

Відновлення вуглеводневих покладів родовищ України

Ярослав Лазарук

д. геол. н., гол. наук. співробітник відділу геології нафти і газу,
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України,
вул. Наукова, 3а, м. Львів, 79060, Україна

e-mail: lazarukjaroslav@gmail.com,  <https://orcid.org/0009-0002-2016-3424>

Останнім часом набуває популярності теорія дегазації Землі. З'являється все більше аргументів на користь того, що у багатьох нафтогазоносних провінціях світу поклади нафти і газу постійно поповнюються завдяки міграції вуглеводнів по трубах дегазації. Розрахунками встановлений відносно молодий вік вуглеводневих покладів планети. За результатами зростання пластів тисків відпрацьованих газоконденсатних покладів та повторних підрахунків запасів вуглеводнів Шебелинського, Чорнухинського, Білоусівського та Пролетарського родовищ Дніпровсько-Донецької западини автор робить висновок про поповнення покладів внаслідок вертикальної міграції нафти і газу, наводить ймовірні масштаби регенерації покладів. Геолого-геофізичні та геохімічні дослідження, результати промислової розробки Східноказантипського і Північнобулганського газових родовищ Індоло-Кубанського прогину теж свідчать про їхнє ймовірне підживлення з глибини. Ймовірно, що основними каналами надходження вуглеводнів до покладів є глибинні розломи. Поповнення запасів газу окремих родовищ Дніпровсько-Донецького басейну за підтвердженими фактами коливається від 14 до 1800 млн м³ щорічно. На думку академіка О. Ю. Лукіна в утворенні покладів нетрадиційного типу істотну роль відіграє адіабатичне утворення тріщин, пов'язане з сейсмотектонічними імпульсами і явищами природного розриву порід глибинними флюїдами над мантійними плюмами. Результатом флюїдорозриву порід є специфічна матрична мікротріщинуватість. Результати вивчення ядра свердловин свідчать, що вона добре проявляється в породах, піднятих з глибин понад 5,5 км (Семиренківське, Мачуське родовища Дніпровсько-Донецької западини). Поклади вуглеводнів на цих глибинах мають зональний характер і не контролюються структурним фактором. Запропоновано здійснювати періодичний моніторинг відпрацьованих покладів з метою оцінки їхньої ймовірної регенерації та оптимальної розробки покладів. За відпрацьованими фактами необхідний моніторинг, тому виведені з експлуатації свердловини доцільно не ліквідувати, а законсервувати або передати у фонд спостережних свердловин, періодично вимірюючи пластів тиск і визначаючи характер флюїдонасиченості відпрацьованих покладів. Для визначення каналів дегазації та картографування ділянок з високим рівнем природного поповнення покладів доцільно використовувати методи польової геофізики та геохімічних досліджень територій.

Ключові слова: дегазація Землі, регенерація вуглеводневих покладів, вуглеводневі флюїди, нафта, газ, породи-колектори.

Як цитувати: Лазарук Ярослав. Відновлення вуглеводневих покладів родовищ України / Ярослав Лазарук // Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна, серія «Геологія. Географія. Екологія», 2023. – Вип. 58. – С. 49-58. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2023-58-04>

In cites: Lazaruk Yaroslav (2023). Regeneration of deposits of hydrocarbon fields of Ukraine. Visnyk of V. N. Karazin Kharkiv National University, series "Geology. Geography. Ecology", (58), 49-58. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2023-58-04> [in Ukrainian]

Постановка проблеми. Під час воєнних дій та повоєнної відбудови народного господарства Україні вкрай необхідні енергоносії та паливно-мастильні матеріали, сировиною для яких є вуглеводні. У воєнний час суттєво сповільнилися темпи геологорозвідувальних робіт на нафту і газ: не відкриваються нові родовища, не споруджуються в необхідній кількості експлуатаційні свердловини. Певні перспективи підтримання нафтогазовидобутку можливі за рахунок природного відновлення виснажених покладів відомих родовищ. У нафтогазоносних басейнах світу відомі приклади збільшення запасів вуглеводнів родовищ, пов'язаних як з відкладами осадового чохла, так і фундаменту, в результаті підтікання флюїдів з глибини. Такі процеси помічені і на українських родовищах. Однак це питання вивчене недостатньо і потребує подальших досліджень.

Аналіз публікацій за темою досліджень.

Сучасне формування відкритих гідродинамічних систем, до яких належать нафтогазові поклади, вимагає використання нових геологічних пара-

дигм та постулатів так званої «нелінійної нафтогазової геології» [14]. Створення теоретичної основи процесу відновлення запасів вуглеводнів у покладах, що знаходяться в розробці, можливе лише з урахуванням явища глибинної дегазації Землі – глобального процесу саморозвитку планети, що визначає формування та розвиток високоентальпійних і високонапірних флюїдних систем, які породжують різноманіття геологічних подій [11, 19, 29]. Аналіз нових концепцій та моделей нафтидогенезу, що виникли упродовж останніх десятиліть і активно розвиваються сьогодні, показує, що в основі кожної з них лежать різні види проявлення глибинної дегазації Землі.

Понад століття тому [5] нашим співвітчизником В. І. Вернадським запропонована концепція виходу легких речовин до поверхні Землі внаслідок дегазації її надр під назвою "газового дихання планети".

Теорія дегазації Землі [11], теорія абіогенного синтезу вуглеводнів [10, 22, 39, 41], «флюїдодинамічні» концепції [25, 21], твердження про

насичення воднем ядра і мантії Землі [42], конденсаційна модель [2], модель розвитку відновлених флюїдних систем фундаменту та осадового чохла [6], теорія нафтидогенезу [14] відводять мантийному джерелу – глибинному ендегенному фактору – або абсолютну, або домінуючу роль у формуванні родовищ вуглеводнів.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. Явище регенерації вуглеводневих покладів українських родовищ згадувалося в основному в теоретичному аспекті, без достатнього обґрунтування фактичним матеріалом та без оцінки масштабів поповнення покладів.

Мета досліджень. Аргументувати фактичними матеріалами регенерацію покладів конкретних родовищ, оцінити ймовірні об'єми їх поповнення, визначити методи геологічних досліджень для оконтурювання зон підживлення вуглеводневих покладів.

Виклад основного матеріалу дослідження. Отримання нових знань і формування нових уявлень про геодинаміку, тектонічне розшарування земної кори, формування та розвиток зон тріщинуватості в осадовому чохлі та фундаменті нафтогазоносних басейнів дали змогу розглядати макроскупчення нафти і газу в аспекті флюїдодинамічних процесів з позиції глибинної будови кори та мантії. Аномальна будова та енергетична нестійкість верхньої мантії і земної кори під великими вуглеводневими скупченнями виявлені різними геофізичними методами та відображені у багатьох роботах [3, 20, 26]. Відповідно до поглядів О. Ю. Лукіна, помилково розглядати осадовий чохол в основному як ізольовану, самодостатню, закриту систему, в якій перетворення органічної речовини призводить до нафто- та газонакопичення. Насьогодні отриманий великий обсяг геолого-геофізичної інформації, що характеризує осадову облонку Землі як відкриту, термодинамічно нерівноважну, нестійку систему з нелінійним характером розвитку. Обов'язовим її атрибутом є обмін речовиною та енергією з оточуючим геологічним середовищем, що забезпечує функціонування системи в активному режимі [14].

Утворення та переформування родовищ вуглеводнів є наслідком розвитку наскрізьформаційних флюїдних систем у трубах дегазації [19]. Концепція підживлення нафтогазових покладів та поповнення їхніх запасів визначається основними аспектами плюмтектоніки. Вона передбачає існування суперплюмів – «гігантських відщеплень речовини і енергії від зовнішнього ядра Землі, які досягають земної поверхні» [9]. У літосферу проривається значна кількість флюїдів, б'єм яких зіставляється з об'ємом метаморфізованих порід [35]. Площа проникнення суперплюмів у літосферу може досягати тисяч квадратних кіло-

метрів. Їхня еволюція супроводжується структурною трансформацією породних масивів, змінами термобаричних режимів, геодинамічної і флюїдодинамічної активності. Плюмам відповідають різні за розмірами і віком басейни з характерними літогеодинамічними показниками (інтенсивний галогенез, нагромадження чорносланцевих товщ та ін.). Плюми визначають найбільші металогенічні та нафтогазоносні провінції.

З точки зору нафтидогенезу плюми розглядаються як труби дегазації Землі [29]. Основу плюма становить глибинний флюїд – полікомпонентний гелієво-воднево-метановий надстиснутий газ. Його дифузійно-фільтраційне проникнення через системи геологічних формацій [14, 15] зумовлює різноманітні метасоматичні перетворення порід, характер і інтенсивність яких, з одного боку, визначаються властивостями (у залежності від ступеня окиснення) флюїду, а з іншого – речовинним складом, структурно-текстурними і петрофізичними особливостями породного субстрату, в який проникає флюїд [13]. Таким чином плюмтектоніка забезпечує природний гідророзрив порід верхніх шарів літосфери, формуючи природні резервуари і одночасно заповнюючи їх вуглеводневими флюїдами. Найбільш сприятливими для формування вторинних колекторів вважаються крихкі породи: кварцито-пісковики і органогенні вапняки. У результаті виникають великі масивні поклади вуглеводнів, приурочені до розущільнених порід кристалічного фундаменту, чорносланцевих і рифогенно-карбонатних формацій. Така концепція може призвести до зміни парадигми пошукових робіт уже в недалекому майбутньому [17].

Глибинні флюїди можуть проникати до дна морів та земної поверхні. На дні морів і океанів відомі неглибокі округлі або витягнуті западини розміром десятки-перші сотні метрів. Останнім часом вони виявлені у великих кількостях в Атлантичному океані поблизу берегів Західної Африки [40], на північний захід від Іберійського півострова [35], біля східного узбережжя Канади [32], у Середземному морі поблизу гирла р. Ніл [38] і багатьох інших місцях. Геофізичними дослідженнями біля берегів Західної Африки [40], в Норвезькому морі [33] та інших акваторіях встановлено, що під западинами зазвичай знаходяться вертикальні газопровідні канали (труби), які простягаються на значні глибини. Багато з них з'єднуються з розломами земної кори. Ймовірний механізм формування каналів описаний в [33]. Цими каналами газ мігрує до дна басейнів, де проявляється струменевими газопроявами у товщі води.

На підтікання вуглеводнів з глибин у води Чорного моря вказують дослідження, проведені в

1988 р. американським науково-дослідним судном "Кнорр". У придонних шарах води зафіксована концентрація метану до 11 мікромолів. Розрахунки показали, що у водах Чорного моря міститься 80 млрд м³ метану.

Дослідження природних нафтових виливів у Мексиканській затоці доводять, що кожні десять років з дна моря на поверхню витікає 40 млн л нафти [37]. Вона є продуктом сучасного нафтогазоутворення і тією часткою, що не захоплюється пастками і проривається на поверхню акваторії.

Ілюстрацією поступлення вуглеводнів з глибинних надр до земної поверхні є грязьові вулкани Керченського півострова. Їх тут понад п'ять десятків, вони різні за розміром та активністю, вони постійно вирують і вивергають грязь та метановий газ. У Західному нафтогазоносному регіоні відомий грязьовий вулкан в с. Старуна Івано-Франківської області, який виділяє газ, воду, глинисту пульпу, а часом – і нафту. Він утворився в 1977 р. під час землетрусу з епіцентром в Румунії. Відтоді вулкан існує постійно, реагуючи на будь-яку сейсмічну активність, навіть дуже віддалену. Поверхневі проявлення вуглеводнів у Складчастих Карпатах відомі упродовж декількох століть. В. Є. Шлапінським закартовані 437 природних виходів нафти, газу та бітумів [30, 31]. Найбільша їх концентрація зафіксована на границі Скибового та Кросненського покривів на північному заході Карпат поблизу польської границі, у межах скиб Парашка-Зелем'янка-Рожанка та в зоні зчленування Чорногорського і Турківського субпокровів Кросненського покриву. Границями згаданих структурних одиниць є насуви, тобто вуглеводневі прояви приурочені переважно до тектонічних порушень. Таким чином можна висловити припущення, що зони підтікання флюїдів перш за все пов'язані з глибинними розломами.

Теоретично проблему поновлення запасів нафти і газу вперше обґрунтував В. А. Соколов – засновник прямого геохімічного методу пошуків родовищ нафти і газу, відомого як газова зйомка [24]. Виконані ним підрахунки показали, що внаслідок дифузії всі родовища упродовж геологічного часу втрачають величезні кількості вуглеводнів, а існування покладів нафти і газу можливе тільки за умов підтікання все нових порцій вуглеводнів. Родовища нафти і газу є системами, що постійно змінюються. Внаслідок дифузії з родовищ до земної поверхні безперервно проникають вуглеводневі флюїди. Згаданим автором підраховано, що за 200 млн років родовище нафти чи газу, яким би великим воно не було, повинно розсіятися. Наявність родовищ у древніх породах свідчить про постійне підтікання нафти і газу в ці породи.

В літературі опубліковано ряд праць стосов-

но відновлення запасів вуглеводнів виснажених родовищ у різних нафтогазоносних басейнах світу. Достатньо повна інформація з цього питання підібрана В. І. Созанським [23]. Він навів матеріали, що на підтікання нафти з глибин в пласти, які є об'єктами розробки, звернув увагу понад століття назад грозненський геолог Л. І. Баскаков. Проаналізувавши історію розробки середньоміценових покладів Старогрозненського нафтового родовища, він довів, що кількість видобутої з родовища нафти не могла вміститися в об'ємах покладів. Та й на інших родовищах об'єднання "Грознефть" відзначалося додаткове надходження нафти, тому за результатами розробки запаси окремих родовищ перераховувалися в бік збільшення по декілька разів.

За результатами розробки одного з найбільших у світі Ромашкинського нафтового родовища з видобувними запасами 2,4 млрд т геологи Татарстану теж зробили висновок про відновлення покладів внаслідок підтікання вуглеводнів з глибинних надр [20].

Відомі факти поповнення запасів родовищ нафти і газу і в Україні. П. М. Чепіль наводить декілька прикладів родовищ Дніпровсько-Донецької западини, в яких помічена регенерація вуглеводневих покладів [28]. На думку В. І. Созанського [23] про сучасне формування газоконденсатних покладів Рудівсько-Червонозаводського родовища свідчить розподіл пластових тисків: за висоти поверху газоносності понад 2000 м коефіцієнт аномальності тиску в турнейських покладах дорівнює 1,45, а в низах верхньовізейського ярусу – лише 0,95-0,97. До регенованих родовищ належить, очевидно, і Шебелинське газоконденсатне родовище. За період розробки станом на 1988 р. тиски в покладах родовища зменшилися майже вдвідесятеро, внаслідок чого щорічні відбори газу з початкових 5,5 млрд м³ зменшилися до 2,5 млрд м³. Після зниження рівня видобутку газу в період 1989-1990 р.р. у всіх свердловинах родовища пластові тиски почали зростати. В останні роки з родовища щорічно видобувається 1,6-2,0 млрд м³ газу. За таких темпів відбору газу пластові тиски практично стабілізувалися. Характерною особливістю розробки родовища є збільшення з часом відборів газу на одиницю зниження пластового тиску. Якщо в початковий період (1956-1971 р.р.) відбір газу на 1 МПа зниження тиску становив у середньому 22,6 млрд м³, то в 1972-1988 рр. він зріс до 35,9 млрд м³, а на останньому етапі розробки родовища досягнув 158,4 млрд м³. Не заперечуючи можливість поповнення покладів газом з глибин, зазначимо, що крім цього в результаті зменшення пластових тисків газ можуть віддавати і низькопористі колектори, які не були враховані при оцінці запасів

вуглеводнів. Тим не менше, з часу відкриття Шеллинського родовища його запаси постійно перераховуються у бік збільшення: від 360 млрд м³ за першою геолого-економічною оцінкою у 1950 р. до понад 750 млрд м³ за останніми даними.

У північно-західній частині регіону в 1957 р. відкрите Чорнухинське газоконденсатне родовище. Єдиний на родовищі поклад горизонту В-17 експлуатувався однією свердловиною. У 1969 р. свердловина повністю обводнилася, видобуток газу припинився, родовище зняте з Державного балансу. Через 30 років поклад відновився, свердловина знову запущена в експлуатацію, до Державного балансу зараховано 417 млн м³ газу.

Поруч з Чорнухинським у 1977 р. відкрите Білоусівське родовище з трьома газоконденсатними покладами. Через рік воно введене в розробку трьома свердловинами. У 1984 р. пластові тиски суттєво знизилися, експлуатація свердловин припинилася, а залишкові запаси вуглеводнів списані з Державного балансу. Через 22 роки виснажені поклади відновилися і сьогодні знову розробляються. За результатами останньої геолого-економічної оцінки родовища до балансу зараховано 2,9 млрд м³ газу.

Можливість регенерації промислових вуглеводневих скупчень встановлена на Пролетарському родовищі за результатами попередніх та виконаної фахівцями Львівського відділення УкрДГРІ під керівництвом автора у 2005 р. геолого-економічної оцінки родовища. Пролетарська структура розміщена поблизу південного крайового розлому Дніпровсько-Донецької западини і є асиметричною непорушеною брахіантиклінальною. Родовище відкрите у 1966 р., в його розрізі встановлені 14 газоконденсатних покладів, приурочених до відкладів московського, башкирського, серпуховського і візейського ярусів. Після 16-річної розробки та видобутку більшої частини запасів газу в 1984 р. у резервуарах горизонтів М-7 московського ярусу та Б-5, Б-9 башкирського ярусу створено підземне сховище газу, а залишкові запаси вуглеводнів основного горизонту Б-12 з Державного балансу списані. Через 17 років, у 2001 р., працівниками ТОВ «Дніпрогазресурс» у розконсервованих свердловинах здійснений комплекс газодинамічних і промислово-геофізичних досліджень продуктивних пластів під газосховищем. Виявилось, що тиски у відпрацьованих пластах за цей час суттєво зросли, хоч у різних горизонтах родовища по-різному. Оцінка запасів вуглеводнів 2005 р. показала їх відчутне збільшення: загальних запасів газу на 191%, конденсату – на 573%. У найбільшому покладі родовища в горизонті Б-12 запаси газу від нуля зросли до 902 млн м³, конденсату – до 87 тис. т. Поклад введений у розробку трьома свердловинами: 72, 77 і

78. Перша з них була залучена до видобутку в період з 2001р. по 2006 р, дві останні працюють і дотепер. Пластові тиски відновленого покладу станом на 2001 р. становили 11,44-12,33 МПа (апикальна частина покрівлі покладу залягає на глибині 1950 м), зараз вони знизилися до 1,39-2,04 МПа, відповідно дебіти газу зменшилися від 50,9-108,5 до 2,5-4,1 тис. м³ за добу. Всього з 2001 р. свердловинами видобуто 193 млн м³ газу і 6,1 тис. т конденсату. За даними останньої геолого-економічної оцінки родовища, виконаної у 2019 р., залишкові загальні запаси газу становлять ще 826 млн м³. Таким чином можемо констатувати, що поклад горизонту Б-12 відновлюється і під час його розробки. Зауважу, що у поклад газ не може попасти з газосховища, про що свідчить суттєво різний склад газів, які перманентно відбираються з газосховища та покладів під ним. Продуктивний піщаний пласт горизонту Б-12 витриманий за товщиною (15 м), відкрита пористість досягає 22%, в ньому немає низькопористих колекторів. Характерно, що коефіцієнти заповнення пасток родовища достатньо високі – 85-93%. Тому не виключено, що існує підтік газу з глибини через систему порушень крайового розлому. Ці порушення є лише провідниками флюїдів і не володіють екранувальними властивостями: за результатами наших досліджень понад два десятки розбурених структур, замкнених на крайові розломи Дніпровсько-Донецької западини, виявилися непродуктивними.

Східноказантипське родовище знаходиться в Індоло-Кубанському прогині в межах акваторії Азовського моря. Єдиний газовий поклад родовища залягає на глибині 427-439 м у відкладах мезотису (верхній міоцен) і пов'язаний з витриманим 10-метровий пластом вапняку з високим значенням відкритої пористості, яка досягає 25%. Зверху і знизу пласт перекритий глинами майкопського віку. Початковий пластовий тиск приблизно відповідав гідростатичному, наприклад, у свердловині 1 на глибині 430 м він дорівнював 4,46 МПа. Початковий дебін становив 62 тис. м³ газу на 10-мм штуцері. Коефіцієнт заповнення пастки близько 100%. У 2002 р. родовище введене в розробку. Станом на 1.01. 2014 р. було видобуто більшу частину запасів газу – 1842 млн м³ або 71%, залишкові видобувні запаси склали 733 млн м³. Проте поточний пластовий тиск становив ще 2,84 МПа, тобто знизився лише на 36%. Тому не виключено, що поклад постійно підживлюється газом з глибини. Це підтверджують і результати геохімічної зйомки в придонних шарах води, виконаної в районі родовища під керівництвом І. Д. Багрія. Навколо покладу фіксується аномально високий вміст метану, радону, гелію, в той час як над самим покладом їхні значення мінімальні. Це

може свідчити про витікання газу з переповненої пастки за межі покладу. А якщо ще врахувати той факт, що родовище знаходиться в зоні активного грязьового вулканізму, то припущення щодо постійного поповнення покладів метаном родовищ Індоло-Кубанського прогину видається достатньо переконливим.

Не виключено, що така ж сама ситуація і на сусідньому Північнобулганацькому газовому родовищі, де основна продуктивна пачка IV караган-чокрацьких відкладів бадену представлена пластом органогенних вапняків з відкритою пористістю 20,4-23,1%. Коефіцієнт заповнення пастки близько 100%. Початковий пластовий тиск був рівним гідростатичному. Початковий дебіт становив 260 тис. м³ газу на 16-мм діафрагмі. У 2004 р. введено в розробку. На 1.01. 2014 р. було видобуто 883 млн м³ газу (з 1145 млн м³ балансових), хоч пластовий тиск на глибині 885-1091 м залишався ще досить високим і становив 4,1 МПа.

Це тільки деякі приклади ймовірного поповнення вуглеводневих покладів на родовищах України. Додатковим аргументом цього процесу може бути і той загальновідомий факт, що прямі на графіках залежності приведених пластових тисків від накопичених видобутків газу практично не досягають осі накопичених видобутків газу, а на пізній стадії розробки асимптотично наближаються до згаданої осі. Свердловини можуть ще довго працювати з невеликими дебітами.

Грунтовні дослідження з проблеми відновлення вуглеводневих покладів для Східного і Західного нафтогазоносних регіонів України з метою нарощування ресурсного потенціалу родовищ з високим ступенем вироблення початкових запасів здійснив у 2007-2009 рр. колектив дослідників під науковим керівництвом А.М. Ковалю [8]. Встановлені десятки родовищ, на яких видобуток нафти і газу перевищив їхні початкові запаси. Розроблені практичні рекомендації щодо відновлення ліквідованих експлуатаційних свердловин та повернення до відпрацьованих покладів з метою нарощування ресурсного потенціалу вуглеводнів і їхнього видобутку. На основі результатів згаданих досліджень у 2016 р. розроблений проєкт концепції інтенсифікації та оптимізації нафтогазовидобутку з урахуванням природних поновлюваних процесів нафтових і газових родовищ [4].

Наведені вище матеріали стосувалися поповнення традиційних пасток вуглеводнів. Однак останнім часом все більше уваги приділяється нетрадиційним покладам, пов'язаним з епігенетичним формуванням порід-колекторів на великих глибинах. Теоретичні аспекти цієї проблеми висвітлені в працях О. Ю. Лукіна і пов'язуються з

тріщинуватістю [12, 16, 18]. Зазвичай основою моделювання і прогнозування тріщинних колекторів нафти і газу є тектонофізичні критерії, які базуються на принципах механіки руйнування твердих тіл і пов'язують тріщини сколювання і тріщини відриву з полями напруг породних масивів внаслідок тектонічних деформацій. Однак тріщини сколювання часто заповнені мілонітовими глинками, тріщини відриву з часом заліковуються переважно кальцитом, інколи кварцовими, сульфідними і полімінеральними компонентами, що врешті-решт призводить до втрати провідності відкритих тріщин.

Істотно іншу роль в нафтогазонакопиченні на думку О. Ю. Лукіна відіграє адиабатичне утворення тріщин, пов'язане з сеймотектонічними імпульсами і явищами природного розриву порід глибинними флюїдами [12, 18]. До подібного висновку дійшли також геофізики-інтерпретатори [27], які за результатами опрацювання часових розрізів методом амплітудно-частотної характеристики середовища (АЧХС) виділяють у товщах порід під родовищами вузькі вертикальні зони розущільнення, які зазвичай співпадають з тектонічними порушеннями. На думку згаданих авторів ці зони слугують каналами підведення вуглеводнів до пасток. Природний розрив порід глибинними флюїдами зумовлений плюмтектонікою, що підтверджується різними індикаторами (трасерами) глибинних флюїдів. Результатом флюїдорозриву порід є специфічна матрична мікротріщинуватість, яка суттєво відрізняється від тектонічної і літогенетичної тріщинуватості своєю хаотичністю. Логічно допустити, що якщо об'єм тріщин буде заповнений вуглеводнями, то вони законсервують ці тріщини, тобто будуть запобігати їхньому заповненню кальцитом чи іншими мінеральними асоціаціями.

Ілюстрацією викладеному можуть бути такі факти. У 2015 р. ТОВ «Нафтогазовидобування» компанії ДТЕК на Семиренківській структурі пробурена свердловина 17 глибиною 6750 м – найглибша свердловина Дніпровсько-Донецької западини. Нею розкриті відклади верхнього девону в приосьовій частині регіону, які складені пісковиками, алевролітами і аргілітами. Пісковики різнозернисті, в основному середньозернисті, з поодинокими уламками розміром до 4 мм, сильно окварцовані, з відкритою пористістю 3-5%. Зрідка трапляються тектонічні тріщини, в основному вертикальні, заповнені глинисто-бітумним матеріалом. Однак від легкого удару ядра молотком проявляється інша система різноспрямованих скритих, нічим не заповнених тріщин. Густина тріщин дуже велика. Ймовірно, це і є тріщини природного флюїдорозриву. Найкраще вони проявляються у карбонатних породах,

наприклад, вапняках нижньовізейської карбонатної плити. Характерно, що чисті некарбонатні аргіліти на глибинах 6,5 км не розтріскуються або, можливо, розтріскуються менш інтенсивно. У свердловині випробувані три суміжні пласти, які залягають в інтервалі глибин 6541-6602 м. Пластовий тиск на середину інтервалу склав 110 МПа; коефіцієнт аномальності рівний 1,7. За депресії на пласт 17 МПа на 5-мм штуцері отримано 90 тис. м³ газу і 8 м³ пластової води з низькою мінералізацією – 30-40 г/л. Не виключено, що згідно з концепцією О. Ю. Лукіна ця вода є результатом конденсації глибинної водяної пари. З дебітами 70-140 тис. м³/добу газу і води 20-80 м³/добу свердловина працювала близько півтора року в пульсуючому режимі поки не зруйнувалася привибійна зона пласта. Загалом із свердловини видобуто 43 млн м³ газу.

Ймовірно, що подібна ситуація може бути і на Мачуському газоконденсатному родовищі, де продуктивні турнейсько-нижньовізейські перекристалізовані органогенно-детритові вапняки залягають на глибинах 5135-5678 м. Для них притаманна сильно розвинена мікротріщинуватість, яка виявляється при розбиванні керна і проявляється у специфічних нерівностях поверхонь розколювання [36]. Мікротріщини не кальцитизовані, не заповнені твердою фазою бурового розчину і таким чином можуть фільтрувати пластові флюїди. Внаслідок мікротріщинуватості суттєво зменшується винос керна – від 2% до 41%, зазвичай 17-20%, в той час як глинисті літотипи виносяться майже повністю.

Ймовірно, на глибинах до 5 км породи ще зберігають пластичність, тому не піддаються природному флюїдорозриву. Глибше породи розтріскуються внаслідок ін'єкції глибинних флюїдів, утворюючи таким чином зональні вуглеводневі скупчення. Вони не контролюються структурним фактором, не піддаються гравітаційній диференціації (тобто вертикальному розподілу газ-вода) і мають, скоріш за все, зональний характер.

Для нетрадиційних покладів, пов'язаних з природним флюїдорозривом, ми поки що не можемо оцінити об'єми поступлення вуглеводнів з глибини, запаси, промислові характеристики, не кажучи вже про економічну доцільність розробки таких скупчень. Масштаби і швидкість регенерації конвенційних покладів визначити простіше. Це можна зробити за результатами моніторингу пластових тисків та рівнів нафто- і газоводяних контактів. На основі проведених розрахунків для розглянутих вище родовищ ДДЗ можемо констатувати такі щорічні величини поповнення традиційних газових покладів: Чорнухинське – 14 млн м³, Білоусівське – 132 млн м³, Пролетарське – 53 млн м³, Шебелинське – 1800 млн м³.

Судити про інтенсивність підтікання вуглеводнів з глибин можна за результатами спостереження грязьових вулканів Керченського півострова. Найбільша грязьова сопка Центральне озеро щодоби вивергає понад 5000 л грязі та 100 м³ метанового газу. З розглянутих у цій статті родовищ Білоусівське родовище знаходиться у зоні впливу Канівсько-Білопольського розлому, Чорнухинське – Київсько-Гадяцького, Шебелинське – Жмеринсько-Старобільського, Семиренківське – Андрушівсько-Хорольсько-Розсошинського, Пролетарське – Південного крайового розлому. Однак потрібно враховувати, що провідність розломів, якими вуглеводні поступають в поклади, в різних місцях неоднакова. Очевидно, що вона постійно змінюється у залежності від характеру тектонічних рухів. Тому об'єми поступлення флюїдів з глибин до покладів змінюватимуться як у просторі, так і в часі.

Розпізнавання вертикальних зон підживлення вуглеводневих покладів є перспективною, але на сьогодні надзвичайно складною задачею. Картування зон розущільнених порід – це перш за все задача польової геофізики і, зокрема, – методу АЧХС. Прямопошукова структурно-термо-атмогідролого-геохімічна технологія (СТАГГТ) теж може дати позитивні результати з виділення зон вертикальної міграції пластових флюїдів [1]. Потрібен також моніторинг відпрацьованих покладів за допомогою нещодавно зупинених експлуатаційних свердловин, а також свердловин, які давно законсервовані і які доцільно відновити.

Висновки. Фактичними матеріалами доведено, що внаслідок підтікання глибинних флюїдів деякі вуглеводневі родовища України постійно поповнюються.

Ймовірно, що основними каналами підведення вуглеводнів до родовищ є глибинні розломи.

Для визначення каналів дегазації та картування ділянок з високим рівнем природного підживлення покладів доцільно застосовувати методи польової геофізики та геохімічні дослідження територій.

Поки що немає критеріїв для кількісної оцінки регенерації родовищ, однак можемо констатувати, що поповнення запасів газу деяких родовищ ДДЗ за підтвердженими фактами коливаються в межах 14-1800 млн м³ щорічно.

Масштаби регенерації покладів значно менші, ніж об'єми відбору вуглеводнів у процесі розробки родовищ, але це додатковий ресурс, який необхідно вивчати, обліковувати, який локалізований в межах родовищ з облаштованою інфраструктурою і для видобування якого не потрібні значні додаткові капіталовкладення.

Необхідно здійснювати моніторинг відпра-

цьованих покладів, тому виведені з експлуатації свердловини доцільно не ліквідувати, а консервувати чи переводити у спостережні, періодично здійснюючи замірювання пластових тисків та визначення характеру флюїдонасичення відпрацьованих пластів.

Необхідно здійснювати керуванням процесом вилучення вуглеводнів, застосувавши політику збалансованого ощадливого видобутку, що продовжить термін розробки покладів і збільшить накопичений видобуток вуглеводнів.

Список використаної літератури

1. Багрій І. Д. Гідро-біогенно-мантійна концепція походження вуглеводнів – запорука високоефективної пошукової технології / І. Д. Багрій, М. І. Павлюк, Г. І. Рудько, М. Д. Красножон, І. М. Наумко // – К. – Інститут геологічних наук НАН України. – 2021. – 413 с. ISBN 978-617-7399-01-7.
2. Баталин О. Ю. Конденсационный механизм формирования углеводородных залежей / О. Ю. Баталин, Н. Г. Вафина // *Scientific Reports*, 2017. – 7:10253. Published online: 31 August 2017. <https://doi.org/10.1038/s41598-017-10585-7>
3. Булин Н. К. Прогнозирование нефтегазоносности недр по глубинным сейсмическим критериям / Н. К. Булин, А. В. Егоркин, Л. Н. Солодилов // *Региональная геология и металлогения*. – 2000. – №10. – С. 19-204.
4. Вдовиченко А. І. Концепція інтенсифікації і оптимізації нафтогазовидобутку в Україні з урахуванням відновлювальних процесів / А. І. Вдовиченко, П. П. Єрмаков, М. П. Єрмаков // *Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения. Сб. науч. тр. – К. – ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины*, 2016. – Вып. 19. – С. 5-10.
5. Вернадский В. И. О газовом обмене земной коры // *Изв. Император Акад. наук*. – 1912. – Т. 141. – С. 71.
6. Готтих Р. П. Глубинные восстановленные флюидные системы в процессах нефтеобразования и нефтенакопления / Р. П. Готтих, Б. И. Писоцкий // *Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России*. – М.: Институт проблем нефти и газа РАН. – 2007. – С. 55-65.
7. Дмитриевский А. Н. Механизмы, масштабы и темпы восполнения нефтегазовых залежей в процессе их разработки / А. Н. Дмитриевский, Б. М. Валяев, М. Н. Смирнова // *Генезис нефти и газа*. – М. – ГЕОС. – 2003. – С. 106–109.
8. Коваль А. М. Вивчення можливості регенерації покладів вуглеводнів Східних та Західних нафтогазоносних регіонів України / А. М. Коваль, Ю. З. Крупський, В. О. Оксьоненко, Н. В. Дюганчук // *Звіт про виконання робіт за договором № 4/17 від 22.04.2009*. – Київ, НВП «Геосвіт». – 2009. – 248 с.
9. Комаров П. В. О плюмах и их влиянии на формирование благороднометального оруденения в углеродсодержащих породах / П. В. Комаров, И. Н. Томсон // *Доклады РАН*. – 2007. – Т. 415. – С. 779-781.
10. Краюшкин В. А. Абиогенно-мантийный генезис нефти / В. А. Краюшкин // *Киев, Наукова думка*. – 1984. – 176 с.
11. Кропоткин П. Н. Дегазация Земли и генезис углеводородов / П. Н. Кропоткин // *Вестн. хим. об-ва*. – 1986. – № 5. – С. 540-547.
12. Лукин А. Е. Инъекции глубинного углеводородно-полиминерального вещества в глубокозалегающих породах нефтегазоносных бассейнов: природа, прикладное и гносеологическое значение / А. Е. Лукин // *Геологичний журнал*. – 2000. – № 2. – С. 7-21.
13. Лукин А. Е. Гипогенно-аллогенетическое разуплотнение – ведущий фактор формирования вторичных коллекторов нефти и газа / А. Е. Лукин // *Геологичний журнал*. – 2002. – № 4. – С. 15-32.
14. Лукин А. Е. Проблемы нафтидосинергетики – нелинейной геологии нефти и газа / А. Е. Лукин // *Геологичний журнал*. – 2004. – Вып. 307. – С. 21-39.
15. Лукин А. Е. О роли глубинных и сверхглубинных флюидов в нефтегазообразовании / А. Е. Лукин, Ю. И. Пиковский // *Геологичний журнал*. – 2004. – № 2. – С. 21-33.
16. Лукин А. Е. Чернотанцевые формации эвксинского типа – мегаловушки природного газа / А. Е. Лукин // *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. – 2013. – № 3. – С. 5-28.
17. Лукин, А. Е. Флюидный литогенез – важнейшее направление литологических исследований в XXI столетии / А. Е. Лукин // *Геологичний журнал*. – 2014. – № 4. – С. 27-42.
18. Лукин, А. Е. О природе трещиноватости нефтегазоносных пород-коллекторов с низкопроницаемой матрицей / А. Е. Лукин // *Допов. НАН України*. – 2015. – № 6. – С. 114-122.
19. Лукін О. Ю. Від нової геологічної парадигми до задач геолого-геофізичних досліджень / О. Ю. Лукін, В. М. Шестопалов // *Геофізичний журнал*. – 2018. – № 40. – С. 3-72.
20. Муслимов Р. Х. Роль глубинной дегазации Земли и кристаллического фундамента в формировании и естественном восполнении запасов нефтяных и газовых месторождений / Р. Х. Муслимов, В. А. Трофимов, И. Н. Плотникова, Р. Р. Ибатуллин, Е. Ю. Горюнов. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук Республики Татарстан. – 2019. – 264 с.
21. Павленкова Н. И. Флюидная концепция глобальной тектоники / Н. И. Павленкова // *Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ*. – М. ГЕОС. – 2002. – С. 58–60.
22. Порфирьев В. Б. К вопросу о времени формирования нефтяных месторождений / В. Б. Порфирьев // *Проблема миграции нефти и формирования нефтяных и газовых скоплений*. – М.: Изд-во АН СССР. – 1959. – С. 165-193.
23. Созанський В. І. Відновлення світових запасів нафти і газу як стратегічна проблема сучасності / В. І. Созанський // *Геологичний журнал*. – 2013. – № 2. – С. 68-74.

24. Соколов В. А. Геохимические методы поисков нефти / В. А. Соколов // *Общий курс геофизических методов разведки нефтяных и газовых месторождений*. – М., Гостоптехиздат. – 1954. – С. 406-453.
25. Соколов Б. А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования / Б. А. Соколов, Э. А. Абя // – М. – ГЕОС. – 1999. – 76 с.
26. Трофимов В. А. Нефтепроводящие каналы и современная подпитка нефтяных месторождений: гипотезы и факты / В. А. Трофимов // *Георесурсы*. – 2009. – № 1. – С. 46-48.
27. Хавензон І. В. Прогноз нафтогазоносності Лопушянського нафтового родовища з використанням методики сейсмомітмологічного аналізу / І. В. Хавензон, Б. В. Пилипшин, О. С. Гневуш, І. В. Гук, М. В. Денис // *Геодинаміка*. – 2011. – № 2. – С. 317-319.
28. Чепіль П. М. Друге життя родовищ нафти і газу України – міф чи реальність / П. М. Чепіль // *Мінеральні ресурси України*. – 2008. – № 2. – С. 37-38.
29. Шестопалов В. М. Нариси дегазації землі / В. М. Шестопалов, О. Ю. Лукін, В. О. Згоннік, О. М. Макаренко, Н. В. Ларін, О. С. Бозулавський // *Науково-інженерний центр радіогідроекологічних полігонних досліджень НАН України. Інститут геологічних наук НАН України*. – Київ. – 2018. – 631 с.
30. Шлапинский В. Е. Геохимические аномалии Складчатых Карпат и их связь с нефтегазоносностью / В. Е. Шлапинский // *Докл. респ. конф. «Проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых Запада Украинской ССР»*, Львов, 2-6 октября 1989 г. Львов. – 1989. – Т. III. – С. 77-78.
31. Шлапинский В. Е. Прямые и не прямые признаки нефтегазоносности Украинских Карпат как новые критерии ее оценки. IV Международная конф. «Новые идеи в науках о Земле». – 2003. – М. – Т. I. – С. 277.
32. Brothers L. L. Shallow stratigraphic control on pockmark distribution in north temperate estuaries / L. L. Brothers, J. T. Kelley, D. F. Belknap // *Marine Geology*. – 2012. – Vol. 329-331. – P. 34-45. <https://doi.org/10.1016/j.mar-geo.2012.09.006>
33. Cathles L. M. The physics of gas chimney and pockmark formation, with implications for assessment of seafloor hazards and gas sequestration / L. M. Cathles, Zheng Sub, Duofu Chen // *Marine and Petroleum Geology*. – 2010. – Vol. 27. – Issue 1. – P. 82-91. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.09.010>
34. Ferry J. M. A historical review metametics fluid flow // *J. Geoph. Research*. – 1994. – Vol. 99. – P. 15487-15498. <https://doi.org/10.1029/94JB01147>
35. Jane G. Occurrence of pockmarks on the Ortegale Spur continental margin, Northwestern Iberian Peninsula / G. Jane, A. Maestro, G. Ercilla // *Marine and Petroleum Geology*. – 2010. – Issue 7. – P. 1551-1564. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2010.04.001>
36. Lazaruk Ya. Geodynamic aspects of hydrocarbon deposit formation in carbonate complex of Lower Carbon of the Dnieper-Donets Basin / Ya. Lazaruk // *Geodynamics*. – 2022. – № 1 (32). – P. 49-63. <https://doi.org/10.23939/jgd2022.02.049>
37. MacDonald Ian R. Natural oil spills / Ian R. MacDonald // *Scientific American*. – 1998. – November. – P. 31-35.
38. Moss I. L. Evidence for fluid migration following pockmark formation: Examples from the Nile Deep Sea Fan / I. L. Moss, J. Cartwright, B. Moore // *Marine Geology*. – 2012. – Vol. 303-306. – P. 1-13. <https://doi.org/10.1016/j.mar-geo.2012.01.010>
39. Ohtani E. Distribution of Hydrogen in the Deep Earth and its Role in Earth's dynamics / E. Ohtani, Y. Shibasaki, H. G. // *Terasaki American Geophysical Union, Fall Meeting 2009, San Francisco, USA / Eos Trans. AGU, 90 (52), Fall Meet. Suppl., abstract № V14C-01*.
40. Pilchen R. Mega-pockmarks and linear pockmark trains on the West African continental margin / R. Pilchen, J. Argent // *Marine Geology*. – 2007. – Vol. 244, Issues 1-4. – P. 15-32. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2007.05.002>
41. Stevenson D. J. Hydrogen in the Earth's core // *Nature*. – 1977. – Vol. 268. – P. 130-131.
42. Walshe J. L. Degassing of hydrogen from the Earth's core and related phenomena of system Earth // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2006. – № 70 (18). – P. 684-684. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2006.06.1490>

Regeneration of deposits of hydrocarbon fields of Ukraine

Yaroslav Lazaruk,

DSc (Geology), Chief Researcher, Department of Oil and Gas Geology,
Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of the NAS of Ukraine,
3a Naukova St., Lviv, 79060, Ukraine

ABSTRACT

Formulation of the problem. In the world's oil and gas-bearing basins, there are known examples of an increase in the reserves of hydrocarbon deposits as a result of inflow of fluids from the deep subsoil. Recently, the theory of the Earth degassing is gaining popularity. There are more and more arguments in favor of the fact that in many oil- and gas-bearing provinces of the world, oil and gas deposits are constantly replenished due to the migration of hydrocarbons through degassing pipes. Certain prospects for maintaining oil and gas production are possible as a result of the natural recovery of depleted deposits in Ukraine as well. However, this issue has not been sufficiently studied and requires further research.

The purpose of the article is to argue with actual materials for the regeneration of hydrocarbon deposits, to estimate the probable volumes of their replenishment, to determine the methods of geological research to outline the zones of nourishment of hydrocarbon deposits.

Materials and methods. Research materials are actual materials from the development and permanent assessment of hydrocarbon reserves of Ukrainian deposits. The research methodology consists in the analysis of the facts of the replenishment of hydrocarbon deposits from the point of view of new scientific concepts of the supply of hydrocarbons from the deep subsoil.

Results. Based on the results of the increase in reservoir pressures of spent gas condensate deposits and repeated calculations of hydrocarbon reserves of the Shebelynka, Chornukhy, Bilousivka and Proletarka deposits of the Dnipro-Donets Basin, a conclusion was made about the replenishment of deposits due to the vertical migration of oil and gas, the probable scales of deposit regeneration were estimated. The results of industrial development of the East Kazantyp and North Bulganak gas fields of the Indolo-Kuban depression also testify to their probable feeding from the depths. Adiabatic fracture formation associated with seismotectonic impulses and phenomena of natural rupture of rocks by deep fluids plays a significant role in the formation of unconventional deposits. The result of fluid fracturing of rocks is specific matrix microcracking. It is well manifested in well cores from depths of more than 5.5 km (Semyrenky, Machushy deposits of the Dnipro-Donets Basin). Hydrocarbon deposits at these depths have a zonal character and are not controlled by the structural factor.

Scientific novelty, practical significance and recommendations. Actual materials have proven that some hydrocarbon deposits in Ukraine are constantly being replenished as a result of seepage of deep fluids. It is likely that the main channels of hydrocarbon supply to deposits are deep faults. To determine the degassing channels it is advisable to use the methods of field geophysics and geochemical studies. We can state that the replenishment of gas reserves of some Dnipro-Donets Basin fields according to confirmed facts ranges from 14 to 1800 million m³ annually. It is necessary to monitor the spent deposits, therefore it is advisable not to liquidate decommissioned wells, but to preserve them or transfer to the fund of observation wells, periodically measuring reservoir pressures and determining the character of fluid saturation of spent deposits. It is necessary to manage the process of extraction of hydrocarbons, applying a policy of balanced economical production.

Keywords: *degassing of the Earth, regeneration of deposits, hydrocarbon fluids, oil, gas, reservoir rocks.*

References

1. Bagriy I. D., Pavlyuk M. I., Rudko G. I., Krasnozhon M. D., Naumko I. M. (2021). *Hydro-biogenic-mantle concept of the origin of hydrocarbons - the key to highly effective search technology*. K., Institute of Geological Sciences of the National Academy of Sciences of Ukraine, 413 [in Ukrainian].
2. Batalin O. Yu., Vafina N. G. (2017). *Condensation mechanism of formation of hydrocarbon deposits*. *Scientific Reports*, 7:10253. Published online: 31 August 2017. <https://doi.org/10.1038/s41598-017-10585-7> [in Russian].
3. Bulin N. K., Egorkin A. V., Solodilov L. N. (2000). *Forecasting of oil and gas subsoils according to deep seismic criteria*. *Regional geology and metallurgy*, 10, 195-204 [in Russian].
4. Vdovichenko A. I., Yermakov P. P., Yermakov M. P. (2016). *The concept of intensification and optimization of oil and gas production in Ukraine taking into account recovery processes. A rock-destroying and metal-working tool – technique and technology of its manufacture and application*. *Sat. science tr. K., ISM named after V. N. Bakulya of the National Academy of Sciences of Ukraine*, 19, 5-10 [in Ukrainian].
5. Vernadsky V. I. (1912). *On the gas exchange of the earth's crust*. *News of Imperial Acad. Sciences*, 141, 71.
6. Gottikh R. P., Pisotsky B. I. (2007). *Deep recovered fluid systems in oil formation and accumulation processes. Fundamental problems of geology and geochemistry of oil and gas and the development of the oil and gas complex in Russia*. M., Institute of Oil and Gas Problems RAS, 55-65 [in Russian].
7. Dmitrievsky A. N., Valyaev B. M., Smirnova M. N. (2003). *Mechanisms, scales and rates of replenishment of oil and gas deposits in the process of their development*. *Genesis of oil and gas*. M., GEOS, 106-109 [in Russian].
8. Koval A. M., Krupsky Yu. Z., Oksyonenko V. O., Dyuganchuk N. V. (2009). *Study of the possibility of regeneration of hydrocarbon deposits in the Eastern and Western oil and gas-bearing regions of Ukraine. Report on performance of works under contract, 4/17 dated 22.04.2009*. Kyiv, NVP "Geosvit", 248 [in Ukrainian].
9. Komarov P. V., Tomson I. N. (2007). *On plumes and their influence on the formation of precious metal mineralization in carbonaceous rocks*. *Reports of the Russian Academy of Sciences*, 415, 779-781 [in Russian].
10. Krayushkin V. A. (1984). *Abiogenic-mantle genesis of oil*. Kiev, Naukova Dumka, 176 [in Russian].
11. Kropotkin P. N. (1986). *Degassing of the Earth and the genesis of hydrocarbons*. *Bulletin of the Chemical Society*, 5, 540-547 [in Russian].
12. Lukin A. E. (2000). *Injections of deep hydrocarbon-polymineral matter in deep-lying rocks of oil and gas basins: nature, applied and epistemological significance*. *Geological Journal*, 2, 7-21 [in Russian].
13. Lukin A. E. (2002). *Hypogenetic-allogenic decompaction is the leading factor in the formation of secondary oil and gas reservoirs*. *Geological Journal*, 4, 15-32 [in Russian].
14. Lukin A. E. (2004). *Problems of naphthidosynergetics – non-linear geology of oil and gas*. *Geological journal*, 307, 21-39 [in Russian].
15. Lukin A. E., Pikovsky Yu. I. (2004). *On the role of deep and superdeep fluids in oil and gas formation*. *Geological journal*, 2 (308), 21-33 [in Russian].
16. Lukin A. E. (2013). *Black shale formations of the Euxinian type - natural gas megatraps*. *Geology and minerals of the*

- World Ocean*, 3, 5-28 [in Russian].
17. Lukin, A. E. (2014). Fluid lithogenesis is the most important area of lithological research in the XXI century. *Geological Journal*, 4, 27-42 [in Russian].
 18. Lukin, A. E. (2015). On the nature of fracturing of oil and gas-bearing reservoir rocks with a low-permeability matrix. *Reports of NAS of Ukraine*, 6, 114-122 [in Russian].
 19. Lukin O. Yu., Shestopalov V. M. (2018). From a new geological paradigm to the problems of geological and geophysical research. *Geophysical Journal*, 40, 3-72 [in Ukrainian].
 20. Muslimov R. Kh., Trofimov V. A., Plotnikova I. N., Ibatullin R. R., Goryunov E. Yu. (2019). The role of deep degassing of the Earth and the crystalline basement in the formation and natural replenishment of reserves of oil and gas fields. *Kazan, Publishing house "FEN" of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan*, 264 [in Russian].
 21. Pavlenkova N. I. (2002). Fluid concept of global tectonics. Degassing of the Earth: geodynamics, geofluids, oil and gas. *M., GEOS*, 58-60 [in Russian].
 22. Porfiriev V. B. (1959). On the question of the time of formation of oil fields. The problem of oil migration and the formation of oil and gas accumulations. *M., Publishing House of the Academy of Sciences of the USSR*, 165-193 [in Russian].
 23. Sozansky V. I. (2013). Restoration of world oil and gas reserves as a strategic problem of modernity. *Geological Journal*, 2, 68-74 [in Ukrainian].
 24. Sokolov V. A. (1954). Geochemical methods of oil prospecting. *General course of geophysical methods of exploration of oil and gas fields. M., Gostoptekhizdat*, 406-453 [in Russian].
 25. Sokolov B. A., Ablya E. A. (1999). Fluid dynamic model of oil and gas formation. *M., GEOS*, 76 [in Russian].
 26. Trofimov V. A. (2009). Oil-conducting channels and modern replenishment of oil fields: hypotheses and facts. *Georesursy*, 1, 46-48 [in Russian].
 27. Havenzon I. V., Pylypyshyn B. V., Gnevush O. S., Huk I. V., Denys M. V. (2011). Forecast of oil- and gas-bearing of the Lopushna oil field using the technique of seismolitmological analysis. *Geodynamics*, 2, 317-319 [in Ukrainian].
 28. Chepil P. M. (2008). Second life of oil and gas deposits of Ukraine – myth or reality. *Mineral resources of Ukraine*, 2, 37-38 [in Ukrainian].
 29. Shestopalov V. M., Lukin O. Yu., Zgonnik V. O., Makarenko O. M., Larin N. V., Boguslavskiy O. S. (2018). Essays of Earth degassing. *Scientific the Engineering Center of Radio-Hydrogeoecological Polygon Research of the National Academy of Sciences of Ukraine. Institute of Geological Sciences of the National Academy of Sciences of Ukraine. Kyiv*, 631 [in Ukrainian].
 30. Shlapinsky V. E. (1989). Geochemical anomalies of the Folded Carpathians and their connection with oil and gas potential. *Reports of Republican conference "Problems of geology and geochemistry of fossil fuels in the West of the Ukrainian SSR"*, Lvov, October 2-6, 1989. *Lvov, III*, 77-78 [in Russian].
 31. Shlapinsky V. E. (2003). Direct and indirect signs of oil and gas potential of the Ukrainian Carpathians as new criteria for its assessment. *IV International Conference "New ideas in the Earth sciences"*, *M., I.*, 277 [in Russian].
 32. Brothers L. L., Kelley J. T., Belknap D. F. (2012). Shallow stratigraphic control on pockmark distribution in north temperate estuaries. *Marine Geology*, 329-331, 34-45. <https://doi.org/10.1016/j.margeo.2012.09.006>
 33. Cathles L. M., Sub Zheng, Chen Duofu (2010). The physics of gas chimney and pockmark formation, with implications for assessment of seafloor hazards and gas sequestration. *Marine and Petroleum Geology*, 27, 82-91. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.09.010>
 34. Ferry J. M. (1994). A historical review metametics fluid flow. *J. Geoph. Research*, 99, 15487-15498. <https://doi.org/10.1029/94JB01147>
 35. Jane G., Maestro A., Ercilla G. (2010). Occurrence of pockmarks on the Ortegá Spur continental margin, Northwestern Iberian Peninsula. *Marine and Petroleum Geology*, 7, 1551-1564. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2010.04.001>
 36. Lazaruk Ya. (2022). Geodynamic aspects of hydrocarbon deposit formation in carbonate complex of Lower Carbon of the Dnieper-Donets Basin. *Geodynamics*, 1 (32), 49-63. <https://doi.org/10.23939/jgd2022.02.049>
 37. MacDonald Ian R. (1998). Natural oil spills. *Scientific American*. November, 31-35.
 38. Moss I. L., Cartwright J., Moore B. (2012). Evidence for fluid migration following pockmark formation: Examples from the Nile Deep Sea Fan. *Marine Geology*, 303-306, 1-13. <https://doi.org/10.1016/j.margeo.2012.01.010>
 39. Ohtani E., Shibasaki Y., H. G. (2009). Distribution of Hydrogen in the Deep Earth and its Role in Earth's dynamics. *Terasaki American Geophysical Union, Fall Meeting, San Francisco, USA. Eos Trans. AGU*, 90 (52), Fall Meet. Suppl., abstract № V14C-01.
 40. Pilchen R., Argent J. (2007). Megapockmarks and lib near pockmark trains on the West African continental margin. *Marine Geology*, 244, 1-4, 15-32. <https://doi.org/10.1016/j.margeo.2007.05.002>
 41. Stevenson D. J. (1977). Hydrogen in the Earth's core. *Nature*, 268, 130-131.
 42. Walshe J. L. (2006). Degassing of hydrogen from the Earth's core and related phenomena of system Earth. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 70 (18), 684-684. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2006.06.1490>