

В. М. Гулій, д-р геол.-мінерал. наук, завідувач кафедри петрографії
(Львівський національний університет), vgul@ukr.net,

Г. Д. Лепігов, канд. геол.-мінерал. наук, провідний науковий співробітник
(Український державний геологорозвідувальний інститут)

ПОТОКИ “МОЛОДИХ ВУГЛЕВОДНІВ” І КАТАСТРОФІЧНІ ЯВИЩА ПІД ЧАС РОЗРОБКИ ВУГІЛЬНИХ І НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ

Проаналізовано систематизовані відомості щодо наявності газових і рідинних глибинних потоків “молодих вуглеводнів” у різних рифтових еталонних структурах. У подальшому дослідженні взаємозв’язків нафтогазоносійності й рифтового режиму розвитку лінеamentу Карпінського з’ясовано особливості геологічної будови, складу нафтогазоносійних товщ і характер розподілу вуглеводнів на Кузбасі та в Мексиканській затоці. Показано, що катастрофічні явища, які виникають під час розробки родовищ вугілля, нафти й газу, є природним завершенням більш ранніх процесів дегазации й формування нафтових виливів у ділянках природного чи штучного порушення проникності блоків, які містять вуглеводні. Для боротьби з катастрофічними наслідками раптових викидів гігантських мас глибинних вуглеводнів потрібно розробити нову стратегію, яка б базувалася на уявленнях про реальну природу вуглеводнів.

Ключові слова: глибинні потоки вуглеводнів, катастрофи, геохімічні методи застереження щодо катастрофічних явищ, нові підходи виявлення масштабних родовищ вуглеводнів.

Вступ та постановка проблеми. Масштабні вибухи у вугільних шахтах Донбасу й Кузбасу [5–7, 40, 42], нафтові потоки у рифтових зонах Байкалу [14–16, 30], землетруси та катастрофа на нафтовій платформі Деер Horizon у Мексиканській затоці [47, 51, 53, 56], гігантські викиди газів у районах озер, пов’язаних з глобальними африканськими рифтами [52], потоки глибинних вуглеводнів магматичних утворень Хібін [4, 32]. Перелік таких феноменальних природних проявів можна продовжити на прикладах інших регіонів, різних геологічних структур, які відрізняються за віком та походженням, але й названих, очевидно, досить, щоб якщо не сприйняти, то принаймні задуматися, чи існує

між ними зв’язок і як використати їх для розуміння еволюції земної кори та практичних потреб. Свого часу ми спробували проаналізувати геологічні особливості таких проявів у відомих структурах України [1, 26], виявити географічні рамки їхнього розвитку на продовженні відомих структур планетарного масштабу [3, 27], оцінити можливості створення системи їхнього прогнозування й застосування на основі поняття про газові колони та геосолітони, що є геологічним відображенням еволюції глибинних потоків вуглеводнів на шляху їхнього просування у верхні частини земної кори [22, 25].

Ключові параметри для створення моделей еволюції глибинних потоків

вуглеводнів [22–26], які виявили наші попередники [9, 19, 20, 27, 37] й ми, використано для аналізу відомих їхніх проявів у ділянках на малих глибинах чи безпосередньо на еродованій земній поверхні, або ж створених людиною “каналах” під час розвідки чи видобутку корисних копалин, які сприяють їхньому просуванню й вивільненню, часто з катастрофічними наслідками. Для оцінки ролі природних чинників і результатів діяльності людини у виникненні катастрофічних явищ ми проаналізували геологічні особливості й насиченість вуглеводнями вугленосійних районів Кузбасу й прилеглих територій та природних нафтопроявів у різних ділянках Мексиканської затоки й продовженні геологічних структур на суші, а також деталі й послідовність експлуатації родовищ вугілля та нафти у аварійні моменти. Отримані результати таких досліджень і стали основою для цієї статті.

Аналіз останніх досліджень. Приуроченість родовищ вуглеводнів до рифтогенних структур [12, 13, 30, 31, 34, 37, 39] є не лише прогностичним критерієм для виявлення нових перспективних об’єктів, але також індикатором зон розвитку потоків глибинних вуглеводнів, активних до сьогодні. Палеорифтогенні системи планетарної протяжності в тисячі кілометрів [26, 34], які формувалися сотні мільйонів років, урахувавши четвертинний час, указують на глобальні структури, які є каналами переміщення глибинних вуглеводневих потоків [9–11, 19, 38, 41]. Комплекс геологічних, мінералогічних і геохімічних досліджень у результаті [18, 29, 33, 36, 49, 55] засвідчує можливість виявлення шляхів транспортування цих потоків, визначення головних елементів їхньої еволюції та умов формування покладів вуглеводнів різних масштабів.

Особливу увагу при цьому привертають унікальні за обсягами запасів родовища, експлуатація яких триває десятки років в умовах малої зміни дебітів. У разі катастрофічних явищ на об’єктах, що розробляють, безумовно, багато важить “людський чинник”, як “спусковий

гачок” виникнення трагічних наслідків, але не менш беззаперечним є природний чинник, що створює можливість самої катастрофи [7]. Саме він спричинює непрогнозовані викиди гігантських об’ємів газів і вугільного пилу в шахтах, оснащених за останнім словом техніки (наприклад, шахта “Розпадська” на Кузбасі [6, 41, 42]), або ж появу концентрацій метану, які перевищують у рази фонові, у межах розробки нафтових родовищ (наприклад, бурові платформи поблизу Нігерійських берегів [48] або в Мексиканській затоці [47, 51]), породжуючи неконтрольовані й самовільні спалахи та вибухи.

Унаслідок численних аварій і трагічних подій та керуючись науковими інтересами в останні роки неабияк активізувалися дослідження вуглеводневих проявів у активних ділянках земної кори, в результаті яких виявлено численні прояви природних виходів газових та рідинних вуглеводнів, встановлено певні закономірності їхнього проявлення – періодичність активності, зміна складу компонентів, чималі коливання кількості виділень. Водночас у багатьох районах вугледобування згортаються систематичні геофізичні й геохімічні спостереження над газовим режимом у вугленосійних товщах, а у відомих нафтогазонасійних областях відмовляються від традиційних замірів параметрів, важливих з погляду екологічної безпеки та прогнозування стабільності.

Виклад головного матеріалу

Вивчення головних характеристик рифтогенних структур України та їхнього зв’язку з вуглеводневими проявами й вугленосійністю [1, 8, 17, 26, 35] дало змогу розробити послідовність геологічного аналізу й прогнозу потенційних подібних структур, в яких можливо виявити канали транспортування глибинних вуглеводневих потоків та отримати потрібні характеристики. Услід за аналізом лінеamentу Карпінського й рифтогенних структур [17, 26, 44] ми розширили масштаби вивчення наявних і потенційних вуглеводневих областей, щоб оцінити їхню природу

й можливі масштаби негативного впливу їхнього освоєння. Через наявність результатів численних досліджень попередників, значимість масштабів промислового видобутку ресурсів і катастрофічні наслідки аварій, найпоказовішим і найрезультативнішим має бути аналіз нафтогазоносності Кузбасу й Мексиканської затоки.

Головні ознаки геологічної будови й відомості про нафтогазоносність Кузбасу

Кузнецький вугільний басейн розміщений у межах рифтогенної структури – Кузнецько-Джунгарського палеорифту (рис. 1). Попередніми дослідженнями палеорифт простежено в межах РФ і далі на південь, у Монголії (див. рис. 1), на відстань 1 500 км. Дослідження китайських геологів дають змогу продовжити його в тому ж напрямку ще на 1 140 км [2, 5, 13, 17, 31, 33, 35, 54] – до перетину з лінеamentом 40 паралелі. За особливістю своєї будови й часом формування палеорифт належить до структур рифейсько-девонського віку, який зазнав періодичної активізації у верхньопалеозойську, мезозойську й кайнозойську епохи. Розміщення річок і солоних озер у регіоні свідчить про інтенсивний розвиток мережі сучасних розламів. Крайові розлами рифтогену обумовили коритуватий перетин структури завглибшки до 20 км, ефузивно-осадова товща якої майже у 1,5–2 рази перевищує сумарну потужність осадів на її бортах. У зонах крайових розламів розвинуті гіпербазитові інтрузії.

У низах розрізу ефузивно-осадової товщі переважають відклади девону і, меншою мірою, синію (риффею) – силуру. Загальна потужність цієї товщі наближається до 12–15 км. Верхньопалеозойські відклади, потужністю до 5–6 км, містять вугленосійну товщу Кузнецького й суміжних вугільних басейнів. Потужність ефузивно-осадової товщі, яку наведено в більшості ранніх літературних джерел, схоже є завищеною й не збігається з результатами сейсмогеологічних робіт. Відклади девону представлені ефузивами основного

складу, туфами й червоноколірними теригенними породами, що перешаровуються між собою й з характерними пластами сульфатів (гіпси, ангідрити) і солі. Карбон і перм містять переважно флішоїдні утворення з численними вугільними пластами різної потужності, а також прошарки карбонатних порід і туфітів. Головні вугільні пласти басейну зосереджені у товщах кольчугінської (верхня перм) і балахонської (верхній карбон – нижня перм) серій [5, 40, 42].

У рифтогенній структурі простежується чергування виступів і западин у кристалічному фундаменті, причому в западинах найповніше представлені розрізи верхів осадової товщі. Порівняно невеликі за площею западини (міжгірні долини) простежуються на бортах рифтогену, підкреслюючи із зовнішнього боку його східчасту будову.

З'ясоване чергування виступів і западин у кристалічному фундаменті Кузнецько-Джунгарського рифтогену робить його подібним до іншого палеорифтогену того ж віку – лінеamentу Карпінського [5, 35, 39]. Це дає змогу окреслити положення центрального, астеносферного розламу – обов'язкового для рифтогенів [26].

Газопрояви на Кузбасі відомі у північній і центральній його частинах (Південноборисовське, Сиромолотненське родовища). Газонасиченими є товщі пісковиків і алевролітів кольчугінської серії (ільїнська та кузнецька світи) на глибинах 260–450 м (рис. 2). Газ метановий (CH_4 83,9–97 %, C_1 – C_5 до 6–8 %) з'ясовано в трьох горизонтах Південноборисовської структури, яка являє собою подібну до скрині брахіантикліналь площею 6×2 км. Дебіт газу – у межах 10–25 тис. м³/добу, початковий пластовий тиск – 2,8 МПа, запаси категорії C_1 – близько 0,5 млрд м³. На сиромолотненській площі отримано приплив газу з нижнього горизонту кузнецької світи з дебітом 14–18 тис. м³/добу на глибині 2 389–2 416 м. Газ за складом подібний до газу Південноборисовського родовища, початковий пластовий тиск – 12 МПа. Пластові температури газопроя-

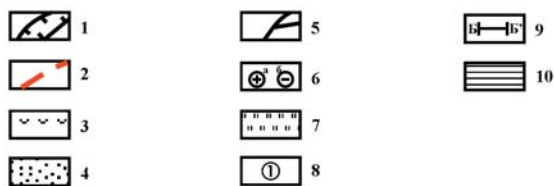
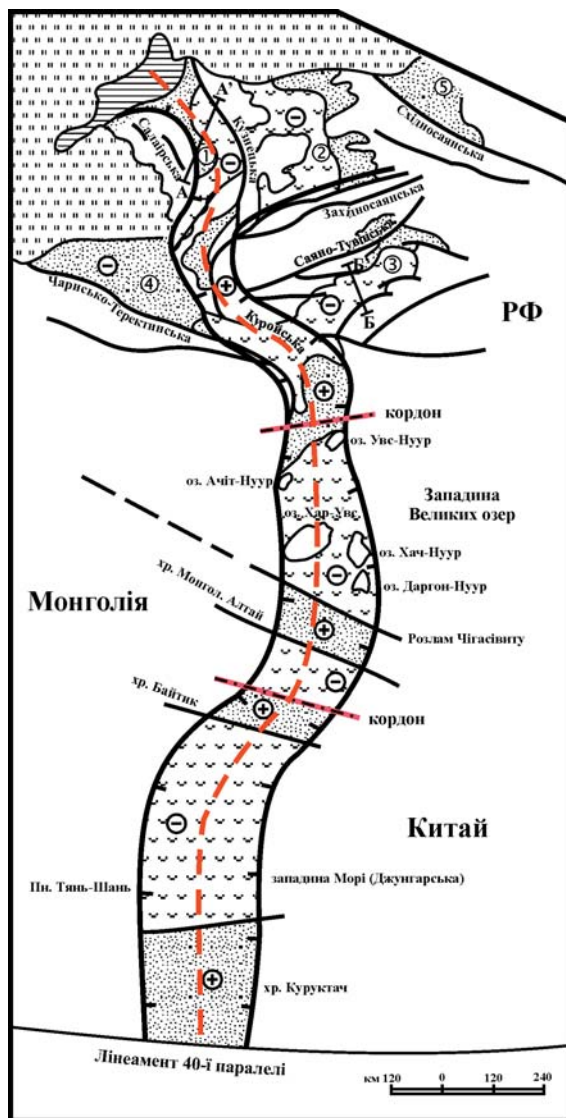


Рис. 1. Кузнецько-Джунгарська рифтогенна структура

1 – крайові розлами рифтогену; 2 – глибинний розлам астеносферний (уявний); 3 – області поширення соленосійних відкладів девону; 4 – область переважного поширення ефузивів і червоноколірних утворень девону; 5 – зони глибинних розламів та їхні назви; 6 – тектонічні блоки; 7 – області переважного поширення кайнозойських порід; 8 – западини з вугленосійними осадами (карбону, пермі, юри); 9 – лінії розрізів; 10 – герциніди.

З використанням матеріалів [2, 5, 17, 26, 40, 42, 54]

вів – відповідно в межах 317–337 °К. Разом з проявами газу спостерігаються невеликі припливи нафти у свердловинах, розміщених на крилах структур [26, 42].

Прояви легкої нафти й бітумів у відкладах ільїнської світи відомі майже на всій площі басейну. Викиди газу спостережено в ряді шахт Кемеровського й

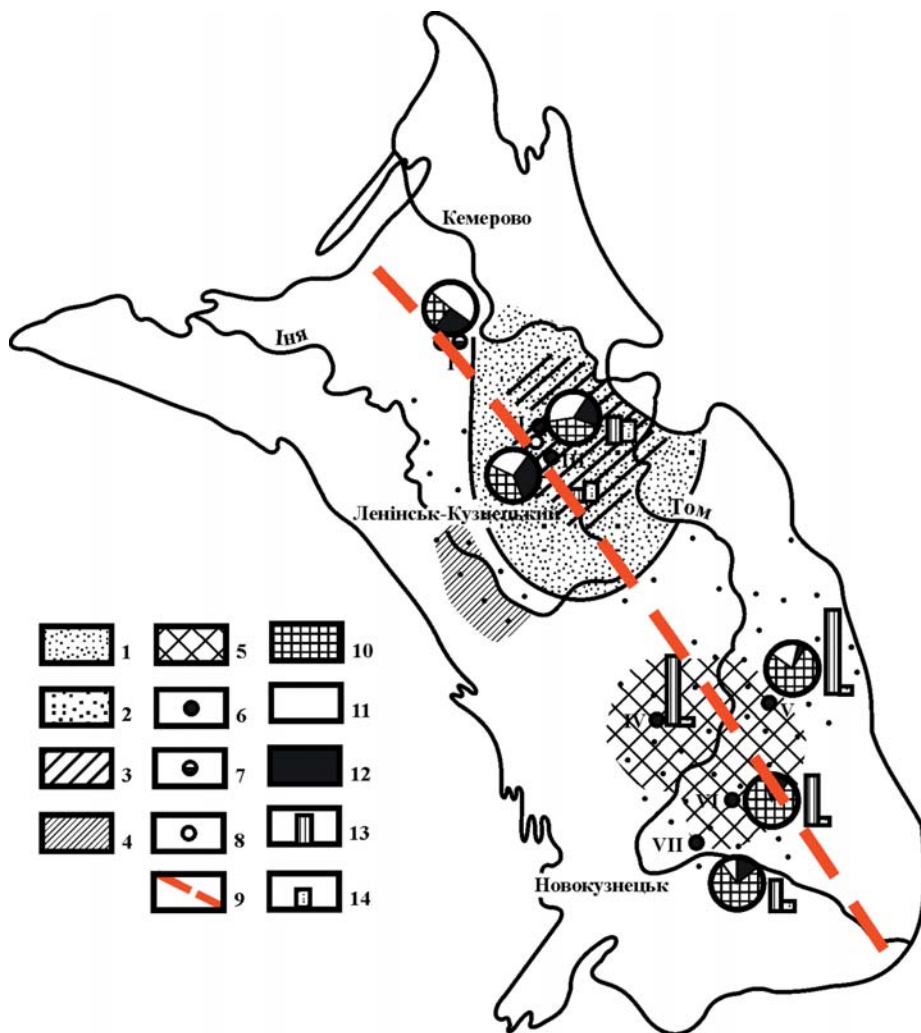


Рис. 2. Схематична карта постдіагенетичних змін порід, стадій метаморфізму вугілля й складу нафти ільїнської світи Кузбасу. (Уклали В. І. Будников і А. Е. Конторович; стадії катагенезу порід за Н. А. Лізалеку, В. М. Ядренкіну, А. В. Вану)

1 – зона початкового катагенезу, 2 – зона глибинного катагенезу, 3 – вугілля довгополум'яне й газове, 4 – вугілля газове й жильне, 5 – вугілля жирне, 6 – нафтопрояви, 7 – газоконденсат, 8 – газ, 9 – астеносферний розлам.

Позначення в кружках: 10 – метанові вуглеводні, 11 – нафтові вуглеводні, 12 – ароматичні вуглеводні, 13 – уміст парафінів, 14 – уміст асфальто-смолистих речовин. Нафтопрояви: I – Сиромолотненська свердловина Р-2, II – Південноборисовська сверд. 29-0, III – Південноборисовська сверд. 20-0, IV – Киргайська сверд. 843-к, V – Осиновоплеська сверд. 126-к, VI – Узунцовська сверд. 445-к, VII – шах. Абашевська 1.

З використанням матеріалів [2, 5, 17, 26, 40, 42, 54]

Прокоп'євсько-Киселевського вугільних районів (див. рис. 2), де поширені позака-тегорійні за вмістом метану пласти вугілля – в окремих випадках метаноносійність сягала 160 м³/добу.

Усі найвагоміші нафто- й газові про-яви Кузбасу з'ясовано в зоні центрального астеносферного розламу, що передбачений, і являють собою низько-температурні утворення у вугленосійній товщі (рис. 3) з температурою формування вугілля до 195 °С (вугілля марок Г, Ж). Цей факт дає змогу припустити існування головного газоносійного горизонту в низах розрізу осадової товщі на глибинах близько 5 км (карбонатні відклади нижнього карбону й верхів девону). Водночас усі відомі дотепер прояви газу й нафти пов'язані з ореолом головного газового горизонту. У межах ореолу відомо понад двісті локальних брахісинклінальних складок, більшість з яких може містити скупчення газу пліоцен-четвертинного віку (“молодого газу”). Під час пошукових робіт на газ можуть бути відкриті як невеликі газові поклади в газовому ореолі (зокрема й ті, що сформувалися раніше, в епоху тектонічної активізації в мезокайнозої), так і антропогенні концентрації, аж до великих родовищ (див. рис. 3). Благо-творні чинники для останніх на Кузбасі є: з'ясовано низку шарів і горизонтів проникних порід за наявності щільних порід – покришок, зон тектонічних порушень, фаціальних заміщень порід. Вірогідні також викиди “молодого газу” в гірські виробки й атмосферу.

Масштабні катастрофи на вугільних родовищах Кузбасу

Серед низки масштабних катастроф останнього часу на Кузбасі найвідомішими є трагедії на шахті “Ульяновська” (березень 2007 року) та шахті “Розпадська” (травень 2010 року). Першу шахту вважали сучасною й безпечною, але під час вибуху газів загинуло багато шахтарів, майже все керівництво шахти й аудитор Британського Банку (Велика Британія).

На шахті “Розпадська” сталися два послідовні вибухи.

За результатами розслідувань винними у вибухах визнали директора шахти й працівників, які “свідомо зіпсували газові датчики”. Об'єми викиду горючих газів і вугільного пилу під час вибухів були настільки грандіозними, що жодна вентиляційна система не впоралася б з ними. Крім цього, раптовість викидів представники комісії із розслідування причин катастроф жодним чином не коментували.

З розповідей місцевих спеціалістів відомо про припинення систематичних сейсмічних спостережень у районах вугледобування Кузбасу, хоча в регіоні постійно фіксуються різномасштабні землетруси, що властиво таким рифтовим структурам. Інші заходи мають спорадичний характер, бо їх часто проводять лише ентузіасти, які мало вірять у вирішальну роль людського чинника при катастрофах.

За персональними повідомленнями І. Л. Євдокимова, який є одним з таких ентузіастів, що вивчають проблеми газоносійності вугленосійних товщ Кузбасу, отримані ізоконцентрати метану і СО за даними датчиків визначаються активністю довготривалих зон підвищеної тріщинуватості в шахті. При цьому фіксують систему постійного пульсаційного припливу цих газів, але цього недостатньо для виявлення моменту їхнього грандіозного вкидання у виробки з наступними катастрофічними наслідками. Технічного розв'язання проблеми завчасного виявлення такого вкидання на сьогодні немає не тільки на шахтах Кузбасу, але й України та інших країн з найвищими технологіями безпеки вугледобування. Популярні сучасні датчики, які винесено до десятка метрів за межі виробки у вугленосійну товщу, також не вирішують проблеми, хоча й постачають вельми важливу інформацію для оцінки фізико-механічного стану порід поза межами виробки. Бачиться, що ефективно розв'язання проблеми безпеки підземного вугледобування лежить у сфері зміни ідеї про походження вуглеводневих газів загалом [22, 29].

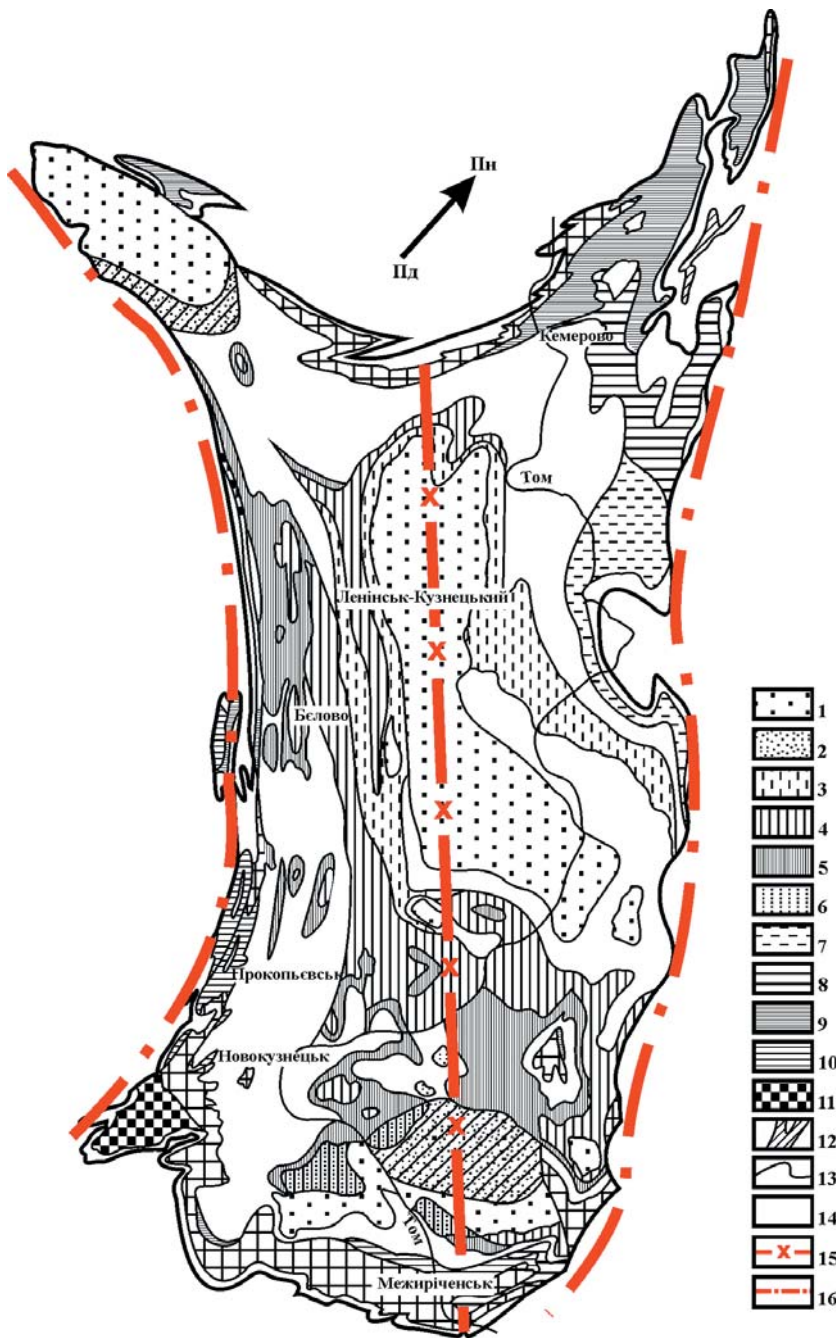


Рис. 3. Схематична карта марочного складу вугілля Кузнецького басейну

Марки вугілля: 1 – бурі й перехідні до довгополум'яних; 2 – газові, що спікаються, юрського віку; 3 – довгополум'яні; 4 – газові; 5 – жирні й газові жирні; 6 – те ж саме, під юрськими відкладами; 7 – ті, що слабо спікаються, без пластичного шару; 8 – ті, що слабо спікаються, і коксово-жирні з низьким пластичним шаром; 9 – коксові, коксово-жирні та збіднені, що спікаються; 10 – збіднені; 11 – напівантрацити; 12 – сапроміксити барзаські; 13 – контур Кузбасу; 14 – невугленосійні площі та з неробочою поверхнею; 15 – астеносферний розлам; 16 – крайові глибинні розлами рифтогену. З використанням матеріалів [2, 5, 17, 26, 40, 42, 54]

**Особливості геологічної будови
й нафтогазоносності палеорифтогену
Гренвілл**

Гренвіллський гарячий пояс – одна з планетарних структур західної півкулі [2, 21, 34, 43]. Він розміщений на докембрійській основі східної частини Канадського

щита, а також містить каледоніди й герциніди узбережної частини Атлантичного океану, які з'єднані в системи Північних і Південних Аппалачів (рис. 4). Ряд грабнів і западин утворює східчасту структуру, обмежену глибинними розламами, вік яких підкреслюється інтрузіями: ано-

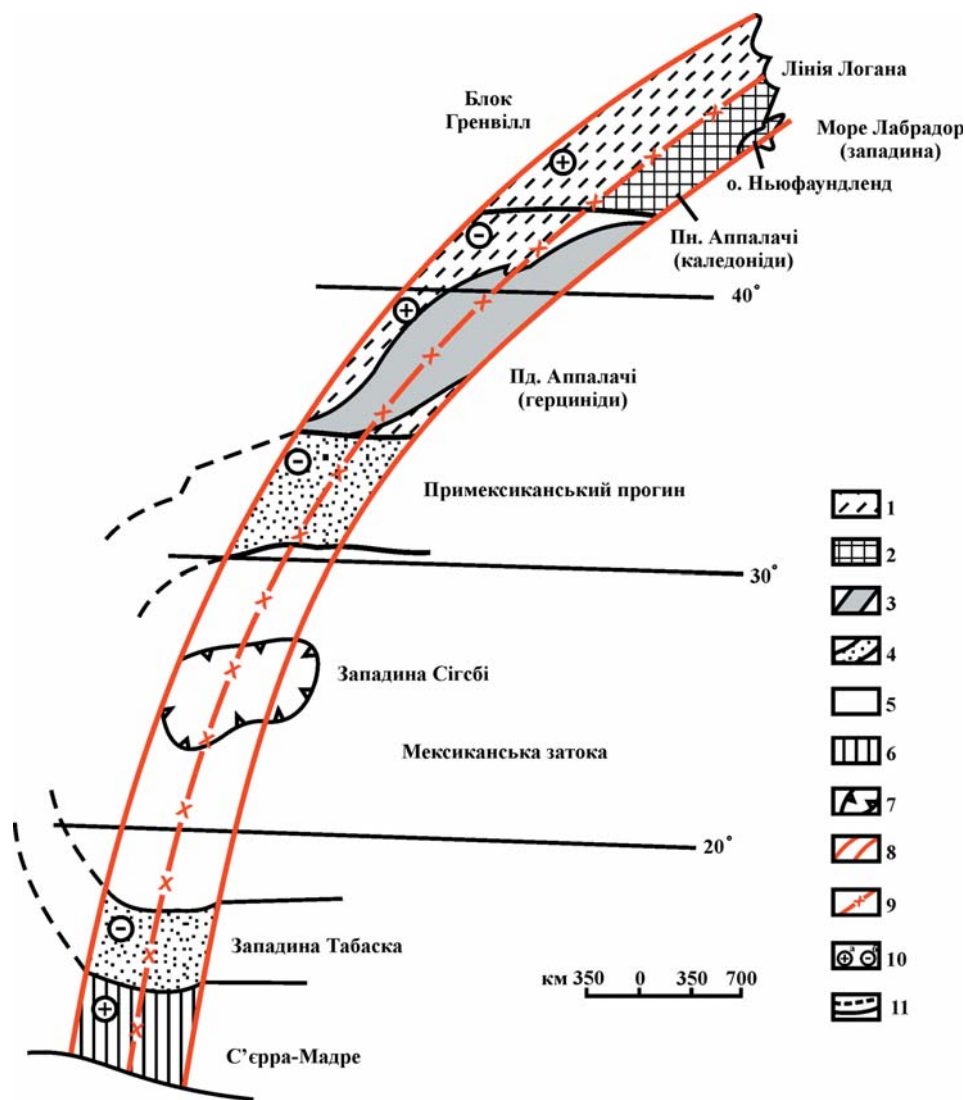


Рис. 4. Схематична тектонічна карта палеорифтогену Гренвілл

1 – грануліти пізнього протерозою; 2 – каледоніди; 3 – герциніди Аппалачів; 4 – райони поширення осадової товщі мезокайнозою; 5 – райони поширення відкладів кайнозою; 6 – відклади мезозою хр. С'єрра-Мадре; 7 – океанічна кора западини Сігсбі; 8 – зони крайових розламів рифтогену; 9 – зона центрального (астеносферного) розламу; 10 – тектонічні блоки: а – виступи, б – западини; 11 – розлами

З використанням матеріалів [2, 21, 28, 34, 43, 53]

тозитами й гіпербазитами (1,4 млрд р.), лужно-карбонатитовими й гранітоїдними (600–800 млн р.). У низці западин з'ясовано товщі базальтів. У низах розрізу кори спостережено шар корово-мантіїної суміші, характерний для рифтогенів (рис. 4). Центральний розлам рифтогенної структури (лінія Логіна) простежується майже на 4 тис. км (мілоніти Гренвілл). Він, безперечно, є астеносферним розламом, оскільки за даними сейсмометрії глибина його закладення – близько 70 км [34].

На південний захід від Аппалачів гарячий пояс, простягаючись долиною р. Міссісіпі, проявляє ознаки типового рифтогену: в альпійську епоху відбувалося накопичення мезо-кайнозойської ефузивно-теригенної товщі (до 19 км потужністю) з горизонтами базальтів, карбонатних, сульфатних і соляних порід [28]. У межах Примексиканського прогину й западини Табаска, сходинок до найбільш зануреної частини Мексиканської затоки, спостережено декілька сотень соляних куполів.

У центрі Мексиканської затоки з'ясовано западину Сігсбі (глибина води – до 4 км), де простежується океанічна кора й потужність осадової товщі різко зменшується (рис. 5). У межах западин по периметру Мексиканської затоки проявлена система альпійських глибинних розламів (Балконес-Люлінг, Мексія-Талко, Ріо-Гранде та ін.), які поєднані з крайовими розламами палеорифту й утворюють ділянку з рядами западин і підвищень [21, 28, 34]. Розвинуті пластові інтрузії гіпербазитів.

У Примексиканській нафтогазоносній провінції розміщено близько 400 родовищ Мексики й 10 тис. родовищ США, зокрема біля 300 морських. Із соляними куполами пов'язано понад 1 200 родовищ нафти. Число родовищ нафти із запасами 1 632 млн т становить приблизно більшість, із запасами понад 70 млн т – біля 10 %. Найбільші родовища нафти: Іст-Тексіс (850 млн т), Кеддо, Родесса, Хайневіл, Хомеф, Сьєрра-Азул, Норанда, Поса-Ріка, Трес-Херманос (запаси якого 100–200 млн т). Газові й газоконденсатні

родовища: Монро, Кеті, Олд-Ошен, Річленд, Картрейдж, Пакола, Бастіан-Бей, Байю-Сейл, Елм-Грав (запаси газу – сотні млрд м³) [28].

Головні продуктивні горизонти з'ясовано в піщаних і карбонатних відкладах крейди та неогену (див. рис. 5). Низка родовищ, пов'язаних із соляними куполами, має антропогенний вік (Спіндлтоп, Хамбл, Барберс-Хілз та ін.). Глибина залягання нафтових родовищ – у межах 800–3 000 м, газових і газоконденсатних – до 5 000 м. Площа окремих великих брахіантиклінальних підвищень сягає сотень км² (родовище Монро – 900 км²).

Нафти переважно легкі (густина 800–850 кг/м³), уміст сірки сягає місцями 0,3 % й вище. Склад газу – метановий, з незначним умістом азоту й вуглекислого газу. Величина початкового пластового тиску нафтових родовищ – 5–15 МПа, пластові температури – 300–330°К, дебіт – від сотень до перших десятків тис. т/добу. Для газових родовищ характерні вищі значення початкового пластового тиску – до 100 МПа й температури – до 390–420°К, дебіти сягають 1,5 млн м³/добу (родовище Монро) [2, 28].

Низка родовищ за параметрами подібна до типових родовищ “молодого газу” – високі показники пластового тиску, температури, дебіту (Панола, Байю-Сейл, Річленд) [2]. Усі вони розміщені в зоні Центрального (астеносферного) розламу рифтогену.

Катастрофа на нафтодобувній платформі Deer Horizon

Аналіз послідовності подій під час катастрофи на платформі Deer Horizon [51, 53, 56] свідчить, що за кілька днів до аварії послідовно зростав і падав тиск газів під “дзвоном”, який прикривав свердловину. Вибух і викид “дзвону” відбувся, коли тиск різко зріс, перевищивши критично допустиме навантаження. Звичайно, і в цьому випадку можна говорити про роль “людського чинника”, адже, побачивши зростання тиску, персонал на свердловині мав би відповідно зреагувати. Але аналіз

численних томів звіту комісії [53] засвідчує, що випадки різкого зростання тиску під “дзвоном” не передбачувались, а тому й реакції операторів не було.

Оперативні визначення концентрації метану та інших компонентів у водах поблизу бурової платформи одразу після вибуху й у наступні відтинки часу показали

[47, 51, 56] різке, аномально велике зростання кількості метану. Указані автори пов’язують це з біогенним чинником, вважаючи, що бактерії-продукувачі метану засвоюють і переробляють на нього рідку нафту виливів навколо аварійної платформи. Імовірність такого процесу очевидна, але продукування такої гігантської

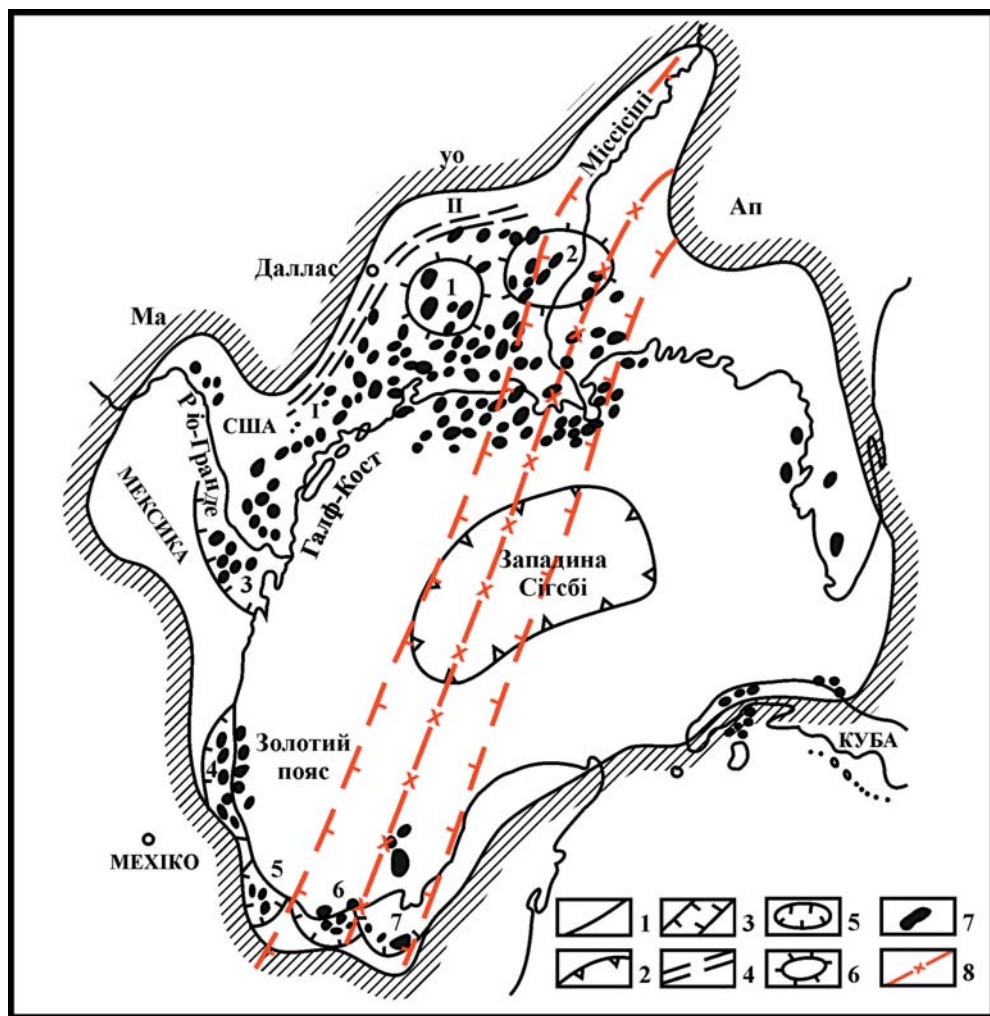


Рис. 5. Схема розміщення головних структурних елементів і родовищ вуглеводнів Примексиканської нафтогазоносної провінції

Межі: 1 – нафтогазоносної провінції; 2 – безгранітної западини Сігсбі; 3 – похованого Міссісіпського рифту; 4 – зони розламів (I – Балконес-Люлінг, II – Мексія-Талко); 5 – прогини (цифри на схемі: 3 – Ріо-Гранде, 4 – Тампіко-Тукспан, 5 – Вера-Крус, 6 – Салінодель-Істмо, 7 – Табаско-Кампаче); 6 – підвищення (1 – селін, 2 – Монро); 7 – родовища нафти й газу; 8 – астеносферний розлам; палеозойські складчасті споруди: Ап – Аппалачі, Уо – Уочіто, Ма – Марафон.

З використанням матеріалів [2, 21, 28, 34, 43, 53]

кількості метану за короткий проміжок часу здається сумнівним. Укупі з даними про істотне підвищення газової складової під “дзвоном” перед аварією це може свідчити про лавиноподібне впровадження газової суміші, подібно до викидів газової суміші й пилу у вугільних шахтах.

Висновки

Рифтові системи світу – геологічний індикатор стану земної кори, окремі ділянки якої можуть бути шляхами проникнення потоків глибинних вуглеводнів у її верхні горизонти. Відповідно до геологічної структури й складу гірських порід розрізу потоки формують вуглеводневі поклади різного порядку, залежно від просторового положення найважливіших каналів просування вуглеводневих потоків. Індикаторами їхньої наявності є поверхневі й приповерхневі вуглеводневі прояви різного фазового стану – газоподібні й рідинні. Унаслідок розробки родовищ і тектонічних рухів в активних зонах рифтів відкриваються нові чи поновлюються й розширюються раніші канали проникнення вуглеводнів, режим функціонування яких, залежно від масштабів порушень, характеризується від спокійного до катастрофічного [41, 46], викликаючи відповідні наслідки. В окремі періоди наслідки мають настільки глобальне значення, що зумовлюють кліматичні зрушення, призводячи до можливої загибелі цілих класів тварин, як це зазначено в гіпотезі щодо зникнення динозаврів через загоряння нафтогазових потоків під час падіння астероїда на півострові Юкатан [50].

Спостереження за проявами й характером виділень вуглеводнів поблизу поверхні (у шахтах чи свердловинах) чи на ній безпосередньо дають змогу за змінами складу й активності проявів прогнозувати негативні для людини наслідки або ж використовувати отриману інформацію для прогнозів і пошуків вуглеводневої сировини. Ще одним наслідком виявлення в нових районах потоків вуглеводнів чи підтвердження їхньої активності у вже відомих раніше є ствердження ідеї про постій-

не поповнення ресурсів наявних вуглеводневих родовищ [45] завдяки припливу глибинних вуглеводневих потоків.

ЛІТЕРАТУРА

1. Атлас родовищ нафти і газу України. – Львів: Центр Європи, 1998. – Т. 3. – 327 с.
2. Бека К., Высоцкий И. Геология нефти и газа. – М.: Недра, 1976. – 594 с.
3. Бойко Г. Е. Распределение летучих образований в верхней мантии Земли и закономерности нефтегазообразования//Закономерности размещения месторождений нефти и газа. – К.: Наукова думка, 1975. – С. 76–81.
4. Введенская А. Я., Дертев А. К. Современная геодинамика, битуминозность и газонность Кольского полуострова//Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т. 2. – С. 18–25.
5. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. – М.: Госгеолтехиздат, 1969. – Т. 7. – 912 с.
6. Грицко Г. И. Глубины Кузбасса: Уголь, метан, ...Нефть?!//Наука в Сибири. – № 33–34 (2668–2669). – 28 августа 2008.
7. Гулій В. М., Ленізов Г. Д., Озорной Г. І. Катастрофи при підземному видобутку вугілля як відображення геологічних явищ//Геотехнічна механіка: Метод. сб. научн. тр. ИГМ им. М. С. Полякова НАН України. Днепрпетровск. 2010. – Вып. 87. – С. 87–94.
8. Гулій В., Побережська І., Локтев А. “Молодий газ” у рифтогенних структурах України//Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія. – 3(70). – 2015. – С. 59–63.
9. Дмитриевский А. Н., Валяев Б. М. Углеводородная ветвь дегазации в исследованиях по проблеме “Дегазация Земли”//Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезисы. – Москва: ГЕОС, 2008. – С. 3–6.
10. Доценко С. Ф., Иванов В. А. Природные катастрофы Азово-Черноморского региона. НАН Украины, Морской гидрофизический институт. – Севастополь, 2010. – 174 с.
11. Доценко В. В., Сианисян Э. С. Показатели продолжающегося процесса формирования залежей нефти и газа на юге России//Геология, география и глобальная энергия. – 2014. – № 1(52). – С. 35–49.
12. Евдошук Н. И., Омельченко В. Д., Галко Т. Н. Геотектоника и перспективы нефтегазоносности Донбасса. – К.: УкрДГРІ, 2002. – 89 с.

13. *Жолтаев Г. Ж.* Геодинамические основы нефтегазогеологического районирования юга Евразии//Геологическая наука и индустриальное развитие Республики Казахстан. Материалы конференции, посвященной 70-летию Института геологических наук им. К. И. Сатпаева. – 2010. – С. 242–248.
14. *Исаев В. П.* О газовом палеовулканизме на Байкале//Геология нефти и газа. – 2001. – № 5. – С. 23–34.
15. *Исаев В. П., Кичигин А. Г.* Космический мониторинг опасных природных процессов эмиграции углеводородов с озера Байкал//Geoinformatics 2011 Session: Геоинформационное обеспечение мониторинга опасных природных и техногенных процессов. Publication date: 10 May 2011. Organisations: EAGE. Language: Russian.
16. *Каширцев В. А.* Молодая нефть Байкала//Наука из первых рук. – 2009. – № 2. – С. 14–15.
17. Комплект карт “Геология и металлогения юго-западной части Восточно-Европейской платформы” (Схема глубинного строения литосферы)/Отв. ред. Н. В. Чекунов. – Госкомгеология Украины, 1992.
18. *Косолапов А. И.* Геохимические исследования природных вод и газов Западной Якутии. – М.: Недра, 1963. – 190 с.
19. *Кравцов А. И.* О дифференциации и дегазации мантии и формировании газонефтяных месторождений в земной коре//Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 1971. – № 2. – С. 45–51.
20. *Кудрявцев Н. А.* Генезис нефти и газа. – Л.: Недра, 1973. – 256 с.
21. *Кэй М.* Геосинклинали Северной Америки. – Москва: Издательство ИЛ, 1955. – 192 с.
22. *Лепігов Г. Д., Орлів С. І., Гулій В. М.* Геологічна модель передумов концентрації глибинного метану у вугленосних товщах//Геотехнічна механіка: Метод. сб. научн. тр. Інститута геотехнічної механіки ім. М. С. Полякова НАН України. – Дніпропетровськ, 2008. – Вып. 80. – С. 11–17.
23. *Лепігов Г. Д., Орлів С. І., Гулій В. М.* Гігантське газове родовище на Донбасі (теоретичні передумови існування)//Мін. ресурси України. – 2008. – № 3. – С. 32–33.
24. *Лепігов Г. Д., Орлів С. І., Гулій В. М.* Концентрація вуглеводнів на Донбасі у світі абіогенної теорії їх генезису//Геолог України. – 2008. – № 3. – С. 73–79.
25. *Лепігов Г. Д., Гулій В. М., Цьоха О. Г.* Нафтогазоноспість Донбасу: глибинний газ в антрацитовому масиві та ознаки газових колон у зонах мезокайнозойської складчастості//Геолог України. – 2009. – № 1–2. – С. 35–49.
26. *Лепігов Г. Д., Гулій В. М.* Нафта лінеаменту Карпінського (деякі аспекти генезису вуглеводнів)//Геолог України. – 2009. – № 4. – С. 93–98.
27. *Лукин А. Е.* Прямые поиски нефти и газа: причины неудач и пути повышения эффективности//Геолог України. – 2004. – № 3. – С. 18–43.
28. *Маєвський Б., Євдошук М., Лозинський О.* Нафтогазоноспі провінції Світу. – К.: Наукова думка, 2002. – 403 с.
29. *Малышев А. И.* Газовый фактор в эндогенных процессах. – Екатеринбург, 2011. – (Рукопись).
30. *Мац В. Д.* Возраст и геодинамическая природа осадочного выполнения Байкальского рифта//Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 9. – С. 1219–1244.
31. *Мурзагалиев Д. М.* Рифтогенные структуры Каспийского региона и проявления их в геофизических и геотермических полях//Геология регионов Каспийского и Аральского морей. – Алматы: Казахстанское геологическое общество “Казгео”, 2004. – С. 100–103.
32. *Нивин В. А.* Газовые компоненты в магматических породах: Геохимические, минералогические и экологические аспекты и следствия (на примере интрузивных комплексов Кольской провинции): Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Москва, 2013. – 51 с.
33. *Озерова Н. А.* Ртуть и эндогенное рудообразование. – М.: Наука, 1986. – 231 с.
34. *Орловецкий Ю. П., Коболев В. П.* Горячие пояса Земли. – К.: Наукова думка, 2006. – 311 с.
35. *Панов Б. С.* Глубинные разломы и минералогия линеамента Карпинского с позиции синергетического анализа. – К.: Препринт ИГМР, 1994. – 74 с.
36. *Попівняк І. В., Ніколенко П. М., Гринчук В. Г., Степанов В. Б., Хом'як М. М., Ніколенко О. А.* Деякі можливості прикладної термобарогеохімії щодо розшуків нафти. Ч. 1.//Вісник Львів. ун-ту. Серія геол. 2007. – Вып. 21. – С. 150–174.
37. *Порфир'ев В. Б., Краюшкін В. О.* Геохімічні аспекти міграції нафти у Прип'ятській западині//Геологічний журнал. – 1970. – Т. 30. – Вып. 1. – С. 19–30.
38. *Резвой Д. П., Ковальчук И. А., Марушкин И. А.* и др. Глубинные разломы или линеamentы? (к блоковой делимости земной коры юго-западной Евразии)//Геол. журнал. – 1993. – № 3. – С. 13–20.

39. Рябухин Г. Е., Байбакова Г. А. Формирование и нефтегазоносность осадочных бассейнов в связи с рифтогенезом//Геология нефти и газа. – 1994. – № 5. – С. 34–45.

40. Скурский М. Д. Золото-редкоземельно-редкометалльно-нефте-газоугольные месторождения и их прогноз в Кузбассе. – Кемерово: КузГТУ, 2005. – 627 с.

41. Сывороткин В. Л. Озоновый слой, дегазация Земли, рифтогенез и глобальные катастрофы. – М.: АО “Геоинформмарк”, 1994. – 68 с.

42. Угольная база России. Угольные бассейны и месторождения Западной Сибири. – Т. II/Под ред. В. Ф. Череповского. – М.: ООО “Геоинформцентр”, 2003. – С. 116–453.

43. Умберов Дж. Островные дуги. – М.: Издательство ИЛ, 1952. – С. 5–96.

44. Чакабаев С. Е., Кононов Ю. С., Воцалевский Э. С. и др. Геология и нефтегазоносность Южного Мангышлака. – Алма-Ата: Изд-во “Наука” Казахской ССР, 1967. – 226 с.

45. Чепиль П. М. Друге життя родовищ нафти і газу – міф чи реальність//Мін. ресурси України. – 2008. – № 2. – С. 37–38.

46. Frunzeti N., Baciu C., Etiopie G., Pfanz H. Geogenic emission of methane and carbon dioxide at Beciu mud volcano, (Berca-Arbanasi hydrocarbon-bearing structure, Eastern Carpathians, Romania)//Carpathian Journal of Earth and Environmental Sciences, 2012. – Vol. 7. – № 3. – P. 43–56.

47. Hu L., Yvon-Lewis S. A., Kessler J. D. et al. Methane fluxes to the atmosphere from deep-water hydrocarbon seeps in the northern Gulf of Mexico//J Geophys Res-Oceans, 2012. – Vol. 117 (C1). C01009. Doi:10.1029/2011JC007208.

48. Ingwe R., Bessong P. K., Uwanade C. Risks and disasters in Nigeria’s petrocapi-talistic oil and gas industry: a pluralistic theoretical-conceptual framework//Riscuri Şi Catastrofe, NR. XII. – Vol. 13. – NR. 2/2013. – P. 185–198.

49. Jones B. The New Image of Herkimer, New York//Rock & Jem. – June 2012. – P. 72–73.

50. Kaiho K., Oshima N., Adachi K. et al. Global climate change driven by soot at the K-Pg boundary as the cause of the mass extinction//Sci. Rep. – 6. – 28427. Doi: 10.1038/srep28427 (2016).

51. Kessler J. D., Valentine D. L., Redmond M. C. et al. A Persistent Oxygen Anomaly Reveals the Fate of Spilled Methane in the Deep Gulf of Mexico//Science. – 2011. – Vol. 331. – P. 312–315.

52. Krajick K. Defusing Africa’s Killer Lakes. In a remote region of Cameroon, an international team of scientists takes extraordinary steps to pre-

vent the recurrence of a deadly natural disaster// Smithsonian Magazine. – September 2003.

53. Report regarding the causes of the April 20, 2010, Macondo Well Blowout. The Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement. – September 14. – 2011. – 212 p.

54. Tectonic map of the linear structures of the territory of China. 1:600 000/Completed by Inst. of Geol. Acad. of Geol. Science. – Beijing, 1981.

55. Vityk M. O., Bodnar R. J., Dudok. I. V. Fluid inclusions in “Marmarosh Diamonds” evidence for tectonic history of the Folded Carpathian Mountains, Ukraine//Tectonophysics, 1996. – Vol. 255. – P. 163–174.

56. Yvon-Lewis S. A., Hu L., Kessler J. D. Methane flux to the atmosphere from the Deep-water Horizon oil disaster//Geophysical Research Letters, 2011. – Vol. 38. – L01602. – Doi: 10.1029/2010GL045928.

REFERENCES

1. Atlas of oil and gas fields of Ukraine. – Lviv: Centre of Europe, 1998. – V. 3. – 327 p. (In Ukrainian).

2. Beka K., Vysockij I. Geology of oil and gas. – Moskva: Nedra, 1976. – 594 p. (In Russian).

3. Boiko G. E. Distribution of volatile components in the Upper mantle of Earth and conformities of oil and gas formation//Conformities of localization of oil and gas fields. – Kiev: Naukova dumka, 1975. – P. 76–81. (In Russian).

4. Vvedenskaya A. Ja., Dertev A. K. Modern geodynamic, bitumen and gases of the Kola peninsula//Geology of oil and gas. Theory and practice. – 2007. – Vol. 2. – P. 18–25. (In Russian).

5. Geology deposits of coal and inflammable shale of the USSR. – Moskva: Gosgeoltekhizdat, 1969. – Vol. 7. – 912 p. (In Russian).

6. Gricko G. I. Depths of the Kusbass: Coal, methane, ...Oil?!//Science in Siberia. – № 33–34 (2668–2669). – August 28, 2008. (In Russian).

7. Guliy V. M., Lepigov G. D., Ozornoi G. I. Disasters during underground mining of coal as refracting of geological events//Geotechnical mechanics: Method. articles Scientific Transect. Institute of geotechnical mechanics named by M. S. Poliakov, Academy of sciences of Ukraine. – Dnipropetrovsk, 2010. – Iss. 87. – P. 87–94. (In Ukrainian).

8. Guliy V., Poberezhska I., Loktev A. “Yong gas” in riftgenic structures of Ukraine//Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology. – 3(70). – 2015. – P. 59–63. (In Ukrainian).

9. Dmitrievskij A. N., Valyaev B. M. Hydrocarbons branch of degassing in studying on prob-

- lem “Degassing of Earth”//Earth degassing: geodynamics, geofluids, oil, gas and its parageneses. – Moscow: GEOS, 2008. – P. 3–6. (In Russian).
10. *Docenko S. F., Ivanov V. A.* Native disasters of the Azov-Black Sea region. Academy of Sciences of Ukraine, Sea geophysics institute. – Sevastopol, 2010. – 174 p. (In Russian).
11. *Docenko V. V., Sianisyan E. S.* Indicators of permanent process of oil and gas fields formation at the south of Russia//Geology, geography and global energy. – 2014. – № 1(52). – P. 35–49. (In Russian).
12. *Evdoshuk N. I., Omelchenko V. D., Galko T. N.* Geotectonic and oil and gas perspectives of Donbass. – Kiev: UkrSGRI, 2002. – 89 p. (In Russian).
13. *Zholtaev G. Zh.* Geodynamic basement of oil and gas geological mapping of the south of Eurasian//Geological science and industrial development of Kazakhstan Republic. Conference in honour of 70-th anniversary of the Geological Institute named by K. I. Satpaev. – 2010. – P. 242–248. (In Russian).
14. *Isaev V. P.* On gas paleovolcanism at Baikal//Geology of oil and gas. – 2001. – № 5. – P. 23–34. (In Russian).
15. *Isaev V. P., Kichigin A. G.* Space monitoring of danger native processes hydrocarbons from the Baikal Lake//Geoinformatics 2011 Session: Geoinformation supporting of the danger native and technological processes. Publication date: 10 May 2011. Organisations: EAGE. Language: Russian. (In Russian).
16. *Kashircev V. A.* Young oil of Baikal//Science from the first hands. – 2009. – № 2. – P. 14–15. (In Russian).
17. Set of the maps “Geology and metallogeny of the south-western part of East-European Platform”/Ed. N. V. Chekunov. – Goskomgeologiya Ukrainy, 1992. (In Russian).
18. *Kosolapov A. I.* Geochemical studying of native water and gases of the Western Yakutiya. – Moskva: Nedra, 1963.– 190 p. (In Russian).
19. *Kravcov A. I.* About differentiation and degassing of the mantle and formation of gas and oil fields in the Earth Crust//Publishing of high school organizations. Geology and exploration. – 1971. – № 2. – P. 45–51. (In Russian).
20. *Kudryavcev N. A.* Oil and gas genesis. – Leningrad: Nedra, 1973. – 256 p. (In Russian).
21. *Kjej M.* Geosynclines of the Northern America. – Moscow: Publishing House IL, 1955. – 192 p. (In Russian).
22. *Lepigov G. D., Orliv S. I., Guliy V. M.* Geological model of preconditions of depth methane concentration into coal bearing strata// Geotechnical mechanics: Method. articles Scientific Transect. Institute of geotechnical mechanics named by M. S. Poliakov, Academy of sciences of Ukraine. – Dnipropetrovsk, 2008. – Iss. 80. – P. 11–17. (In Ukrainian).
23. *Lepigov G. D., Orliv S. I., Guliy V. M.* Gigantic gas field in Donbass (theoretical preconditions of function)//Mineral resources of Ukraine. – 2008. – № 3. – P. 32–33. (In Ukrainian).
24. *Lepigov G. D., Orliv S. I., Guliy V. M.* Hydrocarbons concentration in Donbass in light of abiogenic theory of its genesis//Geologist of Ukraine. – 2008. – № 3. – P. 73–79. (In Ukrainian).
25. *Lepigov G. D., Guliy V. M., Tsokha O. G.* Oil and gas bearing of Donbass: depth gas in the Anthracite massive and peculiarities of gas columns in zones of MZ-KZ foldings//Geologist of Ukraine. – 2009. – № 1–2. – P. 35–49. (In Ukrainian).
26. *Lepigov G. D., Guliy V. M.* Oil of the Karpinskiy lineament (some aspects of hydrocarbons genesis)//Geologist of Ukraine. – 2009. – № 4. – P. 93–98. (In Ukrainian).
27. *Lukin A. E.* Direct exploring of oil and gas: cases of failures and ways of improving of affectivities//Geologist of Ukraine. – 2004. – № 3. – P. 18–43. (In Russian).
28. *Maevskiy B., Yevdoshchuk M., Lozynskiy O.* Oil and gas bearing provinces of the world. – Kyiv: Naukova dumka, 2002. – 403 p. (In Ukrainian).
29. *Malyshev A. I.* Gas factor in endogenic processes. – Ekaterinburg, 2011. – (Manuscript). (In Russian).
30. *Mac V. D.* Age and geodynamic nature of sedimentary mature of the Baikal Rift//Geology and geophysics. – 2012. – V. 53. – № 9. – P. 1219–1244. (In Russian).
31. *Murzagaliev D. M.* Rift structures of the Caspian region and its reflecting in geophysics and geothermic fields//Geology of the regions of the Caspian and Aral seas. – Almaty: Kazakhstan geological Survey “Kazgeo”, 2004. – P. 100–103. (In Russian).
32. *Nivin V. A.* Gas components in the magmatic rocks: Geochemistry, mineralogical and ecological aspects and results (example of intrusive complexes of the Kola Province). – Thesis of DrSc Geology, Mineralogy. – Moscow, 2013. – 51 p. (In Russian).
33. *Ozerova N. A.* Hg and endogenic mineralization. – Moskva: Nauka, 1986. – 231 p. (In Russian).
34. *Oroveckij Ju. P., Kobolev V. P.* Hot belts of Earth. – Kiev: Naukova dumka, 2006. – 311 p. (In Russian).

35. *Panov B. S.* Depth faults and mineralization of the Karpinsky lineament from synergetic analysis point of view. – Kiev: IGMO, 1994. – 74 p. (In Russian).
36. *Popivniak I. V., Nikolenko P. M., Grynychuk V. G.* et al. Some possibilities applied termobarogeochemistry on oil prospecting. Part I//*Visnyk of Lviv University. Geology.* 2007. – Iss. 21. – P. 150–174. (In Ukrainian).
37. *Porfiryev V. B., Kraiushkin V. O.* Geochemical aspects of oil migration in the Prypiat depression//*Geological Magazin.* – 1970. – Vol. 30. – Iss. 1. – P. 19–30. (In Ukrainian).
38. *Rezvoi D. P., Kovalchuk I. A., Marushkin I. A.* et al. Depth faults or lineaments? (on blocks segmentation of the Earth crust of the South-Western Eurasia)//*Geological magazin.* – 1993. – № 3. – P. 13–20. (In Russian).
39. *Ryabuhin G. E., Bajbakova G. A.* Formation and oil and gas bearing of the sedimentary basins in relation to genesis of rifts//*Geology of oil and gas.* – 1994. – № 5. – P. 34–45. (In Russian).
40. *Skurskij M. D.* Gold-rare earth-rare elements oil-gas-coal deposits and its prognosis in Kusbass. – Kemerovo: KuzSTU, 2005. – 627 p. (In Russian).
41. *Syvorotkin V. L.* Ozon layer, Earth degassing, genesis of rifts and global catastrophes. – Moskva: AS “Geoinformmark”, 1994. – 68 p. (In Russian).
42. Coal basement of Russia. Coal basins and deposits of the Western Siberia. – Vol. II/Ed. V. F. Cherepovskij. – Moskva: OOO “Geoinformcenter”, 2003. – P. 116–453. (In Russian).
43. *Umberov G.* Iland arcs. – Moskva: Publishing House IL, 1952. – P. 5–96. (In Russian).
44. *Chakabaev S. E., Kononov Yu. S., Vocalevskij E. S.* et al. Geology and oil and gas bearing of the Southern Manhyshlak. – Alma-Ata: Publishing House “Science” of the Kazakh SSR, 1967. – 226 p. (In Russian).
45. *Chepil P. M.* Second life of oil and gas fields – myth or reality//*Mineral resources of Ukraine.* – 2008. – № 2. – P. 37–38. (In Ukrainian).
46. *Frunzeti N., Baciu C., Etiopie G., Pfanzen H.* Geogenic emission of methane and carbon dioxide at Beciu mud volcano, (Berca-Arbanasi hydrocarbon-bearing structure, Eastern Carpathians, Romania)//*Carpathian Journal of Earth and Environmental Sciences,* 2012. – Vol. 7. – № 3. – P. 43–56.
47. *Hu L., Yvon-Lewis S. A., Kessler J. D.* et al. Methane fluxes to the atmosphere from deep-water hydrocarbon seeps in the northern Gulf of Mexico//*J Geophys Res-Oceans,* 2012. – Vol. 117 (C1). C01009. Doi:10.1029/2011JC007208.
48. *Ingwe R., Bessong P. K., Uwanade C.* Risks and disasters in Nigeria’s petrocapi-talistic oil and gas industry: a pluralistic theoretical-conceptual framework//*Riscuri și Catastrofe,* NR. XII. – Vol. 13. – NR. 2/2013. – P. 185–198.
49. *Jones B.* The New Image of Herkimer, New York//*Rock & Jem.* – June 2012. – P. 72–73.
50. *Kaiho K., Oshima N., Adachi K.* et al. Global climate change driven by soot at the K-Pg boundary as the cause of the mass extinction//*Sci. Rep.* – 6. – 28427. Doi: 10.1038/srep28427 (2016).
51. *Kessler J. D., Valentine D. L., Redmond M. C.* et al. A Persistent Oxygen Anomaly Reveals the Fate of Spilled Methane in the Deep Gulf of Mexico//*Science.* – 2011. – Vol. 331. – P. 312–315.
52. *Krajick K.* Defusing Africa’s Killer Lakes. In a remote region of Cameroon, an international team of scientists takes extraordinary steps to prevent the recurrence of a deadly natural disaster//*Smithsonian Magazine.* – September 2003.
53. Report regarding the causes of the April 20, 2010 Macondo Well Blowout. The Bureau of Ocean Energy Management. Regulation and Enforcement. – September 14. – 2011. – 212 p.
54. Tectonic map of the linear structures of the territory of China. 1:600 000/Completed by Inst. of Geol. Acad. of Geol. Science. – Beijing, 1981.
55. *Vityk M. O., Bodnar R. J., Dudok I. V.* Fluid inclusions in “Marmarosh Diamonds” evidence for tectonic history of the Folded Carpathian Mountains, Ukraine//*Tectonophysics,* 1996. – Vol. 255. – P. 163–174.
56. *Yvon-Lewis S. A., Hu L., Kessler J. D.* Methane flux to the atmosphere from the Deep-water Horizon oil disaster//*Geophysical Research Letters,* 2011. – Vol. 38. – L01602. Doi: 10.1029/2010GL045928.

Рукопис отримано 1.08.2016.

В. Н. Гулий, Львовский национальный университет имени Ивана Франко, Львов, vgul@ukr.net,

Г. Д. Лепигов, Украинский государственный геологоразведочный институт, Киев
ПОТОКИ “МОЛОДЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ” И КАТАСТРОФИЧЕСКИЕ ЯВЛЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ УГОЛЬНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Проанализированы систематизированные сведения о наличии газовых и жидких глубинных потоков “молодых углеводородов” в разных рифтовых эталонных структурах. В дальнейшем исследовании взаимозависимостей нефтегазоносности и рифтового режима развития линеамента Карпинского определены особенности геологического строения, состава нефтегазоносных толщ и характер распределения углеводородов на Кузбассе и в Мексиканском заливе. Показано, что катастрофические явления, которые возникают при разработке месторождений угля, нефти и газа, являются природным завершением более ранних процессов дегазации и формирования нефтяных излияний в участках естественного или искусственного нарушения проницаемости блоков, которые содержат углеводороды. Для борьбы с катастрофическими последствиями внезапных выбросов гигантских масс глубинных углеводородов необходимо разработать новую стратегию, которая базировалась бы на представлениях о реальной природе углеводородов.

Ключевые слова: *глубинные потоки углеводородов, катастрофы, геохимические методы предостережения от катастрофических явлений, новые подходы открытия масштабных месторождений углеводородов.*

V. M. Guliy, Ivan Franko National University of Lviv, vgul@ukr.net,

G. D. Lepigov, Ukrainian State Geological Research Institute, Kyiv
FLOW OF THE “YOUNG HYDROCARBONS” AND DISASTERS DURING MINING OF COAL DEPOSITS AND EXPLOITATION OF OIL-GAS FIELDS

Ordering data on presence of gas and liquid depth flows of young hydrocarbons in different rift etalon structures have been analyzed in the article. In light of previous author's investigations of the Karpinskiy lineament development and its connection with oil and gas bearing and rift regimes peculiarities of geological structures, composition of oil and gas bearing strata as well as character of oil and gas field's distributions in Kusbass and Mexican Gulf have been described. Authors determined primary geological origin of catastrophic events during mining of coal deposits and oil and gas fields. It is a finalizing process of previous degassing and oil spills in blocks of natural or technological disturbing of hydrocarbons bearing rocks. There is a big necessity to create a new strategy to protect the situation from uninspected disasters and great volumes of depth hydrocarbons. Basement of this strategy should be knowledge of real nature of the depth hydrocarbons flows.

Keywords: *depth flows of hydrocarbons, disasters, geochemical methods of prevention of catastrophic events, new possibilities to find big in scale hydrocarbons fields.*