

ГЕОЛОГО-ГЕОХІМІЧНІ ЧИННИКИ ПАРАГЕНЕЗУ ВУГЛЕВОДНЕВОВМІЩУВАЛЬНИХ І ВУГЛЕНОСНИХ ФОРМАЦІЙ

Розглянуто проблему парагенезису вугільних і вуглегазових формацій, ґрунтуючись на уявленнях про широкомасштабний вплив на осадові товщі енергетично насичених надглибинних флюїдів. Парагенезис передбачає закономірне спільне розміщення генетично пов'язаних між собою мінералів. Здебільшого нафту й вугілля на спільних площах не розробляють. Водночас це свідчить про те, що глибинні вуглеводні, виливаючись на денну поверхню, блокують процеси окиснювання в болотах і озерах. Під час міграції в осадовій товщі вони безпосередньо входять до складу торфу, вугілля, сапропелю, горючих сланців тощо.

Найсуттєвішим чинником впливу в генезисі родовищ вуглецевовмісних корисних копалин (нафти, газу, вугілля, горючих сланців тощо), які мають спільне джерело для формування кінцевого продукту, є геолого-геохімічний, що однозначно вказує на генетичний зв'язок кінцевого продукту з геодинамічними особливостями розвитку осадових басейнів і окремих товщ у його межах унаслідок дії теплової енергії, термобаричних, флюїдодинамічних глибинних коромантійних високоенергетичних флюїдних потоків і механізмів їхньої взаємодії з літосферними субстратами як відображення процесу розвантаження в земній корі мантийних вуглеводневих систем.

Ключові слова: парагенез, нафта, газ, вугілля, горючі сланці, осадові басейни.

Родовище кожної корисної копалини – це частка прояву багатofакторного і вічного процесу формування земної кори, впродовж якого кожне родовище проходить повний життєвий цикл: формується, існує деякий час і руйнується. Повний життєвий цикл родовища історично зумовлений низкою геодинамічних, палеогеографічних, літолого-седиментаційних, геохімічних, термодинамічних, гідродинамічних та інших чинників, які діють у складному механізмі взаємопов'язано і взаємозумовлено, комплексно і послідовно на всіх геологічних об'єктах, які збереглися до теперішнього часу. Найсуттєвішим чинником впливу в генезисі родовищ вуглецевовмісних корисних копалин (нафти, газу, вугілля, горючих сланців та інших), які мають спільне джерело для формування кінцевого продукту, є геолого-геохімічний, що однозначно вказує на генетичний зв'язок кінцевого продукту з геодинамічними особливостями розвитку осадових басейнів і окремих товщ у його межах.

Гостра потреба, наявні можливості та економічна доцільність за розрахунками собівартості видобутку енергетичної сировини потребують науково-обґрунтованого визначення геологічних умов формування генераційного потенціалу її ресурсної бази.

Щодо генезису родовищ вуглеводнів протиріччя між положеннями органічної гіпотези та фактами з практики пошуку та розробки покладів нафти й газу досягли критичного значення – положення осадово-міграційної гіпотези почали гальмувати розвиток геологорозвідувальних робіт і можливості їхнього переорієнтування та прогнозування й освоєння запасів вуглеводнів на ефективнішу наукову основу [1].

Питання генезису газовугільних родовищ є ще складнішим. Гіпотеза утворення вугілля з рослинних залишків через торф не пояснює багатьох особливостей будови та складу вугільних пластів і родовищ загалом. Усі дослідники газовугільних родовищ вважають, що газ метан є генетично пов'язаним з вугіллям, різницю вбачають лише в характері цих зв'язків: одні міркують, що газ генерується органічною речовиною рослинних залишків, з яких утворилося вугілля, а інші стверджують, що газ утворюється в процесі метаморфізму вугілля.

Але численні факти з практики розробки газовугільних родовищ протирічать із цими гіпотезами. У складі газів вугільних пластів установлені метан, етан, бутан, пропан, водень, вуглекислий газ, азот, гелій, аргон та інші інертні гази [2]. До цього часу ще не

встановлено факту генерації рослинними залишками такого асортименту газів, включно з інертними.

Порівняльний аналіз процесу торфонакопичення та морфології вугільних пластів однозначно відкидає гіпотезу утворення останніх з торфу. Торфонакопичення ідентичне процесу формування осадових порід – на дно водойми випадає весь привнесений у неї теригенний, рослинний, хемогенний матеріал. Потужність осадків визначається кількістю випадного в осадок матеріалу і на близько розміщених ділянках дна водойми – у низинах і на підняттях – вона однакова, а змінюється тільки в регіональному плані. Детальний морфоструктурний аналіз вугільних пластів [3] засвідчує, що в початковому заляганні їхня шаруватість, незалежно від форм рельєфу, завжди горизонтальна, а зміна їхніх потужностей завжди проходить завдяки нижнім шарам, за винятком наступних унаслідок ерозії, розмиття верхньої частини шару.

Дослідники [4] також помітили важливу особливість будови вугільних шарів. У разі значної диференціації рельєфу підстильних відкладів на позитивних формах рельєфу тонкий вугільний шар відповідає верхній частині підвищеної потужності в понижених ділянках рельєфу. Цілком очевидно, що ці ознаки характерні тільки для випадків заповнення рельєфу рідиною або заповнення заглиблень депресій та улоговин загалом осадами, що зносяться дощовими, дельтовими та авандельтовими потоками. Наприклад, у Срібненському прогині у візейських відкладах потужна тонкошарувата товща глинистих і піщаних утворень з органічною речовиною в центрі зменшується на схилах депресії. На особливості будови вугільних шарів, що не узгоджується з гіпотезою утворення їх з торфу, вказано в праці [5].

У дослідженні [3] наведено багато прикладів, коли морфологічні особливості конкретних вугільних шарів можна пояснити тільки флюїдальністю вихідної речовини, з якої утворилося вугілля. Це вугільні діапіри, клини, що являють собою гострокутні відгалуження від вугільного покладу в тріщини вміщувальних порід, локальні лінзоподібні шари з випуклістю тільки вниз тощо.

За хімічним складом залежно від ступеня вуглефікації середній елементний склад вугілля у (%) змінюється в таких межах: у бурому вугіллі вуглецю – 71,64; водню – 5,33; азоту – 1,57; сірки – 0,38; кисню – 19,59; в антрациті вуглецю – 94,37; водню – 2,19; азоту – 0,6; сірки – 0,25; кисню – 3,32 [6].

Ці дані, безперечно, свідчать, що вихідною речовиною основної маси вугілля потрібно назвати нафту [1]. Нафта, виливаючись на поверхню землі в тектонічно активні епохи, заповнює найнижчі ділянки рельєфу. За час перебування в поверхневих умовах вона втрачає легкі фракції, згущується, окиснюється, різною мірою насичується теригенним і рослинним матеріалом, що забезпечує майбутню зольність вугілля. Факт наявності різних металів у нафтах з будь-яких нафтових родовищ пояснює причини виявлення металів у вугіллі, зокрема також у випадках, коли цей факт взагалі не пояснюється гіпотезою утворення вугілля з торфу разом з гіпотетичними інфільтраційними та ексфільтраційними явищами. До того ж геохімічний спектр нафти в частині наявності різних металів і елементів відображує особливості насичення геологічного середовища регіону відповідними металами та елементами. Феномен утворення потужних вугільних шарів переважно однорідних і з найнижчою зольністю (1-3%) [6] також має своє пояснення. При разовому виливі великої кількості нафти тільки її верхня частина збагачуватиметься теригенним та рослинним матеріалами. А нижня частина буде однорідною, з нульовою зольністю. Якщо темп припливу нафти на поверхню незначний і тривалий у часі, то формується шарувата структура вугільного пласта, що утворюється періодичними (сезонними) надходженнями теригенного й рослинного матеріалів. Останній зберігається у вугільних пластах у різною мірою «обвугленому» й «почорнілому» стані зі збереженням структури анатомічної будови. Суміжне знаходження в просторі вугленосних і нафтогазосних басейнів стає не тільки зрозумілим, а також логічно очікуваним. У багатьох районах поклади вугілля та нафти розміщені в безпосередній близькості один до

одного, зокрема на Донбасі. Це свідчить про періодичність надходження нафти в осадовий чохол по розломах упродовж багатьох ератем.

Процес зародження майбутніх вугільних пластів сьогодні можна спостерігати в багатьох регіонах світу. Відомі численні наземні виливи високов'язких нафт (мальт) у Венесуелі. На Сахаліні та інших місцях є асфальтові озера. Відомі виходи вуглеводнів широких фракцій – від газу до мальти, не тільки наземні, а також підводні [7]. Підводні виливи високов'язких вуглеводнів та змішування їх з морськими осадами приводить до формування горючих сланців. Цим пояснюється широкий діапазон умісту в них органічної речовини (до 70%).

Детальний аналіз геолого-структурних, мінералого-петрографічних і геохімічних особливостей родовищ вугілля засвідчує, що вугільні пласти і вуглевміщувальні породи під час регіонального метаморфізму неодноразово супроводжувалися епігенетичними явищами їхньої вуглеводневої флюїдизації, яка зумовлена фільтрацією широких за складом паро-водне-газових розчинів (флюїдів) по зонах тектонічних порушень за високих перепадів термодинамічних параметрів. Наприклад, флюїдоактивна зона у вугленосній пачці теригенних порід у світі C_2^7 (Східний Донбас) характеризується максимальним проявом прожилкової гідротермальної мінералізації піриту, кварцу, кальциту та вирізняється аномально високою газоносністю вугільних пластів і вміщувальних порід з неодноразовими проявами вуглегазових викидів.

Критичний аналіз гіпотези органічного походження вуглеводнів указує на те, що нафта й газ є початковою ланкою в ланцюзі метаморфізму вуглеводнів, які надходять з мантиї у верхні шари земної кори і залежно від ступеня їхнього метаморфізму та особливостей розвитку геологічного середовища послідовно перетворюються в бітуми, вугілля буре, кам'яне, антрацит, горючі сланці та ін.

Спостерігається також прямий кореляційний зв'язок диз'юнктивних порушень осадового чохла та фундаменту з поверхом нафтогазоносності і складом вуглецевовуглеводневих систем: що густіша сітка порушень, то більше поверхів нафтогазоносності; важких вуглеводневих сполук і вуглецевовміщувальних покладів утворюється більше там, де за всіх інших сприятливих умов більше тектонічних порушень і стратиграфічних неузгоджень.

Виявлені закономірності геодинамічного розвитку Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) у рифтовий та пострифтовий синеклізний періоди, зіставлення їх із закономірностями формування локальних структур, особливостями розміщення нафтогазоносних зон і вуглепородних масивів дає змогу уявити механізм генерації і акумуляції їх у покладах вуглеводнів, бітумів, вугілля бурого й кам'яного, антрацитів, горючих сланців та інших продуктів енергетичної сировини. Висока активність формування Дніпровського грабена впродовж пізньофранського часу з інтенсивною вулканічною діяльністю та соленакопиченням спочатку стримували розвиток форм органічного життя. Наступне швидке осадконакопичення у фаменський вік та ранньокам'яновугільну епоху поступово утворювали автоклавні умови для теплової енергії надр і газофлюїдних еманцій, які активізували широку палеогеографічну біопродуктивність аквагенних басейнів та швидке захоронення органічної речовини в осадових утвореннях [8]. Найсприятливіші умови для генерації вуглеводнів виникли наприкінці ранньокам'яновугільної епохи. Сировинною базою для нафтогазонакопичення й формування вуглегазових товщ стали седиментогенний вуглець, водень і метан. Унаслідок дії теплової енергії, термобаричних, флюїдодинамічних глибинних коромантійних високоенергетичних флюїдних потоків і механізмів їхньої взаємодії з літосферними субстратами як відображення процесу розвантаження в земній корі мантийних вуглеводневих систем відбуваються геохімічні і петрофізичні перетворення, кінцевим продуктом яких стають поклади нафти, газу, бітумів, бурого та кам'яного вугілля, антрациту, горючих сланців, сланцевого газу, чорних сланців тощо.

Розгляньмо проблему парагенезису вугільних і вуглегазових формацій, ґрунтуючись на уявленнях про широкомасштабний вплив на осадові товщі енергетично насичених

надглибинних флюїдів. Парагенезис (від грец. *para* – біля, *поперед* і *genesis* – народження, утворення) передбачає закономірне спільне знаходження генетично пов'язаних між собою мінералів. Здебільшого нафту та вугілля на спільних площах не розробляють. Водночас Є.Є. Вороний [9] стверджує, що глибинні вуглеводні, виливаючись на денну поверхню, блокують процеси окиснювання в болотах і озерах. Під час міграції в осадовій товщі вони безпосередньо входять до складу торфу, вугілля, сапропелю, горючих сланців тощо.

У разі проникнення магматичних розплавів у породи, які вміщують седиментогенний вуглець, починається процес піролізу і глибинний флюїд під високим тиском витікається в пласти-колектори до температурної зони охолодження та конденсації. Температура магми змінюється в межах 1200-500 °С, зокрема карбонатна 510-600 °С, кремнієва – 800-900 °С, базальтова – 1200-1300 °С. Таким чином, температура всіх магматичних розчинів забезпечує піроліз осадових порід. У разі низькотемпературного піролізу (450-900 °С) вихід газу мінімальний, а кількість твердого залишку, смоли та масла максимальний.

Під час високотемпературного піролізу (900-1200 °С) вихід газу максимальний (водню до 60 %, метану до 25 %), а вихід смол мінімальний. Ці дані свідчать про парагенезис нафти, газу, антрациту, графіту тощо в процесі піролізу буровугільної органіки вулканогенним теплом.

Характер термодинамічних перетворень вуглистої речовини визначається хімічними особливостями її структури. За лабораторними даними піроліз вугілля починається за температури 200 °С. У діапазоні температур 250-325 °С виділяються пари води, діоксину вуглецю, сірководню та легких вуглеводнів.

За температури понад 350 °С починається розкладання основної маси вугілля. Глибоке розкладання вугілля, виділення рідких фракцій і смоли завершується за температури приблизно 550 °С. Піроліз вугілля у водневому середовищі (гідрогенізація) змінює картину його термохімічних перетворень і дає змогу майже вдвічі зменшити температуру й тиск. 1923 року в Німеччині запустили пристрій з отримання рідкого моторного палива через гідрогенізацію вугілля воднем під тиском 70 МПа за температури 430 °С. 1943 року гідрогенізаційні комплекси цієї країни переробляли 4,0 млн т вугілля методом гідрогенізації і отримували 2,0 млн т бензину та 0,8 млн т дизельного палива. Було встановлено, що бензини вміщують багато нафтових і ароматичних вуглеводнів.

Отже, у разі наявності еманцій глибинного водню вся маса вугілля та горючих сланців з глибини понад 6,0 км (температура понад 200 °С) і до максимальних глибин занурення вуглецевоміщувальних порід створюють потенційну сировинну базу для генезису вуглеводнів (нафти й газу).

Різноманітність і неповторність хімічного складу нафти й природного газу зумовлені різноманітністю і неповторністю природних аналогів технологічних процесів (гідролізу, піролізу, крекінгу та інших) в складно побудованій товщі геологічного розрізу. З погляду осадово-неорганічної теорії (ОНТ) формування нафтогазових покладів, у надрах Землі відбуваються такі самі процеси, як і в інженерних конструкціях (реакторах, теплообмінниках, фільтрах, змішувачах тощо). Носієм такого процесу є ювенільний водень з початковим тиском на рівні 120,0 Гпа. Осадово-неорганічна теорія передбачає пошук підземних резервуарів для акумуляції вуглеводнів на шляхах переміщення ювенільного водню в комплекси порід із седиментаційним вуглицем.

Наступним фактом правомірності ОНТ є докази наявності масових еманцій ювенільного водню. У цьому разі ми підтримуємо гіпотезу В.Н. Ларіна [9] «Об изначальном гидридной Земле» та дослідження О.О. Бардіна [10]. До найбільш значущих доказів наявності ювенільного водню потрібно зарахувати результати наукових досліджень генезису газогідратів і грязьового вулканізму [11, 12].

З позиції ОНТ логічним уявляється тлумачення причини нерівномірного розміщення покладів нафти й газу за розрізом і по латералі глибинних надр з порівняно рівномірним розподілом органічної речовини в осадових товщах Землі. Масштабне проникнення ювенільного водню через мантійний субстрат може здійснюватися тільки силою

глибинного тиску по розломах субмантійного закладання, зокрема в зонах спредингу. За наявності природних резервуарів у зоні прориву ювенільного водню утворюються поклади метану [10].

З позицій ОНТ отримує тлумачення відкриття суто нафтоносних і суто газоносних зон. У зонах великих скупчень вуглистої речовини під впливом ювенільного водню утворюється нафта. Процес гідрогенізації вуглецю приводить до утворення залишкового графіту. Газові поклади формуються внаслідок взаємодії ювенільного водню і порід осадкової товщі з малим умістом вуглецю. За дослідженнями Кусова В.Б. [1, 13] вугілля, антраксоліт, шунгіт, графіт, вуглецева частина чорних і горючих сланців – це продукти метаморфізму вуглеводнів (нафти й газу) у верхніх шарах земної кори, які надходять з мантиї по глибинних розломах у складі різних гідротерм.

Висновки. За хімічним складом вугілля – це суміш високомолекулярних ароматичних сполук вуглецю, частково водню та кисню, з якої можна отримати ще складнішу, нафтоподібну речовину.

У вуглепородному масиві газова суміш за генетичною належністю переважно складається із залишкових газів періоду формування вугільних пластів, поповнення газів коромантійної дегазації в періоди тектоно-магматичної активізації та атмосферних газів, привнесених у період розробки вугільного пласта. Переважна кількість такої суміші має термогенний характер.

З огляду на безальтернативну перспективу нафтогазового напрямку досліджень вугленакопичення та з позицій ОНТ потрібно й далі вивчати еволюцію вугленосних і вуглеводневозмещувальних формацій, визначати періоди й зони тектоно-магматичної активізації шляхів міграції та акумуляції вуглеводневих систем з метою встановлення генераційного потенціалу локальних ділянок для їхнього промислового освоєння з природних і техногенних колекторів вуглепородних масивів.

Ці дослідження дають змогу розширити ресурсну базу енергетичної сировини, адже відкривають нові напрями пошуково-розвідувальних робіт з науковим підґрунтям для її практичного невичерпного використання.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Кусов Б.Р. Углеобразование. Новый взгляд на известные факты // Отечественная геология. 2010. № 3. С. 76-80.
2. Ботнева Т.А., Еременко Н.А., Нечаева О.Л. О формировании нефтяной залежи за счет поступления углеводородных флюидов из разных источников // Геология нефти и газа. 1999. № 1-2. С. 39-43.
3. Якубянц Т.А. Морфоструктурный анализ угольных залежей. М.: Недра. 1988. 126 с.
4. Хасанов Р.Р., Кизильштейн Л.Я., Гафуров Ш.З. и др. Петрографические типы визейских углей Камского бассейна. Атлас. Казань: Казанский ун-т. 2001. 176 с.
5. Градзинский Р. Седиментология. М.: Недра. 1980. 640 с.
6. Угольная база России. Том VI. Основные закономерности углеобразования и размещения угленосности на территории России. М.: Геоинформмарк. 2004. 779 с.
7. Гаврилов В.П. Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях // Геология нефти и газа. 2008. № 1. С. 56-64.
8. Рослий И.С. Геодинамический, структурно-тектонический и литолого-стратиграфический контроль образования и размещения залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине // Генезис нефти и газа. 2003. С. 275-277.
9. Ларин В.Н. Гипотеза изначально гидридной Земли. М.: Недра. 1980. 216 с.
10. Бардін О.О., Бардіна О.О. Науковий твір «Оцінка запасів ювенільного водню у ядрі Землі, обґрунтування механізму його акумуляції на етапі акреції, механізму міграції на етапі нафтогазоутворення і технології видобутку» / Свідоцтво Державного департаменту інтелектуальної власності про реєстрацію авторського права № 7729 від 09.06.2003 р. 18 с.
11. Чебаненко И.И., Евдошук Н.И., Ключко В.П., Токовенко В.С. Осадочно-неорганическая теория формирования нефтяных и газовых месторождений // Геология нефти и газа. 2008. № 5. С. 50-52.

12. Шнюков Е.Ф., Гожик П.Ф., Краюшкин В.А., Ключко В.П. В трех шагах от субмаринной добычи газогидратов // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2007. № 1. С. 32-51.
13. Кусов Б.Р. Генезис некоторых углеродсодержащих полезных ископаемых (от метана до алмаза). Владикавказ: ИПО СОИГСИ. 2010. 164 с.

REFERENCES

1. Kusov B.R. 2010. Coal formation. The new insights at the known facts. Domestic geology, no. 3, p. 76-80. – in Russian
2. Botneva T.A., Eremenko N.A., Nechaeva O.L. 1999. On the oil deposit formation due to the receipt of hydrocarbon fluids supply from various sources. Geology of oil and gas. no. 1-2, p. 39-43. – in Russian
3. Yakubiants T.A. 1988. Morphostructural analysis of coal deposits – Moscow: Nedra, 126 p. – in Russian
4. Khasanov R.R., Kizilstein L.Ya., Gafurov Sh.Z. 2001. Petrographic types of Visean coals in the Kamsky basin. Atlas – Kazan: Kazan University, 176 p. – in Russian
5. Gradzinsky R. 1980. Sedimentology. Moskva: Nedra, 640 p. – in Russian
6. Coal base of Russia. 2004. The main regularities of coal formation and coal deposition on the territory of Russia. Moskva: Geoinformmark, Volume VI, 779 p. – in Russian
7. Gavrillov V.P. 2008. Possible mechanisms of natural reserves replenishment at oil and gas fields. Geology of oil and gas. no. 1, p. 56-64. – in Russian
8. Rosly I.S. 2003. Geodynamic, structural-tectonic and lithologic-stratigraphic control of oil and gas deposits formation and location in the Dnieper-Donets basin. Genesis of oil and gas. p. 275-277. – in Russian
9. Larin V.N. 1980. Hypothesis of the initially hydride Earth. – Moskva: Nedra, 216 p. – in Russian
10. Bardin O.O., Bardina O.O. 2003. The scientific work "Estimation of juvenile hydrogen reserves in the core of the earth, grounding the mechanism of its accumulation at the stage of accretion, the mechanism of migration at the stage of oil and gas formation and extraction technology". Certificate of the State Department of Intellectual Property on the registration of copyright. no. 7729, 18 p. – in Ukrainian
11. Chebanenko I.I., Evdoshchuk N.I., Klochko V.P., Tokovenko V.S. 2008. Sedimentary-inorganic theory of oil and gas fields formation. Geology of oil and gas. no. 5, p. 50-52. – in Russian
12. Shnyukov E.F., Gozhyk P.F., Krajushkin V.A., Klochko V.P. 2007. Three steps from the submarine gas hydrate production. Geology and minerals of the World Ocean. no. 1, p. 32-51. – in Russian
13. Kusov B.R. 2010. Genesis of certain carbon minerals (from methane to diamond) – Vladikavkaz: IPO SOIGSI, 164 p. – in Russian

M.I. Yevdoshchuk, T.M. Galko, H.M. Bondar

GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL FACTORS OF PARAGENESIS OF HYDROCARBON AND COAL FORMATIONS

The paragenesis of coal and coal gas formations is discussed, based on the idea of a large-scale effect of energy super deep fluids on sedimentary strata. The paragenesis involves simultaneous occurrence of genetically related minerals. In most cases, oil and coal are developed in different areas. At the same time, it is evident that deep hydrocarbons pouring onto the surface block the oxidation processes in swamps and lakes. When migrating in the sedimentary stratum, they are the part of peat, coal, sapropel, combustible shales and others.

The geological and geochemical factor is the most important in genesis of carbon fields (oil, gas, coal, combustible shale, etc.), which have a mutual source for the final product formation. This factor clearly indicates the genetic relation of the final product with the geodynamic features of the sedimentary basins development and separate strata within it as a result of the effect of thermal energy, thermobaric, fluid dynamical deep, crust and mantle high-energy fluid flows and mechanisms of their interaction with lithospheric substrates as a reflection of the process of unloading mantle hydrocarbon systems in the earth's crust.

Key words: paragenesis, oil, gas, coal, combustible shales, sedimentary basins.

Н.И. Евдошук, Т.Н. Галко, Г.М. Бондарь

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ПАРАГЕНЕЗА УГЛЕРОДОВМЕЩАЮЩИХ И УГЛЕНОСНЫХ ФОРМАЦИЙ

Рассмотрена проблема парагенезиса угольных и углегазовых формаций, опираясь на представление о широкомасштабном воздействии на осадочные толщи энергетически насыщенных надглубинных флюидов. Парагенезис предусматривает закономерное совместное нахождение генетически связанных между собой минералов. В большинстве случаев нефть и уголь на общих площадях не разрабатываются. В то же время это свидетельствует о том, что глубинные углеводороды, выливаясь на дневную поверхность, блокируют процессы окисления в болотах и озерах. При миграции в осадочной толще они непосредственно входят в состав торфа, угля, сапропеля, горючих сланцев и других полезных ископаемых.

Наиболее существенным фактором влияния в генезисе месторождений углеводородсодержащих полезных ископаемых (нефти, газа, угля, горючих сланцев и других), которые имеют общий источник для формирования конечного продукта, является геолого-геохимический, что однозначно указывает на генетическую связь конечного продукта с геодинамическими особенностями развития осадочных бассейнов и отдельных толщ в его пределах вследствие действия тепловой энергии, термобарических, флюидодинамических глубинных коромантийных высокоэнергетических флюидных потоков и механизмов их взаимодействия с литосферными субстрактами как отражение процесса разгрузки в земной коре мантийных углеводородных систем.

Ключевые слова: парагенез, нефть, газ, уголь, горючие сланцы, осадочные бассейны.

Евдошук Микола Іванович

Інститут геологічних наук НАН України

myevdoshchuk@rambler.ru

Галко Тетяна Миколаївна

Український науково-дослідний інститут природних газів (УкрНДІгаз)

Бондар Галина Михайлівна

Інститут геологічних наук НАН України

Galyna-Bondar@i.ua

Стаття надійшла: 07.11.2017