

19. Aloulou Fawzi, «The Potential for Shale Gas in China», Council on Foreign Relations, April 13, 2012, Washington, DC, USA.
20. «Shale Gas: A Global Resource», Oilfield Review Autumn 2011: 23 no. 3.
21. Stevens P. The «Shale Gas Revolution»: Hype and Reality/ A Chatham House Report. September 2010. – London: Chatham House, 2010.

УДК 550.4:553.98

В.Г. Суярко, д. з.-м. н., професор,
Л.В. Іщенко, аспірант,
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

ГЕОХІМІЧНІ КРИТЕРІЇ ПОШУКІВ ВУГЛЕВОДНІВ НА СХОДІ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Розглянуто геохімічні критерії пошуків вуглеводнів на сході Дніпровсько-Донецької западини. Виявлено закономірності формування геохімічних аномалій над скупченнями вуглеводнів. Встановлено просторово-часові взаємовідносини між процесами гідротермального мінералоутворення та нафтогазонагромадження в антиклинальних структурах, що є важливою ознакою при прогнозуванні покладів нафти і газу.

У процесі геохімічних пошуків вуглеводнів на сході ДДЗ застосовувалися переважно газогеохімічні, гідрогеохімічні і меншою мірою – літогеохімічні (бітумінологічний), а також біогеохімічний методи. З'ясовано, що одним із показників нафтогазоносності є специфічні схеми формування газогеохімічної та гідрогеохімічної зональностей, а також гіпсометричне положення верхньої межі «метанової зони». Встановлено, що одним з найважливіших пошукових критеріїв нафтогазоносності є просторово-часові співвідношення утворення скупчень вуглеводнів та гідротермалітів. У випадку, якщо гідротермальна мінералізація у породах певної геологічної структури є молодшою за процеси нафтогазонагромадження, пошук родовищ вуглеводнів у її надрах є практично безперспективним.

Ключові слова: вуглеводні, геохімічні методи, гідротермальна мінералізація, нафтогазоносність, Дніпровсько-Донецька западина.

В.Г. Суярко, Л.В. Іщенко. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ВОСТОКЕ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ. Рассмотрены геохимические критерии поисков углеводородов на востоке Днепровско-Донецкой впадины. Выявлены закономерности формирования геохимических аномалий над скоплениями углеводородов. Установлены пространственно-временные взаимоотношения между процессами гидротермального минералообразования и нефтегазонакопления в антиклинальных структурах, что является важным признаком прогнозирования залежей нефти и газа.

В процессе геохимических поисков углеводородов на востоке ДДВ использовались преимущественно газогеохимический, гидрогеохимический и в меньшей степени – литогеохимический (битуминологический), а также биогеохимический методы. Выяснено, что одним из показателей нефтегазоносности являются специфические схемы формирования газогеохимической и гидрогеохимической зональности, а также гипсометрическое положение верхней границы «метановой зоны». Установлено, что одними из важнейших поисковых критериев нефтегазоносности являются пространственно - временные соотношения образования скоплений углеводородов и гидротермалитов. В случае если гидротермальна мінералізація в породах однієї геологічної структури є молодшою, ніж процеси нафтогазонакоплення, пошук родовищ вуглеводнів в її надрах є практично безперспективним.

Ключевые слова: углеводороды, геохимические методы, гидротермальная минерализация, нефтегазоносность, Днепровско-Донецкая впадина.

Загальна постановка проблеми та її актуальність

Геохімічні пошуки вуглеводнів – важливий фактор нарощування паливно-енергетичного потенціалу держави, що робить їх використання надзвичайно актуальним.

У нафтогазопшуковій геохімії виділяють два найголовніші напрямки, що пов'язані з різними видами пошукових робіт. Перший є етапом попередніх пошуків і порівняльної оцінки перспектив нафтогазоносності, а також умов формування та збереження скупчень вуглеводнів. На цьому етапі можлива й кількісна оцінка нафтогазоносності включно з підрахунком ресурсів та прогнозних запасів. Другий напрям нафтогазопшукової геохімії пов'язаний з етапом детальних пошуків, завданням яких є геохімічне обґрунтування вибору площ для глибокого пошукового буріння. На цьому етапі широко використо-

вуються матеріали геологічних зйомок, неглибокого буріння, різних геохімічних досліджень (як свердловинних, так і поверхневих).

Метою глибокого пошукового буріння з опробуванням перспективних товщ є виявлення продуктивних горизонтів. При цьому за геохімічними показниками прогнозують не лише наявність, а й просторове положення нафтогазових скупчень. Істотне значення мають також геохімічний прогноз якості нафти і газу та кореляція геологічних розрізів за хімічним складом вуглеводнів.

Аналіз останніх опублікованих робіт

Застосування на протязі багатьох десятиліть геохімічних досліджень для пошуків вуглеводнів у породах східної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) з одного боку вказує на важливість, а з іншого — на існуючу й досі необхідність розробки чітких геохімічних крите-

ріїв визначення сприятливих геологічних структур для нафтогазоагромадження.

Геохімічні пошукові дослідження на нафту і газ у межах ДДЗ і, зокрема, Бахмутської та Кальміус-Горецької улоговин розпочалися наприкінці 1960-х – початку 1970-х років. На підставі результатів цих робіт було високо оцінено перспективи їх нафтогазоносності [4,7,11,13].

До кінця 1960-х років у процесі геохімічних досліджень було проведено перше порівняльне оцінювання умов формування скупчень вуглеводневих газів на території всієї Східно-Української нафтогазоносною області [13], а також схарактеризовано розсіяну органічну речовину (кероген) у породах палеозойських відкладів ДДЗ [16].

У 1971 р. було захищено кандидатську дисертацію, в якій гідрогеохімічна зональність була вперше використана як один із показників газонасності регіону. Зокрема, це стосувалося і Бахмутської улоговини [14].

Геохімічні дослідження проводили на багатьох перспективних структурах. Так, у червні 1986 р. співробітники відділу дистанційних досліджень УкрНДІгазу виконали наземні геотемпературну та газогеохімічну зйомки в межах Західно - Шебелинської структури на площі 56 км². Було відібрано проби сорбованого газу в надгрунтовому повітрі, відібрано проби на вміст іонів кальцію (роботи ХНУ імені В.Н. Каразіна). Склад газів досліджено в лабораторіях УкрНДІгазу, мікробіологічні аналізи і визначення вмісту кальцію проведено у ВНДІЯГ (Москва). Результати досліджень підтвердили, що виявлені позитивні геотермічні та геохімічні аномалії приурочені до гіпсометрично найбільш піднятої ділянки Західно-Шебелинської структури. За ступенем інтенсивності ці аномалії теплового й геохімічного полів подібні до тих, що зафіксовані й на інших газонасних площах ДДЗ [16].

У період 2004-2013 рр. розробкою різних геохімічних критеріїв визначення структур, сприятливих для нафтогазоакопичення в геологічних умовах східної частини ДДЗ займалися виробничі, галузеві та академічні інститути та ВНЗ України. Результати цих досліджень було опубліковано в монографіях та низці наукових статей [2,3,12,19,22].

Мета статті

Мінерально-органічні середовища характеризують таким поняттям, як «геохімічне поле», що є формою просторового розподілу кількісних інградієнтів твердої, рідинної та газової фаз у межах частини нафтогазоносною басейну. У геохімічних полях, що, приурочені до певних газонасних структур, концентрації вуглеводнів є доволі різними, тому поняття «поле концентра-

цій», що характеризує розподіл нафти і газу в геологічному просторі регіону потребує пояснень. Теоретичного обґрунтування потребують і наслідки просторово-часового співвідношення нафтогазових покладів та гідротермальної мінералізації на антиклінальних структурах регіону, що має важливе значення для пошуків вуглеводнів. Розв'язання цих задач і є основною метою статті.

Виклад основного матеріалу

Геохімічні методи пошуків вуглеводнів ґрунтуються на виявленні ореолів розсіювання нафтогазових компонентів та специфічних асоціацій елементів-індикаторів (Br, B, I, CH₄, Hg, He, тощо), а також різних геохімічних показників (сульфат-йону, хлор-бромні коефіцієнти, величини кислотно-лужних та окислювально-відновлювальних коефіцієнтів та ін.), що вказують на можливу присутність у надрах нафти і газу. Важливим чинником успішного пошуку вуглеводнів є встановлення просторових і генетичних зв'язків геохімічних аномалій з геологічними структурами території досліджень.

У процесі геохімічних пошуків вуглеводнів на сході ДДЗ застосовують газовий (газогеохімічний), гідрогеохімічний, літогеохімічний (бітумінологічний) та біогеохімічний методи пошуку вуглеводнів [22].

Газогеохімічний метод, що ґрунтується на вивченні якісного і кількісного складу газів як у свердловинах (газовий каротаж), так і над землею (газова зйомка), є найінформативнішим методом прямих геохімічних пошуків вуглеводнів, метою якого є виявлення за геохімічними показниками природних газів нафтогазових покладів. При цьому використовуються як різні види вуглеводневих і неуглеводневих газів: а) розсіяних у порово-тріщинному просторі порід; б) вільних (у газових струменях) та в) розчинених у підземних водах. Проте найбільшу інформацію несуть вуглеводневі гази, що безпосередньо надходять з існуючих пасток нафти і газу. Важливим показником перспективності території на пошуки вуглеводнів є газова зональність. Інколи, як у випадку східної частини ДДЗ, саме вона має пріоритетне пошукове значення [20]. Важливим свідченням можливої наявності природних метанових газів у масивах гірських порід є гіпсометричне положення верхньої межі «метанової зони». Остання закономірно занурюється на площах розвитку регіональних флюїдотривів і навпаки - здіймається вгору у зонах впливу довгоіснуючих глибинних розломів, часто досягаючи тут денної поверхні [20,22].

Своєрідним показником можливої нафтогазоносності порід є азот. Вміст цього елемента у газових струменях (у формі N₂) і у підземних

водах у вигляді (NO_2 та NO_3) може свідчити про процеси руйнації вуглеводневих покладів в межах окремих геологічних структур [21]. Серед неуглеводневих газів, які використовуються як індикатори нафтогазоносності можуть також бути: He , H_2 , CO_2 , H_2S , а також пара Hg [3,10,17]. Особливо цікавим є гелій, який виявлено у переважній більшості родовищ нафти і газу. Гелієва зйомка успішно застосовується у різних регіонах в процесі пошуків вуглеводнів, у тім числі й на деяких геологічних структурах ДДЗ [1,4,5,6].

Ще одним газогеохімічним критерієм, який використовується в процесі прогнозування та пошуків вуглеводнів є газогеохімічна зональність. На території регіону нижче від метану, глибини залягання якого коливаються в межах гіпсометричного положення газовмісних структур, зазвичай знаходиться молекулярно важчий двооксид вуглецю. На ділянках, де за даними польових та лабораторних досліджень у верхній частині розрізу трапляється переважно CO_2 , перспектив щодо виявлення скупчень вуглеводнів, у межах впливу першого регіонального флюїдриву практично не має [2,20].

Другим за рівнем інформативності є гідрогеохімічний метод, що ґрунтується на виявленні у підземних водах як гідрогеохімічних асоціацій елементів-індикаторів нафтогазоносності, так і самих вуглеводнів. Важливою гідрогеохімічною ознакою є зокрема, аномально високі концентрації у розчинній та суспензійній формах органічної речовини. Оскільки вода як складова входить до флюїдної системи з вуглеводнями, часто утворюючи єдині флюїдні системи, підземні води несуть інформацію і про наявність вуглеводнів у глибоких горизонтах земної кори [22].

У процесі гідрогеохімічних досліджень в регіоні нами було визначено різні гідрогеохімічні індикатори та асоціації хімічних елементів і сполук, які є показниками нафтогазоносності гірських порід. Серед них – знижена сульфатність підземних вод, специфічні мінералізація та геохімічний тип вод, високі рівні рН і низькі Eh, а також наявність у водах характерних хімічних елементів та сполук (F, азотисті сполуки, Hg, Li, Rb, Cs а іноді – U, Ra та інші) [22].

Проте не слід вважати, що ці та інші показники нафтогазоносності генетично обов'язково пов'язані з вуглеводнями, але у водах більшості нафтогазових родовищ вони присутні, характеризуючи гідрогеологічну та геохімічну обстановку, за яких найвірогідніше відбувається як нагромадження, так і руйнування вуглеводневих покладів.

Інші геохімічні методи пошуків нафти і газу – біогеохімічний (ботаніко-геохімічний) та спеціальний бітумінологічний на території регіону

застосовували у значно менших об'ємах [21], хоча літогеохімічні (бітумінологічні) ознаки нафтогазоносності вивчали як в процесі площових геологічних досліджень, так і в процесі буріння свердловин. Серед них - наявність у породах дисперсної органічної речовини (сапропелевого, гумусового та змішаного типів), епігенетичних бітумоїдів, а також нафти у тріщинному та міжзерновому просторі порід [2,22].

Геохімічні дослідження неможливо відокремити від загального комплексу пошуково-розвідувальних робіт (геолого-зйомочних, геофізичних, гідрогеологічних, структурно-геоморфологічних та ін.), тому найчастіше вони носять комплексний характер. Це означає, що в процесі геохімічних побудов (карти, розрізи тощо) враховують результати інших робіт, які так чи інакше вказують на можливу наявність у надрах вуглеводнів [1,9].

Найважливішою складовою комплексу пошукової геохімії є газоаналітичні дослідження, спрямовані на виявлення закономірностей розподілу природних газів у верхніх горизонтах геологічного розрізу - як у межах нафтогазоносних, так і явно непродуктивних площ. Результати високоточних аналізів на сучасній аналітичній і хроматографічній апаратурі дають змогу доволі об'єктивно встановлювати загальні закономірності розподілу газів в осадовій товщі. Це дозволяє обґрунтувати пошукове значення окремих газових компонентів, концентрації яких на перспективних структурах змінюються в досить широких межах. Чітку диференціацію вмісту вуглеводневих газів у газогеохімічних аномаліях над продуктивними і «порожніми» структурами можна визначити для кожного району [1,8].

Висока газонасиченість тріщинуватих порід і пластових вод (різних за віком водоносних горизонтів і комплексів) на окремих ділянках земної кори (часто приурочених до глибинних розломів) може означати, що вуглеводневі гази утворюються у районах не по всій товщі осадових порід, як це стверджують деякі дослідники [1], а лише у шарах зі сприятливими для цього геохімічними умовами [22].

На нашу думку, такий висновок підтверджується існуванням древніх поліхронних каналів міграції газоводяних потоків, по яких підземні води та вуглеводні циркулюють й досі [10,21]. Характерним також є доволі частий просторовий збіг газових і гідрогеохімічних ореолів розсіювання з контурами аномальних теплових полів у регіоні. Це дає підстави стверджувати, що тепловий потік є дуже важливою прогнозною ознакою наявності скупчень вуглеводнів, тому його обов'язково слід враховувати під час аналізу результатів геохімічних пошуків [15].

Важливим завданням геохімії є диференціація різних за генезисом та глибиною утворення вуглеводнів. Йдеться, перш за все, про відокремлення так званих міграційних (епігенетичних) нафтогазових флюїдів від тих, що генеруються породами на великих глибинах (сингенетичних), а також флюїдів «глибинного» походження, що часто мають абіогенну природу. Вирішити це завдання неможливо без ізотопногеохімічних досліджень. Вивчення ізотопів вуглецю ($\delta C^{13}\%$), водню ($\delta D_1\%$) та інших природних газів різного генезису дозволяє розрізнити вуглеводні біогенного, метаморфогенного та гіпогенного походження. Це особливо стосується і різних за складом та фізичними властивостями нафт [2,5,6].

Слід підкреслити, що вплив інтенсивності міграції вуглеводнів на геохімічні параметри флюїдів може бути доволі значним, тому ці особливості слід враховувати при обґрунтуванні нафтогазових пошукових критеріїв. Найбільшу увагу потрібно приділяти геолого-геохімічним умовам міграції вуглеводневих газів та нафт як під час утворення їх, так і в умовах переформування родовищ із розсіюванням вуглеводневої речовини у геологічному просторі. Рух флюїдів при цьому може відбуватися як в активному (турбулентному), так і у пасивному (ламінальному) режимах. Це, у свою чергу, значною мірою пов'язане із циркуляцією підземних вод, напірний характер яких сприяє їх міграції [21].

За хімічним складом і генезисом природні гази сходу ДДЗ у вертикальному розрізі можна поділити на п'ять зон: 1) азотно-вуглекислі; 2) вуглекисло-азотні; 3) метаново-азотні; 4) азотно-метанові та 5) метанові гази [20].

У верхній частині розрізу формується зона азотно-вуглекислих газів, де основними компонентами є двооксид вуглецю й азот. Нижче ця зона змінюється зоною вуглекисло-азотних газів. Тут основним газовим компонентом є азот, вміст якого досягає майже 70%. Зі збільшенням глибини у складі вугільних газів з'являється метан. Поступово його вміст дедалі збільшується, що є підставою для послідовного виділення двох нижчих зон метано-азотних та азотно-метанових газів. Далі вниз зона азотно-метанових газів змінюється метановою, в якій вміст газів метанового ряду складає понад 80%, а двооксиду вуглецю й азоту зменшується до 5-10%. Підсилюється вона при нормальному ряду зональності зоною двооксиду вуглецю [2,20].

В процесі проведення досліджень нами було встановлено закономірний просторовий збіг геохімічних ореолів розсіювання (літо-, гідро- та атмогеохімічних аномалій) у зонах гідротермальної мінералізації в породах з вуглеводневими

геохімічними аномаліями. В осередках сучасного тепломасоперенесення зазначені аномалії прослідковуються на флюїдодинамічно відкритих ділянках регіональних глибинних розломів у межах антиклінальних структур, з якими звичайно пов'язане і нафтогазонагромадження. Ці структури, що мають як палеозойське, так і мезозойське закладання, неодноразово тектонічно підновлювались, наслідком чого було утворення в них структурних пасток, сприятливих для формування як скупчень вуглеводнів, так і гідротермальної мінералізації.

Так, у рудоносних пісковиках світи C_2^3 Микитівського рудного поля, що на сході та півдні межує з ДДЗ, тверді чорні бітуми, свого часу, було виявлено В.Г. Суярком у розрізі розкритого ртутного родовища «Напівкупол Новий», яке знаходиться у молодій (ларамійській) купольній структурі, яка ускладнює Головну (Горлівську) антикліналь [18]. Бітуми разом з кіновар'ю, кварцем, дикітом та донбаситом заповнюють тут як вертикальні, так і горизонтальні тріщини, утворюючи в них жили висотою до 4-8 см і довжиною від 20-30 до 80-120 см. Цей факт, на нашу думку, свідчить про те, що до прикінцевих фаз альпійського тектогенезу Головна антикліналь могла вміщувати скупчення нафти і газу. Подібна картина спостерігається і у теригенних породах світи C_3^1 на Дружківсько-Костянтинівській антикліналі, де чорні бітуми асоціюють з кіновар'ю, глинистими мінералами, піритом, кальцитом, кварцем. Тут, в межах однойменного ртутного родовища, по свердловинах, що пробурені більше 40 років тому й досі відбувається інтенсивна дегазація CH_4 та інших вуглеводневих газів. Чорні та кольорові бітуми виявлено також у пісковиках дронівської світи ($P_2 dr$) на Слов'янському куполі в межах поліметалічного родовища, де вони асоціюють зі сфалеритом, галенітом та метацинабаритом, а також на прилеглому до нього з північного заходу Адамівському штоку, де разом з кіновар'ю у гідротермально змінених пермських породах присутній і кольоровий бітумінозний мінерал – ювеліт. Бітуми також широко представлені у склепіннях різних купольних структур східної частини ДДЗ (Петровської, Курульської, Ново-Дмитрівської, Бантишевської, Біліївської та ін.) з відомою гідротермальною (ртутно-поліметалічною) мінералізацією у породах [12]. За результатами свинцево-ізотопного аналізу вік цих бітумів відповідає віку гідротермального ртутного зруденіння, який за нашими розрахунками є передпалеогеновим і пов'язаний з ларамійською фазою альпійського тектогенезу [18].

Таким чином, можна стверджувати, що при надходженні мінералоутворюючих гідротерм,

пов'язаних з різними за віком (аж до ларамійської та пізніших) фаз альпійського тектогенезу, поклади нафти і газу в антиклінальних структурах, що утворилися раніше, були знищені. Свідченням цього, на нашу думку, є тріщини і жили, заповнені «перегорівшими» важкими вуглеводнями у вигляді твердих чорних бітумів у розрізі гідротермалітів (родовищах, рудопроявах, зонах мінералізації) у теригенних товщах регіону різного віку. Натомість формуванню вуглеводневих покладів після завершення гідротермального процесу сприяло розширення порово-тріщинного простору порід та формуванню різних зон розуцільнення, так і пасток різних типів. Це слід врахувати при прогнозуванні родовищ нафти і газу як у межах ДДЗ так і у інших регіонах з подібною геологічною будовою.

Висновки

1. У східній частині ДДЗ надійними критеріями пошуку нафти і газу є газогеохімічні, гідрогеохімічні і меншою мірою літогеохімічні показники нафтогазоносності.

2. Контрастні гідрогеохімічні та газогеохімічні аномалії над глибокозалягаючими скуп-

ченнями нафти і газу можуть утворюватися у перекиривних товщах незалежно від літологічних особливостей та породних комплексів. Таке явище є характерним для ділянок неотектонічної активізації та високої напруженості теплового поля, де внаслідок збільшення енергетичного потенціалу у масивах гірських порід інтенсифікується висхідна міграція флюїдів. Цим обумовлюється формування у приповерхневій зоні літосфери різномітних геохімічних ореолів розсіювання які прямо чи опосередковано вказують на присутність вуглеводнів.

3. Просторово-часові співвідношення формування скупчень вуглеводнів та гідротермалітів є одним із найважливіших пошукових критеріїв. У випадку, якщо вік гідротермальної мінералізації в породах певної геологічної структури є пізнішим за можливе нафтогазоагромадження, то пошук нафти і газу у її надрах є практично безперспективним. Це підтверджується багатьма результатами пошуково-розвідувальних робіт у регіоні.

Література

1. Антонов П.Л. Теория и методика геохимических поисков нефти и газа. Результаты разработки и опробования прямых геохимических методов поисков месторождений нефти и газа [Текст] / П.Л. Антонов. – М.: Недра, 1971. – Вып. 10. – С. 3–16.
2. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины [Текст]: в 3-х т. / А.В. Анциферов, А.А. Голубев, В.А. Канин и др. – Донецк: «Вебер» – 2009. – 456 с.
3. Безрук К.О. Геохимія ртуті і підземних водах геологічних структур Донецької складчастої споруди [Текст] / К.О. Безрук, Г.В. Лисиченко, В.Г. Суярко. – К.: Вид-во НАН України, 2013. – 132 с.
4. Бланк М.И. О некоторых закономерностях размещения залежей нефти и газа в Днепровско–Донецкой впадине [Текст] / М.И. Бланк // Геология нефти и газа. – 1964. – С. 11–16.
5. Ветштейн В.Е. Изотопный состав водорода и кислорода вод в зонах глубинных разломов [Текст] / В.Е.Ветштейн, В.К. Гавриш, Л.К.Гуцало // Сов. Геология, 1979. – №7. – С. 96–103.
6. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии [Текст] / Э.М. Галимов. – М.: Недра, 1973. – 344 с.
7. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР [Текст] / Под редакцией К.И. Кузнецова, В.Р. Лагутиной, М.Л. Левенштейн и др. – М.: Госгеолтехиздат, 1963. – Т.1. – 1210 с.
8. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений [Текст] // Труды ВНИИЯГГ. – М.: Недра, 1972. – Вып.12. – 232 с.
9. Карцев А.А. Основы геохимии нефти и газа [Текст] / А.А. Карцев. – М.: Недра, 1969. – 272 с.
10. О составе и природе свободных газовыделений (газовых струй) ртутных рудопроявлений Дружковско–Константиновской антиклинали [Текст] / С.И. Кирикилица, М.Л. Левенштейн, А.И. Фридман и др. // Геол. Журнал, 1972. – Т. 32. – Вып. 2. – С. 92–97.
11. Косенко Б.М. Существование газов в угольных пластах [Текст] / Б.М. Косенко // II геол. Конференция «Степанковские чтения», Артёмовск, 1968. – С. 91–93.
12. Лазаренко Е.К. Минералогия Донецкого бассейна [Текст] / Е.К. Лазаренко, Б.С. Панов, В.И. Павлишин. – К.: Наук. Думка, 1975. – 500 с.
13. О перспективе промышленной газоносности Кальмиус–Торецкой и Бахмутской котловин [Текст] / В.С. Попов, Х.Ф. Джамалова, Г.П. Иванов и др. // Развитие газовой промышленности УССР. – Харьков, 1970. – Вып. 5. – С. 26–36.
14. Севрюкова С.Д. Гидрогеохимическая зональность водоносного комплекса верхнекаменноугольных отложений во взаимосвязи с газоносностью и химическим составом шахтных вод Донбасса [Текст] / С.Д. Севрюкова. – Автореф. канд. дис. – М., 1971. – 20 с.
15. Старобинец И.С. Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений [Текст] / И.С. Старобинец. – М.: Недра, 1986. – 200 с.
16. Стерлин Б.П. О времени образования залежей нефти и газа в Днепровско–Донецкой впадине и на окраинах Донбасса [Текст] / Б.П. Стерлин, С.А. Тхоржевский // Вопросы развития газовой промышленности УССР. Сборник. – Вып. 11. – Геология. – М.: Недра, 1964. – С. 37–41.

17. Суярко В.Г. Геохимические особенности и поисковые критерии ртутных месторождений Донбасса [Текст] / В.Г.Суярко // Геол. Журнал, 1981. – Т. 41, №2. – С.147–149.
18. Суярко В.Г. О возрасте ртутного оруденения Никитовского рудного поля [Текст] / В.Г. Суярко, М.А. Клищенко // Условия локализации сурмяно–ртутного и флюоритового оруденения в рудных полях. – Новосибирск: Наука – 1991. – С. 72–74.
19. Суярко В.Г. До питання про можливі причини формування гідрокарбонатно–натрієвих вод у глибинних горизоннтах палеозою [Текст] / В.Г. Суярко, О.М. Істомін // ДАН України, 2005. – № 2. – С. 114–116.
20. Суярко В.Г. Особливості формування газогеохімічної зональності у північно–західному Донбасі [Текст] / В.Г. Суярко, К.О. Безрук // Вісник Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна. Серія «Геологія. Географія. Екологія». – № 736, 2006. – С. 67–72.
21. Суярко В.Г. Геохимия подземных вод восточной части Днепровско–Донецкого авлакогена [Текст] / В.Г. Суярко. – Харьков: изд. ХНУ имени В.Н. Каразина, 2006. – 296 с.
22. Суярко В.Г. Структурно–геохімічні критерії прогнозування скупчень вуглеводнів (на прикладі Західно–Донецького грабену) [Текст] / В.Г. Суярко, В.М. Загнітко, Г.В. Лисиченко. – Київ: Салютіс, 2010. – 83 с.

УДК 504.556

В.В. Яковлєв, к. т. н.,
ТОВ Лабораторія якості води «ПЛАЯ»

ЗАКОНОМІРНІСТЬ ФОРМУВАННЯ СОЛЬОВОГО СКЛАДУ ПРИРОДНИХ ВОД ЗОНИ АКТИВНОГО ВОДООБМІНУ УКРАЇНИ

Запропоновано новий погляд на поняття «води зони активного водообміну» як на води, які стікають у світовий океан. Розглянута загальна закономірність формування сольового складу річкових і підземних прісних вод земної суші. Зіставлення з нормативами для питних вод дозволяє зробити висновок, що об'єктивно води зони активного водообміну – поверхневі і підземні є фізіологічно повноцінними за сольовим складом у діапазоні загальної мінералізації від 0,1 до 0,6 г/дм³. З урахуванням пристосованості живих істот до такої води нормування фізіологічної повноцінності води щодо мінімального вмісту біофільних мікроелементів доцільно робити з врахуванням їх вмісту в природних водах вказаної мінералізації. Показано, що закономірності формування сольового складу природних вод зони активного водообміну всієї земної суші і загалом території України подібні. На основі даних багаторічних гідрологічних спостережень розраховано, що середньозважений склад води зони активного водообміну України відповідає сульфатно–гідрокарбонатній зі змішаним катіонним складом прісної воді з мінералізацією 0,45 г/дм³.

Ключові слова: іонний склад води, вода зони активного водообміну, формування складу води, нормативи якості питної води, річковий стік, підземний стік.

В.В. Яковлєв. ЗАКОНОМЕРНОСТЬ ФОРМИРОВАНИЯ СОЛЕВОГО СОСТАВА ПРИРОДНЫХ ВОД ЗОНЫ АКТИВНОГО ВОДООБМЕНА УКРАИНЫ. Предложен новый взгляд на понятие «воды зоны активного водообмена» как на воды стекающие с континентов в мировой океан. Рассмотрена общая закономерность формирования солевого состава речных и подземных пресных вод земной суши. Сопоставление с нормативами для питьевых вод свидетельствует, что объективно воды зоны активного водообмена – поверхностные и подземные являются физиологически полноценными в отношении их солевого состава в диапазоне общей минерализации от 0,1 до 0,6 г/дм³. С учетом приспособленности живых существ к такой воде нормирование нижней границы содержания биофильных микроэлементов в питьевой воде целесообразно определять с учетом их содержания в природных водах. Показано, что закономерности формирования солевого состава природных вод зоны активного водообмена всей земной суши и территории Украины подобны. На основе данных многолетних гидрологических наблюдений рассчитано, что средневзвешенный состав воды зоны активного водообмена Украины соответствует сульфатно-гидрокарбонатной со смешанным катионным составом пресной воде с минерализацией 0,45 г/дм³.

Ключевые слова: ионный состав воды, вода зоны активного водообмена, формирование состава воды, нормативы качества питьевой воды, речной сток, подземный сток.

Вступ. В останні десятиліття накопичені систематичні дані про сольовий склад природних вод, що дозволяє розглядати гідрохімічні закономірності не тільки у розрізі окремих регіонів, але і в цілому аналізувати дані по континентах і земній суші в цілому. Прісні природні води є найважливішим життєзабезпечуючим ресурсом людства, їх використання стикається з проблемою забруднення, постійно удосконалюються нормативи для питної води. Для України, де питання забезпечення питною водою і проблема забруднення води завжди були загострені у зв'язку з відносно малою забезпеченістю країни водними ресурсами і значним техногенним на-

вантаженням і тому актуальним є вивчення природних закономірностей формування складу природних вод і визначення факторів впливу на склад природних вод в умовах техногенезу. Дана наукова робота є теоретичним підґрунтям для вирішення задач нині діючої програми «Питна вода України» на період 2006-2020 роки, яка має статус Закону України, затвердженого від 3 березня 2005 року N 2455-IV.

Аналіз попередніх досліджень і публікацій. Дослідження загальних закономірностей формування іонного складу води земної суші стали можливі тільки у 20-му столітті коли накопичився достатній матеріал гідрологічних і