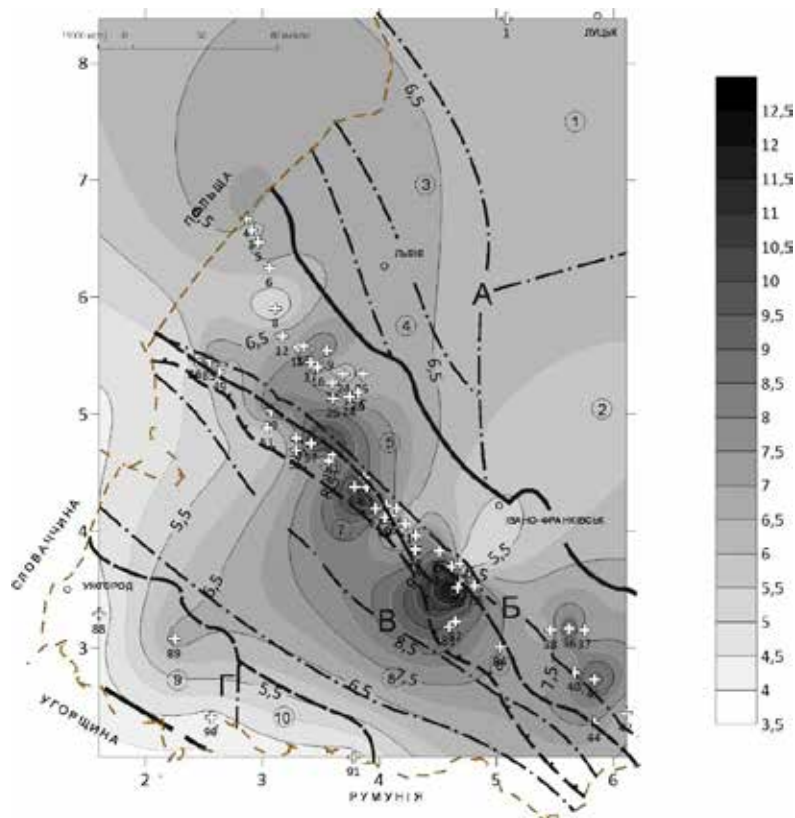


Рис. 5. Об'єм метану V_{CH_4} , генерованого керогеном II типу, родовищ вуглеводнів Західного нафтогазоносного регіону України

Слід зазначити, за параметром V_{CH_4} , генерованого керогеном II типу, первинний матеріал газових та газоконденсатних родовищ Більче-Волицького нафтогазоносного району є суттєво відмінним від Бориславсько-Покутського нафтогазоносного. Усереднено, для цього району об'єм згенерованого метану становить 8,1 дм³ із 1 кг керогену. Причиною такої відмінності слід вважати характер розподілу рівноважних температур утворення газів вуглеводневих родовищ Західного нафтогазоносного регіону України, розрахований за (Хоха та ін., 2019). Ділянки з високими значеннями V_{CH_4} із високою достовірністю накладаються на зони з високими значеннями рівноважних температур, що перевищують 500 °С. Натомість газові та газоконденсатні родовища Більче-Волицького нафтогазоносного району характеризуються суттєво меншими показниками – у межах 250–400 °С. Така закономірність спостерігається для всіх теплових потоків, які задіяні в термодинамічних розрахунках.

Значна температура формування покладів очевидно спричиняє глибшу деструкцію речовини керогену та збільшує швидкість реакції. Отже, спираючись на методику, описану в публікації, та візуалізацію результатів, наведену на рис. 5, можна стверджувати, що газогенераційний потенціал керогену більшої частини Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району можна вважати вичерпаним і формування речовини вуглеводневих родовищ у цій ділянці земної кори вже малоімовірно. Натомість кероген Більче-Волицького нафтогазоносного району ще зберігає достатній потенціал для наповнення екранованих резервуарів вуглеводневим матеріалом.

- Іванюта, М. М. (Ред.). *Атлас родовищ нафти і газу України (Т. 4–5)*. (1998). Львів: Центр Європи.
- Тиссо, Б., Вельте, Д. (1981). *Образование и распространение нефти*. Москва: Мир.
- Хоха, Ю., Любчак, О., Яковенко, М. (2018). Вплив температурного режиму на газогенераційний потенціал гумінових кислот органічної речовини. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3–4 (176–177), 37–47.
- Хоха, Ю., Любчак, О., Яковенко, М. (2019). Термодинаміка трансформації керогену II типу. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3 (180), 25–40.
- Behar, F., Beaumont, V., & Penteado, H. L. De B. (2001). Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments. *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP*, 56 (2), 111–134.
- Gai, H., Tian, H., & Xiao, X. (2018). Late gas generation potential for different types of shale source rocks: Implications from pyrolysis experiments. *International Journal of Coal Geology*, 193, 16–29.
- Langford, F. F., & Blanc-Valleron, M.-M. (1990). Interpreting Rock-Eval pyrolysis data using graphs of pyrolyzable hydrocarbons vs. total organic carbon. *AAPG Bulletin*, 74 (6), 799–804.
- Li, J., Li, Z., Wang, X., Wang, D., Xie, Z., Li, J., Wang, Y., Han, Z., Ma, C., Wang, Z., Cui, H., Wang, R., & Hao A. (2017). New indexes and charts for genesis identification of multiple natural gases. *Petroleum Exploration and Development*, 44 (4), 535–543.
- Magnier, C., & Huc, A. Y. (1995). Pyrolysis of asphaltenes as a tool for reservoir geochemistry. *Organic Geochemistry*, 23 (10), 963–967.
- Peters, K. E. (1986). Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 70 (3), 318–329.
- Prinzhofer, A., Mello, M. R., & Takaki, T. (2000). Geochemical Characterization of Natural Gas: A Physical Multivariable Approach and its Applications in Maturity and Migration Estimates. *AAPG Bulletin*, 84 (8), 1152–1172.

Wood, J. M., & Sanei, H. (2016). Secondary migration and leakage of methane from a major tight-gas system. *Nature Communications*, 7, Article 13614. <https://doi.org/10.1038/ncomms13614>

Стаття надійшла:
03.01.2020

**Yurii KHOKHA, Oleksandr LYUBCHAK,
Myroslava YAKOVENKO, Dmytro BRYK**

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals
of National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv

KEROGEN AMOUNT CALCULATION REQUIRED FOR THE FORMATION OF HYDROCARBON DEPOSITS IN THE WESTERN OIL AND GAS REGION OF UKRAINE

This paper considers the issue of determining the maximum hydrocarbons amount that can be generated by kerogen using thermodynamic methods. It is shown that the chemical composition of natural gas or gas condensate contains information about the generative capacity of kerogen from which it was formed. Based on experiments of type II and I kerogen pyrolysis and thermodynamic calculations by entropy maximization method, we propose a new method for determining the amount of kerogen from which gas was formed, which contains 1 dm³ of methane at a given ratio of butane isomers. The obtained data are interpreted as an indicator of kerogen maturity in the context of the depth of its destruction.

This method is applied to the Western oil and gas region of Ukraine hydrocarbon deposits. The analysis of kerogen transformations in the region sedimentary strata, using criteria of the GASTAR diagram, is carried out. We assessed the trends of kerogen conversion in the region in the areas of “maturity” and “biodegradation” in the ratio of ethane/propane (C₂/C₃) to ethane/isobutane (C₂/i-C₄). It is shown that the majority of deposits in the Western oil and gas region developed in the direction of maturation and only a small group of gas deposits – biodegradation.

To establish the gases genesis in the region, we built a graph of the two geochemical indicators dependence – the methane/ethane ratio (C₁/C₂) and ethane/propane ratio (C₂/C₃). It is shown that some of the gas fields is formed due to the conversion of organic material of oil deposits. At the same time, gas condensate fields in the region, with few exceptions, are formed due to the primary destruction of kerogen.

Based on the results of the calculations, maps of the methane (generated by type II kerogen) amount distribution were constructed. It is established that kerogen, which was the source material for hydrocarbon deposits of Boryslav-Pokuts oil and gas region, has practically exhausted its gas generation potential. Instead, kerogen from gas and gas condensate fields in the Bilche-Volytska oil and gas district still retains the potential to generate hydrocarbons.

Keywords: kerogen, butane isomers, thermodynamic modelling, gas-generating potential.