

УДК553.04.553.3

М. Д. КРАСНОЖОН, д-р геол. наук, заступник директора з наукових питань (УкрДГРІ)

МІНЕРАЛЬНО-СИРОВИННА БАЗА УКРАЇНИ

СТАТТЯ 4. ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНІ РЕСУРСИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ЇХ НАРОЩУВАННЯ

У статті охарактеризовано сучасний стан паливно-енергетичних ресурсів і перспективи їх нарощування відповідно до Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року. Розглянуто загальні та видобувні ресурси традиційних вуглеводнів у трьох нафтогазоносних провінціях України, а також нетрадиційні джерела нарощування власного видобутку газу (сланцевий газ, газ ущільнених колекторів, газ метан вугільних пластів, газ метан газогідратів тощо) шляхом проведення геологорозвідувальних робіт на найперспективніших ділянках. Обґрунтовано значний ресурсний потенціал, здатний повністю задовольнити потреби економіки України газом власного видобутку. Поряд з вуглеводневими ресурсами показано таксамо забезпечення України іншими паливно-енергетичними джерелами, зокрема кам'яним і бурим вугіллям, ураном і торфом, а також суттєві резерви їх нарощування. Зроблено висновок, що обов'язковою умовою відновлення й нарощування паливно-енергетичних ресурсів є регулярне й повне проведення всього циклу необхідних пошуково-розвідувальних робіт.

Ключові слова: ресурсна база, вуглеводні, вугілля, уран, торф.

M. D. Krasnozhon, Doctor of Geological Sciences, Deputy Director on Scientific Affairs (UkrSGRI)

MINERAL RESOURCES BASE OF UKRAINE. ARTICLE 3. FUEL AND ENERGY RESOURCES AND PERSPECTIVES OF THEIR CAPACITY

In the article characterized the current state fuel and energy resources and perspectives of their capacity in accordance with the State Program on the development of mineral resources base of Ukraine for the period until 2030. The author has considered the general and extractable resources of conventional hydrocarbons in the three oil-and-gas provinces of Ukraine, as well as unconventional sources for increasing own gas production (shale gas, compressed gas collectors, coal bed methane, gas hydrates methane, etc.) by conducting of prospecting works on most perspective areas. The author substantiated the significant resource potential that can fully meet the needs of Ukraine's economy with own gas production. In addition to the hydrocarbon resources of Ukraine is shown as providing other fuel and energy sources, such as coal, peat and uranium, as well as significant reserves of their capacity. It was concluded that a prerequisite for the restoration and capacity of fuel and energy resources is a regular and full implementation of the necessary prospecting works.

Keywords: resource base, hydrocarbons, coal, uranium, peat.

Сьогодні паливно-енергетичні ресурси відіграють виняткову роль у розвитку економіки держави. Її стан визначається масштабами й ефективністю використання енергетичних видів мінеральної сировини та продуктів її переробки, які, з одного боку, забезпечують функціонування підприємств провідних галузей промисловості й агропромислового комплексу, а з другого – енергетичну безпеку держави. З цього випливає потреба значного зростання видобутку вуглеводнів в Україні й нарощування їх ресурсної бази, що відзначено в Загальнодержавній програмі розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року [1] (далі Програма) й обґрунтовано пропозиції щодо внесення до неї необхідних змін [2]. За рахунок власного видобутку потреби держави в природному газі забезпечуються на сьогодні лише на 25–30 % і нафти на 12 %, що свідчить про наявність енергодефіциту. Для всіх галузей економіки є характерною невідповідною високою енергоємністю виробництва. Вона в Україні у 2,6 разу перевищує її рівень у розвинутих країнах світу.

Наявність енергодефіциту й висока енергоємність є основними причинами, які призвели до енергетичної залежності України. Для її зменшення, з одного боку, потрібно зменшити енерговитрати, а з іншого – значно збільшити видобуток нафти й газу на території України.

Нарощування видобутку вуглеводнів можливо за наявності відповідної ресурсної бази.

Як відомо, нафтогазоносність України зосереджена в трьох основних регіонах: Східному (Дніпровсько-Донецькому), Західному (Карпатсько-Волинсько-Подільському) та

Південному (Азовсько-Чорноморському). Підкреслимо, що згідно із сучасними уявленнями до промислово- і перспективно-нафтогазоносних належить більше 70 % загальної території України. Показником потужного вуглеводневого потенціалу наших надр є надзвичайно широкі діапазони нафтогазоносності: стратиграфічний (від докембрію до сучасних відкладів), глибинний – понад 6 км, фазово-геохімічний (в Україні є весь діапазон нафт з переважанням легких і середніх нафт найвищої якості, гази різної жирності тощо). На особливу увагу заслуговують унікальні газоконденсатні системи, безпрецедентні у світі за фазово-геохімічною різноманітністю й діапазоном глибин поширення, що є величезним багатством України.

Стисло розглянемо як традиційні, так і нетрадиційні ресурси вуглеводнів.

Природний газ, нафта, конденсат

Державним балансом запасів корисних копалин урахувано запаси нафти, газу й газового конденсату за 406 родовищами.

Основна їх кількість – 240 родовищ – зосереджена в Східному регіоні, 118 – Західному, 48 – Південному.

Обсяг щорічного видобутку вуглеводнів за останні роки в середньому становив 2,0–3,5 млн т нафти з конденсатом і 15–22 млрд м³ газу. Усього видобуто близько 360 млн т нафти та 2,0 трлн м³ газу.

У Східному регіоні початкові сумарні ресурси вуглеводнів за станом на 2012 рік становили 5 450,0 млн т умовного палива, у тому числі газ (вільний і розчинний) – 4 660,0 млрд м³, нафта й конденсат – 790,0 млн т.

Ступінь використання початкових сумарних ресурсів за сумарним обсягом усіх вуглеводнів за станом на 2012 рік становив близько 56 %. Нерозвідана частка початкових сумарних ресурсів у кількісному відношенні за сумарним обсягом вуглеводнів становить 2 500,0 млн т у. п. у тому числі газу – 2 120,0 млрд м³, нафти й конденсату – 380,0 млн т.

Таким чином, у Східному регіоні є достатній потенціал для нарощування обсягів видобутку нафти й газу. Під час прогнозування приросту запасів вуглеводнів у Східному регіоні на перспективу враховано тенденції й обсяги, що склалися за останні п'ять років.

Початкові сумарні ресурси Західного регіону за станом на 2012 рік становлять близько 1440,0 млн т у. п. з них 970,0 млрд м³ газу та 470,0 млн т нафти й конденсату. Ступінь реалізації початкових сумарних ресурсів вуглеводнів становить близько 42,0 %. Нерозвідана (залишкова) частина становить 835,0 умовних одиниць. Отже, в Західному регіоні так само є великі перспективи для нарощування запасів вуглеводнів та їх видобутку.

У Південному регіоні (шельф у межах виняткової (морської) економічної зони України Чорному та Азовському морях) реалізовано тільки 5,0 % початкових сумарних ресурсів, що загалом становлять 2 600,0 млн т вуглеводнів, з яких газ – 2 200,0 млрд м³ і нафта з конденсатом – 400,0 млн т. У зв'язку з окупацією значної частини території Південного регіону прогнозні ресурси економічної зони України зменшуються до 271 млн т умовного палива, у т. ч. по Чорному морю – 157,8 млн т й Азовському – 113,2 млн т. Потенціал цього регіону для приросту запасів є максимальним.

Загалом протягом 2013–2020 років планується приростити близько 76 млн т у. п. за рахунок бюджетних коштів і 150 млн т у. п. за рахунок коштів інвесторів. Вищі темпи нарощування приростів у 2018–2020 роках пов'язані з початком видобутку сланцевого газу. Обсяг бюджетного фінансування за цей період очікується близько 3,7 млрд грн, а обсяг інвестицій – близько 40,0 млрд грн.

У 2021–2030 роках передбачається сумарний приріст запасів вуглеводнів за рахунок бюджетних коштів обсягом 80,0 млн т у. п. і за рахунок інвестицій – 200,0 млн т у. п. Обсяги фінансування становитимуть відповідно близько 6,0 і 70,0 млрд грн.

Отримання запланованих приростів запасів вуглеводнів неможливе без відповідного нарощування їх ресурсної бази за рахунок виявлення й підготовки нових нафтогазоперспективних об'єктів. До 2030 року передбачається підготувати перспективних на нафту й конденсат 50 об'єктів (з них 20 – за рахунок держбюджету) загальною площею 209 км². Ресурсна база цих об'єктів становитиме 133,2 млн т у. п., з яких 44,2 млн т буде підготовлено за рахунок держбюджету. На підготовку таких об'єктів планується витратити близько 2 310,0 млн грн, у т. ч. 570 млн грн бюджетних коштів. Підготовка газоперспективних об'єктів містить 317 одиниць (з них 143 за рахунок держбюджету) загальною площею 2 780 км². Їх прогнозні ресурси становлять близько 777,6 млрд м³, з яких 257,6 млрд м³ буде підготовлено за рахунок держбюджету. Витрати бюджетних коштів становлять 1 910,0 млн грн, а небюджетних – 6 024,3 млн грн.

За період виконання Програми всього буде підготовлено прогнозних ресурсів обсягом 910,8 млн т у. п. з витратами держбюджетних коштів 2 480,0 млн грн і небюджетних коштів – 7 764,0 млн грн.

Зазначений вище приріст запасів і ресурсів вуглеводнів буде основою для видобутку й значною мірою забезпечить

потреби держави у вуглеводневій сировині. Підсумовуючи ресурсну базу традиційних вуглеводнів, варто зауважити, що її залишкові видобувні ресурси становлять близько 5,5 млрд т у. п. (без окупованої території Криму – 4,0). Це означає, що при річному споживанні газу в обсязі 40 млрд м³ (як це робить, наприклад, розвинута та з більшою чисельністю населення така країна як Франція) власних запасів газу нам вистачить не менше як на 100 років. Необхідно зазначити також, що за останнє десятиріччя держава витратила на закупівлю природного газу близько 30 млрд доларів США. Якби хоч третину цих коштів держава інвестувала у власний нафтогазовий комплекс, ми щорічно добували б близько 30 млрд м³ газу, як і передбачалося попередньою Програмою розвитку МСБ, і майже стали б малоенергозалежними.

Суттєвим резервом для збільшення приросту запасів вуглеводнів є виявлення й видобуток газу з нетрадиційних джерел (сланцевий газ, газ метан газогідратів тощо).

Нетрадиційні джерела газу

До нетрадиційних джерел газу належать: сланцевий газ, газ ущільнених колекторів, метан вугільних родовищ і газ метан із газогідратів. Нерідко в засобах масової інформації перші три види нетрадиційних джерел газу об'єднують в одне поняття “сланцевий газ”, що є помилковим. Ресурси цих різновидів газу належать до так званих альтернативних джерел вуглеводневої сировини. Вони є присутніми в українських надрах і характеризуються різними (як правило, складними) гірничо-геологічними умовами залягання й формування і, як наслідок, потребують спеціальних методів і методик їх опитування, розвідки, розробки й видобування та відповідно значних витрат на їх освоєння. Усі зазначені різновиди газу класифікуються як важко видобувні, але їх ресурси набагато перевищують ресурси традиційного природного газу [3].

Сланцевий газ

Запаси сланцевого газу за станом на 2013 рік у державному балансі запасів корисних копалин не обліковуються. Цілеспрямованими теоретичними дослідженнями проблем і можливостей видобування природного газу зі сланцевих порід в Україні почали займатись тільки в останні роки, а практика його видобування відсутня.

У природних умовах сланцевий газ є сильно розсіяним, газонасичення порід досягає від десятих часток до кількох відсотків, товщина продуктивних пластів змінюється в значних обсягах до сотень метрів з глибиною залягання до 3 000 м і більше й належить до важкодобувних корисних копалин. Поклади сланцевого газу пов'язані зі сланцями (аргілітами) нафтогазоносних басейнів України.

У Дніпровсько-Донецькій западині високоперспективними є чорносланцеві товщі девону й карбону, які залягають у прибортових частинах на глибинах 2 000–4 000 м. Першочерговими об'єктами для пошуків є Руденківська, Бахмутська й Кальміус-Торецька та інші менш перспективні ділянки. Попередня оцінка добувних ресурсів сланцевого газу в ДДЗ (К вил. = 0,35) становить 7,6 трлн м³. У Західному регіоні найперспективнішими є аргіліти силуру Волино-Поділля. Першочерговими об'єктами для пошуків можуть бути Ліщинська, Монастирецько-Андріївська й Загайпільсько-Давидівська ділянки. За попередньою оцінкою фахівців ресурсна база сланцевого газу в Західному регіоні може становити 2–3 трлн м³.

Для реалізації Програми з пошуку, розвідки й видобутку сланцевого газу потрібно:

- проведення фундаментальних і прикладних науково-дослідних і тематичних досліджень з наукового прогнозування та обґрунтування перспективних зон розвитку сланців з високим вмістом органічної речовини, з якими пов'язуються перспективи видобутку газу в усіх нафтогазоносних басейнах України, Українського кристалічного щита, Волино-Поділля й Причорномор'я;

- здійснення оцінки прогнозних і перспективних ресурсів газу сланцевих товщ нафтогазоносних басейнів України, Українського кристалічного щита, Волино-Поділля й Причорномор'я;

- розроблення проекту програми з техніко-економічним обґрунтуванням проведення регіональних пошуково-розвідувальних і геологорозвідувальних робіт та освоєння ресурсів сланцевого газу;

- виявлення й підготовка об'єктів для першочергового проведення геологорозвідувальних робіт з метою відкриття родовищ сланцевого газу;

- вивчення світового досвіду щодо проблем і технологій видобутку сланцевого газу;

- практична реалізація проектів з пошуку, розвідки й видобутку сланцевого газу на першочергових об'єктах.

Для забезпечення регіонального етапу зазначених робіт потрібні щорічні бюджетні кошти обсягом 80–100 млн грн, а для розвідки виявлених об'єктів – 1,0–1,5 млрд грн з інвестиційних коштів.

Газ метан із газогідратів

Запаси газогідратного метану на державному балансі не обліковуються. Незважаючи на Постанову Кабінету Міністрів України від 22.11.1993 р. № 938 “Про пошуки газогідратної сировини у Чорному морі і створення ефективних технологій її видобутку та переробки”, цілеспрямовані дослідження з пошуків, оцінки ресурсної бази, технології видобутку й переробки газу метану із газогідратів не виконувалися. Наявність газогідратних скупчень у північно-західній частині шельфу Чорного моря підтверджена результатами комплексних геофізичних досліджень, виконаних Інститутом геофізики НАН України у 2010–2013 рр. Попередня оцінка обсягів метану тільки цієї ділянки становить близько 1,2 трлн м³. Крім того, ознаки наявності газогідратів виявлено й на інших ділянках Чорного моря, а також у розрізах Дніпровсько-Донецької западини. Важливість і необхідність вивчення газогідратів підтверджується досвідом розвинутих зарубіжних країн. Так, американська програма з вивчення газогідратів забезпечила у 2012 році отримання першого у світі припливу метану з газогідратів у зоні вічної мерзлоти на Алясці, а відповідна японська програма у 2013 році – першого припливу метану з морських газогідратів. Подібні програми розроблено в Китаї й Південній Кореї. В Європі значних успіхів у розробці метан-гідратної проблеми досягли Норвегія й Німеччина, де створено технологію видобутку метану з газогідратів способом заміщення його вуглекислотою. Ширший розмах пошуково-розвідувальних робіт і видобування метану з газогідратів як на суші, так і на морі стримується відсутністю промислових технологій вилучення (видобутку) цього палива. Отже, враховуючи значний ресурсний потенціал цього нетрадиційного джерела енергоносіїв і його стратегічну важливість для забезпечення енергетичної незалежності держави, пошуково-розвідувальні роботи з виявлення й оцінки скупчень газогідратної сировини мають бути складовою частиною Програми. Їх практична реалізація має передбачати:

- ретельне вивчення досвіду розвинутих країн з проведення пошуків і видобування газогідратного метану;

- аналіз та узагальнення результатів вітчизняних досліджень з пошуку й виявлення газогідратів. Складання відповідної комплексної програми на найближчу перспективу;

- проведення пошуково-розвідувальних робіт на найперспективніших ділянках шельфу Чорного моря;

- оцінка ресурсної бази метану з виявлених ділянок скупчень газогідратів;

- розробка, освоєння та впровадження технологій вилучення й видобутку метану з газогідратів;

- проведення дослідно-промислової експлуатації виявлених газогідратних об'єктів.

Для проведення науково-тематичних досліджень і пошуково-розвідувальних робіт з виявлення газогідратних скупчень (родовищ) необхідне щорічне бюджетне фінансування обсягом 30–50 млн грн на рік. Дослідно-промислова експлуатація виявлених й оцінених об'єктів передбачається за рахунок інвестиційних коштів.

Метан вугільних родовищ

Важливий додатковий ресурсний потенціал вуглеводневої сировини пов'язаний з покладами метану вугільних родовищ Донецького та Львівсько-Волинського вугільних басейнів. Станом на 1 січня 2010 року в Україні балансові запаси категорій А+В+С1 і С2 оцінені в 313,9 млрд м³ метану вугільних родовищ (на балансі діючих шахт – 140,8 млрд м³). За різними оцінками ресурсна база першого з басейнів досягає 12–30 трлн м³, а другого – 11 млрд м³.

Для розвитку цього напрямку потрібно:

- розроблення методів вивчення й оцінки запасів метану;
- проведення геологорозвідувальних робіт з оцінкою запасів і ресурсів метану окремих ділянок;

- отримання промислових категорій запасів газу метану вугільних родовищ для забезпечення його видобутку в обсязі 8 млрд м³ у 2020 році та 16 млрд м³ у 2030 році.

Аналізуючи джерела нетрадиційних вуглеводнів за попередніми як песимістичними, так і оптимістичними оцінками різних фахівців, варто зазначити, що добувні ресурси у 2–5 разів перевищують подібну ресурсну базу традиційних джерел. Але собівартість розвідки й видобутку нетрадиційних джерел газу в декілька разів перевищує аналогічну цифру по природному газу. Тому потрібно, з одного боку, попередньо визначити пріоритетні ділянки, де видобуток нетрадиційних вуглеводнів буде рентабельним, а з другого – знайти значні необхідні бюджетні та інвестиційні кошти для довгострокових досліджень. Тут потрібна довгострокова науково обґрунтована програма дій від детального геологічного вивчення перспективних територій і детальної оцінки ресурсної бази до впровадження сучасних технологій добування, що й передбачено Загальнодержавною програмою розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року, її результати будуть відчутними тільки після 2020 року.

Вугілля

Вугілля в Україні – єдина енергетична сировина, запасів якої потенційно достатньо для забезпечення енергетичної безпеки держави. Видобуток вугілля і його переробка в готову вугільну продукцію на прогнозований період залишається головним джерелом забезпечення потреб України в енергоносіях.

Необхідність залучення зовнішніх джерел для забезпечення потреб економіки у вугіллі зумовлена недостатніми обсягами власного видобутку коксівного вугілля та високим умістом сірки в ньому, а також дефіцитом вугілля газової групи для потреб українських теплоелектростанцій. Основними імпортерами є Росія (майже 97 %) і Казахстан. Споживачами імпортованого коксівного вугілля є підприємства металургійного комплексу України, енергетичного – теплоелектростанції й підприємства інших галузей промисловості.

Загальні ресурси вугілля України: балансові, позабалансові, прогнозні (за станом на 1 січня 2010 року) становлять 117,12 млрд т, у тому числі розвідані запаси – 56,25 млрд т, з них коксівних марок – 17,21 млрд т (30,6 %), антрацитів – 7,60 млрд т (13,5 %).

Разом з тим вугільні родовища України характеризуються дуже складними природними умовами їх розробки, а наявний шахтний фонд – високою зношеністю й низьким технічним рівнем, унаслідок чого вітчизняна вугільна промисловість є збитковою й потребує державної підтримки.

Тенденції розвитку металургії, електроенергетики, інших галузей матеріального виробництва й соціальної сфери зумовлюють досить постійний попит на коксівне й зростаючий високими темпами попит на енергетичне вугілля.

У цьому напрямі передбачаються:

- дорозвідка родовищ, які розробляються, для продовження терміну експлуатації й реконструкції діючих підприємств;
- проведення пошуково-оцінювальних і геологорозвідувальних робіт на найперспективніших площах і родовищах вугілля.

Торф

Родовища площею більше ніж 1 000 га використовуються як паливо, менші за обсягами родовища – як добриво.

Найбільші ресурси торфу зосереджені в областях Полісся: Волинській, Рівненській, Сумській, Чернігівській і Житомирській. На території виявлено й розвідано 1 056 родовищ (42 % усіх родовищ торфу в Україні), а геологічні запаси торфу становлять 1,16 млрд т (50 % загальних запасів торфу в Україні). У Західному та Східному Поліссі переважають середні за площею родовища (200–1 000 га і більше), у Центральному Поліссі (Київська й Житомирська області) – родовища невеликі (до 100 га).

В Україні 503 родовища торфу враховані в групі експлуатованих, однак Український державний концерн “Укрторф” добуває торф тільки з 40 родовищ.

Близько 81 % добутого в Україні торфу використовується як паливо й 19 % – як добрива. Основне виробництво з торфу: торф’яні горщики для вирощування розсади, торф’яні біодобрива.

Розвіданість торф’яних родовищ в Україні дає можливість набагато збільшити видобуток торфу для палива, виробництва органічних добрив і підстилки для худоби.

Уран

Загальний стан уранової мінерально-сировинної бази, як джерела атомної енергетики, оцінюється задовільним. За ресурсами й підтвердженими запасами урану Україна входить у першу десятку країн світу та є провідною в Європі. На сьогодні відкрито й розвідано 21 родовище.

Основні поклади урану зосереджені в межах Українського щита, де виділяються дві головні металогенічні області, що визначають мінерально-сировинну базу країни: Кіровоградська (з Центральноукраїнським ураново-рудним рай-

оном) і Придніпровська (з Криворізько-Кременчуцькою й Західно-Інгулецькою металогенічними зонами). У межах Центральноукраїнського ураново-рудного району розміщені великі за запасами родовища, уранові руди яких за якістю належать до рядових і бідних.

До резервних належать невеликі за запасами родовища (крайова частина Західноінгулецької металогенічної зони): Південне, Лозоватське й Калинівське, руди яких разом з ураном уміщують торій, молибден і рідкісноземельні метали й родовища та прояви урану в межах зони зчленування ДДЗ і Донецької складчастої споруди (уран-бітумний тип).

Для нарощування сировинної бази урану передбачається:

- проведення пошукових і пошуково-оцінювальних робіт у межах перспективних рудних районів й площ Українського щита, ДДЗ і Південнодонбаського рудного району;
- нарощування промислових запасів урану в межах Центральноукраїнського рудного району.

Розглянувши сучасний стан паливно-енергетичних ресурсів України, автор вважає, що вони (за винятком нафти й конденсату) є достатніми для повного забезпечення держави шляхом власного видобутку. Проблема криється тільки в оперативній державній політиці щодо забезпечення регулярного проведення й нарощування обсягів нафтогазопошукових робіт, необхідних для отримання достатніх приростів запасів вуглеводнів, які б перевершували обсяги їх видобутку. Саме така програма дій закладена в новій редакції Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року.

ЛІТЕРАТУРА

1. Закон України “Про затвердження Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року” № 4731-VI від 17.05.2012 р.
2. Гошовський С. В., Красножон М. Д., Люта Н. Г., Василенко А. П., Костенко М. М. Мінерально-сировинна база України. Стаття 1. Щодо необхідності внесення змін до Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року//Мінеральні ресурси України. – Київ, 2014. – № 4. – С. 4–7.
3. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України: монографія у 8 кн. Кн. 8. Теоретичні обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадових басейнів України/[В. А. Михайлов та ін.]; Нац. акціонерна компанія “Нафтогаз України” та ін. – К.: Ніка-Центр, 2014. – 280 с.

REFERENCES

1. Law of Ukraine “On Approval of the State Program development of the of mineral resource base of Ukraine for the period until 2030” № 4731-VI from 17.05.2012. (In Ukrainian).
2. Goshovskiy S. V., Krasnozhon M. D., Lita N. H., Vasylenko A. P., Kostenko M. M. Mineral resources base of Ukraine. Article 1. About the need for changes in the national program for the development of mineral resource base of Ukraine for the period until 2030//Mineralni resursy Ukrainy. – Kyiv, 2014. – № 4. – P. 4–7. (In Ukrainian).
3. Non-traditional sources of hydrocarbons in Ukraine: Monograph in 8 books. Book 8. The theoretical justification of unconventional hydrocarbons resources of sedimentary basins of Ukraine/[V. A. Myhailov et al.]; National Joint Stock Company “Naftogaz of Ukraine” etc. – Kyiv: Nika-Tsentr, 2014. – 280 p. (In Ukrainian).

Рукопис отримано

УДК 551.24:551.7 (477)

М. М. КОСТЕНКО, д-р геол. наук, голова Науково-редакційної ради Держгеонадр України, член бюро НСК України, провідний науковий співробітник (УкрДГПІ), nrsqqs@ukr.net

ЩОДО ГЕОТЕКТОНІЧНОГО РАЙОНУВАННЯ КРИСТАЛІЧНОГО ФУНДАМЕНТУ УКРАЇНСЬКОГО ЩИТА

У статті показано, що як такого переходу на геотектонічне районування Українського щита – як основи для уточнення стратиграфічної кореляції нижньодокембрійських утворень, про що було задекларовано в рішеннях нижньодокембрійської секції НСК України (2003 р.), не відбулося, а фактично залишилося старе геологічне районування, лише з новими тектонічними назвами районів. Натомість найбільш обґрунтованою на сьогодні є схема геотектонічного районування, як єдина основа для стратиграфічних і тектонічних побудов, що поєднує в собі шість мегаблоків – Волинський, Побузький, Бузько-Росинський, Інгульський, Середньопридніпровський і Приазовський, Осницько-Мікашевицький вулканоплутонічний пояс і чотири міжмегаблокові шовні зони – Брусилівську, Голованівську, Інгулецько-Криворізьку та Орхівсько-Павлоградську, яка й пропонується для офіційного затвердження.

Ключові слова: Український щит, геотектонічне районування, геологічне районування, мегаблоки, шовні зони.

М. М. Kostenko, Dr. Geol. Sciences, Chief Researcher (Ukrainian State Geological Research Institute (UkrSGRI)), nrsqqs@ukr.net
REGARDING GEOTECTONIC ZONING OF CRYSTALLINE BASEMENT OF UKRAINIAN SHIELD

The article shows that transition to geotectonic zoning of Ukrainian shield – as a basis for clarification of stratigraphic correlation of Precambrian formations, which was declared in the decisions of Precambrian section of NSC Ukraine (2003), did not happen. In reality the old geological zoning just with a new names of tectonic areas left. Instead, the most reasonable today is geotectonic zoning scheme as the only basis for stratigraphic and tectonic theories, combining six megablocks – Volyn, Pobuzhzhya, Bug-Rosynsk, Ingul, Seredneprydniprov'ya and Pre-Azov, and four suture zones – Brusylivs'k, Golovanivs'k, Inhulets-Kryvyi Rig and Orikhiv-Pavlograd which also proposed for approval.

Keywords: Ukrainian Shield, geotectonic zoning, geological zoning, megablocks, suture zones.

До прийняття чинної “Кореляційної хроностратиграфічної схеми ...” [22] в Україні водночас існувало дві схеми районування Українського щита (УЩ), в основу яких були покладені різні принципи виокремлення структур, – геологічна (виділялись геологічні райони), яка слугувала основою стратиграфічних побудов, і власне тектонічна (виділялись мегаблоки). Ці схеми суттєво відрізнялись одна від іншої не тільки за конфігурацією й обмеженнями територій, які виділялися, але й за їх назвами, що вносило низку проблем під час проведення регіональних геологічних досліджень, під час яких виконувались водночас як стратиграфічні, так і тектонічні побудови, використовуючи при цьому різні схеми районування. Особливо яскраво ці суперечності розкривалися під час апробації звітних матеріалів з регіональних геологічних досліджень і підготовлених до видання геологічних карт у Науково-редакційній раді Держгеонадр України. Зважаючи на це, ми запропонували перейти на єдину геотектонічну основу районування УЩ як для стратиграфічних, так і тектонічних побудов [10], оскільки стратиграфія й тектоніка, як відомо, є взаємопов'язані між собою речі: перша є похідною від другої. Ще раніше пропозицію щодо паралельного використання поряд з геологічним тектонічного районування УЩ як основи складання легенд Центральноукраїнської серії аркушів Держгеолкарти-200 висловлював В. П. Кирилюк [17].

В основу запропонованого районування була покладена схема мегаблокового поділу щита Г.І. Каляєва зі співавторами [14, 15], яка того часу знайшла широку підтримку в геологів (рис. 1). Деякі відмінності стосувались лише зміни назви Білоцерківсько-Одеського мегаблока на Бузько-Росинський (ця назва використовувалась у працях [16, 31, 32]), оскільки вона найкраще відображує територіальну індивідуальність мегаблока –

м. Одеса, як відомо, розміщується поза межами УЩ. Таким чином, пропонувалось виокремити Волинський, Побузький, Бузько-Росинський, Кіровоградський, Придніпровський і Приазовський мегаблоки. Крім того, до схеми районування були залучені міжмегаблокові шовні зони, як структури рівноцінні мегаблокам (Голованівська, Криворізько-Кременчуцька та Орхівсько-Павлоградська), які вже на той час у літературі виділялися багатьма дослідниками, правда в різній інтерпретації авторами їх змісту [2, 7, 29]. Цю пропозицію в основному підтримали на засіданні докембрійської секції НСК України [22, 28]. Проте перехід на геотектонічну основу районування було здійснено досить своєрідним шляхом: існуючі на той час геологічні райони автоматично, без зміни їх контурів і необхідного на то тектонічного обґрунтування, отримали статус мегаблоків. При цьому й назви геологічних районів здебільшого просто перекочували в назви мегаблоків, лише з деякими змінами (Північно-західний район став називатися Волинським, Кіровоградський – Інгульським, а Придніпровський – Середньопридніпровським), зумовленими необхідністю єдиного історико-географічного підходу до цього. Як справедливо відзначав В. П. Кирилюк [19], таким чином не відбувся перехід на тектонічне районування, а відбулось лише “прикрашення старого геологічного районування тектонічними термінами”.

Тому що територіально геологічні райони й мегаблоки центральної та східної частин УЩ майже повністю збігаються, таке механічне переведення зазначених структур у цій частині щита не викликає особливих заперечень, однак щодо західної його частини, то це є великим проблемним питанням – Бузько-Росинський і Подільський мегаблоки зовсім територіально не збігаються з геологічними районами – складною конфігурації Дністровсько-Бузьким і Росинсько-Тікицьким.

Водночас у праці [10] передбачалось всебічне обговорення переходу на геотектонічний принцип районування УЩ.

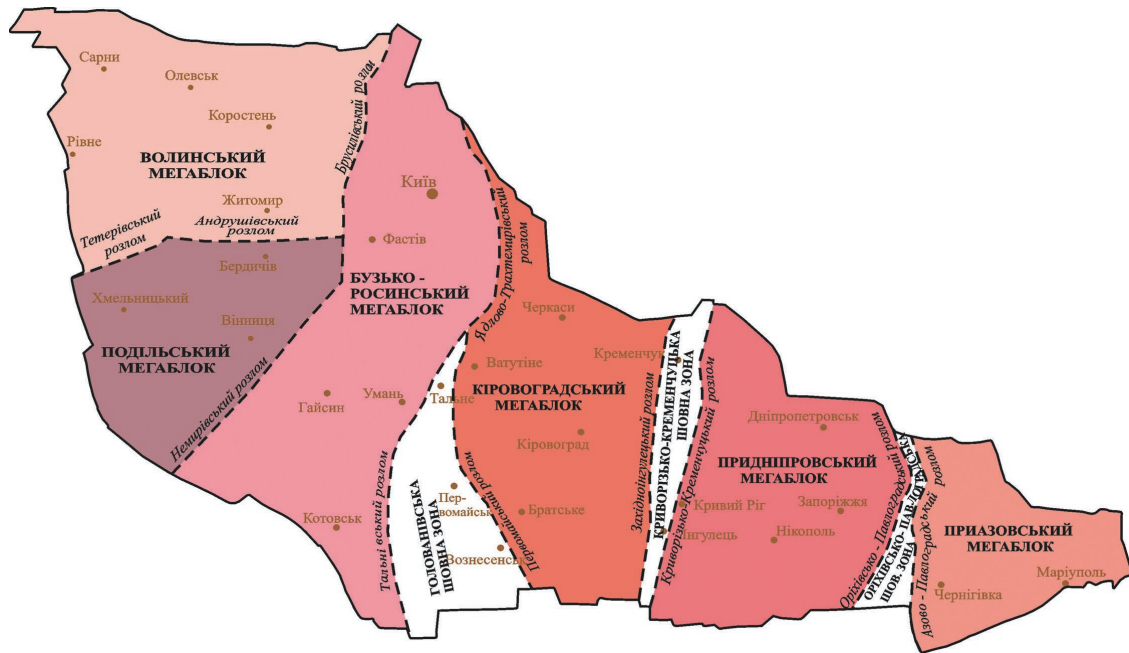


Рис. 1. Схема геолого-структурного районування УЩ за даними праці [10]

На цю пропозицію відгукнулася низка фахівців із цього питання. В основному вони схвалювали запропоновану схему геотектонічного районування, проте з деякими своїми уточненнями. На критичному аналізі цих уточнень і зупинимось нижче:

1. Схема районування В. П. Кирилюка [16–20] майже повністю збігається зі схемою, яку ми запропонували, оскільки в обох випадках в їх основу було покладено геотектонічне районування Г. І. Каляєва зі співавторами [14, 15], і, отже, на думку цього дослідника, вона (наша схема) заслуговує всебічного підтримки. До недоліків цього районування автор зарахував “відсутність на крайньому північному заході щита самостійного Волино-Поліського вулканоплутонічного поясу”, а до дискусійних питань – залучення до районування “так званих шовних зон”.

Щодо першого зауваження, то з ним повністю можна погодитися, оскільки це дійсно самостійна структура (за іншими дослідниками Осницько-Мікашевицький вулканоплутонічний пояс), котра добре ідентифікується характерними лише для неї структурно-речовинними комплексами і яка простягається в північно-східному напрямку на тисячі кілометрів за межі Волинського мегаблока. Про необхідність її виділення, як самостійної структури при районуванні УЩ, відзначали багато дослідників [11, 17, 20, 21, 26, 30]. Водночас варто зазначити, що південно-західна частина цього поясу закладена саме на фундаменті Волинського мегаблока, свідченням чого є поширеність у його межах великих реліктових полів, складених структурно-речовинними комплексами зазначеного мегаблока.

Щодо шовних зон, то тут потрібно автору заперечити наступне. Доцільність їх виокремлення вже підтверджена практикою й часом, що, як відомо, є найкращим критерієм визначення “істини”. Шовні зони знайшли багатьох прихильників і фігурують у більшості опублікованих робіт різних авторів, до того ж характеристиці їх будови вже присвячена серія монографій і статей [3–6, 8–11, 21, 23, 25–26]; вони також отримали схвалення під час проведення регіональних геологічних досліджень і складання геологічних карт, що дало можливість геологам уникнути штучного проведення меж між мегабло-

ками. Їх індивідуальність проявляється досить чітко в обмеженні глибинними розломами, в геофізичній індивідуальності, структурних особливостях, наявності індивідуальних для них (шовних) геологічних (стратигенних) формацій і водночас у суміщенні в пограничних областях супракрустальних утворень суміжних мегаблоків, що засвідчує про складну історію їх геологічного розвитку й тектонічні взаємовідношення. Невизнання вказаним автором існування самостійних шовних метаморфічних формацій впливає з його невизнання самого факту виділення в чинній кореляційній хроностратиграфічній схемі деяких неархеїських серій, і це загалом є його проблемою. Якщо, наприклад, наявність неархеїської бузької серії, домінуючої в Голіванівській шовній зоні, визнає більшість дослідників, доказами чого є хоча би сам факт затвердження її в кореляційній хроностратиграфічній схемі, особливості її речовинного складу, дані ізотопної геохронології й насамкінець наявність в основі розрізу кошаро-олександрівської світи, яка складена продуктами перевідкладення кір вивітрювання, що є свідченням стратиграфічної перерви між утвореннями палеоархеїського протофундаменту й неархеїського проточохла, то В. П. Кирилюк існування такого стратону не визнає взагалі, а складові світи він зараховує до верхньої частини палеоархеїського “єдиного у формаційному відношенні побузького гранулітового комплексу” [19]. Його ж пропозиція, що такі зони, які мають “своєрідні структурно-речовинні особливості і часто спільні комплекси, притаманні сусіднім мегаблокам”, доцільно розглядати як крайові частини мегаблоків, що є структурами наступних порядків, викликає лише запитання: крайових частин якого саме із сусідніх мегаблоків, адже нижній ярус (поверх) для всіх них однаковий – палеоархеїська протоконтинентальна чи протоокеанічна кора. Якщо ж у мегаблоках і в їх крайових зонах розвинуті спільні комплекси, то виникає питання: для чого їх тоді взагалі виокремлювати. До того ж, якщо комусь не подобається сама назва “шовна зона” (тобто така, що зшиває два мегаблоки), можна назвати її перехідною чи проміжною зоною тощо, але вона безумовно повинна мати статус самостійного структурного елемента в схемах тектонічного районування УЩ.

2. Схема тектонічного районування, в основу якої покладена інтерпретація геофізичних матеріалів (В. А. Єнтіна та ін. [12, 13], В. Старостенко та ін. [11]), у загальних рисах близька до тієї схеми, що ми запропонували (рис. 2). Різниця торкається виділення такої самостійної геоструктури, як Волино-Поліський вулканоплутонічний пояс, проведення границі між Волинським і Побузьким мегаблоками, вирізнення в схемі Брусилівської шовної зони, визнання Голованівської шовної зони як однойменного мегаблока й розділення Бузько-Росинської структури на два самостійні мегаблоки: Бузький і Росинський.

Щодо першого уточнення, то про це вже було сказано вище.

З другим уточненням погодитися ні в якому разі не можна, оскільки границя між Волинським і Побузьким мегаблоками автори провели лише по геофізичних полях: Тетерівській і Сарненсько-Варварівській (Красногірсько-Житомирській) зонах і при цьому повністю не врахували геологічні дані. Тетерівська розломна зона, якій автори надають статус міжмегаблокової, “по-живому” розсікає всі палеопротерозойські гранітогнейсові утворення Волинського мегаблока і, таким чином, не розділяє з двох боків різні структурно-формаційні комплекси, як мало б бути насправді [24]. Отже вона

є накладеною пізнішою (трансблоковою) структурою і з цих причин не може слугувати границею зазначених мегаблоків. А в дійсності ці два мегаблоки розмежує Андрушівська розломна зона, яка є південним обмеженням Тетерівської рифтогенної структури широтного напрямку, що закладена між Бердичівським і Коростенським підняттями ще в палеопротерозойський етап розвитку УЩ, і таким чином розділяє два різні за геологічною будовою мегаблоки: одноповерховий Побузький і двоповерховий Волинський [24].

Уведення в схему тектонічного районування нової шовної зони – Брусилівської, яка нині пропонується до виділення багато дослідників, наразі є на часі.

Стосовно виділення Голованівського мегаблока, зважаючи на його розміри (ширина на півдні сягає 100 км), замість шовної зони, можна сказати наступне. За результатами проведення в останні роки ГДП-200 (аркуші “Любашівка” [9], “Первомайськ” [8], “Котовськ” (А. І. Іванов та ін., 2015 р.) значно уточнена західна границя цієї шовної структури, яка нині проходить по Тальнівсько-Гвоздавському розлому, а не по Тальнівській тектонічній зоні. Таким чином, ширина її зараз небагато звужена (до 30 км), що повністю узгоджується з розмірами інших шовних зон, отже немає ніякої потреби виділяти ще один мегаблок.

Щодо розділення Бузько-Росинської структури на два самостійні мегаблоки – Бузький і Росинський лише за геофізичними полями, то із цим теж навряд чи можна погодитися. За результатами новітніх геологічних досліджень, Бузько-Росинський мегаблок – це єдина тектонічна структура гетерогенної будови, яка характеризується повздовжньою зональністю, зумовленою клавійно-блоковою будовою з різним рівнем ерозійного зрізу [25–27]. Якщо цю структуру розглядати разом з її продовженням – південним схилом щита (Дністровсько-Одеським блоком), то маємо таку картину: крайові блоки (Росинсько-Тікицький і Дністровсько-

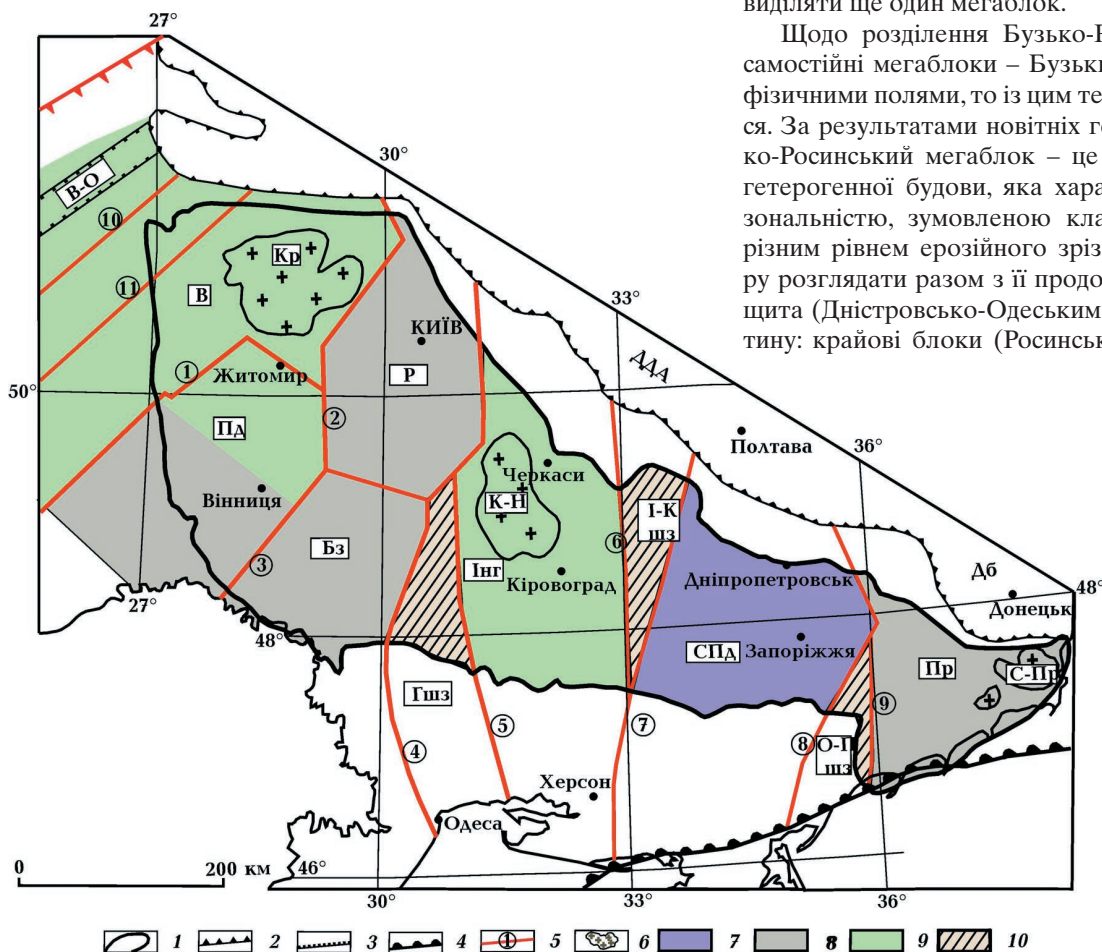


Рис. 2. Тектонічне районування УЩ за даними праці [11]

Межі: 1 – Українського щита, 2 – Дніпровсько-Донецького авлакогену, 3 – Волино-Оршанського рифту, 4 – Східноєвропейської платформи, 5 – міжмегаблокові зони розломів (цифри в кружках: 1 – Тетерівська, 2 – Звездаль-Заліська, 3 – Немирівська, 4 – Тальнівська, 5 – Первомайська, 6 – Західноінгулецька, 7 – Криворізько-Кременчуцька, 8 – Орхівсько-Павлоградська, 9 – Азово-Павлоградська, 10 – Луцька, 11 – Суцано-Пержанська); 6 – інтрузивні масиви (Кр – Коростенський плутон, К-Н – Корсунь-Новомиргородський плутон, С-Пр – Східноприазовський масив); мегаблоки: 7 – архейські, перероблені в палеопротерозой (Пр – Приазовський), 8 – архейські (Пд – Подільський, Бз – Бузький, Р – Росинський, СПд – Середньопридніпровський), 9 – палеопротерозойські (В – Волинський, Инг – Інгульський); 10 – шовні зони (Гшз – Голованівська, І-Кшз – Інгулецько-Криворізька, О-Пшз – Орхівсько-Павлоградська). Інші скорочення: ДДА – Дніпровсько-Донецький авлакоген, Дб – Донбас, В-О – Волино-Оршанський рифт

Одеський) складені винятково супракрустальними утвореннями неоархейської росинсько-тікицької серії і розвиненими по ній ультраметабазальними плагіогранітоїдами тетіївського комплексу. Водночас у центральних блоках, що входять до складу Середньобузького блока I порядку, розвинені як палеоархейські, так і неоархейські утворення. Так, Кодимський блок II порядку, який являє собою найбільш підвищене горст-антиформне підняття, складений переважно палеоархейським ендербіт-гранулітовим структурно-формаційним комплексом. По його краях розміщені трогові структури (Синицівська і Немирівсько-Страшенська), а в центральній частині невеликі за розмірами Кідрасівська і Білокам'янська вулкано-тектонічні структури, вивопнені неоархейськими стратигенними утвореннями бузької й росинсько-тікицької серій, що є свідченням прояву деструктивних процесів у межах блока в неоархейський час під час формування верхнього структурного поверху. У північніше розміщеному Гайсинському блоці поряд з метаморфічними утвореннями росинсько-тікицької серії й розвиненими по них гранітоїдами тетіївського комплексу, трапляються діафторовані в амфіболітовій фації метаморфізму ендербіт-гранулітові утворення нижнього архею. Зі сказаного випливає, що це є єдина проторифтогенно-спредингова структура, яка закладена на палеоархейській основі й котра пережила неоархейський етап геологічного розвитку [26]. Таким чином, у нашому розумінні, Бузький і Росинський мегаблоки є блоки першого порядку (за правилами пріоритету Середньобузький і Росинсько-Тікицький [10]) у межах єдиного Бузько-Росинського мегаблока.

3. Схема тектонічного районування В. П. Безвинного [1] торкається західної частини УЩ (рис. 3). Автор запропонував уточнення, які стосуються виділення Брусилівської шовної зони, звуження ширини Голованівської шовної зони (до 30 км), про що вже говорилося раніше, й проведення західної границі Бузько-Росинського мегаблока.

Як уже відзначалося раніше, пропозиція щодо виділення Брусилівської шовної зони заслуговує на увагу. Але в авторському варіанті вона (шовна зона) представлена в урізаному вигляді – лише південною частиною (до Андрушівського розлому). Якраз ця частина Брусилівської зони щонайменше відповідає поняттю шовної структури, оскільки якісь самостійні шовні супракрустальні утворення в ній відсутні, і в такому разі вона може бути виділена тільки як шовна зона тектонічного типу [23], тобто як насувна структура. Водночас північну частину зони вже давно виділяв В. А. Рябенко [29] як Брусилівську трогову структуру, яка складена характерною тільки для неї карбонатною кочерівською світою палеопротерозойської тетерівської серії. А тому має бути, на нашу думку, виділена Брусилівська шовна зона, як єдина структура в розумінні В. А. Єнтіна та ін. [12, 13], яка, крім того, має добре вираження в геофізичних полях.

Щодо обмеження Бузько-Росинського мегаблока на заході субмеридіональним Звездаль-Заліським розломом, оскільки росинсько-тікицька серія картується лише до його меж, то з цією думкою погодитися не можна. По-перше, Звездаль-Заліський розлом досить чітко як у геологічному, так і в геофізичному плані проявлений лише в межах Волинського мегаблока і нечітко спорадично, та й то тільки в геофізичних полях – на іншій території. По-друге, автор ігнорує розвиток західніше цього розлому, впритул до Немирівської зони розломів, діафторованого в амфіболітовій фації метаморфізму ендербіт-гранулітового комплексу. По-третє, не враховує

результати новітніх геологічних досліджень, які засвідчують про ширший розвиток супракрустальних утворень, молодших за палеоархейську дністровсько-бузьку серію, в південній частині мегаблока й особливо на його схиловому продовженні, про що вже говорилося раніше.

4. Тектонічне районування УЩ, що показане на останній тектонічній карті [30], повністю залучене без будь-яких змін конфігурації й обмежень мегаблоків, а також і без якогось тектонічного обґрунтування із “Кореляційної хроностратиграфічної схеми ...” [22], а стосовно тектонічного районування є кроком назад у минуле. У зв'язку із цим можна тільки погодитися з думкою В. П. Кирилюка [19], що причина такого стану полягає “в магічному адміністративному впливі” затвердженої НСК України хроностратиграфічної схеми, яка є обов'язковою для використання всіма дослідниками УЩ, що само по собі є дивним, оскільки, крім НСК, самостійно існує ще й Міжвідомчий тектонічний комітет України, який якраз і має бути законодавцем “мод” у цьому питанні.

5. Значні відмінності схеми тектонічного районування В. М. Клочкова зі співавторами [21] стосуються західної частини УЩ (рис. 4). Вони зводяться до суттєвого розширення Осницько-Мікашевицького вулкано-плутонічного поясу з виділенням двох СФЗ (Клесівської й Новоград-Волинської), які охоплюють майже половину Волинського мегаблока, виокремлення Брусилівської насувної зони, об'єднання другої половини Волинського мегаблока з більшою частиною нинішнього Дністровсько-Бузького мегаблока в одну структуру – єдиний Волино-Подільський мегаблок, закріплення в районуванні в старому розумінні Росинсько-Тікицького мегаблока й виокремлення нового Кучурган-Тилігульського мегаблока.

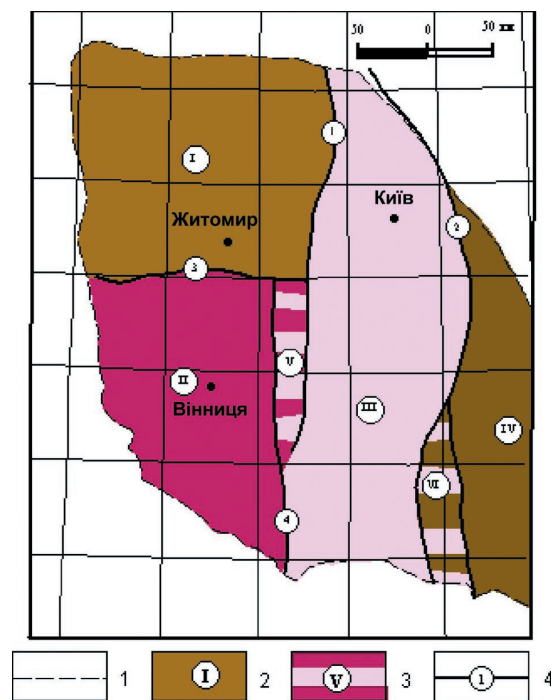


Рис. 3. Схема структурно-тектонічного районування західної частини УЩ за даними праці [1]

1 – границя Українського щита; 2 – мегаблоки: I – Волинський, II – Подільський, III – Бузько-Росинський, IV – Інгульський; 3 – міжблокові шовні зони: V – Брусилівська, VI – Голованівська (Первомайська); 4 – міжблокові глибинні розломи: 1 – Брусилівський, 2 – Ядлово-Трахтемирівський, 3 – Андрушівський, 4 – Звездаль-Заліський

Варто зазначити, що виділення Новоград-Волинської СФЗ як рівноцінної структури Клесівській СФЗ (у старому розумінні Осницько-Мікашевицького вулканоплутонічного поясу), навряд чи є необхідністю, оскільки структурно-формаційний комплекс, типовий для вулканоплутонічного поясу тут не поширений, за винятком одиночних масивів гранітів осницького й кишинського комплексів. Отже ця структура є вторинною (накладеною) по відношенню до структур фундаменту, які добре проявляються на сучасному ерозійному зрізі. Її правильніше буде залишити в складі Волинського мегаблока, в межах якого чітко за геологічною будовою розрізняються два блоки I порядку: Новоград-Волинський, складений палеопротерозойськими плагіограніт-амфіболіт-гнейсовим і гранітогнейсовим структурно-формаційними комплексами, і Коростенський, представлений лише гранітогнейсовим комплексом й однойменним плутоном.

Виділення Брусилівської шовної зони, яка на завершальних етапах геологічного розвитку проявилась як насувна структура, повністю підтримується.

Пропозиція щодо об'єднання південної частини Волинського мегаблока з більшою частиною нинішнього Дністровсько-Бузького мегаблока в одну структуру – єдиний Волино-Подільський мегаблок, немає під собою достатнього обґрунтування й суперечить принципам виокремлення мегаблоків як структур, які відрізняються за геологічною будовою й отже автономним розвитком, якщо не на всіх, то хоча б на деяких етапах ранньодокембрійської історії розвитку УЩ, тим паче, що самі автори стверджують, що в основу їх тектонічного районування, як і В. П. Кирилюка, покладений принцип структурних поверхів. А за цією ознакою Побузький мегаблок, який є одноповерховою спорудою, суттєво відрізняється від двоповерхового Волинського.

Щодо пропозиції стосовно вирізнення в районуванні УЩ самостійного Кучурган-Тилігульського мегаблока, який вважається зоною деструкції в неоархейський час східної частини Дністровсько-Бузького мегаблока (згідно з чинною хроностра-

тиграфічною схемою [22]) і котрий складений гранітизованими аналогами росинсько-тікицької серії, це вже є кроком вперед. Проте, за площею цей мегаблок є невеликим за розмірами (значно поступається іншим), та й не зрозуміло для чого його було відривати від сусіднього Росинсько-Тікицького, оскільки за геологічною будовою ці два мегаблоки однакові. Водночас, як показують результати новітнього геологічного довивчення цієї території, неоархейської деструкції тою чи іншою мірою зазнав увесь Кодимський блок II порядку (представлений на більшій своїй території палеоархейським ендербіт-гранулітовим структурно-речовинним комплексом), особливо в його крайових частинах. До того ж увесь схил УЩ, який є продовженням Бузько-Росинського мегаблока, складений структурно-речовинними комплексами, характерними саме для Росинсько-Тікицького мегаблока, про що вже говорилося раніше під час аналізу схеми тектонічного районування, яку запропонували геофізики. Отже існують усі підстави для виокремлення всього Бузько-Росинського мегаблока як єдиної структури.

Таким чином, на підставі аналізу схем тектонічного районування УЩ які запропонували різні автори, стає очевидним той факт, що найбільш обґрунтованою на сьогодні і яка найбільше задовольняє потреби як стратиграфічних, так і тектонічних побудов під час проведення регіональних геологічних і наукових досліджень, є схема, яку запропонував свого часу А. С. Дранник зі співавторами [10]. У цю схему потрібно внести лише деякі доповнення, що стосуються виділення Осницько-Мікашевицького вулканоплутонічного поясу, Брусилівської шовної зони й дещо звуження території Голованівської шовної зони (рис. 5).

Висновки

1. Перехід на єдину геотектонічну основу районування, як було задекларовано в рішеннях нижньодокембрійської секції НСК України (2003 р.), відбувся “де-юре”, а не “де-факто”; фактично ж залишилось старе геологічне районування лише прикрашене тектонічними термінами.



Рис. 4. Схема тектонічного районування палеопротерозойських утворень УЩ за даними праці [21]

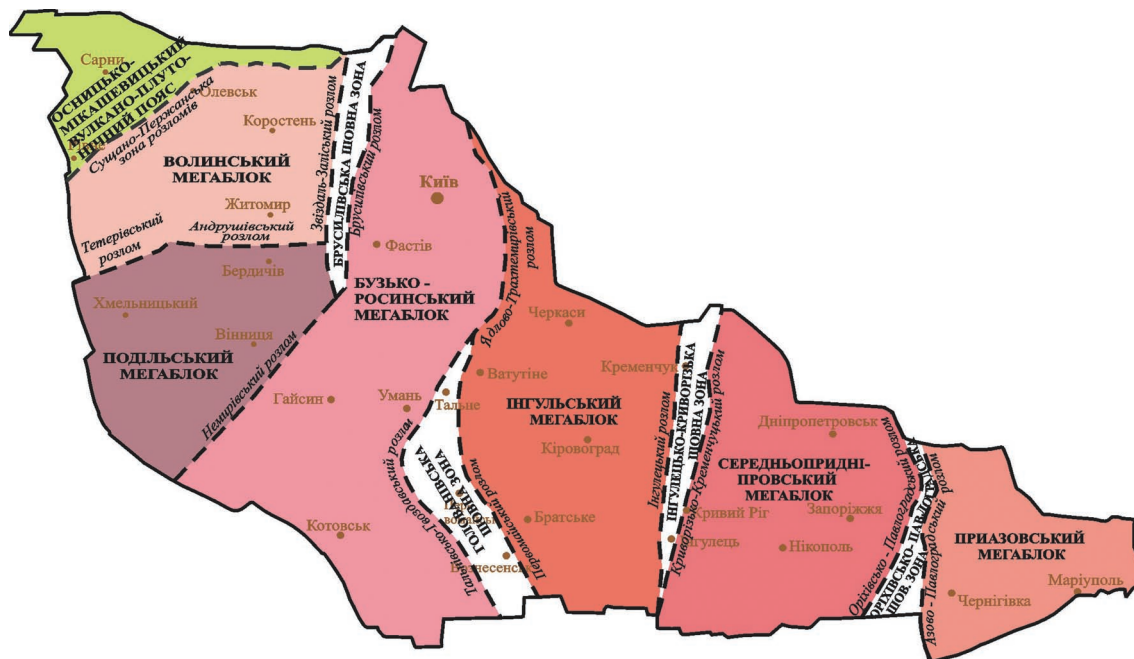


Рис. 5. Схема геотектонічного районування фундаменту УЩ, яка пропонується для офіційного затвердження

2. Аналіз схем геотектонічного районування УЩ, які запропонували різні автори, показав, що наразі найбільше обґрунтованою є схема, яка поєднує в собі шість мегаблоків: Волинський, Побузський, Бузько-Росинський, Інгульський, Середньопридніпровський і Приазовський; Осницько-Мікашевицький вулканоплутонічний пояс і чотири міжмегаблокові шовні зони: Брусилівську, Голованівську, Ігулецько-Криворізьку та Оріхівсько-Павлоградську. Ця схема геотектонічного районування пропонується до офіційного затвердження НСК України й Міжвідомчим тектонічним комітетом України як єдина основа для стратиграфічних і тектонічних побудов під час проведення регіональних геологічних і різноманітних наукових досліджень на УЩ.

ЛІТЕРАТУРА

1. Безвинний В. П. Структурно-тектонічне районування західної частини Українського щита//Мінеральні ресурси України. – 2005. – № 4. – С. 29–30.
2. Геология и металлогения докембрия Украинского щита. Комплект карт (геологическая, геологических формаций, метаморфических фаций, разломно-блоковой тектоники, геохимическая и металлогеническая). Масштаб 1:1000000. Объяснительные записки. Книга 1/[Галецкий Л. С., Горлицкий Б. А., Кишнис Л. А. и др.] – К., 1984. – 150 с.
3. Геолого-геоэлектрическая модель Орехово-Павлоградской шовной зоны Украинского щита/[Азаров Н. Я., Анциферов А. В., Шеремет Е. М. и др.], под ред. А. В. Анциферова. – Киев: Наукова думка, 2005. – 190 с.
4. Геолого-геоэлектрическая модель Криворожско-Кременчугской шовной зоны Украинского щита/[Азаров Н. Я., Анциферов А. В., Шеремет Е. М. и др.], под ред. А. В. Анциферова. – Киев: Наукова думка, 2006. – 1997 с.
5. Геофизическая модель Голованевской шовной зоны Украинского щита/[Анциферов А. В., Шеремет Е. М., Глевасский Е. Б. и др.], под ред. А. В. Анциферова. – Донецк: Изд-во “Вебер” (Донецкое отделение), 2008. – 308 с.
6. Геолого-геофизическая модель Немировско-Кочеревской шовной зоны Украинского щита/[Анциферов А. В., Шеремет Е. М., Есипчук К. Е. и др.], под ред. А. В. Анциферова. – Донецк: Изд-во “Вебер” (Донецкое отделение), 2009. – 253 с.
7. Глевасский Е. Б., Каляев Г. И. Тектоника докембрия Украинского щита//Мінералогічний журнал. – 2000. – Т. 22, № 2/3. – С. 77–91.
8. Державна геологічна карта України. М-б 1:200000. Центральноукраїнська серія. Аркуш М-36-XXXI (Первомайськ)/[Клочков В. М., Білінська Я. П., Веклич Ю. М. та ін.]. – К.: Держ. ком. природн. ресурсів України, УкрДГПР, 2004. – 175 с.

9. Державна геологічна карта України. М-б 1:200000. Центральноукраїнська серія. Аркуш L-1 (Любашівка)/[Шварц Г. А., Філатова Л. С., Іванов А. І. та ін.]. – К.: Міністерство охорони навкол. природн. середовища України, Держгеолслужба, Причорномор. держ. регіон. геол. підприємство, 2007. – 144 с.

10. Дранник А. С., Костенко М. М., Есипчук К. Ю. та ін. Геолого-структурне районування Українського щита для уточнення стратиграфічної кореляції докембрійських утворень//Мінеральні ресурси України. – 2003. – № 1. – С. 26–29.

11. Звіт про науково-дослідну роботу “Вивчення геологічної будови України. Т. 1. Комплексна тривимірна геофізична модель літосфери Українського щита і регіональний прогноз корисних копалин”/[Старостенко В. І., Гінтов О. Б., Пашкевич І. К. та ін.]. – К.: УкрДГПР, 2009. – 454 с.

12. Єнтін В. А., Шимків Л. М. Щодо геофізичної обґрунтованості мегаблокового принципу районування для стратиграфічної кореляції докембрійських утворень Українського щита//Мінеральні ресурси України. – 2004. – № 1. – С. 12–13.

13. Єнтін В. А. Геофізична основа Тектонічної карти України масштабу 1:1 000 000//Геофизический журнал. – № 1. – Т. 27. – 2005. – С. 74–84.

14. Каляев Г. И., Крутиховская З. А., Рябенко В. А. и др. Тектоника раннего докембрия Украинского щита//Региональная тектоника раннего докембрия СССР. – Л.: Наука, 1980. – С. 18–32.

15. Каляев Г. И., Глевасский Е. Б., Димитров Г. Х. Палеотектоника и строение земной коры докембрійської железорудной провинции Украины. – Киев: Наукова думка, 1984. – 240 с.

16. Кирилюк В. П., Смоголюк А. Г. Об основных элементах этажно-блоковой структуры Украинского щита//Геологічний журнал. – 1993. – № 3. – С. 54–69.

17. Кирилюк В. П. Тектоническое районирование Украинского щита как основа составления легенд Центральноукраинской серии листов Госгеолкарты-200//Тез. доп. I Наук.-вироб. наради геологів-зйомщиків України “Регіональні геологічні дослідження в Україні і питання створення Держгеолкарти-200”. – Київ, 2001. – С. 49–52.

18. Кирилюк В. П., Лисак А. М., Веліканов В. А. Основні риси ранньодокембрійської тектоники Українського щита//Мінеральні ресурси України. – 2003. – № 4. – С. 8–12.

19. Кирилюк В. П. Про районування та так звані “шовні зони” фундаменту Українського щита (стосовно деяких останніх рішень ранньодокембрійської секції НСК України//Мінеральні ресурси України. – 2004. – № 4. – С. 27–32.

20. Кирилюк В. П. Тектонічна карта України. Масштаб 1:1 000 000. Частина II. Тектоніка фундаменту Українського щита. Масштаб 1:2000000. Пояснювальна записка. – К.: УкрДГПР, 2007. – 78 с.

21. Клочков В. М., Шевченко А. М., Клочков С. В. Тектонический анализ как основа совершенствования действующей хроностратиграфической корреляционной схемы раннего докембрия Украинского щита//Мінеральні ресурси України. – 2009. – № 2. – С. 29–36.

22. Кореляційна хроностратиграфічна схема раннього докембрію Українського щита. Пояснювальна записка. – К.: УкрДГРІ, НСК України, 2004. – 30 с.

23. *Костенко М. М., Дранник А. С., Шутенко Л. М., Гейченко М. М.* Типи міжблокових шовних зон Українського щита//Сучасний стан і задачі розвитку регіональних геологічних досліджень: Матеріали III наук.-вироб. наради геологів-зіомщиків України (Рівне, 8–12 вересня 2005 р.). – К., 2005. – С. 147–152.

24. *Костенко М. М., Гейченко М. В.* Щодо границі Волинського і Дністровсько-Бузького мегаблоків Українського щита//Мінеральні ресурси України. – 2009. – № 2. – С. 22–28.

25. *Костенко М. М.* Тектонічна будова фундаменту Бузько-Росинського мегаблока Українського щита//Геологічний журнал. – 2010. – № 4. – С. 48–57.

26. *Костенко М. М.* Геологічна будова, магматизм та геодинаміка докембрію західної частини Українського щита: Автореф. дис. д-ра геол. наук: 04.00.01 “Загальна та регіональна геологія”. – К., 2012. – 40 с.

27. *Костенко М. М., Аврамець В. М., Шутенко Л. М.* та ін. Тектоніка докембрійського кристалічного фундаменту Білоцерківсько-Одеської структурно-формаційної зони//Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2015. – № 4.

28. Національний стратиграфічний комітет України. Ранньодокембрійська секція. Рішення//Мінеральні ресурси України. – 2003. – № 4. – С. 3–4.

29. *Рябенко В. А.* Основные черты тектонического строения Украинского щита. – Киев: Наукова думка, 1970. – 128 с.

30. Тектонічна карта України. Масштаб 1:1 000 000. Пояснювальна записка. Частина 1/[Круглов С. С., Арсірій Ю. О., Великанов В. Я. та ін.]. – К.: УкрДГРІ, 2007. – 96 с.

31. *Усенко І. С., Шербаков І. Б., Сироштан Р. І.* та др. Метаморфізм Українського щита. – Киев: Наукова думка, 1982. – 308 с.

32. *Шербаков І. Б.* Петрологія Українського щита. – Львов: ЗУКЦ, 2005. – 366 с.

REFERENCES

1. *Bezvyunyi V. P.* Structural-tectonic zoning of western part of the Ukrainian shield//Mineralni resursy Ukrainy. – 2005. – № 4. – P. 29–30. (In Ukrainian).

2. Geology and metallogeny of Precambrian of the Ukrainian shield. Cards set (geology, geological formations, metamorphic facies, fault-block tectonics, geochemical and metallogenetic). Scale 1:1 000 000. Explanatory notes. Book 1/[Haletskiy L. S., Horlytskyi B. A., Kypnys L. A. i dr.] – Kiev, 1984. – 150 p. (In Russian).

3. Geological geoelectric model of the Orekhov-Pavlograd suture zone of the Ukrainian shield/[Azarov N. Ja., Anciferov A. V., Sheremet E. M. i dr.], pod red. A. V. Anciferova. – Kyiv: Naukova dumka, 2005. – 190 p. (In Russian).

4. Geological geoelectric model of the Krivoy Rog-Kremenchug suture zone of the Ukrainian shield/[Azarov N. Ja., Anciferov A. V., Sheremet E. M. i dr.], pod red. A. V. Anciferova. – Kyiv: Naukova dumka, 2006. – 199 p. (In Russian).

5. Geophysical model of Golovanevsk suture zone of the Ukrainian shield/[Anciferov A. V., Sheremet E. M., Glevasskij E. B. i dr.], pod red. A. V. Anciferova. – Doneck: izdatelstvo “Veber” (Doneckoe otделение), 2008. – 308 p. (In Russian).

6. Geological and geophysical model of Nemirov-Kocherev suture zone of the Ukrainian shield/[Anciferov A. V., Sheremet E. M., Esipchuk K. E. i dr.], pod red. A. V. Anciferova. – Doneck: izdatelstvo “Veber” (Doneckoe otделение), 2009. – 253 p. (In Russian).

7. *Glevasskij E. B., Kaljaev G. I.* Precambrian tectonics of the Ukrainian Shield//Mineralohichnyi zhurnal. – 2000. – Vol. 22. – № 2/3. – P. 77–91. (In Russian).

8. State geological map of Ukraine. Scale 1:200000. Central noukrayins'ka seriya. Arkush M-36-XXXI (Pervomaysk)/[Klochkov V. M., Bilynska Ya. P., Veclych Yu. M. ta in.]. – Kyiv: Derzh. kom. pryrodn. resursiv Ukrainy, UkrDHRI, 2004. – 175 p. (In Ukrainian).

9. State geological map of Ukraine. Scale 1:200000. Central noukrayins'ka seriya. Arkush L-I (Lyubashivka)/[Shvarts H. A., Filatova L. S., Ivanov A. I. ta in.]. – K.: Ministerstvo ohorony navkol. pryrodn. seredovishcha Ukrainy, Derzhheolsluzhba, Prychoronom. derzh. rehion. heol. pidprijemstvo, 2007. – 144 p. (In Ukrainian).

10. *Drannyk A. S., Kostenko M. M., Yesypchuk K. Yu.* та in. Geological and structural zoning of the Ukrainian Shield for improving of the stratigraphic correlation of Precambrian formations//Mineralni resursy Ukrainy. – 2003. – № 1. – P. 26–29. (In Ukrainian).

11. Report on the research work “The study of the geological structure of Ukraine. – Vol. 1. A comprehensive three-dimensional geophysi-

cal model of the lithosphere of the Ukrainian Shield and regional estimation of mineral resources”/[Starostenko V. I., Hintov O. B., Pashkevych I. K. та in.]. – Kyiv: UkrDHRI, 2009. – 454 p. (In Ukrainian).

12. *Yentiv V. A., Shymkiv L. M.* Regarding the validity of geophysical megablock zoning principle for stratigraphic correlation of Precambrian formations of the Ukrainian shield//Mineralni resursy Ukrainy. – 2004. – № 1. – P. 12–13. (In Ukrainian).

13. *Yentiv V. A.* Geophysical basis of tectonic map of Ukraine in scale 1:1 000 000//Geofizicheskij zhurnal. – № 1. – Vol. 27. – 2005. – P. 74–84. (In Ukrainian).

14. *Kaljaev G. I., Krutihovskaja Z. A., Ryabenko V. A.* Early Precambrian tectonics of the Ukrainian Shield//Early Precambrian regional tectonics of the USSR. – Leningrad: Nauka, 1980. – P. 18–32. (In Russian).

15. *Kaljaev G. I., Glevasskij E. B., Dimitrov G. H.* Paleotectonics and structure of Earth crust in Precambrian iron ore province of the Ukraine. – Kyiv: Naukova dumka, 1984. – 240 p. (In Russian).

16. *Kyrylyuk V. P., Smoholiuk A. H.* About the main elements of the level-block structure of the Ukrainian shield//Heolohichnyi zhurnal. – 1993. – № 3. – P. 54–69. (In Russian).

17. *Kyrylyuk V. P.* Tectonic zoning of the Ukrainian shield as a basis for forming the legends to the Central Ukrainian part of the State Geological Map-200//Tez. dop. I Nauk.-vyrob. narady heol.-ziomshchykiv Ukrainy “Rehionalni heolohichni doslidzhenia v Ukraini i pytannia stvorennia Derzhheolkarty-200”. – Kyiv, 2001. – P. 49–52. (In Russian).

18. *Kyrylyuk V. P., Lysak A. M., Velikanov V. A.* The main features of the Early Precambrian tectonics of the Ukrainian shield//Mineralni resursy Ukrainy. – 2003. – № 4. – P. 8–12. (In Ukrainian).

19. *Kyrylyuk V. P.* About zoning and so-called “suture zones” of basement of the Ukrainian Shield (regarding some recent solutions of Early Precambrian NSC Ukraine sections//Mineralni resursy Ukrainy. – 2004. – № 4. – P. 27–32. (In Ukrainian).

20. *Kyrylyuk V. P.* Tectonic map of Ukraine. Scale 1:1 000 000. Part II. Tectonics of basement of the Ukrainian Shield. Scale 1:2 000 000. Explanatory note. – Kyiv: UkrDHRI, 2007. – 78 p. (In Ukrainian).

21. *Klochkov V. M., Shevchenko A. M., Klochkov S. V.* Tectonic analysis as a basis for improving the existing chronostratigraphic correlation schemes of Early Precambrian of the Ukrainian Shield//Mineralni resursy Ukrainy. – 2009. – № 2. – P. 29–36. (In Russian).

22. Stratigraphic correlation diagram of Precambrian of Ukrainian Shield. Explanatory note. Kyiv: UkrDHRI, NSK Ukrainy, 2004. – 30 p. (In Ukrainian).

23. *Kostenko M. M., Drannyk A. S., Shutenko L. M., Heichenko M. M.* Type of suture zones of the Ukrainian Shield//Suchasnyi stan i zadachi rozvytku rehionalnyh heolohichnyh doslidzhen: Materialy III nauk.-vyrob. narady heolohiv-ziomshchykiv Ukrainy (Rivne, 8–12 veresnia 2005 r.). – Kyiv, 2005. – P. 147–152. (In Ukrainian).

24. *Kostenko M. M., Heichenko M. V.* Regarding border of Volyn and Dniester-Bug megablocks of the Ukrainian Shield//Mineralni resursy Ukrainy. – 2009. – № 2. – P. 22–28. (In Ukrainian).

25. *Kostenko M. M.* Tectonic structure of basement of Bug-Rosynsk megablock of Ukrainian Shield//Heolohichnyi zhurnal. – 2010. – № 4. – P. 48–57. (In Ukrainian).

26. *Kostenko M. M.* Geological structure, magmatism and geodynamics of Precambrian of western part of the Ukrainian shield: Avtoref. dys. na zdobuttia nauk. stupenia doktora heol. nauk: 04.00.01 “Zahalna ta rehionalna heolohiia”. – Kyiv, 2012. – 40 p. (In Ukrainian).

27. *Kostenko M. M., Avramets V. M., Shutenko L. M.* та in. Tectonics of Precambrian crystalline basement of Bilotserkiv-Odessa structural zone//Zbirnyk naukovykh prats UkrDHRI. – 2015. – № 4. (In Ukrainian).

28. Stratigraphic National Committee of Ukraine. Early Precambrian section. Solutions//Mineralni resursy Ukrainy. – 2003. – № 4. – P. 3–4. (In Ukrainian).

29. *Ryabenko V. A.* Main features of the tectonic structure of the Ukrainian Shield. – Kyiv: Naukova dumka, 1970. – 128 p. (In Russian).

30. Tectonic map of Ukraine. Scale 1:1 000 000. Explanatory note. Part 1/[Kruhlov S. S., Arsiiriy Yu. O., Velicanov V. Ya. та in.]. – Kyiv: UkrDHRI, 2007. – 96 p. (In Ukrainian).

31. *Usenko I. S., Shherbakov I. B., Siroshtan R. I.* Metamorphism of Ukrainian Shield. – Kyiv: Naukova dumka, 1982. – 308 p. (In Russian).

32. *Shherbakov I. B.* Petrology of Ukrainian Shield. – Lvov: ZUKC, 2005. – 366 p. (In Russian).

Рукопис отримано

УДК 622.324:553.983

І. О. КАРПЕНКО, директор "Petroply Research and Consulting", i.kaprenko@petroply.com

М. А. ЗАХАРЧЕНКО, завідувач лабораторії інженерної екології (УкрНДІЕП), м. Харків, Україна, zakhar2009@meta.ua

Д. Ю. СЕРЕДИНСЬКИЙ, інженер з технології видобутку нафти й газу ("Arab Energy Alliance UA"), dima.seredynsky@gmail.com

МЕНЕДЖМЕНТ ВОДНИХ РЕСУРСІВ У КОНТЕКСТІ ОСВОЄННЯ ПРОГНОЗНИХ РЕСУРСІВ ВУГІЛЬНОГО МЕТАНУ НА ПРИКЛАДІ ПАВЛОГРАДСЬКО-ПЕТРОПАВЛІВСЬКОЇ ПЛОЩІ

Дослідження орієнтовано на пошук оптимальних рішень щодо водозабезпечення й утилізації забруднених вод у вугільних басейнах. Розглянуто питання очищення й утилізації шахтних і супутніх добувних пластових вод, а також забезпечення водними ресурсами технологічних процесів освоєння ресурсів вугільного метану.

Запропоновано стратегію освоєння ресурсів вугільного метану на прикладі Павлоградсько-Петропавлівської площі Донецького вугільного басейну (Україна). За результатами математичного моделювання було визначено технологічні параметри рідин гідророзриву пласта (ГРП) для щільних і природно-тріщинуватих вугільних пластів. Розраховано щорічні обсяги води, необхідні для виконання стратегій освоєння ресурсів вугільного метану. Запропоновано забезпечити процеси буріння та ГРП водою із шахт ділянки досліджень. Для очищення пластової води, шахтних вод і забруднених технологічних рідин запропоновано використовувати біоінженерні очисні споруди.

Ключові слова: вугільний метан, освоєння, буріння, ГРП, управління водними ресурсами, водовикористання, шахтна вода, утилізація, Україна, Донбас, біоінженерні очисні споруди.

I. Karpenko, director of "Petroply Research and Consulting", i.kaprenko@petroply.com, **M. Zakharchenko**, PhD, Head of Laboratory at "Ukrainian Scientific Research Institute of Ecological Problems", zakhar2009@meta.ua, **D. Seredynskyi**, petroleum engineer at "Arab Energy Alliance UA", dima.seredynsky@gmail.com

WATER RESOURCES MANAGEMENT IN COALBED METHANE PRODUCTION ON THE EXAMPLE OF PAVLOGRADSKO-PETROPAVLIVSKA AREA

The study focused on the search for optimal solutions for water supply and disposal of contaminated water in the coal basins. The study examined the problem of treatment and disposal of mine water, the issue of water management in coalbed methane production and treatment and disposal of produced associated water.

The study proposes a strategy for the development of coalbed methane resources on the example of Pavlogradsko-Petropavlivska area in Donets Coal Basin (Ukraine). The proposed strategy include drilling low-cost vertical wells with a dominant share of the depths from 400 to 600 meters and the use of low-cost well completion technologies available in Ukraine. The surface of study area is mainly represented by flat agricultural fields which enables the construction of numerous drilling pads for 240 vertical wells. Total number of required hydrofracturing operations is 1 250.

Economic feasibility of coalbed methane production associated with naturally fractured zones which are associated with numerous tectonic faults within the area. Technological parameters of fluids were determined for hydrofracturing in tight and naturally fractured coal beds according to the results of mathematical modeling.

We calculated the annual volume of water required for the implementation of strategies for the development of coalbed methane resources.

Research include proposal to supply the water from mines to the drilling and hydraulic fracturing operations. Mineral composition and volumes of mine water meet the water requirements for the preparation of the drilling fluid and fracturing fluid.

Minimum and maximum volumes of associated water were estimated for proposed strategy of coal bed with methane resources development. Study include proposal to use the constructed wetlands for purification of the produced associated reservoir water, mine water and contaminated drilling and fracturing fluids within the area. Numerous ravines within the area makes usage of constructed wetlands a low-cost and cost-effective method for water purification.

Keywords: coalbed methane, development, drilling, hydraulic fracturing, water resources management, water usage, mine water utilization, Ukraine, Donbass, constructed wetlands.

Опис проблеми. Активний видобуток нетрадиційних вуглеводнів спричинив дефіцит водних ресурсів у багатьох нафтогазоносних басейнах США, що призвело до технологічних і економічних складнощів. Утримати інтенсивність освоєння ресурсів на попередньому рівні вдалося тільки тим компаніям, які змогли пристосуватися до нових умов, адже вартість використання водних ресурсів зросла в рази. Прогнозні ресурси вуглеводнів нетрадиційного типу в межах Східного нафтогазоносного регіону України дають змогу

очікувати на подібну інтенсивність використання водних ресурсів у період їх інтенсивного освоєння.

Обсяги нещодавно оцінених прогнозних ресурсів важкодобувних вуглеводнів на території України дадуть можливість в найближчі десятиліття активно освоювати й видобувати ці ресурси.

Протягом останніх двох десятиліть інтенсивне вдосконалення технології ГРП і значне поліпшення результатів її застосування привело до збільшення обсягів її використання. Подібну тенденцію варто очікувати й в майбутньому.

Аналіз еволюції технологій, методів і менеджменту індустрії видобутку нетрадиційних вуглеводнів у США, аналіз

помилки і складнощів, з якими стикнулися численні добувні та сервісні компанії протягом останніх десятиліть, дають нам безцінну можливість робити висновки та заздалегідь корегувати алгоритм освоєння й видобутку власних ресурсів.

Команда компанії “Петроплай Рісерч і Консалтинг” спільно з українськими й іноземними експертами спрогнозувала обсяги водовикористання в контексті освоєння прогнозних ресурсів нетрадиційного газу в межах Харківської й Донецької областей до 2040 року [11]. Проте у згаданому дослідженні розглянуто аспекти водовикористання під час освоєння традиційних родовищ і родовищ газу щільних колекторів, які прогноуються в межах Харківської й Донецької областей. Видобуток вугільного метану супроводжується значним видобутком супутньої пластової води і в результаті викликає зворотну проблему – утилізації значних обсягів води. Отже, було вирішено виконати дослідження щодо аспектів водовикористання під час освоєння ресурсів вугільного метану.

Мета роботи. Дослідження орієнтовано на вивчення проблемних аспектів майбутнього використання водних ресурсів у контексті освоєння прогнозних ресурсів вугільного метану, проте для отримання очікуваних результатів знадобилося детально вивчити безліч суміжних деталей, тенденції й особливості регіону.

Головна мета дослідження є оцінка щорічних обсягів водних ресурсів, потрібних для освоєння метану вугільних пластів у межах ділянки досліджень і визначення джерел для покриття прогнозного споживання.

У процесі досягнення вищезазначеної мети виникла необхідність дослідити суміжні питання:

- стратегію освоєння ресурсів вугільного метану в межах ділянки досліджень;
- визначення технологічних параметрів гідророзриву пласта;
- прогноз щорічних обсягів супутньої добувної пластової води.

Результати вивчення вищезазначених проблем потрібні для того, щоб інформувати керівництво державних установ, добувних і сервісних компаній і впливати на прийняття ним у майбутньому обґрунтованих рішень щодо використання водних ресурсів на потреби нафтогазодобувної промисловості.

Прогнозні ресурси вугільного метану. На сьогодні в Державному балансі корисних копалин України запаси, перспективні та прогнозні ресурси вуглеводнів (категорії С1, С2, Д лок. та Д2) у межах ділянки досліджень не обліковано. Проте фахівці УкрНДІгаз, УкрНДМІ й ДРГП “Донецькгеологія” [6] оцінили прогнозні ресурси метану вугільних пластів на досліджуваній території. Запаси вугільного метану за загальної площі 1 193 км² (підрахункова площа 861,6 км²), метаноємності вугільних пластів 10 м³/т, щільності геологічних

запасів робочих і неробочих вугільних пластів 62,0 млн м³/км² становлять 53,42 млрд м³[6].

Ділянка досліджень та попередні роботи. Ділянка досліджень розміщена на південному крилі Дніпровсько-Донецької западини, у зоні зчленування з Українським кристалічним щитом і південною зоною дрібної складчастості Донбасу, у межах Новомосковсько-Петропавлівської монокліналі [6]. Оpubліковано роботу щодо перспектив освоєння ресурсів газу. У ній наведено геолого-промислові показники, які дають змогу розглядати цю площу як перспективну для подальшого вивчення [6]. Ми використали геолого-промислові дані, наведені у вищезгаданій публікації.

Шахтна вода. Формування вугленосних відкладів супроводжується утворенням вуглеводневих газів у процесі метаморфізму вугілля, а також утратою еластичних і фільтраційно-емісійних властивостей. Природна тріщинуватість чи штучна тріщинуватість, утворена в процесі ГРП, призводить до інтенсивної фільтрації пластових вод до свердловини. Очевидно, що ці води подібні шахтним водам цього регіону (табл. 1). У табл. 2 наведено дані з декількох родовищ вугільного метану в США щодо обсягів добувної пластової води, що надходить до добувних свердловин по системі тріщин разом з ВВ газом.

Запропонована стратегія й технологія освоєння прогнозних ресурсів вугільного метану. Спираючись на практику північноамериканських компаній щодо технологій видобутку вугільного метану й наявність обладнання для здійснення буріння й інтенсифікації видобутку методом ГРП, запропоновано нижченаведену стратегію освоєння прогнозних ресурсів вугільного метану в межах перспективних ділянок СВМ1 та СВМ2 (рис. 1). У зв’язку з високою вартістю конструювання горизонтальних свердловин, ринковою вартістю метану й інвестиційним кліматом регіону досліджень, запропоновано освоювати прогнозні ресурси вугільного метану, пробурюючи велику кількість вертикальних свердловин з виконанням декількох ГРП у кожній свердловині відповідно до кількості перспективних вугільних горизонтів. Викладену вище стратегію обрала компанія “Pioneer Natural Resources”, оператор родовища вугільного метану в нафтогазоносному басейні Рентон (штат Колорадо, США). Загальна кількість винятково вертикальних свердловин – 2400 (горизонтальні не бурилися), а щоденний показник видобутку – 5,663 млн м³ метану (200 млн фт³) [9]. Глибини залягання газоносних вугільних пластів варіюють у межах 150–1 100 м, а їх товщина – 0,3–2,5 м.

Об’єми води, необхідні для виконання технологічних операцій освоєння й видобутку. Процес конструювання свердловин неможливий без залучення значних обсягів водних ресурсів. Особливої уваги та ефективного менеджменту водних ресурсів потребують регіони з освоєння важкодобув-

Таблиця 1. Характеристика шахтних вод розглянутого регіону

Назви шахт	Шахтні води (за даними на 2013 р),				
	Відкачано, тис. м ³ /рік	Якісний склад шахтних вод, мг/л			
		Завислі речовини	Нафто-продукти	БСК ₅	Сухий залишок
“Павлоградська”	1038	23	0,78	5,4	4 600
“Благодатна”	4078	59	0,8	5,6	18 900
“Західнодонбаська”	101,5	72	0,7	5,5	30 600
“Тернівська”	3369	64	0,63	7,6	4 600
ім. Героїв Космосу	101,2	54	0,66	6,1	16 900

Таблиця 2. Водні фактори та середні об’єми добувної супутньої пластової води на родовищах вугільного метану в США [10]

Газоносна вугільна формація (родовище)	Black Warrior	Powder River	Raton	San Juan	Uinta
Водний фактор, м ³ води/1 000 м ³ газу	3,1	15,455	7,5308	0,17422	2,3604
Середній щоденний видобуток води на одну свердловину, м ³	9,22	63,59	42,29	3,97	34,18

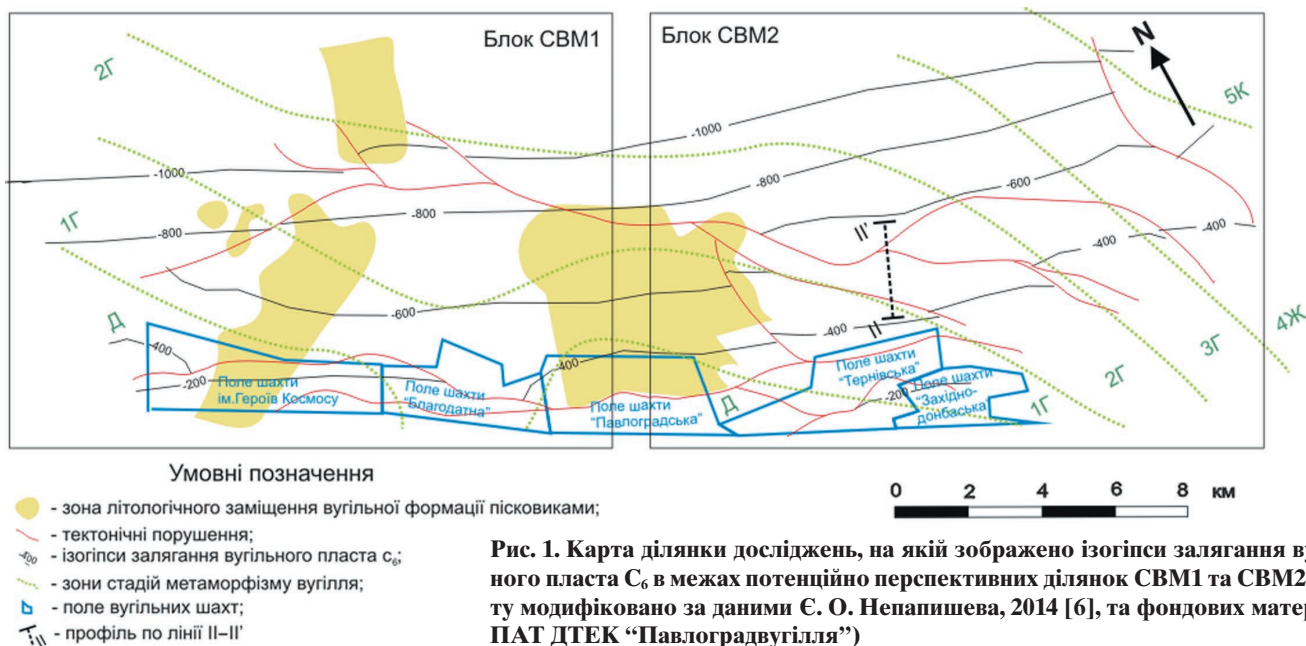


Рис. 1. Карта ділянки досліджень, на якій зображено ізопіси залягання вугільного пласта С₆ в межах потенційно перспективних ділянок СВМ1 та СВМ2 (карту модифіковано за даними Є. О. Непашішева, 2014 [6], та фондів матеріалів ПАТ ДТЕК «Павлоградвугілля»)

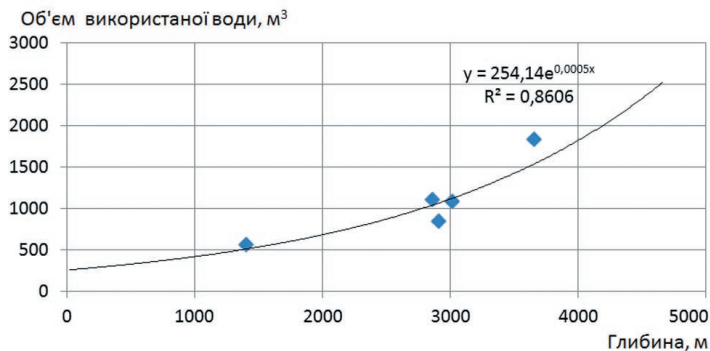


Рис. 2. Залежність обсягу використаної води на технічні потреби буріння від фактичної глибини вибою вертикальної свердловини на прикладі свердловин у Харківській області

них вуглеводнів. Щодо нафтогазоносних басейнів на території України, то залучення необхідних обсягів водних ресурсів у технологічні процеси нафтогазодобувної промисловості ніколи не викликало складнощів і додаткової уваги. Очевидно, це пов'язано з тим, що переважна більшість свердловин в Україні – вертикальні, дефіциту водних ресурсів не існує, а освоєння свердловин технологією ГРП не є загальноприйнятим методом інтенсифікації і виконується періодично на віддалених одна від одної площах. Ми спрогнозували об'єми води, потрібні для виконання бурових робіт та численних ГРП у межах ділянки досліджень.

Водовикористання на потреби ГРП. Моделювання ГРП.

Для визначення зони фільтрації газу до свердловин, оптимальної в'язкості рідини ГРП, достатньої ширини розкритих тріщин ми скористалися математичним моделюванням процесу ГРП. Математичний алгоритм розробила наукова група Аберістутського університету (Уельс, Великобританія). Алгоритм використовує модель розвитку тріщин РКН. Вхідні параметри для моделювання було використано з реальних свердловин (табл. 2), розміщених у межах Західного Донбасу. Дані відтворюють реальні механічні, петрофізичні, термобаричні характеристики та геологічні умови залягання вугільних пластів двох типів: *нетріщинуватий вугільний пласт* і *природно-тріщинуватий вугільний пласт*. Проектування кожного окремого ГРП у реальних геологічних

умовах для кожної окремої свердловини потребує індивідуального моделювання й проектування. Мета цього моделювання – визначення зон фільтрації, оптимальних об'ємів рідини ГРП і її в'язкості. Коефіцієнт проникності вугільних шарів у межах ділянки досліджень варіює від 0,13 до 0,25 мД [6], проте для моделювання ми обрали такі величини: 1 мД для *нетріщинуватого вугільного пласта* та 50 мД для *природно-тріщинуватого вугільного пласта*. Природна тріщинуватість вугільних пластів характеризується тектонічним парагенезисом. Зони ймовірного поширення таких пластів наведено на рис. 3 та 5.

Результати моделювання наведено на рис. 3. Обидва 2Д графіки на рис. 3 відображують результати моделювання ГРП з різними рідинами, які відрізняються значеннями в'язкості: 1, 10, 50, 100, 200 сП. Було визначено оптимальні значення в'язкості рідини для виконання ГРП у обох типах вугільних пластів – 20–0 сП. Проте варто зауважити, що природно-тріщинуваті вугільні пласти можуть характеризуватися проникністю до 1000 мД, що потребує індивідуального підходу до інтенсифікації таких горизонтів. Найоптимальніші результати моделювання процесу розширення тріщини в процесі ГРП наведено у вигляді 3Д графіків на рис. 3. Результати моделювання вказали на те, що ефективність проведення ГРП у «нетріщинуватих» вугільних пластах буде значно вищою, адже коефіцієнт інфільтрації – нижчий, півдовжина тріщини – більша. Ефективність створеної при ГРП системи тріщин залежить від їх закріплення піскомпропантом. Результати моделювання також вказали на те, що рідина ГРП в'язкістю 200 сП достатньо, щоб транспортувати необхідну кількість пропанту в природно-тріщинуваті та нетріщинуваті типи покладів. На рис. 3 на нижніх двох 3Д графіках ширина утвореної тріщини біля стовбура свердловини буде більшою при 100 і 200 сП відповідно. Для вхідних параметрів було обрано об'єм рідини ГРП 80 м³, проте результати моделювання в природно-тріщинуватому пласті вказали на гостру необхідність значно збільшити цей об'єм до 200+ м³. Останнє твердження пояснюється тим, що півдовжина тріщини становить усього 50 м, а практичні відомості щодо успішно закріпленого пропанту під час ГРП становить усього 1/3 від півдовжини, тобто загальна довжина ефективної тріщини після ГРП при 80 м³ закачаної рідини становитиме всього 30 м. Перелічені

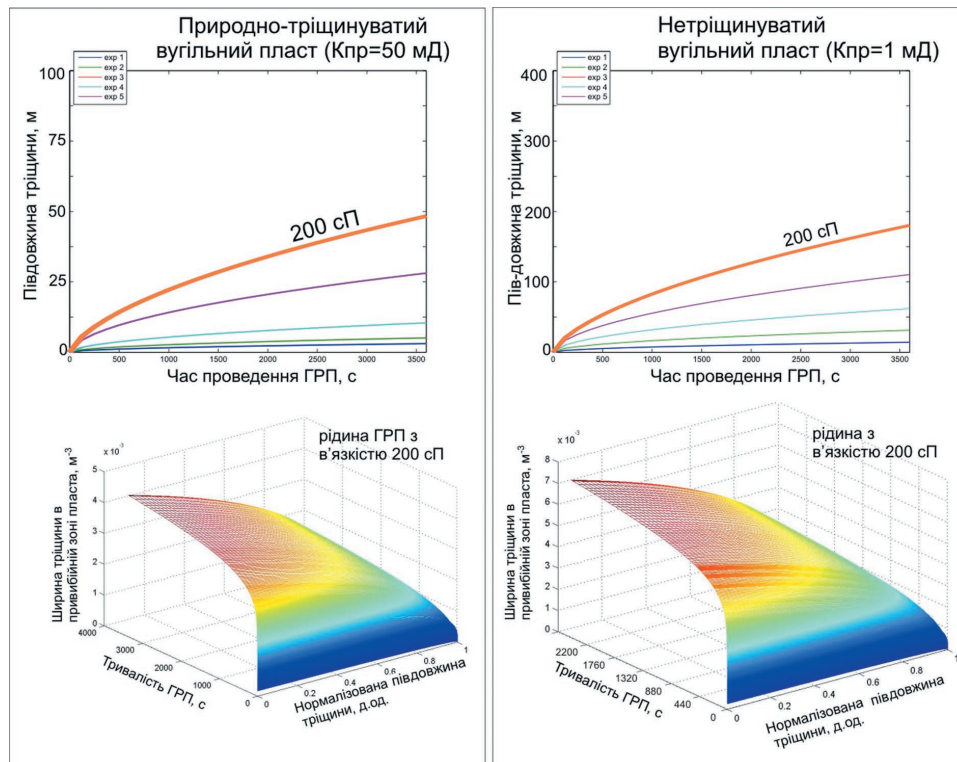


Рис. 3. Результати моделювання ГПП у нетріщинуватому (праворуч) та природно-тріщинуватому (ліворуч) вугільних пластах
 Верхні 2Д графіки відображують збільшення півдовжини тріщини в процесі проведення ГПП, а п'ятьом наведеним математичним залежностям відповідають рідини ГПП різної в'язкості: 1, 10, 20, 50, 100, 200 сП. Нижні 3Д графіки відображують розширення тріщини зі збільшенням її нормалізованої півдовжини впродовж виконання ГПП

факти підтверджують гостру необхідність збільшити рідини НРП до 200+ м³.

Твердження щодо точного визначення чи прогнозування радіусів фільтрації ВВ газу до свердловини – неприпустиме на цьому етапі вивчення ділянки досліджень. Грунтуючись на повторно інтерпретованих геолого-петрофізичних даних і висновках попередніх дослідників щодо промислових характеристик потенційно газонасних вугільних пластів ми прийняли умовні (максимально наближені до дійсних) значення радіусів фільтрації ВВ газу до вертикальної свердловини після проведення успішного ГПП.

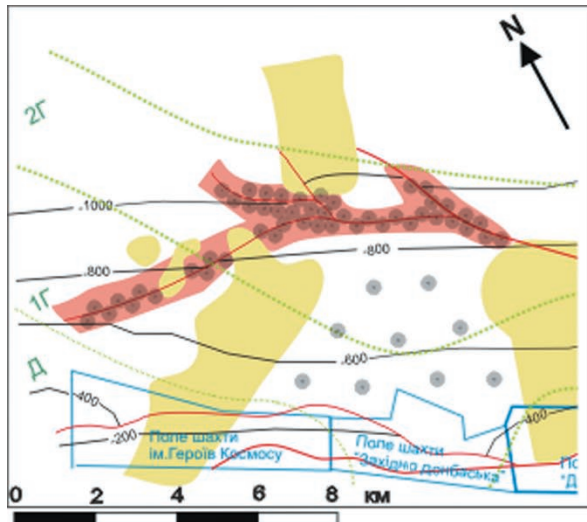
У межах перспективних ділянок СВМ1 і СВМ2 оконтурено зони ймовірної природної тріщинуватості й відповідно до них і прийнятих радіусів фільтрації свердловин було спроектовано сітки свердловин (рис. 4 і 6).

Запропонована стратегія освоєння ВВ ресурсів у межах ділянки СВМ1. Утілення в життя проектної стратегії видобутку вугільного метану в межах ділянки СВМ1 потребує залучення мобільного бурового станка для буріння свердловин завглибшки 1000 м на період в 56 місяців (4,6 року) з розрахунком – буріння однієї свердловини в місяць, тобто загальна кількість свердловин – 56. Поверхня в зоні розміщення проектних свердловин представлена здебільшого полями (див. рис. 10), тож, питання землевідводу не першочергове. Залучати сучасний мобільний “флот” для виконання ГПП необхідно в зв'язку з низькими фільтраційно-емісійними характеристиками вугільних пластів. Кількість і потужність насосних агрегатів – незначна, адже глибини залягання продуктивних горизонтів так само незначні. Прогнозний пластовий тиск не перевищує 10 МПа, а проектний тиск нагнітання рідини ГПП не перевищуватиме 15–16 МПа. Було обрано таку кількість: 5 ГПП-операцій у кожній свердловині відповідно до кількості

розкритих бурінням газонасних вугільних горизонтів. Таку ж кількість потенційно газонасних вугільних горизонтів наведено на геологічних профілях у попередніх опублікованих дослідженнях ділянки [6]. Оптимальні об'єми й параметри рідини ГПП і технологічні режими проведення ГПП було обрано відповідно до підтверджених статистичних даних щодо освоєння родовища вугільного метану в басейні Рентон (штат Колорадо, США) [9] й отриманих результатів моделювання. Згідно зі щорічними звітами компанії “Піонер Нейчурал Рісорсез”, рідини ГПП на вищезазначеному вугільному родовищі використовували пінного типу, утворені на 30 % з води (23 м³), а на 70 % – з азоту (переважні компоненти). Товщина окремих цільових вугільних горизонтів вищезазначеного родовища не перевищує 1,1 м, подібно як і в межах ділянки досліджень. Параметри рідин ГПП і ймовірних зон фільтрації свердловин було визначено за результатами математичного моделювання ГПП (рис. 3). Характеристики цільових вугільних горизонтів і властивості рідини, що їх ми використали в процесі здійснення ГПП, викладено в табл. 3. Загальна кількість операцій ГПП протягом 4,6 років у межах ділянки СВМ1 становить 280, тобто “флот” ГПП має виконувати операцію кожні шість днів.

Згідно зі спроектованими обсягами технологічних операцій було визначено щорічну потребу у водних ресурсах. У межах ймовірної зони розповсюдження природної тріщинуватості вугільні пласти містяться на глибинах 700–1050 м. Щорічні потреби у воді для виконання бурових і суміжних робіт у процесі буріння свердловин становитимуть 26,4 тис. м³. Для виконання прогнозованих обсягів ГПП необхідно залучати 8,4 тис. м³ щороку.

Запропонована стратегія освоєння ВВ ресурсів у межах ділянки СВМ2. Виконання проектної стратегії видобутку вугільного метану в межах ділянки СВМ2 потребує залучення двох мобільних бурових станків для буріння свердловин за-



- Умовні позначення
- - проектні свердловини із зоною фільтрації;
 - - зона заміщення вугільної формації пісковиками;
 - - тектонічні порушення;
 - - зона ймовірної природної тріщинуватості приурочена до тектонічних порушень;
 - - ізогіпси залягання вугільного пласта C_6 ;
 - - зони стадій метаморфізму вугілля;
 - - поле вугільних шахт;
 - - профіль по лінії II–II'

Рис. 4. Карта ймовірних зон природної тріщинуватості, приурочених до тектонічних порушень у межах ділянки СВМ1. На карту винесено проектні свердловини з відповідними їм зонами фільтрації

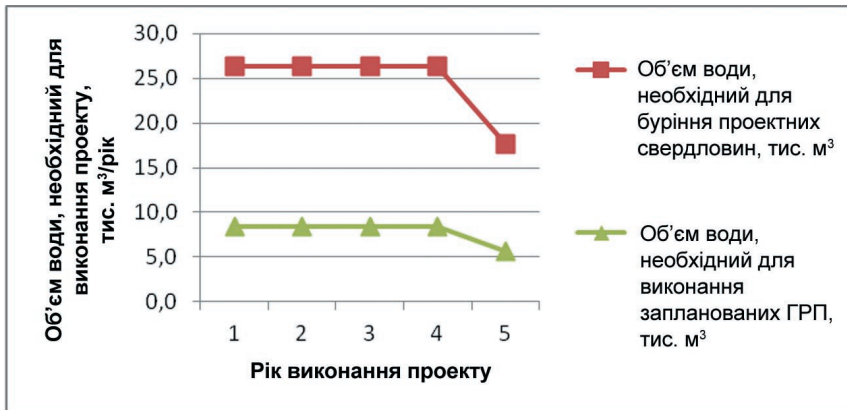
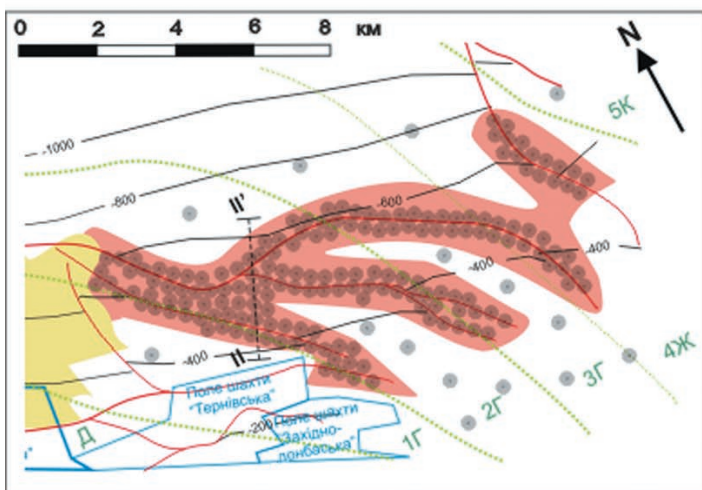
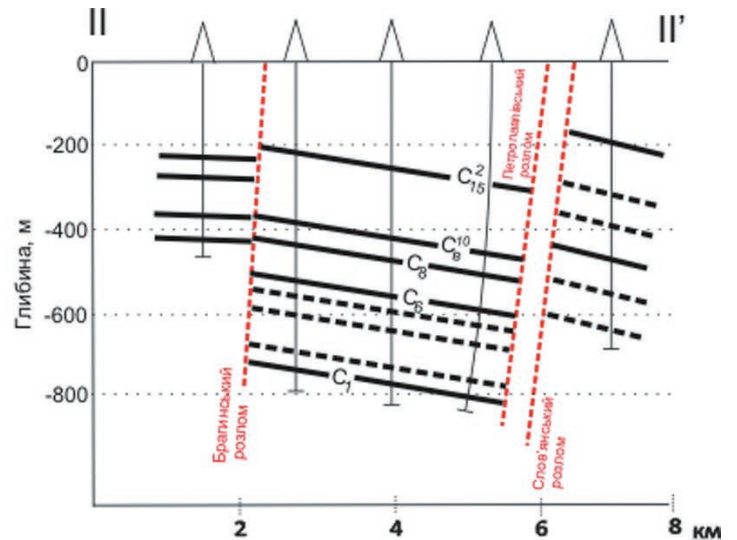


Рис. 5. Об'єми води, необхідні для виконання буріння й численних ГРП у межах ділянки СВМ1



Умовні позначення

- - проектні свердловини із зоною фільтрації;
- - зона літологічного заміщення вугільної формації пісковиками;
- - тектонічні порушення;
- - зона ймовірної природної тріщинуватості, приурочена до тектонічних порушень;
- - ізогіпси залягання вугільного пласта C_6 ;
- - зони стадій метаморфізму вугілля;
- - поле вугільних шахт;
- - профіль по лінії II–II'



- - тектонічні порушення;
- - вповнене залягання вугільних горизонтів;
- - неповнене залягання вугільних горизонтів;
- ▲ - проектні свердловини та їх траєкторії;

Рис. 6. Карта (ліворуч) ймовірних зон природної тріщинуватості, приурочених до тектонічних порушень у межах ділянки СВМ2. На карту винесено проектні свердловини із зонами фільтрації; геологічний профіль (праворуч) по лінії II–II' з нанесеними проектними свердловинами (профіль і карту побудовано за даними Є. О. Непишишева та ін., 2014 [6])

Таблиця 3. Вхідні дані для моделювання ГРП у нетріщинуватому вугільному пласті й природно-тріщинуватому вугільному пласті

Вхідні параметри	Нетріщинуватий вугільний пласт	Природно-тріщинуватий вугільний пласт
Коефіцієнт проникності, мД	1	50
Коефіцієнт пористості, %	3	3,3
Глибина покладу, м	600	600
Тиск нагнітання рідини ГРП, МПа	9	9
Пластовий тиск, МПа	6	6
Стисливість покладу, Па ⁻¹	2,851·10 ⁻⁴	2,942·10 ⁻⁴
Густина рідини ГРП без пропанту, г/см ³	1,05	1,05
Тривалість ГРП, с	3 600	2 200
Товщина покладу, м	1	1
Модуль Юнга, psi	2,71·10 ⁶	2,71·10 ⁶
Коефіцієнт Пуассона	0,34	0,34
Об'єм рідини для ГРП, м ³	80	80

Таблиця 4. Об'єми води, що подаються в ставки-накопичувачі в балках (в млн м³ за I кв. 2014 року)

Балка Таранова	Балка Свідовок	Балка Микуліна	Балка Косьмінна
3 992,668	3 065,385	271,303	16 205,7

вглибки від 500 до 800 м на період у 92 місяці (7,7 років) з розрахунком, що одна бурова бригада щомісяця завершуватиме буріння однієї свердловини. Загальна кількість проектних свердловин у межах ділянки СВМ2 становить 185. Поверхня в зоні розміщення проектних свердловин представлена здебільшого полями (див. рис. 10), тож, питання землевідводу не є першочергове. Кількість ГРП-операцій у кожній свердловині відповідає кількості прогнозних газоносних вугільних горизонтів і становить від 3 до 8 в кожній свердловині (рис. 6). Ми використали дані щодо прогнозних горизонтів з матеріалів попередніх досліджень цієї ділянки [6].

Освоєння свердловин цієї ділянки потребуватиме 2 ГРП флоти, щоб виконувати ГРП кожні шість днів. Щорічна кількість ГРП сягає 120 операцій, а сумарна кількість за весь період виконання проекту – дещо менше 1 000 операцій ГРП.

Оцінено щорічну потребу в залученні водних ресурсів для виконання необхідних обсягів технологічних операцій (буріння, ГРП) у межах ділянки СВМ2. Цільові горизонти в межах імовірних зон природної тріщинуватості залягають на глибинах від 250 до 800 м, переважна кількість – на 400–600 м. Щорічні потреби у воді для виконання бурових і суміжних робіт у процесі буріння свердловин становитимуть 17,6 тис. м³. Виконання прогнозованих обсягів ГРП потребуватиме 57,6 тис. м³ води щороку.

Як бачимо з вищенаведених розрахунків, буріння запланованої кількості свердловин потребуватиме значних об'ємів води (рис. 4, та рис. 6). Необхідний об'єм води для вищезазначених технологічних операцій можна покрити завдяки воді, що відкачується з шахт. Якісний склад цієї води задовольняє вимогам щодо приготування бурового розчину. Стосовно використання шахтних вод для підготовки рідин ГРП, то вони потребуватимуть незначної підготовки. Уся шахтна вода подається в 4 ставки-накопичувачі (див. табл. 4). При цьому є проблеми зі скидом шахтних вод у гідрографічну мережу (вимоги до очищення, штрафи за скид тощо).

Балки зі ставками-накопичувачами розміщено в межах шахтних полів. Наприклад, ставок-накопичувач у балці Свідовок лежить між шахтними полями шахт “Павлоградська” та “Тернівська” (див. рис. 1). Вода із шахт подається до ставків трубопроводами, таким чином, можуть створитись умови, коли достатньо приєднати до трубопроводу відвід, направлений до місця буріння свердловини, і проблему з водою буде вирішено.

Після буріння свердловин, їх облаштування та освоєння починається перша стадія розробки вугільного родовища, а саме: стадія зневоднення вугільного масиву. Тривалість зневоднення коливається від кількох днів до місяців чи років та залежить від об'єму води у вугільному колекторі й від наявності гідродинамічного зв'язку з водоносними горизонтами й створеної локальної чи площової депресії тиску. У табл. 2 наведено значення (середні по родовищу) щоденного видобутку супутньої води на декількох родовищах вугільного метану в США. Газ при цьому десорбується з матриці вугілля, надходить із зон з вищим тиском у зони з нижчим тиском і фільтрується разом із супутньою водою по тріщинах до свердловин (рис. 1). У стовбурі свердловини газ і вода розділяються (сепаруються) і видобуваються окремо. Часто застосовують методи спільного видобування газоводяної суміші [5].

Середній дебіт води, що припадає на одну свердловину, коливається в широких межах, зокрема в суббітумних вугіллях він вищий (60 м³/д), ніж у бітумних (14 м³/д). Співвідношення між дебітом води й газу становить відповідно 1:95 у суббітумних вугіллях і 1:585 – у бітумних. Дебіт газу зазвичай значно менший, ніж у свердловинах традиційного природного газу, і становить від 2,2 до 27,5 тис. м³/добу (в середньому 8,5 тис. м³/добу) [8]. Деякі свердловини не видобувають воду взагалі й починають відразу ж давати газ. Це родовища з так званим “сухим” вугіллям, наприклад родовища каньйону Підкова у провінції Альберта (Канада). Коли відібрано значну кількість води, тиск у пласті знижується до певного граничного значення, а потім починається десорбція метану з матриці вугілля. Видобуток газу зростає, а води спадає. Цікаво, що на відміну від родовищ традиційного газу, кількість води, що видобувається зі свердловин вугільного родовища, з часом зменшується, при цьому проникність для газу в зв'язку з розвантаженням вугільного масиву збільшується [8].

Ґрунтуючись на статистичних даних щодо супутньої добувної води на “вугільно-метанових” родовищах США та запроектованій кількості експлуатаційних свердловин у межах ділянки СВМ1 та СВМ2, було визначено максимально та мінімально ймовірні щорічні об'єми супутньої добувної пластової води. Прогнозна кількість свердловин, які буде введено в експлуатацію, не перевищуватиме 66 % усіх пробурених.

Постійне відкачування супутніх пластових вод у значних обсягах призводитиме до утворення депресійних воронки і

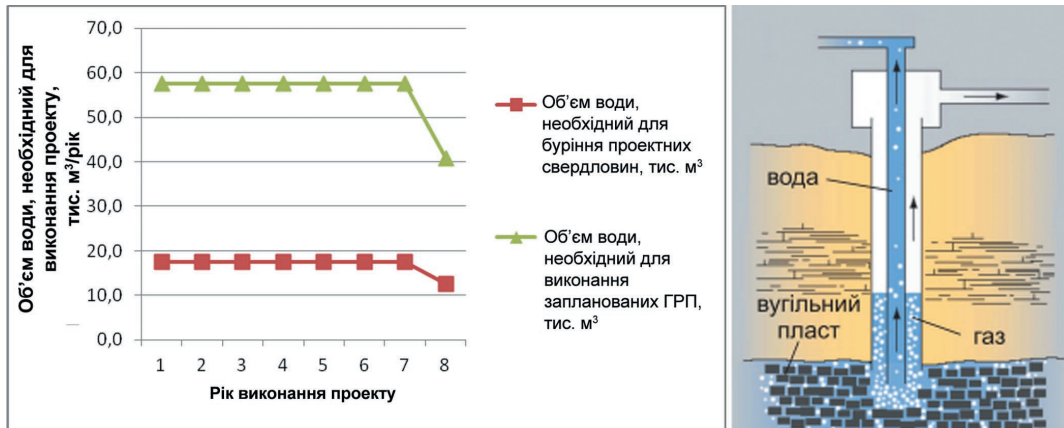


Рис. 7. Об'єми води, потрібні для виконання бурових робіт і освоєння свердловин методом ГРП у межах ділянки СВМ2



Рис. 8. Імовірні максимальні, мінімальні й середні щорічні об'єми супутньої добувної пластової води зі свердловин, уведених в експлуатацію в межах ділянки СВМ1 за 10 років виконання проекту

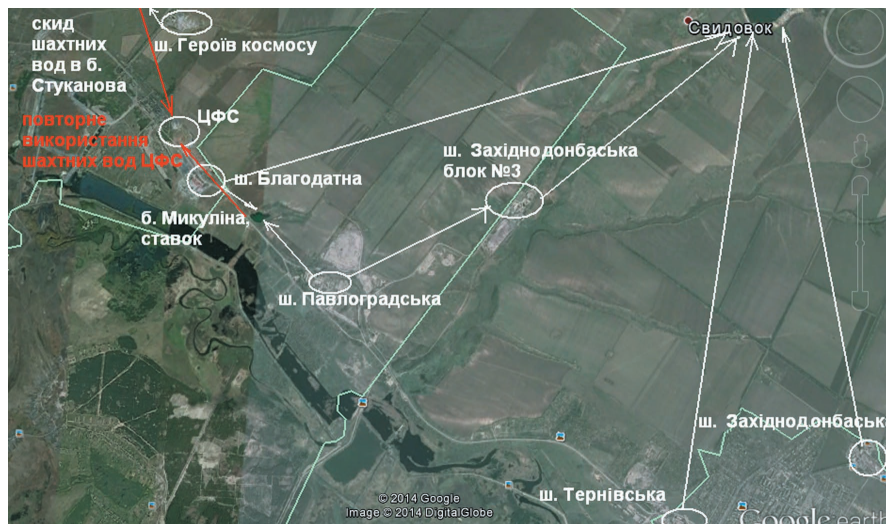


Рис. 10. Зображення ділянки досліджень: відтворено розміщення шахт “Павлоградвугілля” з подачею шахтної води в ставок-накопичувач у балці Свидовок для попереднього очищення та подальшого скиду до р. Самара

здіймати питання утилізації цих вод (див. рис. 8 та 9). Заради цих проблем можна такими способами:

1. Формування депресійних воронки можна зупинити контурним обводненням, тобто зворотною подачею води у водоносний горизонт по контуру воронки, проте питання гідродинамічного зв'язку у вугільному масиві між свердловинами є неоднозначне.

2. Як видно з таблиць, у даному районі очікуються значні обсяги забруднених вод, що призведе до проблем з їх скидом. Заповігті забрудненню природних водотоків шахтними, пластовими й стічними водами, що формуються під час буріння свердловин, видобутку супутньої води і т.д., запропоновано способом очищення води з використанням низькобюджетних очисних споруд, дію яких засновано винятково на природних

процесах самоочищення. У ролі таких очисних споруд використовують споруди фіторедації, які в Україні називають біоінженерні очисні споруди (БІО) [10]. Вони мають вигляд штучно створених заболочених ділянок, боліт чи мілких озер, поверхня яких повністю чи частково вкрита вищими водними рослинами (закріпленими, такими, як очерет, рогіз, айр тощо чи такими, що плавають, наприклад ряска) [3, 4].

Очисна система на основі процесів фіторедації виглядає як каскад з кількох споруд (мінімально-3), з яких перша працює як відстійник, дві-три інші – основні блоки очищення. Такі споруди потребують тимчасової площі до 0,2–0,4 га на одну свердловину. Як показав попередній аналіз стану території, рельєф місцевості вкритий балками різної глибини.

На рис. 10 зображено територію на північ від шахт – ділянки дослідження СВМ1 та СВМ2. Як видно з основи схеми (фото з космосу, програма Google Earth), усю територію розчленовано балками різної глибини та ширини. Практично біля кожної свердловини у верхів'ях балки є можливість розмістити БІС, яка забезпечить очищення води як для повторного використання в процесі буріння, так і для скиду в гідрографічну мережу. Можливе тимчасове використання води, очищеної на БІС, для поливу полів.

Результати дослідження

1. Запропоновано стратегію освоєння ресурсів вугільного метану в межах ділянки досліджень; виконано прогноз обсягу бурових операцій та ГРП, щоб втілити в життя стратегію; показано, що оскільки поверхня території перспективних ділянок вкрита полями, то питання землевідводу для конструювання численних бурових майданчиків не є першочергове та проблемне;

2. Визначено оптимальні об'єми та в'язкість рідин ГРП, потрібні, щоб створити зони фільтрації й розширити тріщини для успішного нагнітання в них пропанту; виміри й розрахунки було отримано за допомогою математичного моделювання ГРП для нетріщинуватого та природно-тріщинуватого вугільних пластів.

3. Розраховано щорічні обсяги водних ресурсів для виконання запропонованих стратегій освоєння ресурсів газу;

4. Запропоновано забезпечити процеси буріння та ГРП водою з шахт ділянки досліджень; якість шахтних вод відповідає вимогам води для приготування бурового розчину та рідини ГРП; отже, вирішується проблема щодо утилізації шахтних вод і водозабезпечення буріння й ГРП.

5. Виконано прогноз мінімально та максимально ймовірних щорічних об'ємів добувної супутньої води, яка надходить на поверхню зі свердловин, уведених в експлуатацію, сумісно з метаном.

6. Запропоновано методику очищення технологічних рідин, що формуються при бурінні, ГРП-операціях та надходять з експлуатаційних свердловин за допомогою використання біоінженерних очисних споруд (БІС); варіант низьковитратний і економічно доцільний; численні балки в межах ділянки досліджень сприятимуть у використанні запропонованої методики.

Подяка авторів. Дослідження було виконано в рамках проекту "Використання водних ресурсів Харківської й Донецької областей у контексті розвитку нафтогазової промисловості України," який втілила в життя компанія "Петроплай Рісєрч і Консалтинг" за сприяння "Українського інституту природного газу нетрадиційних джерел", що його заснувала й підтримує компанія "Шелл" спільно з Британською Радою в Україні.

ЛІТЕРАТУРА

1. Анциферов А. В. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины. Т. 1. Геология и газоносность западного, юго-западного и южного Донбасса/[А. В. Анциферов, А. А. Голубев, В. А. Канин и др.]; УкрНИГИ НАН Украины. – Донецк: Изд-во "Вебер"; 2009. – 456 с.

2. Використання водних ресурсів Харківської та Донецької областей в контексті розвитку нафтогазової промисловості України/І. О. Карпенко, М. А. Захарченко, А. І. Стойко, Д. Ю. Серединський//Petroproly Research & Consulting. – 2015. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.petroproly.com/#!research-ugi-shell-ua/c1rzp>.

3. Захарченко М. А., Рижикова І. А. Очистка сточных вод и загрязненных грунтов с помощью экофитотехнологий//Мир техники и технологий. – 2005. – № 11(48). – С. 60–62.

4. Захарченко М. А., Вернигора В. М. Використання природних водно-болотних угідь для забезпечення скиду шахтних вод (на прикладі групи шахт західного Донбасу)//Екологічна безпека: пробле-

ми й шляхи вирішення. Збірник наукових статей VIII Міжнародної конференції. – М.: Алушта Крим. – Т. II. – С. 238–242.

5. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Приндин Л. І. Особливості видобування нетрадиційного вуглеводного газу з вугільних родовищ//Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2012. – № 1. – С. 7.

6. Henanishiev Є. О. Перспективи видобування шахтного метану в межах Західного Донбасу (на прикладі Павлоградсько-Петропавлівської площі)//Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 3. – С. 17–20.

7. James S. Key Shale Water Management Strategies: An Economic Assessment Tool/S. James, J. Anderson, B. Richard//SPE acticle. – 2012. – № 157532. – P. 10.

8. Flores R. Coalbed Methane: Gas of the Past, Present and Future: (U.S. Geological Survey)//SciTopics: [сайт]/Dr. R. Flores. – Режим доступу до ресурсу: http://www.scitopics.com/Coalbed_Methane_Gas_of_the_Past_Present_and_Future.html.

9. Macartney H. Hydraulic Fracturing in Coal Bed Methane Development, Raton Basin, Southern Colorado, USA. Hal Macartney//Pioneer Natural Resources USA, Inc. – 2012. – Режим доступу до ресурсу: <http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/upload/hfincoalbedmethanedevlopment.pdf>.

10. Sun Q. The Procedure of Wastewater Treatment for Constructed Wetland/Q. Sun, Z. Zheng, T. Zhou//Pollution Control Technology. – 2001. – № 4. – С. 8–13.

11. Water produced with coal-bed methane [electronic resource]//US Geological Survey Fact Sheet 156-00. – 2000. – Access to resources: pubs.usgs.gov/fs/fs-0156-00/fs-0156-00.pdf.

REFERENCES

1. Anciferov A. V. Gas content and resources of coalbed methane basin of Ukraine. Volume 1. Geology and gas content of the western, southwestern and southern Donbass/[A. V. Anciferov, A. A. Golubev, V. A. Kanin et al.]; UkrNIGI NAN Ukrainy. – Doneck: Izdatelstvo "Veber"; 2009. – 456 p. (In Russian).

2. Usege of water resources within Kharkiv and Donetsk regions in the context of the oil and gas industry development in Ukraine. [Electronic resource]/I. O. Karpenko, M. A. Zakharchenko, A. I. Stoiko, D. Yu. Seredynskiy//Petroproly Research & Consulting. – 2015. – Access to resources: <http://www.petroproly.com/#!research-ugi-shell-ua/c1rzp>.

3. Zakharchenko M. A., Rizhikova I. A. Wastewater treatment and contaminated soil using eko-fito-technology//The world of engineering and technology. – 2005. – № 11(48). – С. 60–62. (In Russian).

4. Zakharchenko M. A., Vernyhora V. M. The use of natural wetlands for mine water discharge (for example, a group of Western Donbas mines)//Ecological Security: Problems and Solutions. Collected articles VIII International Conference. – М.: Alushta Krym. – Volume II. – P. 238–242. (In Ukrainian).

5. Kondrat R. M. Kondrat O. R., Prindyn L. I. Features extraction of unconventional hydrocarbon gas from coal deposits//Scientific Bulletin IFNTUOG. – 2012. – № 1. (In Ukrainian).

6. Nepapyshev Ye. A. Prospects of CBM extraction within the Western Donbass (on example Pavlogradskaya-Petropavlivska area)//Oil and gas industry of Ukraine. – 2014. – № 3. – P. 17–20. (In Ukrainian).

7. James S. Key Shale Water Management Strategies: An Economic Assessment Tool/S. James, J. Anderson, B. Richard//SPE acticle. – 2012. – № 157532. – P. 10.

8. Flores R. Coalbed Methane: Gas of the Past, Present and Future: (US Geological Survey) [electronic resource]//SciTopics: [site]/Dr. R. Flores. Access: http://www.scitopics.com/Coalbed_Methane_Gas_of_the_Past_Present_and_Future.html

9. Macartney H. Hydraulic Fracturing in Coal Bed Methane Development, Raton Basin, Southern Colorado, USA [electronic resource]/Hal Macartney//Pioneer Natural Resources USA, Inc. – 2012. – Access to the website: <http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/upload/hfincoalbedmethanedevlopment.pdf>.

10. Sun Q. The Procedure of Wastewater Treatment for Constructed Wetland/Q. Sun, Z. Zheng, T. Zhou//Pollution Control Technology. – 2001. – № 4. – С. 8–13.

11. Water produced with coal-bed methane [electronic resource]//US Geological Survey Fact Sheet 156-00. – 2000. – Access to resources: pubs.usgs.gov/fs/fs-0156-00/fs-0156-00.pdf.

Рукопис отримано

УДК (553.93:552.571.1.):551.243.8.(477.6)

В. Л. ПЛУЖНИКОВА, канд. геол.-мінерал. наук, старший науковий співробітник (УкрДГПІ), geostandard@ukr.net
Н. В. ВЕРГЕЛЬСЬКА, канд. геол. наук (Інститут геологічних наук НАН України, м. Київ), vnata09@meta.ua

СТРУКТУРНО-ТЕКТОНІЧНИЙ ФАКТОР ФОРМУВАННЯ ГАЗОНОСНОСТІ ВУГЛЕПОРОДНИХ МАСИВІВ ДОНБАСУ

Розподіл природних газів у межах Донецького басейну дуже нерівномірний, що визначається варіацією глибини залягання поверхні метанової зони, ступенем дегазації вугленосної товщі та даними про газовий режим шахт. Сучасне поширення газу у вуглепородних масивах Донбасу сформувалося під впливом тектонічних процесів, які змінювали гіпсометричні рівні структур і пластів вугленосних товщ. Під час активізації тектонічних рухів у вуглепородних масивах створювалися нові структури для природної дегазації, акумуляції та збереження газу. Газоносність вугленосних товщ значною мірою сформувалася способом просторового перерозподілу метаморфогенних газів, зокрема й мігрувальних з глибоких горизонтів.

Ключові слова: вуглепородні масиви, газоносність, Донбас, тектонічні порушення, газ метан вуглепородних масивів, вуглегазові родовища.

V. L. Pluzhnikova, PhD, Senior Research Scientist, UkrDHRI, Kyiv, Ukraine, geostandard@ukr.net, N. V. Verhelska, PhD, Institute of Geological Sciences, NAS Ukraine, Kyiv, vnata09@meta.ua STRUCTURAL-TECTONIC FACTOR OF GAS POTENTIAL FORMATION IN THE COAL ROCK MASSIFS OF THE DONBAS

Distribution of natural gases within the Donets basin is very irregular that stipulated by the depth variation to the methane zone, degassing level of the coal measure and data on coal mines gas regime. Modern development of natural gas in the coal rock massif in the Donbas is formed due to tectonic processes that changed hypsometric levels of the structural elements and coal seams occurrence. Under activation of the tectonic movements affecting coal rock massifs there were developed new structures stipulating natural outgassing, accumulation and re-distribution of gas content. Gas potential of the coal rock massifs is formed by spatial re-distribution of metamorphogenic gases including those ones migrated upward from deeper horizons.

Keywords: coal rock massif, gas potential, Donbas, faults, coalbed methane, gas-bearing coal fields.

Вступ

Останнім часом майже всі вугледобувні країни світу виявляють підвищений інтерес до метану вугільних родовищ, який є супутньою видобувною корисною копалиною. За різними оцінками світові ресурси метану у вугільних басейнах становлять 93,4–285,2 трлн м³, зокрема в Донецькому басейні – понад 25,0 трлн м³, Львівсько-Волинському – 10,3 трлн м³, але придатні для вилучення сягають 3,0–3,5 трлн м³.

По-перше, шахтний метан сприяє небезпечним явищам, які значно погіршують умови праці в гірничих виробках шахт. Висока газоносність вугільних пластів ускладнює ведення гірничих робіт через невідповідність дебіту газу вентиляційним можливостям шахт. Концентрації метану вищі від безпечних, суфляри, раптові викиди тощо сприяють створенню раптових газодинамічних ситуацій у виробках. Усе це говорить про доконечну потребу попередньо дегазувати надкатегорійні за вмістом газу ділянки шахтних полів.

По-друге, метан є ціна вуглеводнева сировина – альтернативний вид палива. Варто запровадити обов'язкову утилізацію газової суміші, якщо вміст сумарної вуглеводневої складової становитиме понад 25 %, що значно поліпшить економічну ефективність роботи вугільної галузі.

По-третє, метан, який під час гірничих робіт викидається в атмосферу, є дуже небезпечний з погляду екології газ. Спеціалісти-екологи вважають його одним з основних газів, який призводить до парникового ефекту в атмосфері.

Таким чином, існує потреба у видобутку й утилізації метану вугільних родовищ, що дасть змогу вирішити відразу кілька важливих проблем: створити безпечні умови прове-

дення гірничих робіт, знизити витрати на видобуток вугілля, використати метан як альтернативний вид палива, а також поліпшити екологічну ситуацію у вугледобувних регіонах.

Матеріали та методи дослідження

На основі власних і попередніх досліджень [1–6] газоносності вуглепородних масивів Донецького басейну проаналізовано, узагальнено й визначено тектонічні, структурно-стратиграфічні особливості зон з різною газоносністю. В основу представленої роботи покладено результати досліджень проб вугілля й умісних порід; визначено залишкову газову складову у вугільних пробах, відібраних на шахті ім. О. Ф. Засядька, ДТЕК ШУ Білозерське та ДП ВК “Краснолиманська” протягом 2009–2014 років.

Результати дослідження

Форми розміщення вуглеводнів у вуглепородних масивах подібні процесам, характерним для природних газів у осадових формаціях. Водночас існують певні особливості утворення, які зумовлюють специфіку формування природної газоносності вугленосних товщ.

Оцінка потенціалу метану вугільних родовищ України до глибини 1800 м (за попередніми даними) становить: 12–13 трлн м³– загальні ресурси метану вугільних родовищ України (вугілля+пісковики); 3,0–3,5 трлн м³– реальні ресурси метану, який можна видобути з вугільних пластів і порід; 314 млрд м³– обліковані Державним балансом України на 1.01.2012 р. запаси метану по 186 шахтах та ділянках. На сьогодні, за даними балансу запасів, метан вугільних родовищ поширений не рівномірно (табл. 1).

Сучасне поширення газів у басейні пов'язано з особливостями геологічного розвитку басейну, глибиною залягання вугленосних відкладів, тектонічною будовою, літолого-

Таблиця 1. Розподіл запасів метану кам'яновугільних родовищ Донецького басейну за областями України

Область	Кількість об'єктів		Запаси на 01.01.2006 р./01.01.2012 р., млн м ³			
	усього	Зокрема й ті, що розробляються	C ₁	C ₂	C ₂ пласти супутники	C ₁ +C ₂ + C ₂ пл. суп.
Дніпропетровська	2	2	1537,3/ 1491,05	1644,5/ 1643,88	–	3181,8/ 3134,93
Донецька	112/124	65/72	80409,4/ 78082,52	48623,3/ 61504,24	31126,7/ 34791,2	160159,4/ 174377,96
Луганська	54/57	20/21	79734,4/ 82073,5	48303,1/ 48820,47	–	128037,5/ 130893,97
Усього по Донецькому басейну	168/183	87/95	161681,1/ 161647,07	98570,9/ 111968,59	31126,7/ 34791,2	291378,7/ 308406,86

фаціальним складом умісних порід та умовами циркуляції підземних вод [1]. У вугільних пластах і вмісних породах газ перебуває у вільному, сорбованому й клатратному (надмолекулярно зв'язаному) станах. Співвідношення об'єму вільних і сорбованих газів залежить від термобаричних умов гірського масиву, показників колекторських властивостей порід вугленосної товщі, ступеня обводнення тощо.

Стан газонасиченості вуглепородного масиву є результат тектонічних процесів, які є син- та постгенетичні щодо періодів формування вугільних пластів. Глибинна будова та аналіз матеріалів з історії геологічного розвитку Донецького басейну свідчать, що утворення й формування складчастих форм масиву відбувалося впродовж усієї геологічної історії розвитку регіону (табл. 2).

Унаслідок відмінностей гісометричних рівнів вугільних товщ у постформаційний період відбувається зміна складу й перерозподіл зон газонасичення масиву. Під час активізації тектонічних рухів у вуглепородних масивах створювалися нові структури для природної дегазації, акумуляції та збереження газу. Це почасти пояснює: чому газ, серед яких і метан, у вугільній товщі поширення нерівномірно. Один з головних чинників нерівномірного поширення газу у вуглепородному масиві – характер розміщення сучасних геологічних структур з вугленосними покладами в них. Газоносність вугільних пластів контролюється геологічними структурами, де простежується чіткий взаємозв'язок: газоносність вугільних пластів визначається наявністю дрібних структур різного характеру, в яких газові поклади пов'язані з вугільними пластами й породами, що їх вміщують.

Узагальнивши фактичний матеріал щодо метанозбагаченості шахт Г. Д. Лідіна [4] й А. Я. Радзівілла [5–6] і власних досліджень, проведених протягом 2007–2014 років, автори визначили такі особливості газоносності вуглепородних масивів Донецького басейну:

- газові зони збігаються із зонами метаморфізму;
- газонасичені зони контролюються синклінальними та

антиклінальними структурами шахтних полів;

- тектонічні порушення вуглепородних масивів різного часу формування змінюються пізнішими та впливають на шляхи міграції флюїдів;

- сучасні газонасичені зони вуглепородних масивів сформовані в період останньої (альпійської) тектоно-магматичної активації.

Дослідженнями встановлено, що первинна газонасиченість вугілля визначається ступенем метаморфізму, а саме: чим більше метаморфізоване вугілля (марки Д, Г, Ж, П, С), тим більше метану вміщує [3, 4, 6]. Однак подальші процеси дегазації, розвиток яких залежав від низки природних умов, змінили первинну газонасиченість і на сучасних глибинах гірничих робіт газонасиченість вугілля визначається ступенем дегазації відкладів.

Визначено три зони, які збігаються зі стадіями метаморфізму вугілля. Першу приурочено до району розвитку антрацитів (вуглепромислові райони: Довжано-Ровеньківський і Сніжнянський), для неї характерні дуже низькі значення метаносності або її повна відсутність. Другу зону приурочено до площ з поширенням переважно спікльового вугілля (вуглепромислові райони Донецько-Макіївський і Центральний), їй притаманна найвища газонасиченість. Третя зона охоплює околиці Донбасу з низькометаморфізованим вугіллем, переважно довгополум'яним і газовим (вуглепромислові райони Красноармійський, Лисичанський і Краснодонський), її газонасиченість нижча порівняно з другою зоною.

Зв'язок газонасиченості й глибини залягання вугільних пластів також корелюється: газонасиченість вугільних пластів збільшується з глибиною. Але таку закономірність спостерегаємо при спокійному моноклінальному заляганні порід і при однаковому марковому складі вугільних пластів.

Розподіл природних газів у межах Донецького басейну дуже нерівномірний, що підтверджено варіацією глибини залягання поверхні метанової зони, а також даними щодо газового режиму шахт.

Таблиця 2. Характеристика прогнозованої газонасиченості за геолого-промисловими районами Донбасу

Геолого-промисловий район	Кількість вугільних пластів	Марка вугілля	Газоносність, млрд м ³
Красноармійський	33	Д-ГЖ	231,3
Донецько-Макіївський	59	Г-П	202,0
Центральний	46	Ж-П	84,8
Лисичанський	25	Д-Ж	22,5
Алмазно-Мар'ївський	53	Г-П (НА)	81,2
Селезнівський	32	К-П (НА)	51,9
Луганський	39	Г-А	47,5
Краснодонський	24	Г-П (НА)	56,2
Торезько-Сніжнянський	39	П-А	37,5
Боково-Хрустальський	31	А	40,1
Довжано-Ровеньківський	21	А	15,1

У Донецько-Макіївському вугленосному районі характерне полого залягання пластів (кути падіння 8–25°), ускладнене плікативними й диз'юнктивними порушеннями, особливо в південній частині. Здебільшого в покрівлі вугільних пластів залягають сланці глинисті, зрідка – алевролітові. Робоча потужність вугільних пластів коливається в межах 0,5–1,5 м, переважають пласти з потужністю 0,6–0,9 м. У районі гірничі роботи в наш час проводяться в межах глибин 600–1 400 м.

Головні закономірності поширення газів у вуглепородному масиві Донецько-Макіївського вуглепромислового району зумовлен характером та особливостями геологічної будови, загалом по району спостерігаємо загальне закономірне занурення метанової зони зі сходу на захід. У західній частині глибина залягання верхньої межі метанової зони коливається в межах 400–500 м, що вказує на глибоку дегазацію вугленосної товщі. На сході поверхня метанової зони піднімається до глибини 150 м (район м. Донецька) і сягає 100 м у Ясиновських шахтах. У центральній частині району поверхню метанової зони приурочено найчастіше до абсолютної позначки (+50) м. Відхилення в будь-яку сторону спостерігають зазвичай поблизу розривних порушень.

У межах Калинівської й Чайкінської флексур поверхня метанової зони перебуває на абсолютній позначці (± 0). Далі на захід спостерігаємо занурення поверхні метанової зони. У районі Моспінської групи шахт вугленосні відклади дегазовані до абсолютної позначки (–100) м. У південно-східній частині в районі Зуєвського купола й Ряснянської синкліналі поверхня метанової зони розміщена в основному на глибині 80 м.

При порівнянні метаносності вугільних пластів в осьових частинах антикліналей і синкліналей, відзначено, що в межах одних і тих самих глибин синклінальні структури дегазовані завжди глибше. У донних частинах синкліналей деметанізація сягає свого максимального розвитку. Максимально деметанізовані зони можна простежити в Лисичанському, Алмазно-Мар'їнському, Луганському й Краснодонському вуглепромислових районах.

Ділянки з максимальним підняттям глибини залягання верхньої межі метанової зони приурочено до антиклінальних складок. У Лисичанському вуглепромисловому районі максимальні позначки підняття метанової зони приурочено до куполів (± 0 і вище) Томашівських, Тошківських, Кременського та інших. На крилах складок поверхня метанової зони занурюється до (–100) і (–200) м. Шахти “Кременна Західна”, “Кременна № 1”, “Томашівська Північна” та “Томашівська Південна”, які розміщені в межах цих куполів, при відпрацюванні вугільних пластів на глибинах 300–540 м за газоємності виробок 15–37 м³/т д. в. мають надкатегорійний стан за метаном.

Для Алмазно-Мар'їнського вуглепромислового району характерне максимальне підняття поверхні метанової зони в межах Первомайської й Аненської антикліналей (відповідають абсолютним позначкам від (± 0) до (–100) м). Усі шахти, що розробляються, – надкатегорійні за метаном. На крилах антиклінальних піднять відбувається занурення метанової зони.

На глибших горизонтах структурний фактор, можливо, матиме менший вплив на газоносність вуглепородного масиву чи локально зосереджуватиметься в інших зонах структури. На думку Л. В. Гніпп [2], структурний фактор з глибиною згладжується й не впливає на газоносність.

У межах Красноармійського вугленосного району простежуємо поступове занурення поверхні метанової зони з

півночі на південь від (–150) м до (–450) м. Через це газозбагачення виробок північних крил шахти зазвичай значно вище від південних. Великих змін зазнають значення газозбагачення в зонах розривних порушень.

До загальних закономірностей не можна віднести суфлярні виділення газу, бо хоча вони також є показники газозбагачення шахт, але часто провокують раптові газодинамічні процеси у виробках.

Залежність газоносності вугільних пластів від характеру геологічних структур добре простежуємо в Центральному вуглепромисловому районі Донбасу, який розміщений у межах Головної антикліналі. Тут спостерігаємо збільшення глибини залягання поверхні метанової зони зі сходу на захід. Якщо в західній замковій частині Головної антикліналі вона занурюється до глибини 300–400 м, то в східній частині антикліналі поверхня метанової зони лежить на глибині 100 м.

Південне крило антикліналі відрізняється від північного меншою дегазацією. У Центральному районі добре простежуємо залежність між ступенем дегазації вугленосної товщі й викидонебезпечністю вугільних пластів. Максимальна кількість викидів відбулася на південному крилі антикліналі, яке характеризується найвищою газоносністю вугільних пластів.

Відповідно до вищевикладеного, в східній частині району більшість шахт належить до надкатегорійних за газом, а газозбагачення гірничих виробок у окремих випадках сягає 70 м³/т д. в. й більше.

Деяке підняття метанової зони відзначено між Артемівським і Чегарським насувами. Глибокою дегазацією характеризується вугленосна товща поля “Шахти № 5 ім. В. І. Леніна” й західне крило шахти “Кочегарка”, а також загалом осьова частина Головної антикліналі.

У певній залежності перебувають глибина поверхні метанової зони й ступінь дегазації вугленосної товщі від розвитку гідрогеологічної мережі: у районах широкого розповсюдження гідрогеологічної мережі шахти зазвичай є менш газозбагаченими, а поверхня метанової зони знижується до глибини 300–500 м. Наприклад, на “Шахті № 5 ім. В. І. Леніна” виробки характеризуються меншим газозбагаченням, а у поруч розміщених шахт “Кочегарка” і “Комсомолец”, де обводненість менша, вугільні пласти – небезпечні за раптовими викидами вугілля й газу.

У межах Луганського вуглепромислового району проявляється вторинна складчастість та складки третього порядку, які викликають підняття метанової зони до абсолютної позначки (± 0) м.

У районі незначних піднять, які ускладнюють донну частину Лутугінської синкліналі, фіксується й підняття поверхні метанової зони до (–150)–(–200) м за загального занурення її до вісі синкліналі до (–300)–(–400) м.

У Краснодонському вуглепромисловому районі в межах антиклінальних складок (Талівська, Сорокінська, Ворошилівська, Ізваринська) верхня межа метанової зони відповідає позначкам від (± 0) до (–100) м. У межах синкліналей поверхня метанової зони занурюється на глибину до (–300) м і нижче.

Горизонти проникних пісковиків ($k_3^6Sk_3^H$, $K_3Sk_2^{1H}$, $k_2^H SK_3$, $k_1^1 SK_7$), які в межах кожної світи нараховують 4–5 горизонтів, є додаткове джерело газу у вуглепородному масиві, особливо на глибинах понад 800–1 000 м.

Поширення газу в межах вуглепромислових районів Донбасу на помірних глибинах залежно відпорядковане структурному чиннику, а глибина залягання поверхні метанової

зони визначається наявністю антиклінальних структур і тектонічними порушеннями.

Розривні порушення осадової товщі нижнього карбону, пов'язані з глибинними розломами фундаменту, утворюють на всій площі басейну блокову структуру його ложа. Ці розриви мають безпосередній багаторазовий зв'язок з глибинними магмотермальними осередками та магмо- і рудопідвідними каналами. Затухання та можливе розвантаження у відкладах середнього карбону дають змогу вважати їх основними мінералогенічними й вуглеводневими шляхами [6].

У зонах впливу розривних порушень зазвичай відмічається підвищення газопроявів, суфлярні виділення газу, а також раптові викиди вугілля й газу.

Тріщини розривів впливають на поширення газу у вугленосній товщі як в умовах великих, так і помірних глибин, сприяючи на одних ділянках вуглепородних масивів скупченню значної кількості газу, а на інших – інтенсивній дегазації вугільних пластів.

Вплив порушень закритого типу на газонасиченість вугільних відкладів визначається, головним чином, співвідношенням елементів залягання самого розриву стосовно порід. Ці порушення характеризуються різним ступенем метаносності різних (протилежних) крил.

Більшість розривних порушень Донецько-Макіївського вуглепромислового району – екранувальні, що не сприяє дегазації продуктивної товщі загалом і вугільних пластів зокрема. У гірничих виробках багатьох шахт району зафіксовано суфлярні газовиділення, а також раптові викиди газу, вугілля й породи.

Відкриті порушення зазвичай січуть породи перпендикулярно простяганню й утворюють шляхи, сприятливі для переміщення газів до поверхні.

Наведені дані свідчать про те, що шахти в межах Донецько-Макіївського району варто вважати потенційними об'єктами для організації промислового видобутку шахтного метану. Найперспективнішою, на нашу думку, варто вважати центральну й північно-східну частини району (поля шахт: ім. О. Ф. Засядька, ім. К. І. Поченкова, ім. М. І. Калініна, ім. А. Б. Батова, Заперевальна, ім. 60-річчя Радянської України, Кіровська) на глибинах, що дають змогу пройти всю вугленосну товщу, включаючи світу C_2^3 . За прогнозною оцінкою газонасиченість вугільних пластів становитиме від 15–20 до 25–45 м³/т вугілля.

У результаті досліджень залишкової газової складової вуглепородних масивів на шахті ім. О. Ф. Засядька, ДТЕК ШУ Білозерське й ДП ВК “Краснолиманська” і узагальнення раніше проведених робіт встановлено:

- газонасиченість вуглепородних масивів пов'язана з тектонічною будовою шахтних полів;
- найбільш газонасичені – антиклінальні структури окремо взятих вугільних пластів та зони дрібноамплітудних порушень;
- у зонах тектонічних порушень з амплітудними зміщеннями переважає азот;
- скиди та насуви, які контролюються порушеннями регіонального характеру – газонасні;
- на відстані 200–300 м від порушення фіксується зміна кількісного та якісного складу залишкової газової складової.

Висновок

Газонасиченість вугільних пластів кожної вугленосної світи різна. Найбільш газонасною, як і вугленосною, є алмазна світа (C_2^6), що підтверджує попередня геологічна розвідка,

спостереження геологів у шахтах і газонасиченість проб, які ми відібрали.

У межах вуглепородних масивів поширення газу на помірних глибинах контролюється структурним чинником, за винятком зон тектонічного впливу, а глибина залягання поверхні метанової зони визначається наявністю антиклінальних структур і розломів (відкритих і закритих), які відповідно сприяють дегазації вуглепородного масиву або створюють зони для накопичення вуглеводнів.

Якісні і кількісні характеристики залишкової газової складової вуглепородних масивів постійно змінюються за розрізом і падінням пласта та особливо чітко вирізняють структури та тектонічно порушені зони у вугільних пластах.

ЛІТЕРАТУРА

1. Вергельська Н. В., Правоторова О. В., Назарова І. О. Про особливості газової складової вугільних пластів у тектонічно активних зонах (на прикладі ділянки Північно-Родинська-2 ДП ВК “Краснолиманська”) // Наук. пр. УкрНДМІ НАН України/За заг. ред. А. В. Анциферова. – Донецьк: УкрНДМІ НАН України, 2011. – Вип. 9. – Ч. 2. – С. 440–450.
2. Гнипп Л. В. Роль свobodного газу в угленосной толще на больших глубинах Донецкого бассейна // Изв. ВУЗов, Геол. и разв., 1972. – № 3 – С. 96–101.
3. Кравцов А. И. Основные геологические закономерности распространения природных газов на территории СССР // Изв. ВУЗов, Геол. и разв., 1962. – № 1. – С. 91–98.
4. Лидин Г. Д. Газообильность каменноугольных шахт СССР. Изд-во АН СССР. – 1949. – Т. 1. – 350 с.
5. Майданович І. А., Радзивилл А. Я. Особенности тектоники угольных бассейнов Украины. – Киев: Наукова думка, 1984. – 120 с.
6. Радзивилл А. Я., Иванова А. В., Зайцева Л. Б. Геология углеазовых бассейнов (провинций) Украины. – Київ: ЛОГОС, 2007. – 179 с.

REFERENCES

1. Verhelska N. V., Pravotorova O. V., Nazarova I. O. On peculiarities of gas content distribution in the coal seams within the tectonically active zones (Case study for the Rodinska-2 area of SE CM “Krasnolimanska”) // Treatises of UkrNDMI NAS Ukraine/A. V. Antsiferov, Ed. – Donetsk: UkrNDMI NAS Ukraine, 2011. – Iss. 9. – Part 2. – P. 440–450. (In Ukrainian).
2. Gnipp L. V. Role of the free gas in the coal measure of the Donets basin at great depth // News of Higher Schools, Geology and Exploration Series, 1972. – № 3 – P. 96–101. (In Russian).
3. Kravcov A. I. Main geological regularities of natural gas distribution over the USSR territory // News of Higher Schools, Geology and Exploration Series. – 1962. – № 1. – P. 91–98. (In Russian).
4. Lidin G. D. Gas fluxes in the USSR mines working for Carboniferous coals. Ac. Sci. USSR Publ. – 1949. – Vol. 1. – 350 p. (In Russian).
5. Maidanovich I. A., Radzivill A. Ya. Tectonic features of the coal basins in Ukraine. – Kiev: Naukova dumka Publ., 1984. – 120 p. (In Russian).
6. Radzivill A. Ya., Ivanova A. V., Zaitseva L. B. Geology of gas-bearing coal basins (provinces) in Ukraine. – Kyiv: LOHOS Publ., 2007. – 179 p. (In Ukrainian).

Рукопис отримано

УДК 556.3:615.327

В. М. ШЕСТОПАЛОВ, академик НАН Украины, академик-секретарь Отделения наук о Земле НАН Украины, заместитель директора, vsh@hydrosafe.kiev.ua,
А. Ю. МОИСЕЕВ, канд. биол. наук, старший научный сотрудник, ajm11@meta.ua,
Н. П. МОИСЕЕВА, канд. хим. наук, ведущий научный сотрудник (Институт геологических наук НАН Украины, г. Киев)

ОСОБЛИВОСТІ МІКРОКОМПОНЕНТНОГО СКЛАДУ Й БІОЛОГІЧНОЇ ДІЇ ПРИРОДНИХ МІНЕРАЛЬНИХ ВОД ПРИКАРПАТСЬКОГО Й ЗАКАРПАТСЬКОГО РЕГІОНІВ УКРАЇНИ

ОСОБЕННОСТИ МИКРОКОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА И БИОЛОГИЧЕСКОГО ДЕЙСТВИЯ ПРИРОДНЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД ПРИКАРПАТСКОГО И ЗАКАРПАТСКОГО РЕГИОНОВ УКРАИНЫ

(Матеріал друкується мовою оригіналу)

Приведены результаты экспедиционных и лабораторных исследований микрокомпонентного состава природных минеральных вод Прикарпатского и Закарпатского регионов Украины. Рассмотрены особенности биологического действия лечебных минеральных вод с повышенным содержанием биологически активных микрокомпонентов.

Ключевые слова: минеральные воды, микроэлементы, биологические эффекты.

V. M. Shestopalov, Head of the Department of hydrogeological problems, vsh@hydrosafe.kiev.ua, **A. Ju. Moiseev**, Candidate of biological science, senior scientific worker, ajm11@meta.ua, **N. P. Moiseeva**, Candidate of chemical science, leading scientific worker, ajm11@meta.ua, (Institute of Geological Science of NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine) FEATURES MICROCOMPONENT COMPOSITION AND OF BIOLOGICAL ACTION NATURAL MINERAL WATERS CARPATHIAN AND TRANSCARPATHIAN REGIONS OF UKRAINE

The results of the expedition and laboratory investigation microcomponents of natural mineral waters Pre-Carpathian and Transcarpathian regions of Ukraine are presented. Is viewed the features of the biological action of medicinal mineral water with a high content of bioactive trace components.

Keywords: mineral water, microcomponents, biological effects.

По разнообразию и запасам минеральных вод Украина занимает одно из первых мест в мире. Наиболее значительные запасы минеральных вод сосредоточены в Прикарпатском и Закарпатском регионах страны. В Прикарпатье, наряду со всемирно известной “Нафтусей”, широко развиты хлоридно-гидрокарбонатные и гидрокарбонатно-хлоридные минеральные воды различного катионного состава и минерализации. На Закарпатье расположены основные запасы углекислых гидрокарбонатно-натриевых вод, открыты хлоридно-натриевые и сульфидные воды, разведаны и эксплуатируются месторождения железистых вод и вод других типов. Гидроминеральный потенциал западных регионов является неотъемлемой частью экономики Украины. Однако, на сегодняшний день, использование минеральных лечебных и лечебно-столовых подземных вод Украины составляет менее 7 % от величины их утвержденных запасов.

Одним из факторов, которые препятствуют более широкому применению минеральных вод в лечебной и лечебно-курортной практике, является недостаточная изученность их состава. Это объясняется не только его сложностью и многокомпонентностью, но и несовершенством применяемых методов анализа. Появление современных высокоточ-

ствительных методов позволяет с высокой точностью определять микроконцентрации элементов в образцах и, следовательно, проводить на качественно новом уровне изучение условий формирования, особенностей состава и эффектов биологического действия минеральных вод.

Институт геологических наук провел ряд экспедиционных и лабораторных исследований минеральных вод Прикарпатского и Закарпатского регионов Украины, целью которых было изучение особенностей микрокомпонентного состава природных минеральных вод, с использованием новых прецизионных методов и методик. Обследовано более 100 водопунктов в Черновицкой, Львовской, Ивано-Франковской и Закарпатской областях. Отбор проб природных минеральных вод проводился согласно ДСТУ ISO [1, 2], содержание микроэлементов в отобранных образцах определяли на базе Центра коллективного использования приборов сотрудники НАН Украины Института геохимии, минералогии и рудообразования НАН Украины с помощью масс-спектрометра с индуктивно связанной плазмой Thermo Finnigan Element-2. Параллельно совместно с Институтом экспериментальной патологии, онкологии и радиобиологии им. Р. Е. Кавецкого НАН Украины проведено изучение особенностей биологического действия природных минеральных вод с повышенным содержанием биологически актив-

ных микрокомпонентов. Результаты исследований представлены в данной статье.

Особенности микрокомпонентного состава природных минеральных вод Прикарпатского и Закарпатского регионов Украины

Проведенные исследования позволили идентифицировать минеральные воды ряда скважин, которые на данное время еще не используются, установить минеральные воды новых типов, получить новейшие данные о макро- и микрокомпонентном составе вод известных и эксплуатируемых месторождений.

На основе полученных результатов выделена группа питьевых минеральных вод с повышенным содержанием микроэлементов-металлов переходного ряда, которые можно отнести к классу полиметаллических минеральных вод (рис. 1).

Это воды скв. 3-Р Голубинского месторождения (0,1 мг/дм³ Mn, 0,14 Zn), скв. 3 Полянского месторождения (0,1 Zn, 0,13 Ni), скв. 8 Ужгородского месторождения (0,11 Mn, 0,273 Ni, 0,8 Zn), ист. 226 Келечинского месторождения (0,1 Cr, 1,07 Mn, 0,48 Zn), скв. 4-Р (1,73 Mn, 0,125 Co, 0,25 Ni, 0,25 Zn) и ист. “Сойми” (0,87 Mn, 0,125 Co, 0,25 Ni) Сойминского месторождения, скв. 4 Шаянского месторождения (0,35 Mn, 0,15 Zn), а также минеральная вода скв. 1 санатория “Шкло” (2,58 Cu, 0,11 Zn).

В большинстве минеральных вод Закарпатской области зафиксированы повышенные концентрации лития – от 5 до 18 мг/дм³. Согласно “Классификации минеральных вод Украины”, содержание лития в кондиционных минеральных водах составляет 5 мг/дм³ и более [3]. По этому критерию к литиевым можно отнести минеральные воды скв. 3 Полянского месторождения (13,5 мг/дм³ Li), скв. 10 К (15,0), 13-Р (16,0) Новополянского месторождения; скв. 4-Е (16,0), 7-ГП (10,0), 9 (10,0) Голубинского месторождения, воду скв. 4 (12,5) Шаянского месторождения и скв. 4-Р (13,5) Сойминского месторождения (рис. 1). В Закарпатской области также определена группа минеральных вод с повышенным содержанием калия от 50 до 100 мг/дм³. Эти воды относятся к Полянскому, Новополянскому, Голубинскому и Шаянскому месторождениям.

В минеральных водах Раховского месторождения зафиксировано повышенное содержание мышьяка (рис. 1). В воде скв. 353 установлена концентрация мышьяка 1,33 мг/дм³, скв. 36 – более 10 мг/дм³. Эти воды относятся к классу мышьяковистых минеральных вод.

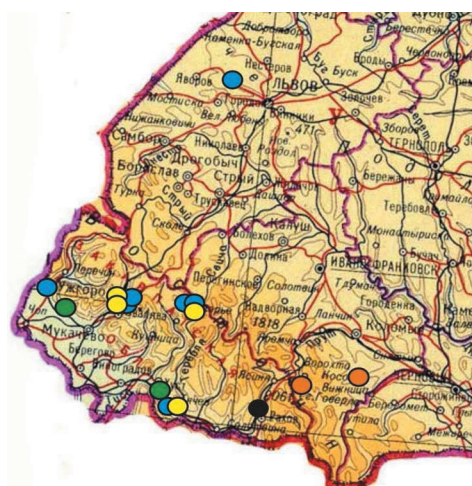
Наиболее значительным спектром микроэлементов отличаются высокоминерализованные глубинные термальные воды скв. 32-Д, с. Нижнее Солотвино, и скв. 14-Т, в с. Велятино (рис. 1). В их составе зафиксированы в концентрациях выше 1 мг/дм³ – Mn, Cu, Zn. Кроме того, скв. 14-Т характеризуется повышенным содержанием Co (1,27 мг/дм³) и Ni (1,25).

Селен обнаружен в Прикарпатских водах глубинного происхождения: скв. 7-А (пгт Верховина) и скв. 1 (г. Косов), содержание селена в которых составляет 12,5 и 20 мкг/дм³ соответственно (рис. 1). Идентификация данных вод как селенистых значительно увеличивает их бальнеологическую ценность и расширяет диапазон применения. Повышенное содержание селена (4–7 мкг/дм³) также определено в минеральных водах скв. 1-Л и скв. 729 Рогатинского месторождения.

В ряде вновь открытых и давно известных вод установлено повышенное содержание органических веществ (рис. 2). Это углекислые минеральные воды скв. 9 (C_{орг} 16,8 мг/дм³) и 1-Ш (19,5) Голубинского месторождения, скв. 8 (21,3) Ужгородского месторождения, скв. 4-Р (15,6) Сойминского месторождения, скв. 2 (21,0), 4 (16,2), 242 (24,6) Шаянского месторождения, скв. 1-Н (12,0) месторождения “Нарцисс”; скв. 11-Я (9,8), расположенной возле с. Кременец.

Следует отметить, что бальнеологические показания Шаянских вод совпадают с показаниями минеральных вод типа “Нафтуса”. Однако, для определения бальнеологической ценности органических компонентов данных вод, в первую очередь необходимо провести их идентификацию с помощью современной аналитической аппаратуры.

Разведаны воды, в состав которых входит ряд микрокомпонентов различного бальнеологического действия в концентрациях, превышающих бальнеологически активные: это источник Лужки (с. Выженка) и ист. Березовское (с. Текучее). Они содержат двухвалентное железо (16,8 и 36,0 мг/дм³ соответственно), а также в концентрациях выше 0,1 мг/дм³ марганец, цинк, никель. Второй особенностью данных вод является их обогащенность органическими веществами (ист. Лужки – 18,6, ист. Березовское – 28,6 мг/дм³ C_{орг}), которые выщелачиваются из менилитовых сланцев, что дает основание рассматривать эти воды как “нафтусеподобные”. К этому же типу вод следует отнести и ист. 15 Сходницкого месторождения, в котором обнаружено 17,5 мг/дм³ двухвалентного железа и 13 мг/дм³ органического углерода. Одна-



- Полиметаллические минеральные воды (с повышенным содержанием металлов переходного ряда - Cr, Mn, Co, Ni, Cu, Zn)
- Литиевые минеральные воды (Li > 10 мг/дм³)
- Мышьяковистые минеральные воды (As > 0,7 мг/дм³)
- Селенистые минеральные воды (Se > 10 мкг/дм³)
- Высокоминерализованные глубинные термальные воды

Рис. 1. Минеральные воды Прикарпатского и Закарпатского регионов Украины с повышенным содержанием биологически активных микрокомпонентов



Рис. 2. Мінеральні води Прикарпатського та Закарпатського регіонів України, в яких за результатами лабораторних досліджень ІГН НАНУ встановлено підвищене вміщення органічних речовин

ко, необхідно провести ідентифікацію органічної складової даних вод.

В складі всіх обстежених мінеральних вод присутні в підвищених концентраціях кремній. Згідно з "Класифікацією мінеральних вод України", до кремнієвих мінеральних вод належать скв. 8 (SiO_2 95,1 мг/дм³) та 29 (84,6) Ужгородського родовища, скв. 242 (87,4) Шаянського родовища та скв. 1-Н (58,1) родовища "Нарцисс". Жалезиста вода ист. 13 та "Нафтуса" ист. 10 Сходницького родовища також характеризуються підвищеним вміщенням кремнію ($\text{H}_2\text{SiO}_3 > 30$ мг/дм³), що може сприяти комплексності їх бальнеологічного впливу. Однак, для підтвердження цього припущення необхідно проведення медико-біологічних досліджень.

Проведені дослідження показали: використання сучасних високоточних методів дозволяє навіть в складі мінеральних вод добре вивчених та давно експлуатованих родовищ виявити нові компоненти, які в залежності від різних факторів можуть мати позитивне або негативне вплив на здоров'я людини.

Біологічні аспекти практичного застосування природних лікувальних мінеральних вод

Ураховуючи складний, багатокомпонентний склад природних мінеральних вод, недоцільно відносити їх до дієтичних напоїв, вживання яких в будь-якому випадку не може завдати шкоди. До цього часу багато біологічних ефектів мінеральних вод залишилися без уваги дослідників.

В результаті проведених нами, спільно з колегами ІЕПОР НАН України, комплексних досліджень встановлено, що спектр впливу питвельних мінеральних вод на метаболічні процеси в організмі може бути значно ширше, ніж вказано в медичних показаннях по використанню води.

При вивченні впливу мінеральної води з підвищеним вміщенням заліза на інтенсивність вільнорадикальних процесів в крові в умовах впливу іонізуючої радіації встановлено, що надмірне надходження двувалентного заліза в організм є причиною розвитку окислювального стресу [4]. Курсове вживання необлученими тваринами залізистої мінеральної води з скв. 29 Дравецького родовища ($\text{Fe}^{2+} - 14,7$ мг/дм³) при-

вело до підвищення інтенсивності вільнорадикальних процесів в їх крові, аналогічному з групою тварин, облучених в дозі 5,0 Гр (рис. 3).

Враховуючи це, позитивний вплив мінеральної води на процеси відновлення неможливо було пояснити, виходячи тільки з наявності в її складі біологічно активного двувалентного заліза. У облучених тварин, які вживали мінеральну воду, відзначалися відновлювальні ефекти, які можуть бути пов'язані з високим вміщенням кремнію в досліджуваній воді – до 30 мг/дм³. Тварини були більш активними, не спостерігалося геморагічних явищ, значно менше була втрата маси тіла, в групі зафіксована висока виживаемість – 89 %, на відміну від 56 % для облучених тварин, які вживали звичайний водний раціон.

Показателі даних, отриманих при дослідженні впливу лікувальної мінеральної води з підвищеним вміщенням органічних речовин "Збручанська Нафтуса" на мінеральний метаболізм (зауважимо, що ця вода обла-

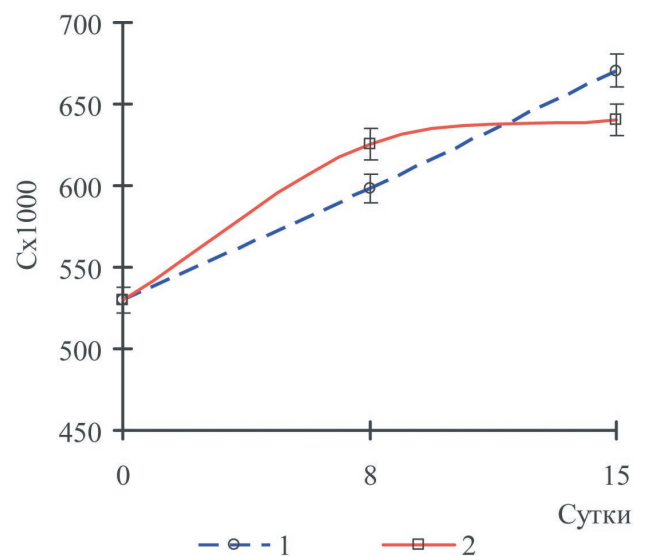


Рис. 3. Сумма хемілюмінесценції (С, імпульси за 300 с) гемолізату крові мишей експериментальних груп: 1 – необлучені тварини, які вживали залізисту мінеральну воду; 2 – облучені тварини (5,0 Гр) на звичайному водному раціоні

дает выраженным диуретическим действием). Установлено, что помимо биологических эффектов, традиционных для вод данного типа, курсовое применение “Збручанской Нафтуси” способствует уменьшению содержания меди и цинка в периферической крови и вместе с тем является дополнительным источником поступления магния [5]. Через две недели по окончании курса “Нафтуси” концентрация Cu в сыворотке крови крыс составляла 57 % от показателя контрольной группы, Zn –87, Mg –118. Вероятно, что органические вещества, содержащиеся в “Нафтусе”, образуют прочные соединения с ионами металлов переходного ряда в воде (в данном случае, с медью), которые затем экскретируются из организма. Ионы цинка менее склонны к комплексообразованию, а магний накапливается вследствие сорбции из воды. Это свидетельствует о необходимости проведения мероприятий для восполнения содержания меди и цинка в организме при курсовом лечении минеральными водами типа “Нафтуса”. Также необходимо учитывать биологические эффекты магния, поступающего с водой (содержание Mg^+ в исследуемой воде составляло 31,9 мг/дм³).

Приведенные примеры показывают, что лечебные минеральные воды по уровню воздействия на организм подобны многокомпонентным медицинским препаратам с широким спектром действия. Поэтому как специалистам, так и обычным потребителям необходимо коренным образом пересмотреть свое отношение к минеральным водам. Их употребление должно базироваться на тех же принципах, что и применение медицинских препаратов: строго индивидуально и дозировано, только после медицинского обследования и консультации с врачом соответствующего профиля.

Особенно это касается общедоступных фасованных минеральных вод. На этикетках бутылок с лечебной минеральной водой следует указывать не только врачебные рекомендации и противопоказания, но и механизм биологического действия воды. Учитывая, что некоторые макро- и микрокомпоненты в составе минеральных вод, не меняясь количественно, могут испытывать качественные изменения валентности, химической структуры, включаться в химические соединения – срок годности бутылкированной воды должен определяться не временем, в течение которого ее химический состав остается неизменным, а временем, в течение которого не изменяется ее воздействие на физиологические процессы в организме.

Необходимо учитывать, что некоторые нарушения метаболизма не имеют конкретных клинических проявлений, однако могут служить базисом для дальнейшего развития патологий. Поэтому в перспективе необходимо провести комплексные медико-биологические исследования широкой группы так называемых лечебно-столовых минеральных вод, чтобы получить ответ на вопрос – действительно ли эти воды можно безвредно употреблять в течение непродолжительного времени в качестве столовых, как декларируется в их названии.

Подводя итоги, отметим, что вопросы формирования, состава и практического применения минеральных вод Украины требуют комплексного, всестороннего рассмотрения. Даже в составе вод хорошо изученных месторождений могут быть обнаружены новые компоненты, биологические эффекты которых нуждаются в подробном исследовании.

Выводы

1. В связи с отсутствием ранее высокоэффективных методов анализа, состав минеральных вод многих месторождений до настоящего времени окончательно не установлен.

Использование современных высокоточных методов позволяет обнаружить в составе минеральных вод даже хорошо изученных и давно эксплуатируемых месторождений новые, биологически активные компоненты.

2. Природные лечебные минеральные воды по уровню воздействия на метаболические процессы подобны многокомпонентным медицинским препаратам с широким спектром действия. Их употребление должно базироваться на тех же принципах, что и применение медицинских препаратов – строго индивидуально и дозировано, после медицинского обследования и консультации с врачом.

3. Необходимо спланировать и выполнить комплекс исследований, направленных на изучение особенностей состава и молекулярных механизмов действия минеральных вод с помощью новейших методов исследования, которые станут научным базисом для расширения сферы и объемов использования природных минеральных вод Украины.

ЛИТЕРАТУРА

1. ДСТУ ISO 5667-11:2005. Якість води. Відбирання проб. Частина 11. Настанови щодо відбирання проб підземних вод (ISO 5667-11:1993, IDT).
2. ДСТУ ISO 5667-14:2005. Якість води. Відбирання проб. Частина 14. Настанови щодо забезпечення якості відбирання та оброблення проб природних вод (ISO 5667-14:1998, IDT).
3. Классификация минеральных вод Украины/Под ред. В. М. Шестопалова. – Киев: Макком, 2003. – 121 с.
4. Моїсєєв А. Ю., Дружина М. О., Моїсєєва Н. П., Шестопалов В. М. Біологічні аспекти застосування природних мінеральних вод. – Київ: Кім, 2010 – 123 с.
5. Shestopalov V. M., Moiseev A. Yu., Rodionova N. K., Druzhina N. A., Moiseeva N. P. The impact of medicinal mineral waters, type Naftusya, on the composition of blood serum of radiated animals//Journal of water chemistry and technology. – 2010. – Vol. 32. – N. 2. – P. 121–126.

REFERENCES

1. =====

Рукопис отримано

УДК

А. А. ТОЛКУНОВ, канд. геол. наук, начальник геологічного відділу ДГП "Укргеофізика",

Р. О. ГАВРИЛЮК, заступник завідувача відділу надрокористування та геолого-економічних оцінок ДП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз України"

ВПЛИВ НАУКОВО-ТЕХНІЧНОГО ПРОГРЕСУ Й ЗМІН ЕКОНОМІЧНИХ УМОВ НА РОЗВИТОК НАФТОГАЗОДОБУВНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ

Проаналізовано вплив науково-технічного прогресу на еволюцію нафтогазодобувної промисловості. Досліджено зв'язок між змінами економічних умов на регіональному й глобальному рівнях і темпами виконання проектів з пошуків, розвідки й видобутку вуглеводнів.

Ключові слова: прогрес, нафта і газ, вуглеводні, угоди про розподіл продукції, ліцензійна форма.

Andrii Tolkunov, Phd, chief of geological department of SGE "Ukrgeofizika," Ruslan Havryliuk, deputy head of subsoil management & geo-economic assessment department SE "Naukanaftogaz" JSC "Naftogaz of Ukraine" INFLUENCE OF SCIENTIFIC-TECHNICAL PROGRESS AND CHANGES OF ECONOMICAL CONDITIONS ON DEVELOPMENT OF UPSTREAM OIL AND GAS SECTOR

A analysis of influence of scientific-technical progress on evolution of oil and gas sector had been made by the authors of the research. In this paper more than ten stages of evolution of the upstream oil and gas industry were considered. The relation between changes of economical conditions and the dynamic of realization of investment projects of oil and gas exploration had been studied by the authors. The main economic factors of the development of oil and gas industry should be considered as supply and demand for hydrocarbons, price, costs, changing of conditions in domestic and foreign markets. The necessity of estimation relations between technological and economic factors of the evolution of the upstream oil and gas industry for producing a balanced investment policy and forecasting of rates of development of the hydrocarbon potential of mineral resources has been shown.

Keywords: progress, oil and gas, hydrocarbons, Production Sharing Agreements, licensed form.

Датою зародження нафтогазодобувної промисловості прийнято вважати 27 серпня 1859 року. Саме в цей день команда Едвіна Дрейка пробурила свердловину поблизу міста Тайтесвілл у штаті Пенсільванія США, що дала першу нафту [1].

Але потрібно відзначити, що видобуток нафти здійснювався й задовго до цієї події. Збереглися відомості, що американські індіанці з племені Сенека, знайшовши на поверхні водоймищ чорну субстанцію, накривали поверхню води рядном, а потім витискали її над коритом. Здобуту таким способом сирю нафту використовували здебільшого в медичних цілях. У Росії приблизно в цей самий час нафту добували на Бакинських промислах. Для цього було вирито колодязі завглибшки до 40 метрів, з яких вичерпували накопичену на дні нафту відрами. У 1844 році на Бакинських промислах чиновник ґриничого управління Федір Семенов запропонував поглиблювати колодязі за допомогою "земляного бура", а також пробурити кілька нових свердловин. У 1848 році на Бакинських промислах за цією технологією було пробурено першу свердловину.

Утім саме перша свердловина Дрейка започаткувала нафтогазодобувну промисловість як самостійну галузь. Адже було використано принципово інші підходи й застосовано нові технологічні засоби, що набули широкого розповсюдження в штаті Пенсільванія, а згодом і в інших штатах США. Власне, це й визначило подальший розвиток нафтогазодобувної промисловості.

Вважаємо, що основні етапи розвитку нафтогазодобувної промисловості варто пов'язувати з етапами впровадження низки нових на той час технологічних засобів і методик, які ми систематизували в хронологічному порядку (рис. 1).

Говорячи про розвиток нафтогазодобувної промисловості, треба відзначити й дуже сильний вплив на нього змін економічних умов. Йдеться насамперед про співвідношення попиту й пропозиції на вуглеводневу сировину й продукти її переробки; ціну продажу (здебільшого ціну можна розглядати як функцію цього співвідношення, але у разі з вуглеводнями, а особливо з природним газом, це є не завжди корек-

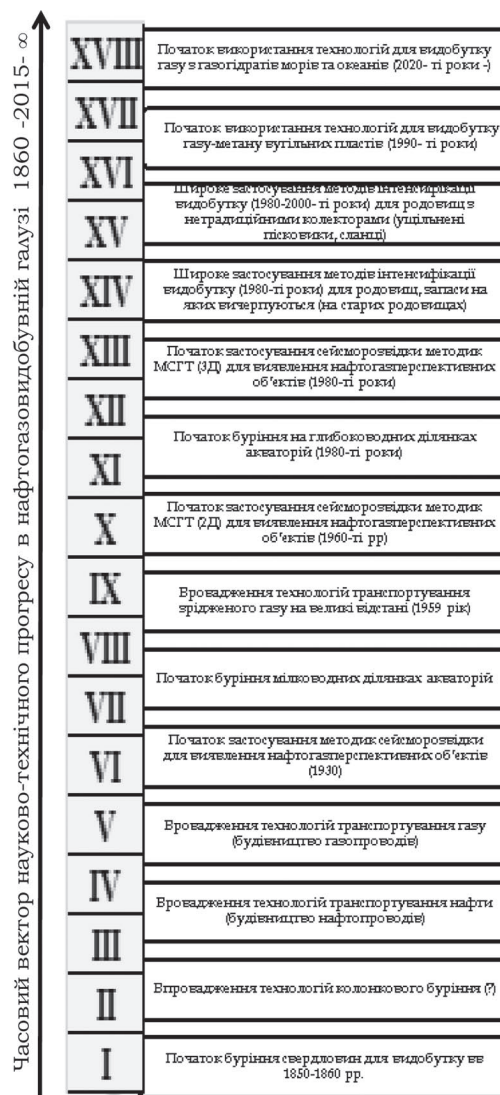


Рис. 1. Упровадження нових технологічних засобів і методик на різних етапах розвитку нафтогазодобувної промисловості

тним); капітальні витрати; зміни умов на внутрішніх і зовнішніх ринках (зростання чи спад економіки окремих регіонів і країн, зміни політичних режимів, зміни фіскальної політики, військові дії, кризи тощо) (рис. 2, 3).

Зауважимо, що, на відміну від нафти, не існує світових цін на газ. Так, ціна на газ коливається в широких межах в один і той самий проміжок часу не тільки в різних державах, але інколи й в різних штатах, районах однієї й тієї самої країни. Це зумовлено зокрема специфікою транспортування цього виду сировини.

Говорячи про основні чинники розвитку нафтогазодобувної промисловості, маємо вказати на те, що між ними існують як прямі, так і обернені зв'язки. Так, підвищення цін на вуглеводневу сировину стимулює впроваджувати й використовувати новітні високотратні технології. Відтак рівні видобутку зростають. Збільшення видобутку за умови стабільного рівня попиту веде до зменшення ціни, а в підсумку призводить до зменшення інвестиційної привабливості проектів, виконання яких потребує застосування високотратних нових технологій.

Також треба відмітити й специфіку нафтогазодобувного бізнесу, яка полягає в тому, що, на відміну від багатьох інших

видів діяльності, тут маємо справу з геологічними об'єктами, кожен з яких – по-своєму унікальний. Відповідно й кожен інвестиційний проект з пошуків, розвідки й видобутку вуглеводнів має свої особливості, що відображається в основних показниках його економічної ефективності. Ці показники можуть суттєво відрізнятись залежно від технологій, які використовуватимуться під час виконання проекту за різних інвестиційних режимів. Для прикладу, необхідність використання горизонтального буріння й численних гідророзривів під час освоєння газу сланцевих товщ призводить упродовж усього циклу виконання відповідного проекту до стабільно високих капітальних витрат. При цьому крива видобутку такої, на відміну від такої у разі проекту з пошуків, розвідки й видобутку вуглеводнів з традиційних колекторів, є відносно “стабільно високою”. Усе це дуже добре ілюструють типові профілі інвестиційних проектів з пошуків, розвідки й видобутку вуглеводнів з традиційних і нетрадиційних колекторів (рис. 4–7).

Інша ситуація з “глибоководними” проектами. Так, “типові профілі” цих інвестиційних проектів є майже подібними до “типових профілів” інвестиційних проектів з пошуків, розвідки й видобутку вуглеводнів з традиційних колекторів. Але на відміну від останніх, вони потребують значно більших капітальних вкладень. Також важливою особливістю “глибоководних” проектів є те, що у разі необхідності передчасного зупинення видобутку (консервації свердловин), наприклад через суттєве погіршення економічних умов, надрокористувач буде у великих збитках. Адже капітальні витрати на видобуток і поновлення видобутку на глибоководних родовищах набагато вищі, ніж вартість відповідних робіт на суходолі. Тому останні часто є більш інвестиційно привабливішими з огляду на менші обсяги капітальних вкладень і можливість змінювати обсяги видобутку вуглеводнів залежно від змін економічних умов.

У зв'язку з падінням цін на нафту останнім часом у світі суттєво скорочуються обсяги глибокого буріння. Це призводить до збільшення пропозиції на ринку бурового обладнання. Країни що імпортують нафту та газ, але надра яких при цьому мають значний вуглеводневий потенціал, можуть ско-

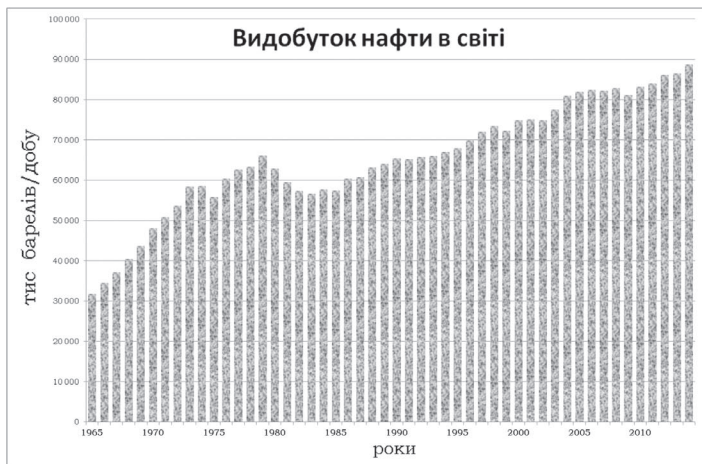


Рис. 2. Обсяги видобутку нафти (друга половина XX – початок XXI сторіччя)

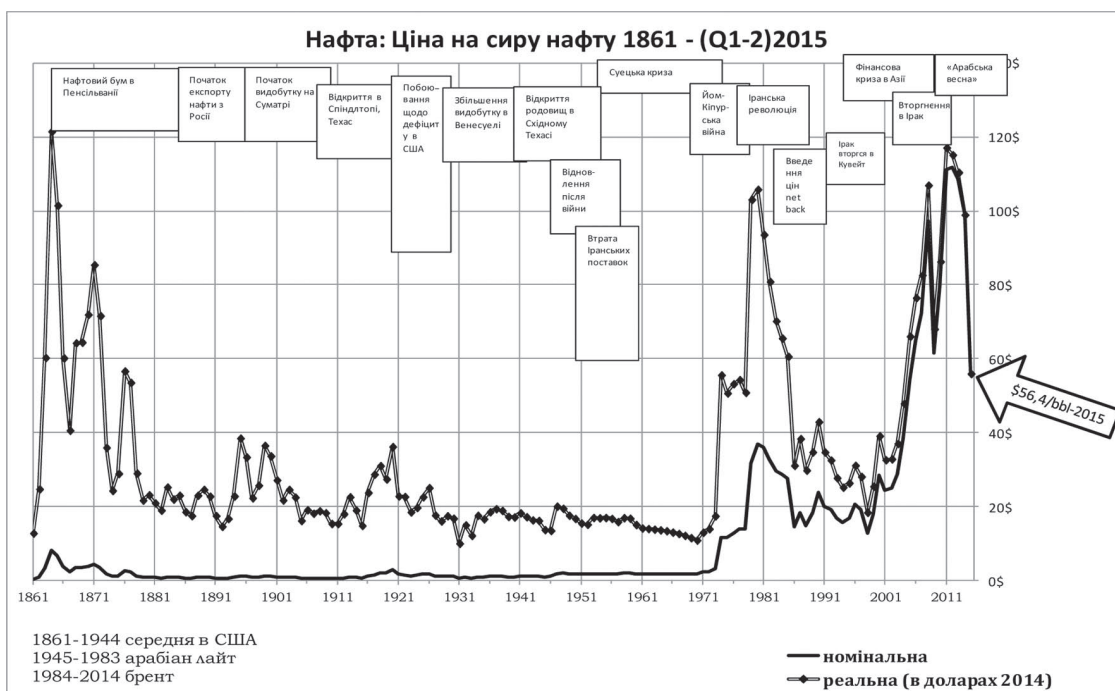


Рис. 3. Коливання цін на нафту та їх причини [2]

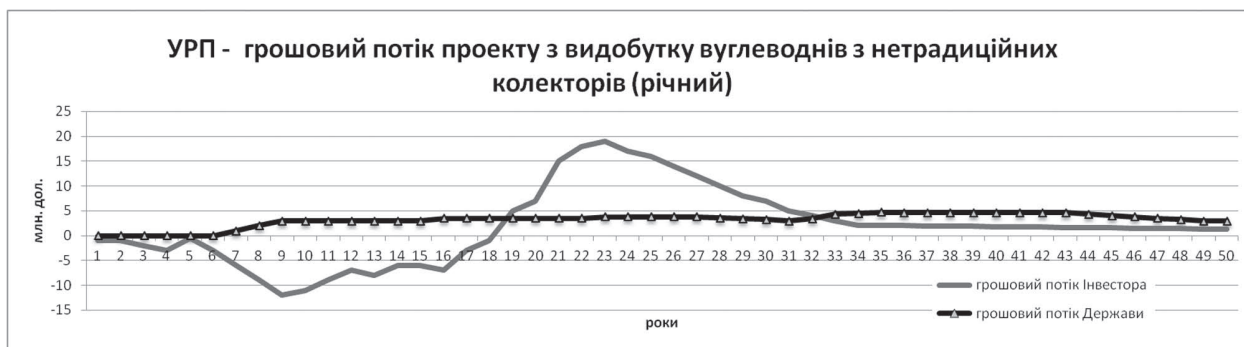


Рис. 4. Типовий грошовий потік на виконання інвестиційного проекту з видобутку вуглеводнів з нетрадиційних колекторів за умови укладення Угоди про розподіл продукції (УРП) (річний)



Рис. 5. Типовий грошовий потік на виконання інвестиційного проекту з видобутку вуглеводнів з нетрадиційних колекторів за умови укладення Угоди про розподіл продукції (УРП) (накопичений)



Рис. 6. Типовий грошовий потік на виконання інвестиційного проекту з видобутку вуглеводнів з традиційних колекторів за умови укладення Угоди про розподіл продукції (УРП) (річний)

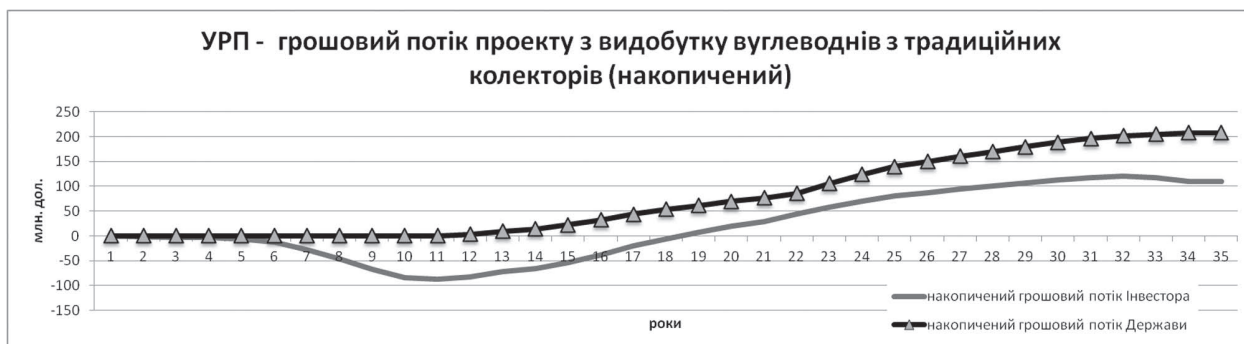


Рис. 7. Типовий грошовий потік на виконання інвестиційного проекту з видобутку вуглеводнів з традиційних колекторів за умови укладення Угоди про розподіл продукції (УРП) (накопичений)

ристання цим становищем на ринку для розвитку власної нафтогазовидобувної галузі.

Отже, можна виділити понад десять етапів еволюції нафтогазової індустрії, кожен з яких пов'язаний з окремим етапом широкого впровадження нових технологічних засобів і методик. Між технологічними й економічними чинниками еволюції нафтогазової індустрії існують як прямі, так і обернені зв'язки, урахування яких необхідне для вироблення збалансованої інвестиційної політики й прогнозування темпів освоєння вуглеводневого потенціалу надр. Основними економічними чинниками розвитку нафтогазовидобувної промисловості вважаємо: співвідношення попиту й пропозиції на вуглеводневу сировину, ціну, витрати, зміни умов на внутрішніх і зовнішніх ринках. Держава має враховувати зміну кон'юнктури на внутрішніх і зовнішніх ринках під час формування оптимальної інвестиційної політики для задоволення власних потреб у вуглеводневій сировині. Для збільшення обсягів видобутку нафти й газу в Україні варто залучати прямі інвестиції у високотратні видобувні проекти, більшість з яких потребує впровадження нових технологій (видобуток центральнобасейнового газу, газу щільних колекторів, газу метану вугільних родовищ, високов'язких нафт, вуглеводнів на континентальному схилі Чорного моря і т. ін.). На нашу думку, такі проекти також потребують особливих економічних умов, і для їх успішного виконання має бути зроблено відповідні зміни в інвестиційному режимі. Так, специфіку таких проектів має бути враховано під час удосконалення податкового режиму, а саме під час розроблення диференційованої рентної плати за користування надрами. З огляду на кон'юнктуру ринку сучасного обладнання для видобутку нафти й газу, спрощення процедури його розмитнення саме зараз може мати особливо сильний позитивний ефект на збільшення обсягів видобутку вуглеводневої сировини в Україні.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Yergin D.* The prize: the epic quest for oil, money and power. – New York: Simon & Schuster, 1991. – 876 p.
2. www.bp.com/.../bp/.../bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf

REFERENCE

1. *Yergin D.* The prize: the epic quest for oil, money and power. – New York: Simon & Schuster, 1991. – 876 p.
2. www.bp.com/.../bp/.../bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf

Рукопис отримано

О. В. ВАСИЛЬЄВ, канд. техн. наук, директор ТОВ “Фраксім-ІММ”,
ORCID-0000-0002-2312-8838

ORCID – МЕТОД ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ ІДЕНТИФІКАЦІЇ АВТОРА НАУКОВОЇ ПУБЛІКАЦІЇ

У статті обґрунтовується потреба реєстрації авторів наукових публікацій у системі ORCID і використання персональних кодів ORCID видавцями наукових журналів при публікації персональної інформації авторів статей для уникнення неточностей в ідентифікації авторства й визначенні персональних метрик (показників) бібліометрії.

The article argues a case for the registration of authors of scientific publications in the system ORCID and necessity of usage of personal ORCID-codes by publishers of scientific journals to avoid inconsistencies in identifying and determining of the authorship and improvements of personal bibliometrical indicators.

Важливу роль у комунікації між науковцями, науковими установами й суспільством у сучасному світі відіграє обмін інформацією щодо проведення наукових досліджень і результатів цих досліджень. Результати цієї роботи публікуються в монографіях, наукових періодичних виданнях, дисертаційних працях, матеріалах конференцій і семінарів, наукових звітах тощо.

Зростаюча важливість оцінки наукової активності науковця як фізичної особи й наукової установи як колективного автора наукових досліджень приводить до потреби ретельного обліку наукових і технічних публікацій, а також виявлення фактів цитування публікацій (і відповідно авторів) іншими. Процеси менеджменту наукових досліджень потребують створення й застосування системи рейтингових оцінок й оцінок впливу, що приводить до появи й широкого використання таких метрик наукометрії, як індекс цитування автора, імпаکت-фактор періодичного наукового видання. Проблема ідентифікації авторства (можливість переплутати авторство через повну форму ідентичних імен, що належать різним фізичним особам, або неповну форму імені) значною мірою ускладнює визначення наукометричних показників, а інколи призводить до помилок.

Корінь проблеми полягає в неоднозначностях транслітерації, яка відбувається під час відтворення імені автора за допомогою абетки іншої мови або схожі (ідентичні) написи імен різних авторів.

Система ORCID є однією з небагатьох глобальних систем реєстрації авторів, метою якої є вирішення проблеми розпізнавання авторів. Система ORCID забезпечує добровільну або організовану юридичною особою реєстрацію громадян будь-якої країни, зберігання й використання персональних даних автора видавництвами або інформаційно-пошуковими системами. Пошук публікацій за реєстраційним номером автора повністю забезпечує його ідентифікацію й проведення вибірки з бази даних, а також визначення наукометричних показників, що пов'язані з автором.

Код ORCID уже використовується науковими журналами й публікується разом з іншими персональними даними автора. Кожен автор, що має ORCID-номер отримує у своє розпорядження публічно доступну веб-сторінку з адресою на зразок <http://orcid.org/xxxx-xxxx-xxxx-xxxx>, яка відображає його основні ідентифікаційні дані й список його наукових праць.

Упровадження використання ідентифікатора ORCID редакцією наукового журналу матиме позитивні наслідки, які сприятимуть безпомилковому інформаційному пошуку наукових публікацій автора не тільки в наукометричних базах даних, але й за допомогою публічних універсальних пошукових серверів на зразок GOOGLE. Визначення наукометричних показників для авторів – фізичних осіб не матиме помилок ідентифікації. Усе, що треба від кожного автора, це пройти безплатну процедуру реєстрації на сервері <http://www.orcid.org> й інформувати редакцію журналу “Мінеральні ресурси України” про наявність власного реєстраційного номера.

УДК 622.244.6

М. М. РОЙ, канд. техн. н., старший викладач кафедри “Обладнання нафтових і газових промислів” (Полтавський національний технічний університет ім. Ю. Кондратюка), onopl@ukr.net.

Б. О. ВОЛОШИНІВСЬКИЙ, директор ТОВ “Карбон”,

В. Г. ЛАСТОВКА, заст. директора з впровадження нової техніки та випробування свердловин ТОВ “Карбон”

НОВІ ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИПРОБУВАННЯ ПЛАСТІВ В УМОВАХ ВИСОКОГО ТИСКУ Й ТЕМПЕРАТУРИ

Запропоновано вдосконалену конструкцію пакера, який забезпечує надійне перекриття кільцевого простору під час випробування й дослідження глибоких і надглибоких свердловин з характерними для них високими перепадами тиску й температур, збільшує ресурс його застосування й водночас підвищує ефективність випробування й дослідження пластів.

Ключові слова: пакер, випробування свердловин, тиск, температура, дослідження пластів.

M. M. Roi, Ph. D., senior teacher of “Equipment of the oil and gas wells” department (Yurii Kondratiuk National Technical University of Poltava), onopl@ukr.net, B. O. Voloshynivskyi, director of LTD “Karbon”, V. H. Lastovka, second director from introduction of new technique and wells test of LTD “Karbon” (LTD “Karbon”) NEW TECHNICAL DECISIONS FOR INCREASE OF EFFICIENCY THE LAYERS TEST IN THE CONDITIONS OF HIGH PRESSURE AND TEMPERATURE

Reliability of paker application opened the wells barrel during testing in the process of the boring drilling straight influences on quality of whole test. This is especially important to arrive at a test in difficult geologo-technological terms – in the conditions of high pressure and temperature overfalls, when the overfall of pressure can make 25 MPa and anymore.

In such terms the pakers rubber element flows under support, collapses, pressurizing of wells barrel is as a result violated during a test. In this connection authors are develop paker, which provides the reliable ceiling of circular space of deep and super-deep wells. It is carried out due to that the pakers rubber element consists of two parts, placed on shtok, thus a lower rubber element is hardly related to lower support from below and by support from above, which simultaneously is lower support for an overhead rubber element which from above co-operates with mobile, hardly fastened, on shtok overhead support; thus the surface of support has a form of hyperboloid of rotation, eventual part of which, that has a most diameter, answers the most diameter of overhead support which answers the diameter of pakers rubber elements. The pakers construction is executed at the level of Ukraine patent an invention and brought to the register of the best inventions of Ukraine. During the lead through of works from the test of layers in production terms offered on 17 objects a rubber element provided the reliable ceiling of wells circular space and kept the integrity during tests 5–6 objects, that considerably diminishes expenses on a test.

Keywords: paker, test of wells, pressure, temperature, research of layers.

У перспективі, з розвитком нафтогазової галузі, учені прогнозують уведення в розвідку нових площ із глибокозалежними продуктивними горизонтами в складних геологічних умовах, що потребує нині розроблення нових технічних засобів і технологічних прийомів, які використовують у процесі випробування й дослідження пластів, оскільки ефективність застосування стандартних технологій і технічних засобів за таких умов різко знижуватиметься.

Досить важливим, але найменш надійним вузлом у комплектуванні випробувального інструмента є пакерний вузол. Від надійності роботи пакера, його гумового ущільнюючого елемента залежить результат усього процесу випробування пластів у процесі буріння. Особливо це стосується випробування глибоких і надглибоких свердловин, коли під час збільшення перепаду тиску й температури гумовий елемент пакерного вузла втрачає стійкість, затікає під опору (деформація його стає незворотною) і, руйнуючись, порушує герметизацію стовбура свердловини.

Одним з технологічних факторів, які впливають на якість випробування, є створювана на пласт депресія. Забезпечуючи її, щоб отримати приплив пластового флюїду, доводиться

створювати високий перепад тиску на пакер, що може спричинити руйнування гумового ущільнювального елемента й порушити внаслідок цього процес випробування.

З метою підвищення працездатності ущільнюючих гумових елементів пакерів під час їх роботи в складних геолого-технічних умовах ряд дослідників у нашій країні й за кордоном розробив високоефективні конструкції пакерів, які запобігатимуть швидкому руйнуванню пакеруючого елемента.

Проведено дослідження працездатності ущільнюючого гумового елемента пакера, які виявили, що найбільше впливає на руйнування гумового елемента отвір між опорою пакера й стінкою свердловини, а також конструкція самої опори.

Удосконалення пакерних систем, над яким працює широке коло спеціалістів, проводилося завдяки створенню різного типу опор для гумового елемента пакера: пелюсткової опори конструкції “СевКавНИПИнефть”; розсувної опори, виконаної у вигляді шести–восьми металічних пластин завтовшки 0,4–0,5 мм; вузла металічного перекриття під ущільнювальним гумовим елементом, що складається з обоими, у якій зібрано пашки, що, перекриваючи одна, одну взаємодіють зі штоком пакера.

Найбільшого поширення набули пакери з гумовою розсувною опорою. Як розсувну опору в цих пакерах застосовують гумове кільце-вставку, твердість якого вища, ніж твердість ущіль-

новального гумового елемента пакера. Проте це не вирішує проблеми збереження основного ущільнювального гумового елемента пакера в умовах високих перепадів тиску й температури. Як показує досвід багаторічної експлуатації цих пакерів, здебільшого під час перепаду тиску понад 25,0 МПа й за температури понад 100 °С руйнується спочатку розсувна гума вставка, а потім нижня частина гумового ущільнювального елемента, що робить його непридатним до подальшого використання.

Автори поставили собі за мету створити таку конструкцію пакера, яка б забезпечила надійне перекриття кільцевого простору глибоких свердловин при пакеруванні та цілісність гумового ущільнюючого елемента пакера, що дало б можливість багатократно його використовувати під час випробування й дослідження свердловин.

У результаті численних експериментальних досліджень автори розробили принципово нову конструкцію пакера, яка відрізняється від відомих конструкцій пакерів тим, що ущільнюючий елемент складається з двох частин, розміщених на штоку, причому нижній ущільнюючий елемент жорстко з'єднаний з нижньою опорою й опорою зверху, яка водночас є нижньою опорою для верхнього ущільнюючого елемента, який вгорі взаємодіє з рухомою, жорстко закріпленою на штоку, верхньою опорою. Поверхня опори має форму гіперболоїда обертання, кінцева частина якого, що має найбільший діаметр, відповідає найбільшому діаметрові верхньої опори та діаметру ущільнюючих елементів пакера.

Пакер включає (рис. 1) корпус 1, який нижньою частиною жорстко за допомогою різби поєднано з нижнім перехідником 2, а у верхній частині з перехідником 3 й розміщеною в ньому шпонкою 4 через паз 5 поєднується зі штоком 6. У свою чергу перехідник 3 за допомогою різби з'єднано з нижньою опорою 7, на якій закріплено нижній ущільнюючий елемент 8. Верхній ущільнюючий елемент 9 вільно розміщено на штоку 6 і обмежено знизу опорою 10, яка є спільною для обох ущільнюючих елементів 8 і 9, а зверху – верхньою опорою 11, зовнішня поверхня якої має форму гіперболоїда й за допомогою різби поєднується з верхнім перехідником 12, який різьбою з'єднано зі штоком 6.

Пакер працює таким чином. Під час спуску пакера у свердловину він перебуває в стані транспортування. Досягнувши заданої глибини, пакер запускається осьовим навантаженням бурильної колони. При цьому навантаження через верхній перехідник 12 передається на шток 6 і верхню опору 11, яка діє своєю зовнішньою поверхнею на верхній ущільнюючий елемент 9. У результаті дії зовнішньої гіперболічної поверхні верхньої опори верхній ущільнюючий елемент 9 набуває форми цієї поверхні й герметично та надійно перекриває кільцевий простір свердловини, одночасно сприймаючи гідравлічне навантаження від стовпа промивальної рідини, розташованої над ним, та передає стискаюче зусилля через опору 10 на нижній ущільнюючий елемент 8, який верхньою своєю частиною також герметично перекриває кільцевий простір свердловини.

Під час відкриття впускного клапана випробувача пластів підпакерна зона сполучається з порожниною бурильних труб, а на нижній ущільнюючий елемент 8, крім механічного навантаження, додатково діє гідравлічна складова стискаючого зусилля, величина якого може бути в декілька разів більшою від механічного стискаючого навантаження. Під дією цього додаткового навантаження відбувається максимальне ущільнення елементів 8 і 9 зі збереженням їх цілісності завдяки тому, що на кожен ущільнюючий елемент діють лише стискаючі їх зусилля з боку стінок свердловини та опор 7, 10, 11.

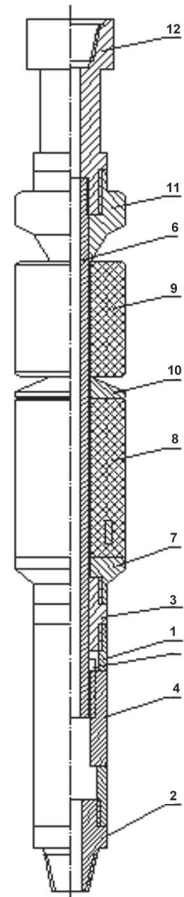


Рис. 1. Пакер циліндричний гідравлічний

1 – корпус; 2 – нижній перехідник; 3 – перехідник; 4 – шпонка; 5 – паз; 6 – шток; 7 – нижня опора; 8 – нижній гумовий елемент; 9 – верхній гумовий елемент; 10 – опора; 11 – верхня опора; 12 – верхній перехідник

Знімаючи пакер після завершення випробування пласта, відкриваючи зрівнювальний клапан випробувача пластів і вирівнюючи тиск над і під пакером, натягом бурильної колони запускаються всі рухомі деталі пакера. Знімається навантаження з верхньої опори 11 і з верхнього ущільнюючого елемента 9, з опори 10 і нижнього ущільнюючого елемента 8; при цьому обидва ущільнюючі елементи послідовно набувають транспортного положення й пакер без перешкод піднімається вгору. Після закінчення процесу випробування свердловини пакер піднімають разом з іншим свердловинним обладнанням на поверхню.

Запропонована конструкція пакера забезпечує його надійне встановлення зняття зі збереженням цілісності ущільнюючих елементів, що значною мірою підвищує ефективність і достовірність випробування й дослідження пластів.

Висоту гіперболічної поверхні верхньої опори 11, яка тисне на верхній ущільнюючий елемент 9 пакера, можна визначити, використавши властивості гіперболи, оскільки зовнішня поверхня верхньої опори 11 має форму гіперболоїда (рис. 2), який утворюється при обертанні гіперболи навколо фокальної осі. При перетині гіперболоїда площиною, що проходить через фокальну вісь, утворюється гіпербола. Розглянемо випадок (оптимальний з погляду математики), коли асимптоти утвореної гіперболи перетинаються під кутом 45°. Припустимо, що пакер встановлюється у свердловині Ø215,9 мм. Тоді діаметр опори верхнього ущільнюючого елемента пакера дорівнює $d_1=195 \text{ мм}=0,195 \text{ м}$, що відповідає діаметру верхнього ущільнюючого елемента в його найширшій частині (верхній гіперболи), а діаметр штока пакера дорівнює $d_{\text{шт}}=73 \text{ мм}=0,073 \text{ м}$, що відповідає точці E, розміщеній на гіперболі.

Рівняння рівносторонньої гіперболи (з урахуванням того, що кут між асимптотами становить 45°) має вигляд:

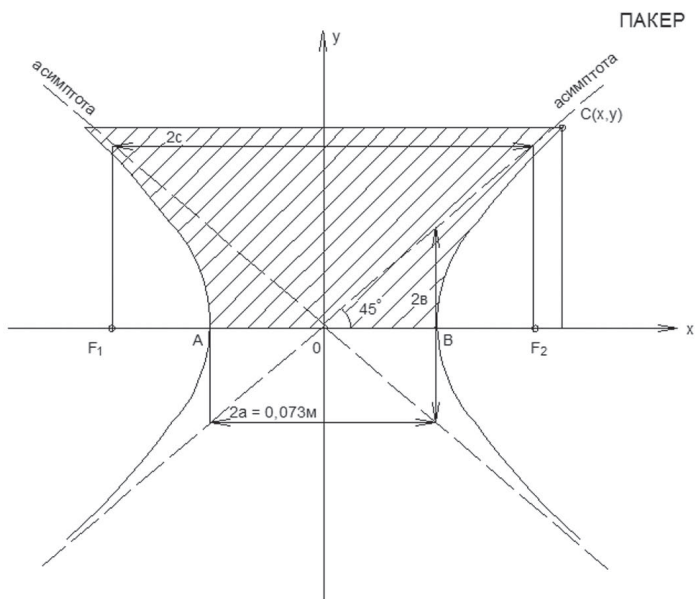


Рис. 2. Перетин гумового ущільнюючого елемента пакера (гіперболоїда) площиною, що проходить через фокальну вісь

$$\frac{x^2}{a^2} - \frac{y^2}{a^2} = 1 \text{ або } x^2 - y^2 = a^2.$$

Ордината найвищої точки гіперболи збігається з ординатою найширшої частини верхньої опори 11 пакера, а ордината точки Е, що належить гіперболі, є водночас кінцевою точкою найменшого діаметра верхньої опори 11, що відповідає діаметру штока, на якому жорстко закріплена верхня опора 11 верхнього ущільнюючого елемента 9 пакера. Тому задача з визначення висоти верхньої опори 11 полягає у з'ясуванні ординати кінцевої точки гіперболи, що відповідає найбільшому радіусу верхньої опори, тобто найбільшому радіусу верхнього ущільнюючого елемента 9. Для гіперболи:

$$AB = a = \frac{d_{\text{штока}}}{2} = \frac{0,073\text{м}}{2} = 0,0365 \text{ м.}$$

Для точки С:

$$x = \frac{d_{\text{в.у.с.}}}{2} = \frac{0,195\text{м}}{2} = 0,0975 \text{ м.}$$

Тоді ординату точки С можна отримати з рівняння рівносторонньої гіперболи:

$$y = \sqrt{(0,0975)^2 - (0,0375)^2} = 0,0904 \text{ м.}$$

Такої висоти верхньої опори 11 достатньо для того, щоб вона, діючи на верхній ущільнюючий елемент 9, надавала йому у верхній його частині також форми гіперболоїда і завдяки цьому надійно перекривала кільцевий простір свердловини Ø215,9 мм.

Так само можна розрахувати висоту верхньої опори 11 для інших діаметрів штока пакера й діаметрів гумового елемента, і зрештою для діаметра свердловини.

Висоту ущільнюючого елемента можна розрахувати виходячи з того, що гума, з якої виготовлено ущільнюючі елементи, практично нестикувана, а тому об'єм її під час пакерування залишається незмінним; змінюється лише її поверхня, площа якої залежить від її форми. Відомо, що найоптимальнішим вирішенням завдання щодо оптимізації площі поверхні ущільнюючого елемента буде те, за якого площа ущільнюючого елемента сягне мінімальних для даного об'єму розмірів [1]. Розв'язуючи завдання щодо мінімізації площі поверхні ущільнюючого елемента, можна аналітично розрахувати його висоту. Підрахунки показують, що для пакера з діаметром штока 0,073 м оптималь-

ною є висота ущільнюючого елемента, яка дорівнює 0,460 м.

Пакер було випробувано у виробничих умовах на свердловинах:

- Василівська пл. (в інтервалах: 3213–3248 м 02.09.2002 р. і 3480–3700 м 01.06.2003 р.);
- Денисівська пл. (в інтервалі 3034–3089 м 07.10.2003 р.);
- Ямпільська пл. (в інтервалах: 3455–3556 м 20.11.2003 р.; 3316–3412 м 31.10.2003 р.; 3654–3762 м 13.01.2004 р.);
- Шиглівська пл. (в інтервалах: 3047–3095 м 22.10.2001 р.; 3154–3350 м 27.11.2001 р.; 3157–3222 м 14.10.2004 р.);
- Підгорянська пл. (в інтервалі 2880–2949 м 18.04.2002 р.);
- Кохівська пл. (в інтервалах: 2093–2200 м 08.05.2002 р.; 1854–1905 м 29.04.2002 р.; 1645–1719 м 11.04.2002 р.; 1319–1346 м 22.03.2002 р.; 416–460 м 09.02.2002 р.);
- Турівська пл. (в інтервалі 4982–4997 м 10.12.2001 р.);
- Крутогорівська пл. (в інтервалі 2114–2167 м 25.06.2008 р.).

Застосування вдосконаленої конструкції пакера дозволило зберегти цілісність ущільнюючих гумових елементів пакера протягом 5–7 випробувань, що знизило витрати на випробування. Завдяки вдосконаленій конструкції пакера термін експлуатації гумових елементів можна було б іще продовжити, якби якість гуми залишалася незмінною. Але, як відомо, процеси, які протікають у гумі під дією температури, середовища, в якому вона працює, і механічних напружень, можуть привести до змін, а відтак до появи залишкової деформації, до зниження міцнісної характеристики. З підвищенням температури інтенсивність цих змін збільшується. Причому високі температури, на відміну від низьких, викликають незворотне погіршення механічних властивостей гуми. Унаслідок цього залишкові деформації – просто невідворотні [1].

У результаті застосування описаної вище конструкції пакера [2] з використанням лише трьох гумових елементів вдалося виконати випробування 17 наведених вище об'єктів.

Отже, запропонована конструкція забезпечує надійне встановлення пакера у відкритому стовбурі свердловини та його зняття зі збереженням цілісності ущільнюючих елементів, яке обмежується лише втратою герметизуючих властивостей гуми, що значною мірою підвищує ефективність і достовірність випробування й дослідження пластів і рекомендується до широкого впровадження на геологічних підприємствах України.

ЛІТЕРАТУРА

1. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин/[Варламов П. С., Григулецкий В. Г., Варламов Г. П., Варламов С. П.]. – Уфа: ГУП РБ, 2004. – 619 с.
2. Пат. на винахід в Україні, МПК (2009) E21B 33/12. Пакер/Соколов С. Д., Волошинівський Б. О., Рой М. М., Федьків П. І., Ластовка В. Г.; заявник і патентовласник Соколов С. Д. – № 90411; Заявл. 23.02.2009; Опубл. 26.04.2010, Бюл. № 8. – 8 с.

REFERENCES

1. Wells test equipment for gidrogasdynamic collectors researches oil and gas wells/[Varlamov P. S., Griguleckij V. G., Varlamov G. P., Varlamov S. P.]. – Ufa: GUP RB, 2004. – 619 p. (In Russian).
2. Stalemate on an invention Ukraine, MPK (2009) E21V 33/12. Parker/Sokolov S. D., Voloshynivskiy B. O., Roi M. M., Fedkiv P. I., Lastovka V. H.; declarant and a patent proprietor Sokolov S. D. – № 90411; Prop. 23.02.2009; Publ. 26.04.2010, Biul. № 8. – 8 p. (In Ukrainian)

Рукопис отримано 26.04.2015.

УДК 504:519.722

Є. О. ЯКОВЛЄВ, д-р техн. наук (ІТГП НАН України)

АСИМІЛЯЦІЙНИЙ ПОТЕНЦІАЛ ГЕОЛОГІЧНОГО СЕРЕДОВИЩА ГІРНИЧОДОБУВНИХ РЕГІОНІВ УКРАЇНИ ЯК ПРОВІДНИЙ ПОКАЗНИК ЕКОЛОГІЧНИХ ПРОБЛЕМ НАДРОКОРИСТУВАННЯ

У геологічному плані Україна належить до держав, територію яких сформовано різноманітними за віком походження та породно-речовинним складом структурами. За сучасним балансом Державної служби геології та надр обліковано до 20 тис. родовищ і проявів корисних копалин за 98 видами мінерально-сировинних ресурсів. Донедавна на території України діяло до 2 тис. гірничодобувних, збагачувальних та переробних підприємств, а загальне валове споживання мінеральної сировини перевищувало 20 т/рік на людину. За різними оцінками протягом ХХ століття економіка України характеризувалася активним залученням різноманітної мінеральної сировини в господарський обіг і формувала на її основі до 43–48 % валового внутрішнього продукту та 55–60 % валютних надходжень, тобто мала стійкий сировинний характер. Про стратегічну важливість мінерально-сировинних ресурсів у розвитку світової економіки свідчить наприклад те, що для виготовлення сучасного комп'ютера вагою 1,5 кг потрібно до трьох тонн різноманітної мінеральної сировини.

Нині більшість розвинутих ("старих") гірничодобувних районів України пройшла так званий "пік Хабберта" і перебуває в стадії, коли падає видобуток і зростає закриття нерентабельних шахт і кар'єрів. Дослідження фахівців УкрДГРІ, інститутів НАН України свідчать, що зняття з експлуатації шахт і кар'єрів потребує вірогідних оцінок асиміляційного (захисного) потенціалу геологічного середовища як чинника екологічної, економічної та соціальної безпеки держави.

Ключові слова: асиміляційний потенціал, гірничодобувний район, геологічне середовище, екологічна безпека, небезпечні екзогенні геологічні процеси, мінерально-сировинні ресурси.

Yakovlev Ye., doctor of technical sciences (Inst. of Telecommunication and Global Informative Space of NAS of Ukraine) ASSIMILATION POTENTIAL OF GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF MINING DISTRICTS OF UKRAINE – ECOLOGICAL INDICATOR OF BOSOM

In geological relation the territory of Ukraine is formatted by different in the geological age and rock-substance?material. The present balance of State geological survey of Ukraine registers about 20 thousands deposits and occurrences of 98 types of mineral resources. About 3 500 deposits and gas-oil fields are being hroccessed now.

About 2 000 mining, enriching and processing plants were situated within Ukraine; total utilization of mineral resources (MRs) was more then 20 tons/men/year. Different MRs were basement of the Ukrainian economy and about 4–48 % TNP were included of the raw resources. The importance of MRs in the development of modern technologies could be illustrated by such fact: about 3 tons of MRs are necessary for production of one modern computer with the total weight about 1,5 kg.

Mostly of the developed ("old") mine-extracting basins of Ukraine had crossed of so-called Hubbert' peak (maximum of development) and are being now in the stage of reducing the extraction and abandoningof mines and quarries. Investigations of Ukrainian State Institute of Geological Exploration and Nattional academy of Ssiences of Ukraine are witnessing that ecological safety of mines' and quarriers' abandoning demands of reliable evaluations of the geological environment' assimilative potential as factor of the ecological, economical and social safety.

Keywords: assimilative potential, mining-extractive district, geological environment, ecological safety, dangerous exogenic geological processis, mineral resurces.

Україна належить до країн з високим рівнем геологічної вивченості території, великою кількістю розвіданих родовищ і проявів 111 видів корисних копалин (до 20 тис.) природного й техногенного походження. Протягом ХХ ст. економіка України характеризувалася активним залученням різноманітної мінеральної сировини в господарський обіг, величина якого перевищувала 20 т/рік на людину й формувала до 43–48 % валового внутрішнього продукту [1–6].

Наймасштабнішими й незворотними впливами на екологічний стан геологічного середовища (ГС) та комплексністю порушень його рівноважної взаємодії зі складовими навколишнього природного середовища (НПС–гідросфера, біосфера, приземна атмосфера та ін.) вирізняється видобуток вугілля, залізних і розсіпних титанових руд і хімічної сировини (калійні та кам'яна солі, сірка та ін.). За попередніми оцінками у ХХ ст. на території України цих корисних копалин було видобуто понад 20 млрд т, а разом з умісними (розкритими) породами загальний обсяг вилучення перевищує 35 млрд т, що наближається до обсягу накопичених у державі відходів.

За даними Державної служби геології та надр Мінприроди України прямий екологічний вплив гірничодобувних районів (ГДР) на безпеку НПС охоплює до 20 тис. км² (3–3 % площі держави, рис. 1), зокрема до 6 тис. км² з порушенням рівноважного стану рельєфу (верхньої зони літосфери), поверхневої й підземної гідросфери [7–9]. (рис. 1).

Комплексний і значною мірою незворотний характер перетворень НПС на об'єктах надрокористування дає змогу дійти висновку, що асиміляційний (захисний) потенціал геологічного середовища (АПГС) у межах ГДР є доволі обмежений природний ресурс. Виконання в низці розвинутих ("старих") ГДР заходів зі штучного підвищення АПГС, наприклад, збільшення сорбційно-захисної здатності ґрунтів або порід зони ненасиченої фільтрації (зони аерації), енергогеомеханічна стабілізація надр під час видобутку мінеральної сировини й підземних вод, потребує значних витрат ресурсів і часу. Крім того, це має частково відновлювальний характер, про що свідчить співвідношення змін екологічного стану навколишнього й геологічного середовища більшості ГДР України (табл. 1).

Про обмежену здатність АПГС у розвинутих ГДР щодо нейтралізації впливів техногенезу можуть свідчити такі індикатори його прояву:

1. довгострокове зростання негативних змін довкілля, зокрема незворотних (осідання й деформація поверхні, геохімічне забруднення природних і аграрних ландшафтів, погіршення якості поверхневих і підземних вод, техногенні

землетруси та ін.) з поступовим зниженням рівня безпеки життєдіяльності (БЖД);

2. збіднення біорізноманіття;

3. формування нестабільних складних природно-техно-

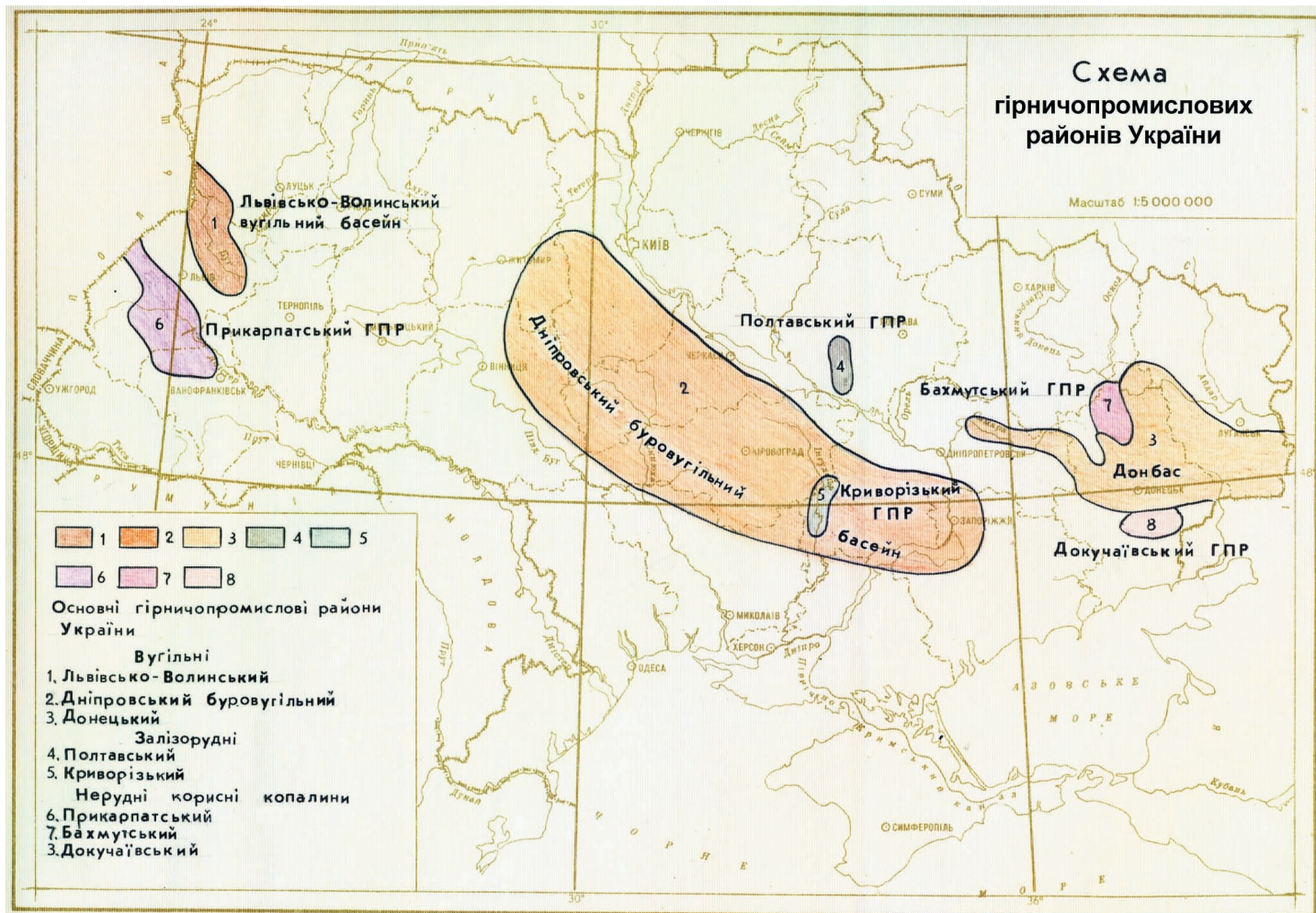


Рис. 1. Схема гірничопромислових районів України

Таблиця 1. Характеристика впливу на екологічний стан геологічного середовища розробки різних видів мінеральної сировини в розвинутих ГДР України

Регіон/район (основний вид сировини)	Провідні чинники впливу гірничих робіт на екологічний стан геологічного середовища					Екологічний стан довкілля
	Порушення денної поверхні, (км ²)	Приплив шахтних вод (м ³ /добу)	Техногенний розвиток небезпечних геологічних процесів	Обсяги накопичених відходів млн м ³	Склад забруднювачів ґрунтів (ландшафтів)	
Донбас (кам'яне вугілля)	15 000	До 2,2·10 ⁶	Просідання, підтоплення, зсуви, карст, ерозія	1 050	Важкі метали, нафтопродукти й хімічні сполуки підземних вод	Критичний
Львівсько-Волинський (кам'яне вугілля)	150	0,06·10 ⁶	Просідання, підтоплення, карст	0,5	Важкі метали, хімічні сполуки підземних вод	Критичний
Дніпровський (буре вугілля)	20	0,24·10 ⁶	Зсуви, підтоплення	Незначні	Важкі метали, хімічні сполуки підземних вод	Суттєво погіршений
Дніпровсько-Донецька западина (нафта й газ)	Незначні на великих площах	Відсутні	Незначні локальні	Відсутні	Локально – нафтопродукти, подекуди уран і радій	Частково погіршений
Криворізький басейн (залізні руди)	170	0,13·10 ⁶	Просідання, зрушення, зсуви, підтоплення, карст	2 500	Важкі метали, хімічні сполуки порід і підземних вод	Критичний
Передкарпаття та Закарпаття (сірка, сіль та інші)	150	0,13·10 ⁶	Просідання, зрушення, зсуви, підтоплення, карст, суфозія	Понад 50,0	Хімічні сполуки порід і підземних вод, сірка, солі	Критичний

генних геосистем (ПТГС): “комплекс гірничодобувних підприємств – навколишнє природне середовище” з високим рівнем ентропії довкілля [7–11].

Водночас значна відмінність гірничо-геологічних та еколого-геологічних умов родовищ корисних копалин робить визначення параметрів і кількісних оцінок АПГС на різних стадіях надрокористування в ГДР доволі складною науково-технічною проблемою. Це також зумовлено великою кількістю природних і техногенних зв'язків при формуванні різноманітних ПТГС, в яких ГС є головне “депо” більшості техногенних змін НПС (Г. І. Рудько, 2001, С. В. Гошовський, 2007, Г. Г. Лютий, 2007). Майже всі розвинуті ГДР України можна зарахувати до складних ПТГС із критичним використанням АПГС до рівня його виснаження. Нижче (табл. 2) наведено результати SWOT-аналізу провідних чинників змін екологічного стану ГС у гірничодобувних районах України.

Загалом результати SWOT-аналізу провідних чинників змін екологічного стану геологічного середовища в гірничодобувних районах України можна вважати свідченням екологічної незбалансованості між технологічною потужністю людини й обмеженим асиміляційним потенціалом геологічного середовища.

Наслідком цього дисбалансу є критичне погіршення безпеки життєдіяльності в більшості ГДР, особливо за умови екологічно незбалансованого зняття шахт з експлуатації (ЗШЕ) переважно методом так званої “мокрої консервації” (автораєлітаційного затоплення) [3–7, 12, 13].

У загальному плані асиміляційний потенціал геологічного середовища за умови комплексного порушення рівноваги надр ГДР є доволі обмеженим природним ресурсом. Дослідження й досвід виконання природоохоронних заходів у ГДР свідчать, що штучне підвищення АПГС у межах ділянок довгострокового надрокористування, наприклад збільшення сорбційно-захисної здатності порід зони аерації, літолого-гідрогеохімічна та енергогеомеханічна стабілізація породного масиву під час видобутку мінеральної сировини з вилученням великих об'ємів порід і підземних вод, потребує значних витрат ресурсів і часу [1–4, 13, 15–17].

Системні дослідження взаємозв'язку АПГС та екологічного стану головних життєзабезпечувальних природних систем (ГЖПС – біосфери, гідросфери, літосфери, атмосфери) зон впливу ГДР свідчать про його такі індикатори сучасного прояву:

1) повільне зниження БЖД людини внаслідок обмеженої здатності АПГС до нейтралізації негативних змін довкілля в зонах впливу гірничодобувних робіт;

2) обмеженість досягнення рівноважного стану природно-техногенних геосистем ГДР на базі еколого-компенсаційного потенціалу ГС та визначення його гранично-допустимих техногенних змін (ГДТЗ) [1–6].

Водночас усі дослідники відзначають, що визначення параметрів і кількісних оцінок АПГС у межах розвинутих ГДР потребує оцінки й врахування впливу великої кількості параметрів природних і техногенних процесів переформування порушених надр (табл. 3).

Нині на території України діє низка нормативів, які визначають порогові впливи на складові довкілля (гранично-допустимі концентрації, скиди та ін.), але недостатньо враховують ековплив просторово-часових змін НПС під час формування ПТГС на різних етапах розвитку ГДР (об'єкта).

Як приклад можна навести взаємодію повітряних викидів із ґрунтами, які є їх довгострокове “депо”. У результаті при досягненні гранично-допустимої концентрації забруднювача в повітрі ($C_{гпк}$), його наступна довгострокова акумуляція на поверхні ґрунту доволі часто призводить до майже незворотного погіршення ландшафтно-геохімічних умов, забруднення поверхневих і ґрунтових вод, сільгосппродуктів [12–15].

Для визначення АПГС за умови врахування впливу небезпечних екзогенних геологічних процесів (НЕГП), як свідчать результати досліджень відомих фахівців (проф. В. Т. Трофимов, проф. Г. І. Рудько, проф. А. В. Луцик, проф. В. С. Круподьоров), доцільно використати співвідношення мінімальних f_{\min} , нормативно допустимих f_n , і поточних f_i (локальних або об'єктових) значень техногенних змін ГС. Для цього можна застосувати часткову модифікацію типової залежності визначення асиміляційного потенціалу навколишнього середовища:

$$АПГС = (f_n - f_i) / (f_n - f_{\min}) \quad (1)$$

У сучасних умовах часткове зменшення АПГС у межах ГДР може відбуватися внаслідок дії природних чинників, зокрема глобальних змін клімату (ГЗК): потепління, збільшення кількості й нерівномірності опадів, висоти й частоти повеней і паводків.

У загальному екологічному плані техногенні зміни НС прийнято зараховувати до негативних або позитивних стосовно їх сприйняття людиною.

Водночас, увесь спектр техногенних змін екосистем (біосферних, гідросферних, літосферних, атмосферних) прийнято оцінювати з погляду рівноваги їх природно-техногенного стану або в зонах впливу техногенного об'єкта за умови динамічної рівноваги ПТГС. Через це більшість дослідників (акад. Е. В. Собонович, акад. В. М. Шестопапов, проф. В. Т. Трофимов, проф. Г. І. Рудько, проф. В. В. Долін та ін.) допустимі

Таблиця 2. SWOT-аналіз провідних чинників змін екологічного стану геологічного середовища в гірничодобувних районах України

Позитивні чинники	Негативні чинники
<p>1. Strength – підсилення</p> <p>1.1. Рівноважний масоенергообмін з біосферою</p> <p>1.2. Геомеханічна рівновага породного масиву</p> <p>1.3. Збалансований водо- і солеобмін між поверхневою й підземними гідросферами</p> <p>1.4. Стійкість геохімічних і газогеохімічних полів</p>	<p>2. Weakness – послаблення</p> <p>2.1. Чутливість до руйнування рівноважних зв'язків з біосферою при наступному зменшенні біорізноманіття</p> <p>2.2. Зниження захисної здатності ГС від забруднення підземних і поверхневих вод техногенними сполуками</p> <p>2.3. Формування ділянок стійкого хімічного забруднення аграрних і природних ландшафтів</p>
<p>3. Opportunity – позитивні можливості</p> <p>3.1. Зменшення техногенних змін НПС у разі збереження рівноваги породного масиву</p> <p>3.2. Обмеження впливу техногенезу за умови комплексного використання мінеральної сировини</p> <p>3.3. Кореляція основних порушень ГС з ділянками гірничодобувних робіт</p>	<p>4. Threats – загрози</p> <p>4.1. Утрата ресурсів підземних і поверхневих вод питної якості</p> <p>4.2. Формування ділянок витоків вибухонебезпечних і токсичних газів крізь тектонічні порушення й техногенну тріщинуватість;</p> <p>4.3. Розвиток техногенних землетрусів і небезпечних екзогенних геологічних процесів</p> <p>4.4. Довгострокове погіршення безпеки життєдіяльності</p>

Таблиця 3. Провідні еколого-геологічні чинники впливу масового закриття вугледобувних шахт

Провідні напрями впливу закриття вугледобувних шахт на геологічне середовище	Склад еколого-геологічних чинників змін надр під час закриття шахт	Просторово-часова стійкість еколого-геологічних чинників впливу закриття шахт як показник АПГС
1. Ландшафтно-геохімічні	Геохімічне поліелементне забруднення ландшафтів, ґрунтів і донних відкладів	Регіональне довгострокове порушення структури природних геохімічних ландшафтів
2. Літосферні – порушення геомеханічної рівноваги надр	Порушення рівноважного геомеханічного стану в результаті просідань, зрушень, техногенного тріщиноутворення	Незворотні деформації поверхні й структури полів геомеханічних напруг у породному масиві
3. Гідрологічні – критичні зміни режиму та якості стоку поверхневих водних об'єктів (поверхнева гідросфера)	Регіональне забруднення поверхневого стоку внаслідок некерованого витоку шахтних вод, порушення русел, забруднення водозборів	Уповільнена стабілізація еколого-ресурсних параметрів поверхневих водних об'єктів, довгострокове збільшення витоку мінералізованих підземних вод
4. Гідрогеологічні – критичні зміни рівнів і хімічного складу підземних вод (підземна гідросфера)	Автореабілітаційне підвищення рівнів підземних вод з розвитком підтоплення й затоплення земель, зростання площ техногенного забруднення горизонтів унаслідок висхідного перетікання мінералізованих вод у зонах порушень водотривів та інфільтрації техногенних забруднень	Зменшення площ формування прісних підземних вод, зростання вразливості до забруднення водонесних горизонтів, активізація взаємодії підземних і поверхневих вод
5. Газогеохімічні – активізація висхідної міграції вибухонебезпечних та токсичних газів	Насичення верхньої зони літосфери й приземної атмосфери вибухонебезпечними та токсичними газами (підвалини будівель, пониження рельєфу)	Довгочасове збільшення витоків вибухонебезпечних і токсичних газів у породи зони аерації та приземну атмосферу
6. Інженерно-геологічні – регіональне порушення геомеханічної та динамічної рівноваги системи “вода-мінеральний скелет порід”	Зростання водонасичення породного масиву, зниження міцності порід, активізація небезпечних геологічних процесів (просідань і зрушень поверхні, зсувів, карсту, підтоплення)	Зменшення несучої здатності порід підґрунтя, довгострокове збільшення ураженості території небезпечними екзогенними геологічними процесами
7. Інженерно-сейсмогеологічні – сейсмотехногенні та гідрогеодеформаційні струшування породного масиву	Зниження інженерно-сейсмогеологічної стійкості породного масиву (на 1–3 бали), формування зон локальних концентрацій гідромеханічних напруг (гірничих ударів), формування ризику деформацій та руйнувань площинних і лінійних споруд (будівлі, трубопроводи, залізниця та ін.)	Збільшення струшуваності при транзитних землетрусах до 1–3 балів, ризик довгострокової додаткової активізації зсувів, осідань і зрушень денної поверхні, руйнівних деформацій інженерних споруд

межі розвитку ПТГС або змін навколишнього середовища визначають як допустимий рівень зменшення АПГС [11–15].

Таким чином забезпечується, на наш погляд, більш екологічно змістовне визначення ГДТЗ у структурі ПТГС, передусім геологічного середовища, за умови достатнього збереження природної рівноваги екологоформувальних систем верхньої зони літосфери й біосфери та прийнятного рівня безпеки життєдіяльності населення. За аналогією екологічною межею асиміляційного потенціалу (межі засвоєння техногенних впливів) ГС у складі ПТГС або зони впливу ГДР можна визначити прийнятний рівень збереження біорізноманіття або квазірівноваги екопараметрів ГЖПС. Сучасні розробки дозволяють дійти висновку, що за умови квазірівноважного стану параметрів ГЖПС межа техногенних змін АПГС визначається мінімально допустимою зміною одного з екоформувальних елементів геологічного середовища.

Беручи до уваги, що ґрунти, зона ненасиченої фільтрації (зона аерації) та верхня зона техногенних змін літосфери – це “депо” більшості техногенних впливів на довкілля, вважаємо за доцільне визначити загальну схему оцінки АПГС як складову еколого-геологічних параметрів довкілля [3–6, 8–11].

Взаємодія ГС у процесі надрокористування з біосферою, підземною та поверхневою гідросферою й атмосферою призводить до формування у складі ПТГС квазірівноважних техногенно-геологічних систем (ТГС) “техногенний об'єкт – ГС”, які мають просторово-часову стійкість і відносну самостійність розвитку.

Беручи вищенаведене до уваги, можна обґрунтувати таку схему використання АПГС (рис. 2).

Із вищенаведеної схеми можна дійти висновку, що при оцінці АПГС за геохімічними, гідрогеологічними, інженерно-геологічними, геофізичними та медико-геологічними показниками (проф. Г. І. Рудько, 2010, 2012; проф. В. В. Долін,



Рис. 2. Структурна схема формування асиміляційного потенціалу геологічного середовища

2012; д-р техн. наук Т. В. Козуля, 2010 та ін.) доцільно нормувати індивідуальні критерії, але за умови розгляду їх трансформаційних зв'язків у структурі ПТГС або в схемі визначення АПНС загалом [3–5, 8–11].

У процесі надрокористування й формування гірничодобувних районів або локальних гірничодобувних підприємств головними джерелами забруднення ГС є тверді, рідкі й газоподібні відходи видобутку та переробки мінеральної сировини, які належать до первинних джерел впливу на довкілля та АПГС. Водночас у процесі надрокористування відбувається взаємодія вищезазначених відходів між собою та з елементами навколишнього середовища (біотичними, атмосферними та ін.). Унаслідок цього утворюються нові сполуки (зокрема на базі синергетичних ефектів), які можуть бути вторинними, іноді шкідливішими забруднювачами [2, 4–6, 13–16].

У зв'язку з вищенаведеним, у процесі визначення АПГС доцільно виділити такі рівні, які корелюються із загальноприйнятною п'ятиступеневою градацією техногенних змін навколишнього середовища й здоров'я людини (табл. 4).

На сучасному етапі глобального розвитку економіки й зростаючого використання природних ресурсів світовою спільнотою задано модель, яка має три блоки: навколишнє середовище, здоров'я населення та виробництво товарів і послуг, у складі яких передбачено стійке збільшення використання мінерально-сировинних ресурсів. Достатньо навести такий приклад: для виготовлення сучасного комп'ютера вагою 1,5 кг потрібно до трьох тонн різноманітної мінеральної сировини.

Тому вважаємо, що для збалансованого розвитку більшості ГДР України потрібно відновити АПГС способом створення нових виробництв зі зниженою енерго-ресурсоемістю, передусім у розвинутих (“старих”) територіально-виробничих комплексах Донбасу, Кривбасу, Карпатського регіону. З другого боку, виснаження й незворотні зміни земельних, водних та ін. ресурсів за значного погіршення економічного стану й здоров'я населення роблять цю проблему дуже складною й довгостроковою.

В умовах техногенних впливів на природний комплекс території рівень змін АПГС можна визначити за типовою залежністю [1, 2, 9]:

$$AP_t = AP_0 \cdot (1-r)^t, \tag{2}$$

де AP_t – асиміляційний потенціал навколишнього середовища на розрахунковий час t (термін експлуатації виробництва або функціонування ПТГС);

AP_0 – початкове значення АПНС;

r – допустима величина зниження АПНС у часі (у частках одиниці/рік).

Із вищенаведеної залежності можна визначити розрахунок

ковий час t_{min} , коли діапазон змін АПГС або АПНС від AP_0 до AP_{min} буде тією його часткою, яка може бути використана в господарській діяльності того чи іншого виробництва (об'єкта).

Після логарифмування залежність (2) має такий вигляд:
 $lg AP_t = lg AP_0 + t lg(1-r).$ (3)

Якщо з урахуванням постійних значень прийняти $lg AP_0 = a_0$, а $t lg(1-r) = k$, то рівняння (3) може бути узагальнено як рівняння прямої вигляду (рис. 2):

$$y = a_0 - kt, \tag{4}$$

де знак “–” перед коефіцієнтом “ k ” пояснюється тим, що член рівняння $(1-r) < 1$.

Із розрахункової залежності (4) та рис. 3 випливає, що розрахунковий час t_{min} досягнення AP_{min} як допустима величина зниження АПГС залежить від стрімкості кута нахилу лінійного графіка функції $AP_t = f(t)$:

$$t_{min} = (lg AP_0 - AP_{min}) / lg(1-r) \tag{5}$$

Головні джерела забруднення геологічного середовища в зонах впливу ГДР – тверді й рідкі (шахтні стічні води) відходи. Атмосферний вплив повітряних викидів на забруднення приземного шару повітря та ґрунтів переважно локалізується в межах ГДР. Водночас рідкі відходи найчастіше надходять у поверхневі водні об'єкти й ґрунтовий водоносний горизонт, що зумовлює їх вплив у межах місцевих, міжрегіональних і транскордонних річкових басейнів та зоні активного водообміну басейнів підземних вод. Тверді відходи видобутку й переробки мінеральної сировини відрізняються найбільш довгостроковим впливом і стійкістю його в часі.

У загальному плані еколого-геохімічну та еколого-гідрогеологічну складові АПГС у межах ГДР можна визначити на основі впровадження гранично-допустимих концентрацій ($C_{гпк}$) надходження техногенних забруднень у геохімічні ландшафти (ґрунти), горизонти питних і мінеральних (лікувальних) вод як у складові ГС або довкілля.

За умови формування в межах окремої ГС “ГДР–ГС” визначеної кількості відходів G , які мають відносно стабільну частку переходу $K_{п}$ у складову навколишнього середовища (водну, повітряну та ін.) об'ємом (масою, площею) V , його асиміляційну здатність у загальному (просторово-територіальному) вимірі можна визначити за такою орієнтовною залежністю:

$$G \cdot K_{п} / V < C_{гпк} \tag{6}$$

На цей час існує багато нормативів, у яких зведені значення $C_{гпк}$ за різними класами забруднювачів складових навколишнього середовища. Зазначені нормативи є доволі недосконалими щодо визначення асиміляційних потенціалів навколишнього або геологічного середовища ГДР, оскільки

Таблиця 4. Схема взаємоузгодженої оцінки змін екологічного стану навколишнього середовища, асиміляційного потенціалу геологічного середовища та стану здоров'я людини

Предмет оцінки стану	Рівні змін				
	Незначні (несстійкі)	Помітні	Підвищені	Критичні	Катастрофічні
Екологічний стан навколишнього середовища	Близький до варіацій фонових значень	Локальні стійкі зміни	Зміна стану більшості екосистем	Прояв незворотних змін екосистем на більшості території	Суцільне техногенне перетворення екосистем
Рівень використання асиміляційного потенціалу геологічного середовища	Малопомітний, наближений до коливань фонових значень	Прояв локальних небезпечних змін (забруднень), початкова активізація НЕГП (до 10 %)	Стійкі територіальні порушення рівноваги ГС, формування складних ТГС	Формування численних територій з утратою керованого стану ГС	Незворотні техногенні зміни екостану ГС
Стан здоров'я людини	Здорове	Погіршене	Зростання виснаження	Зростання захворюваності	Прояв патологічних змін

недостатньо враховують взаємодію біотичної, абіотичної й техногенної складових ПТГС (ТГС).

У практичних еколого-геологічних оцінках найчастіше використовують два показники геохімічного забруднення складових навколишнього середовища: коефіцієнт концентрації K_k і сумарний показник забруднення $K_{СПЗ}$ (Ю. Є. Саєт, 1990; Н. Г. Люта, 2007);

Коефіцієнт концентрації K_k дорівнює відношенню поточної концентрації забруднювача C_i до його $C_{ГПК}$ або фоновому значення:

$$K_k = C_i / C_{ГПК(фон)} \quad (7)$$

Сумарна величина K_k для багатоеlementного забруднення визначається як

$$K_{СПЗ} = \sum^n K_k - (n-1), \text{ де } n - \text{кількість забруднювачів.}$$

Існують градації $K_{СПЗ}$ за рівнем екологічного впливу (Ю. Є. Саєт, 1983 р.), які мають такі значення: <16, 16–32, 32–128, >128 (відповідно незначний, помірний, високий, критичний рівні забруднення).

Варто відзначити, що АПГС тісно пов'язаний з розподільною здатністю елементів ГС стосовно техногенних впливів, насамперед надходження забруднень.

Наприклад, при надходженні в складові ГС (грунти, підземні води) хімічного забруднення його остаточна кількість у межах ТГС становитиме:

$$G_{ост} = G_0 - (G_d + G_p), \quad (8)$$

де G_0 – загальна кількість надходження забруднень у межах ПТГС;

G_d, G_p – відповідно кількості розсіювання (дисперсії) та розпаду.

З вищевведеної залежності бачимо, що за умови $(G_d + G_p) < G_0$ простежуватиметься стійке зростання $G_{ост}$ і, як наслідок, виснаження АПГС та перевищення $C_{ГПК}$ в окремих складових ГС та довкілля.

За умови великих змін значень K_k та $K_{СПЗ}$, на наш погляд, доцільним є використання нормованих індивідуальних критеріїв у вигляді безрозмірних показників на основі стохастичної шкали. При цьому пропонуємо використовувати такий вид залежності, коли відносна збільшення техногенного показника (параметра) над різницею $(C_{ГПК} - C_{фон})$ визначає рівень зростання забруднення окремих складових ГС (довкілля) та вичерпання АПГС (АПНС):

$$\alpha_{ВАП} = \frac{C_i - C_{фон}}{C_{ГПК} - C_{фон}} \cdot 100, \quad (9)$$

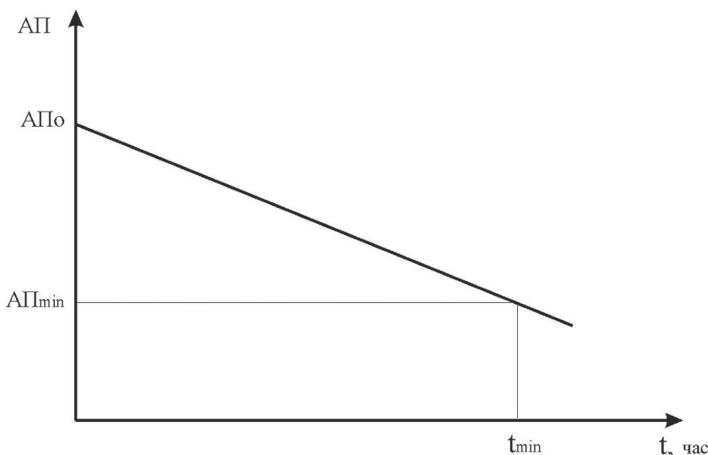


Рис. 3. Принципова схема динаміки змін асиміляційного потенціалу геологічного середовища у часі

де $\alpha_{ВАП}$ – показник перевищення (вичерпання) АПГС (АПНС);

$C_{ГПК} - C_{фон}$ – допустима величина надходження техногенного забруднення в екологотформувальний елемент ГС (довкілля).

Сучасний економічний розвиток України відбувається в умовах аномального використання мінеральної сировини, земельних і водних ресурсів (техногенне порушення понад 70 %). Це негативно впливає на біорізноманіття й рівень асиміляційного потенціалу техногенно перевантажених районів, передусім ГДР (Донбас, Кривбас та ін.), масштабної меліорації земель (Причорномор'я, АР Крим) та зарегулювання річкового стоку (Центральний, Східний, Західний регіони).

Стосовно цього показовими є зміни екологічних параметрів ГС під час видобутку сланцевого газу глибоких горизонтів слабопроникних та ущільнених порід, коли відбувається комплекс незворотних змін гідрогеофільтраційних умов і прискорюється перетікання токсичних мінералізованих вод зони утрудненого водообміну до горизонтів прісних питних і лікувальних вод, які залягають вище [13–17]. Крім того, висока щільність експлуатаційних свердловин (10÷20 сверд/км²) призводить до стійких порушень і хімічного забруднення ландшафтів і поверхневих водних об'єктів. Наслідком цього порушення рівноважної екологічної взаємодії верхньої зони літосфери й біосфери є критичне зниження асиміляційного потенціалу геологічного середовища й погіршення безпеки життєдіяльності.

Ураховуючи, що в низці районів України техногенез досяг рівня, коли окремі елементи біосфери втрачають можливість до самовідновлення внаслідок критичного зменшення АПГС, вважаємо за необхідне розробити наукові основи економічних показників АПНС, щоб уникнути критичного зниження БЖД людини [4–9].

ЛІТЕРАТУРА

1. Адаменко О. М. Конструктивна екологія. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2014. – 122 с.
2. Гошовський С. В. Мінерально-сировинна база України//Мінеральні ресурси України. – 2014. – № 2. – С. 4–8.
3. Козуля Т. В. Процеси екологічного регулювання. – Харків: НТУ“ХПІ”; 2010. – 587 с.
4. Коржнев М. М. Розвиток України в умовах глобалізації та скорочення природно-ресурсного потенціалу. – Київ: ЛОГОС, 2009. – 195 с.
5. Луцик А. В., Яковлев Є. О. Основні методичні положення інженерно-сейсмогеологічного районування в умовах інтенсивної господарської діяльності. – Київ, “Інформаційний бюлетень про стан геологічного середовища України у 1998 році”. – 2000. – Вип. 17. – 165 с.
6. Люта Н. Г. Реструктуризація мінерально-сировинної бази України та її інформаційне забезпечення. – Київ: Наукова думка, 2007. – С. 53–154.
7. Лютий Г. Г., Різник Т. О. Оцінка впливу вугільних підприємств на річковий стік по території Донбасу//Збірник наукових праць УкрДГРІ. – Київ, 2006. – № 1. – С. 96–101.
8. Лялько В. И., Попов М. А. Спутниковые методы поиска полезных ископаемых. – Киев: Карбон-ЛТД, 2012. – 435 с.
9. Рудько Г. И., Осюк В. А. Инженерная геодинамика Украины и Молдовы. – Киев-Черновцы: Изд. дом “Букрек”; 2012. – Т. 1, 2. – 741 с.
10. Саєт Ю. Є., Ревич Б. А., Янин Е. П. Геохимия окружающей среды. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
11. Соботович Е. В., Долін В. В. Третій у біосфері. – Київ: Наукова думка, 2012. – 223 с.
12. Трофимов В. Т., Зиллинг Д. Г. и др. Экологические функции литосферы. – М.: МГУ, 2000. – 432 с.
13. Шестопалов В. М. Классификация минеральных вод Украины. – Киев: Макком, 2003. – 121 с.

14. Яковлев Є. О. Визначальні еколого-геологічні ризики видобутку сланцевого газу в нафтогазоносних басейнах України//Мінеральні ресурси України. – 2010. – № 2. – С. 34–43.

15. Яковлев Є. О. Оцінка впливу порових розчинів регіональних слабопроникних шарів на формування якості ресурсів питних підземних вод//Мінеральні ресурси України. – 2011. – № 1. – С. 37–40.

16. Trofymchuk O. M., Kolodiazhnyi O. A., Yakovlev Ye. O. Hazardous activation of landslides within Western Carpathian Region (Ukraine). Vol. 2. The International Programme on Landslides (WLF3). – P. 528–533.

REFERENCES

1. Adamenko O. M. Constructive ecology. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2014. – 122 p. (In Russian).

2. Goshovskiy S. V. Mineral resource base of Ukraine//Mineralni resursy Ukrainy. – № 2. – 2014. – P. 4–8. (In Ukrainian).

3. Kozulia T. V. Processes of ecological regulation. – Kharkiv: NTU“KhPI”, 2010. – 587 p. (In Ukrainian).

4. Korzhnev M. M. Development of Ukraine in the conditions of globalization and shortening of natural – resource potential. – Kyiv: LOGOS, 2009. – 195 p. (In Ukrainian).

5. Lushchik A. V., Yakovlev Ye. O. Base methodological positions of engineering – seismogeological zoning in the conditions of intensive economical activity//Informative bulletin of environmental geological state of Ukraine in 1998 year. – Kyiv, – 2000. – Iss. 17. – 165 p. (In Ukrainian).

6. Liuta N. H. Restructurization of mineral resources base of Ukraine and its information recurring. – Kyiv, Naukova dumka, 2007. – P. 53–154. (In Ukrainian).

7. Liutyi H. H., Riznyk T. O. Evaluaton of coal plants influence on river discharge within Donbas territory//Zbirnyk naukovykh prats UkrD-HRI. – Kyiv, 2006. – № 1. – P. 96–101. (In Ukrainian).

8. Lialko V. I., Popov M. A. Remote methods of ore mineral resources searching. – Kiev: Carbon-Ltd, 2012. – 435 p. (In Russian).

9. Rudko G. I., Osiyuk V. A. Engineering geodynamics of Ukraine and Moldova. – Kiev-Chernovcy, publishing house Bookreck, 2012. Vol. 1, 2. – 741 p. (In Russian).

10. Saet Ju. E., Revich B. A., Janin E. P. Geochemistry of environment. – Moskva: Nedra, 1990. – 335 p. (In Russian).

11. Sobotovych E. V., Dolin V. V. Tritij in biosphere. – Kyiv, Naukova dumka, 2012. – 223 p. (In Ukrainian).

12. Trofimov V. T., Zilling D. G. and others. Ecological functions of lithosphere. – Moskva: MGU, 2000. – 432 p. (In Russian).

13. Shestopalov V. M. Mineral waters of Ukraine. – Kiev: Maccom, 2013. – 121 p. (In Russian).

14. Yakovlev Ye. O. Definite ecological-geological risks of shale gas extraction within oil-gas bearing basins of Ukraine//Mineralni resursy Ukrainy. – 2010. – № 2. – P. 34–43. (In Ukrainian).

15. Yakovlev Ye. O. Evaluation of influence of the regional aquitard layers porous solutions on the underground potable water resources formation//Mineralni resursy Ukrainy. – 2011. – № 1. – P. 37–40. (In Ukrainian).

16. Trofymchuk O. M., Kolodiazhnyi O. A., Yakovlev Ye. O. Hazardous activation of landslides within Western Carpathian Region (Ukraine). Vol. 2. The International Programme on Landslides (WLF3). – P. 528–533.

Рукопис отримано

МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ УКРАЇНИ

Редакція приймає оригінальні, раніше не опубліковані статті геологічної, геолого-мінералогічної та технічної тематик.

Статті слід надсилати в друкованому (два примірники) й електронному вигляді, бажано українською мовою. Електронний варіант приймається на компакт-диску чи електронною поштою.

Обсяг однієї наукової статті – до 12 стор. машинопису через 2 інтервали (разом з табл., фото, рис. та підписами до них, бібліографічним списком, анотацією), оглядової – 6–7 стор., інформаційного повідомлення – 3–4 стор.

До рукопису необхідно додати акт експертизи й такі відомості про автора/авторів: прізвище, ім'я та по батькові (повністю); учене звання й учений ступінь; посада чи професія; місце роботи (назва установи чи організації); адреса місця роботи, номер телефону; адреса місця проживання, номер телефону, електронна адреса.

До кожної статті обов'язково навести: індекс УДК, реферат (мовою оригіналу та англійською), бібліографічний список за алфавітом (оформлений відповідно до сучасних вимог), рисунки, таблиці та підписи до них (окремі файли).

Комп'ютерні макети рисунків приймаються в разі дотримання таких умов.

Растрова графіка: чорно-біле зображення – *.tif чи *.psd (Adobe PhotoShop); повнокольорове зображення – *.tif, *.eps, *.psd-формат, розрешення 300 dpi. Кольорова модель СМΥК, чорний колір в одному каналі.

Векторна графіка: файли формату *.ai, *.eps (Adobe Illustrator) чи *.cdr (Corel Draw). Використані шрифти мають бути подані окремо або переведені в криві. Растрову графіку до векторного макета не заносити.

- Редколегія може не поділяти думки автора.

- Автори відповідають за точність викладених фактів, даних, цитат, бібліографічних довідок, написання географічних назв, власних імен, геологічних термінів тощо.

Рішення про публікацію статті в журналі приймається на основі незалежної експертизи, що організує редакція журналу.



НАУКОВИЙ ЖУРНАЛ
**МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ
УКРАЇНИ**

Колектив журналу
нагадує авторам
і читачам, що продовжується
передплата на журнал
МІНЕРАЛЬНІ РЕСУРСИ УКРАЇНИ
на I півріччя 2016 р.

Передплатний індекс
за Каталогом
періодичних видань України –
48336

УДК 553.98:553.3/4+553.6:550.834:620.9

О. А. ЛИСЕНКО, канд. геол. наук, завідувач відділу,
О. В. ЗУР'ЯН, завідувач відділу (УкрДГРІ)

МІЖНАРОДНИЙ ГЕОЛОГІЧНИЙ ФОРУМ “АКТУАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ГЕОЛОГІЇ: НАУКА Й ВИРОБНИЦТВО”, 7–12 вересня 2015 р., м. Одеса, Україна

Lysenko Alexander, PhD. Geol. Sciences, head of department (UkrSGRI), Zurian Oleksii, head of department (UkrSGRI) INTERNATIONAL EXPLORATION FORUM “ACTUAL PROBLEMY AND PROSPECTS OF GEOLOGY: SCIENCE AND INDUSTRY”; 7–13 September 2014, Odessa, Ukraine

The article provides information on the Geological Forum, which was held in September 2015 in the city of Odessa (Ukraine). It was attended by scientists and experts, who represented about 30 public and private geological and mining enterprises, research institutions, research and production companies different regions of Ukraine.

As part of the Geological Forum was held scientific and practical conference “Actual problems of geology, forecasting, prospecting and evaluation of deposits of solid minerals” (Geological reading 2015) and “Prospects for the use of alternative and renewable energy sources in Ukraine” (REU-2015), and “round tables” to discuss the problem of formation of investment appeal of objects of mineral resources of Ukraine and the legal framework in the process of reforming the state.

In the reports are described topical issues that arise in carrying out geological research, exploration and evaluation of deposits of solid minerals, the prospects and possibilities of the use of alternative and renewable energy sources. Theoretical and practical developments in this field.

Forum participants adopted the Resolution, which is available on the websites of State Geological and Subsurface Survey of Ukraine and the Ukrainian State Geological Research Institute.

For participants conferences traditionally held interesting excursions. This time was prepared by a thematic tour “Anti-landslide and bank protection measures of the Odessa coast.” Forum delegates during the tour sailed along the coast of Odessa on the motor ship. Got acquainted with the history of the construction of the city, its engineering and geological conditions, the use of protective structures, examples of positive and negative human impact on coastal slopes.

Keywords: *Exploration Forum, scientific-practical conference, monitoring, mineral and raw material base, minerals, geophysical methods, alternative energy sources.*

Цього року традиційні конференції, які щороку у вересні збирали в сонячному Криму науковців і виробничників України й країн СНД: геологів, геофізиків, фахівців суміжних галузей – знову, як і минулого 2014 року, було об'єднано в межах Міжнародного геологічного форуму “Актуальні проблеми та перспективи розвитку геології: наука й виробництво”. З відомих причин у 2014 р. місце проведення конференцій було змінено. Естафету прийняла гостинна Одеса. Приміщення, умови для проведення форуму, комфортне проживання й харчування, як і минулого року, забезпечив гостинний комплекс “Мирний” або “Мирний курорт”, як його останнім часом називають.

Геологічний форум проведено завдяки ініціативі й наміченій програмі, яку втілює у життя Український державний геологорозвідувальний інститут (УкрДГРІ) за підтримки Державної служби геології та надр України.

Участь у конференціях і зустрічах за круглим столом узяли понад 80 учених і фахівців, які представляли близько 30 державних, акціонерних і приватних геологічних і гірничодобувних підприємств України, наукових закладів, науково-виробничих фірм та організацій з різних регіонів України. Серед учасників були представники Кабінету Міністрів України, фахівці таких державних установ і підприємств: УкрДГРІ, ДКЗ, ДГП “Геолекспертиза”, ДП “Укрнаукагеоцентр”;

ДГП “Укргеофізика”, ДП “Науканафтогаз”, ДП “Українська геологічна компанія”. Своїх представників на форум делегували ПАТ “Національна акціонерна компанія “Надра України” і НАК “Нафтогаз України” (м. Київ). Вітчизняні наукові заклади представляли Інститут геологічних наук, Інститут геофізики, Інститут проблем машинобудування, Інститут відновлюваної енергетики, Інститут фізики гірничих процесів вищій навчальній закладі Національна металургійна академія. КНУ імені Тараса Шевченка, Донецький національний університет, Одеський національний університет. Від гірничодобувних підприємств, сервісних компаній і зацікавлених організацій брали участь представники Полтавського, Іршанського ГЗК, ПАТ “Інгулецький ГЗК”, ПАТ “Веско”, ПАТ “Дружківське рудоуправління”, ПрАТ “ПАТ “Юкрейніан Кемікал Продактс”, ТОВ “Надраспецтехнологія”, ТОВ “Трубопласт”, ТОВ “Юмджи проект”, НВПФ “Геотехнологія” (м. Київ), СП “Полтавська газонафтова компанія”, ТОВ “Надра Інтегровані Рішення” (м. Київ), ГЕОДАР Івестменс (Намібія), представники зарубіжних компаній, інших підприємств, організацій та установ.

Відкрив форум заступник директора Українського державного геологорозвідувального інституту Михайло Дмитрович Красножон. Він поінформував представницькі збори про кількісний і якісний склад учасників форуму, географію підприємств, установ та організацій, які вони представляють. Михайло Дмитрович відзначив важливість і своєчасність



Фото 1. Колективне фото учасників “Геологічного форуму-2015” біля центру відпочинку “Мирний”, м. Одеса

проведення геологічного форуму, подякував організаторам за продуктивну підготовчу роботу, побажав усім присутнім плідної праці й успіхів.

Форум розпочав роботу з програмних доповідей. Василенко Алла Пилипівна, завідувачка сектору УкрДГРІ, охарактеризувала сучасний стан перспективних і прогнозних ресурсів твердих корисних копалин та їх роль у нарощуванні мінерально-сировинної бази України. У своїй доповіді вона підкреслила вагому частку твердих корисних копалин у загальному мінерально-сировинному комплексі, висвітлила стан вивчення й забезпеченість держави щодо кожного з основних видів цього сектора корисних копалин, розглянула можливості нарощування обсягів ресурсів і запасів.

Економіко-правовим аспектам реформування галузі геології та надр присвятив свою доповідь Жикаляк Микола Васильович, генеральний директор ДРГП “Донецькгеологія”. Доповідач проаналізував сучасний стан галузі, обґрунтував концептуальні напрями її реформування відповідно до ринкових механізмів розвитку національної економіки й поетапної інтеграції України до загальноєвропейської економічної спільноти.

Рудько Григорій Ілліч, голова ДКЗ України, і Гошовський Сергій Володимирович, директор УкрДГРІ, надали програмну доповідь “Моніторинг надрокористування як важливий інструмент управління надрами”. У доповіді розглянуто концептуальні основи поняття моніторингу й наукового супроводження надрокористування локального рівня; визначено головну мету моніторингових досліджень і показано, наскільки важливо удосконалити методичну базу, а також створити єдиний інформаційний простір для підвищення ефективності використання надр України.

Соколов Володимир Олександрович і Ткаченко Майя Володимирівна (ДГП “Геоекспертиза”) у своїх доповідях розглянули питання щодо впровадження міжнародних стандартів у геологічну галузь України для здійснення заходів з питань міжнародного співробітництва у сфері геологічного вивчення й використання надр, залучення іноземних інвестицій у розвиток мінерально-сировинного комплексу держави, висвітлили деякі аспекти нормативно-правового забезпечення геологорозвідувальних робіт з

відтворення мінерально-сировинної бази України.

Робочі засідання геологічного форуму, конференції й зустрічі за круглим столом проводилися в одній залі, послідовно змінюючи одна одну, тому учасники могли бути присутніми на всіх доповідях, передбачених програмою. Ілюстровані збірники тез, програми форуму й іншу атрибутику було надано під час реєстрації, завдяки чому учасників було завчасно поінформовано стосовно розкладу основних запланованих заходів.

Найактивнішу участь у роботі геологічного форуму, як і торік, узяли представники УкрДГРІ. Відповідно інститут мав найбільше представництво за кількістю учасників і доповідей.

Робочі засідання геофоруму розпочалися з Міжнародної науково-практичної конференції “Актуальні проблеми геології, прогнозу, пошуків та оцінки родовищ твердих корисних копалин (Геологічні читання–2015)”, яка насправді є спадкоємницею традиційних “Судацьких геологічних читань”. Щорічно в минулі роки в м. Судаку збиралися науковці й фахівці геологічної галузі з багатьох країн СНД, причому майже половина з них представляла Росію.

Цього року на адресу “Геологічних читань–2015” надійшли тези 43 доповідей, зокрема від нашого російського колеги та постійного учасника “Судацьких геологічних читань” Миколи Миколайовича Зінчука, голови Західнокутського наукового центру (ЗЯНЦ) АН Республіки Саха (Якутія), м. Мирний. З різних причин велика кількість авторів тез, навіть з-поміж представників українських установ, на жаль, не змогла взяти участь у геологічному форумі.

Тематика доповідей “Геологічних читань–2015” і тез, опублікованих у матеріалах форуму (том 1), – різноманітна. У них висвітлено як загальні проблеми, що їх означено в назві конференції, так і питання вузької спеціалізації, які стосуються певних видів корисних копалин і конкретних родовищ.

Проблемам вивчення родовищ вуглеводневої сировини й підвищення ефективності видобування цього виду корисних копалин було присвячено доповіді Д. О. Горішного (ДП “Укрнаукагеоцентр”) зі співавторами, В. О. Старинського (УкрДГРІ) зі співавторами, С. І. Кочеткова й І. В. Васи-

льєвої (УкрДГРІ), О. В. Кравченка зі співавторами (Інститут проблем машинобудування ім. О. М. Підгорного НАНУ, м. Харків), К. О. Ручко (КНУ ім. Т. Шевченка) і В. О. Ручко (УкрДГРІ).

Вугільні родовища й проблеми, пов'язані з їх розробкою, охарактеризовано в доповідях І. В. Васильєвої (УкрДГРІ), В. Л. Плужнікової (УкрДГРІ) і Н. В. Вергельської (Інститут геологічних наук НАНУ), В. М. Іконнікова (УкрДГРІ).

Геологію й стан вивченості металічних корисних копалин (заліза, золота, срібла, рідкісних земель та ін.) висвітлено в доповідях О. А. Лисенка (УкрДГРІ), О. В. Драгомирецького й В. М. Кадурина (Одеський національний університет ім. І. І. Мечникова), М. М. Костенка (УкрДГРІ) й П. А. Кондратенка (Українська геологічна компанія).

Особливості розробки вуглекислих мінеральних вод Закарпаття було розглянуто в доповіді І. В. Саніної зі співавторами УкрДГРІ. Г. Г. Лютий (УкрДГРІ) доповів про потребу підвищити рівень обґрунтованості вибору ділянок під буріння розвідувально-експлуатаційних свердловин на воду.

Водночас з конференцією “Геологічні читання–2015” гості форуму мали змогу взяти участь у Міжнародній науково-практичній конференції “Перспективи використання альтернативних та відновлюваних джерел енергії в Україні (REU–2015)”. Конференції REU проводяться щороку з 2008 р. Відтоді під проводом REU збираються представники наукових установ, виробничих організацій, сервісних компаній і бізнесових кіл як України, так і ближнього й далекого зарубіжжя для обміну досвідом з теоретичних і практичних питань розвитку альтернативних і відновлюваних джерел енергії України й світу. Конференція завжди привертає увагу засобів масової інформації, анонсується в них. Окремі доповіді й тези доповідей постійно висвітлюються на сторінках друкованих та інтернет-видань. І цього разу матеріали конференції знайшли відгук у ЗМІ. Регіональне Одеське телебачення, а саме канал “Кореспондент”, транслював заходи з нагоди відкриття конференції в програмі “Новини”.

Усі тези доповідей, що надійшли в оргкомітет “REU–2015”, було надруковано в “Збірнику тез доповідей” Геофоруму–2015, том 2 “Перспективи використання альтернативних та відновлюваних джерел енергії в Україні (REU–2015)”.

Цього року на конференції розглядали актуальні для України питання державної політики щодо регулювання, стимулювання й розвитку альтернативної й відновлюваної енергетики; оцінювали перспективи пошуків, розвідки та розробки сланцевого газу й нафти, газу вугільних родовищ,



Фото 2. Міжнародний склад з учасників “Геофоруму-2015”



Фото 3. Круглий стіл веде Толкунов Андрій Анатолійович, завідувач відділу ДГП “Укргеофізика”

газових гідратів; обговорювали теоретичні питання й практичні результати використання в Україні геотермальних ресурсів, енергії сонячного випромінювання, вітру, води й біомаси; висвітлювали екологічні проблеми альтернативної енергетики.

Свою роботу конференція “REU–2015” розпочала з доповіді Ю. В. Макогона, професора Донецького національного університету, на тему “Розвиток альтернативних джерел енергії в сучасній економіці України”, в якій було проаналізовано енергетичну базу України, виявлено проблеми нестачі викопних ресурсів, визначено напрями розвитку альтернативних і відновлюваних джерел енергії.

Оцінці перспектив використання нетрадиційних джерел енергії в Україні (вуглеводнів у покладах нетрадиційних типів, газогідратів Чорного моря, метану вугільних родовищ, геотермальних ресурсів, вітроенергетичних ресурсів) було присвячено доповіді Д. О. Горішного (ДП “Украукагеоцентр”) зі співавторами Я. Я. Климовичем (ВАТ “НАК “Надра України”) і П. С. Голубом (ДП “Украукагеоцентр”), О. В. Чепіжка (Одеський національний університет ім. І. І. Мечникова), А. В. Баштового (ТОВ “Надраспецтехнологія”), А. Ю. Собченка (Одеський державний екологічний університет).

Можливості застосування нових наукових і дослідно-конструкторських розробок і технологій для підвищення ефективності видобутку нетрадиційних вуглеводнів і використання альтернативних і відновлюваних джерел енергії розглянуто в доповідях: П. Т. Сиротенка (УкрДГРІ) у співавторстві з директором УкрДГРІ С. В. Гошовським, О. В. Кравченка зі співавторами (Інститут проблем машинобудування ім. О. М. Підгорного, м. Харків), Мухаммада М. А. С. Махмуда (ADNOC-OPCO's, Abu Dhabi, UAE), Т. А. Василенко зі співавторами (Інститут фізики гірничих процесів НАН України, м. Дніпропетровськ), Ю. І. Войтенка (УкрДГРІ) і Є. А. Мухіна (НВПФ “Геотехнологія”, м. Київ), Д. А. Велигодського (Інститут проблем машинобудування ім. О. М. Підгорного НАНУ, м. Харків) зі співавторами, О. В. Зур'яна (УкрДГРІ) у співавторстві з директором УкрДГРІ С. В. Гошовським.

У межах геологічного форуму цього року вперше було проведено зустрічі за круглим столом, на яких обговорювали важливі теми “Формування інвестиційної привабливості об'єктів мінерально-сировинного комплексу України” і “Нормативно-правова база й наукові аспекти надкористування в процесі реформування держави”. Варто відзначити, що така форма спілкування в процесі обговорення актуаль-

них питань щодо визначення напрямів подальшого розвитку геологічної галузі й підвищення ефективності використання природних ресурсів нашої країни виявилася досить дієвою. Учасники геологічного форуму проявили зацікавленість й активність. У виступах Толкунова Андрія Анатолійовича (ДГП “Укргеофізика”), Гаврилюка Руслана Олександровича (ДП “Науканафтогаз”), Рудька Георгія Ілліча (ДКЗ України), Красножона Михайла Дмитровича (УкрДГРІ), Лютої Наталії Георгіївни (УкрДГРІ) та ін. було порушено проблемні питання, що їх визначено тематикою зустрічей за круглим столом, запропоновано можливі способи їх вирішення.

На завершення цього представницького заходу було прийнято проект Ухвали, в якій відзначено, що впродовж роботи геологічного форуму учасники акцентували увагу на необхідності: реформувати геологічну галузь для забезпечення ефективного її функціонування у сфері, пов’язаній з надрокористуванням та охороною довкілля; суттєво поліпшити організаційну роботу центрального органу виконавчої влади; запровадити й здійснювати державний моніторинг надрокористування.

Велику частину доповідей було присвячено численним аспектам наукового супроводу геологорозвідувальних робіт і надрокористування, обґрунтуванню оптимальних напрямів робіт на стратегічно важливі корисні копалини, використанню альтернативних і відновлюваних джерел енергії в Україні, зокрема гідротермальної енергії й інших нетрадиційних енергоносіїв.

Під час зустрічей за круглим столом більшість доповідей стосувалася стану й напрямів удосконалення нормативно-правового й законодавчого забезпечення геологічної галузі. Було внесено низку пропозицій щодо нової редакції Кодексу України “Про надра” та Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року тощо. Досконала законодавча база сприятиме підвищенню інвестиційної привабливості об’єктів надрокористування в Україні й залученню недержавних інвестицій у галузь надрокористування.

Геофорум–2015 прийняв Ухвалу, в якій визначено низку рекомендацій для Мінприроди й Держгеонадр України щодо забезпечення безперервного фінансування ГРР, затвердження пріоритетних напрямів геологорозвідувальних робіт, які мають стратегічне й соціальне значення, розроблення концепції реформування геологічної галузі, створення сприятливих умов для залучення інвестицій та інших актуальних і важливих проблемних питань.

За усталеною традицією для учасників геологічних конференцій і форумів організують цікаві екскурсії. Цього року відбулася тематична морська екскурсія “Протизсувні й берегозахисні заходи Одеського узбережжя”, яку провів доктор геолого-мінералогічних наук, професор, декан геолого-географічного факультету Одеського національного університету імені І. І. Мечникова Черкез Євген Анатолійович. Екскурсанти ознайомилися з Чорноморським узбережжям Одеси, історією забудови міста, його інженерно-геологічними умовами, застосуванням протизсувних і берегозахисних споруд, прикладами позитивного й негативного антропогенного впливу на берегові схили.

Рукопис отримано 9.11.2015.

ПРОЕКТ

УХВАЛА ГЕОЛОГІЧНОГО ФОРУМУ “АКТУАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ГЕОЛОГІЇ: НАУКА Й ВИРОБНИЦТВО

(ГЕОФОРУМ–2015)”

м. Одеса, 7–12 вересня 2015 р.

Геофорум–2015 ухвалив:

1. Акцентувати увагу Мінприроди України й Держгеонадр України на неприпустимості стану, що склався з фінансуванням ГРР державних геологічних підприємств у 2015 році. Наголосити на потребі проводити тендерні процедури із закупівлі ГРР на початку року, щоб забезпечити безперервне фінансування ГРР, які виконуються за рахунок державного бюджету.

2. Рекомендувати Держгеонадрам України затвердити перелік пріоритетних напрямів геологорозвідувальних робіт, які мають стратегічне й соціальне значення, з урахуванням досвіду геологічних служб країн Європи (передусім регіональні геологорозвідувальні й гідрогеологічні роботи) і забезпечити їх першочергове й безперебійне фінансування з державного бюджету.

3. Рекомендувати Мінприроди України утворити при Держгеонадрах України експертну групу з провідних українських учених і виробничників, що розроблятиме концепції реформування геологічної галузі, а також удосконалюватиме законодавче й нормативно-правове забезпечення надрокористування.

Першочерговими завданнями експертної групи вважати: розроблення диференційованої рентної плати за видобуток корисних копалин та охоплення рентними платежами видобутку всіх корисних копалин групи А.

4. Розробити заходи з розширення джерел фінансування ГРР завдяки запровадженню цільових ставок відрахувань для відновлення мінерально-сировинної бази, залученню коштів інвесторів і місцевих бюджетів. Ужити заходів щодо відновлення в Державному бюджеті України захищеної статті стосовно фінансування геологорозвідувальних робіт.

5. Рекомендувати Держгеонадрам підготувати розпорядження щодо ревізії наявного нормативно-правового забезпечення геологічної галузі й розроблення та затвердження правових і законодавчих актів для ефективного функціонування галузі в ринкових умовах і залучення недержавних інвестицій.

6. Створити сприятливі умови для залучення інвестицій з метою геологічного вивчення України способом забезпечення полегшеного доступу до геологічної інформації; спростити процедуру отримання спеціального дозволу на користування надрами; унести зміни до Земельного кодексу України, а саме: надати особливого статусу землям, розміщеним над родовищами стратегічного й загальнодержавного значення, щоб спростити процедуру оформлення земельних відводів для розробки корисних копалин; запровадити суттєві пільги для інвесторів, що виконують геологічне вивчення власним коштом.

7. Рекомендувати Міністерству екології та природних ресурсів України, Державній службі геології та надр України під час

формування, розроблення й узгодження програм відновлення навколишнього природного середовища України, зокрема в районах проведення АТО й навколишніх техногенно навантажених районах Донбасу, передбачати необхідність розроблення й виконання концепції й програми медико-геологічного моніторингу як інструменту оцінки й контролю за станом здоров'я населення на досліджуваних територіях, а також створення низки тематичних еколого-геологічних карт із обов'язковим відображенням аспектів впливу геологічного середовища територій на стан здоров'я населення, що проживають у їх межах. Утілюватися в життя концепція й програма медико-геологічного моніторингу як інструмент оцінки й контролю за станом здоров'я населення на території України має спільними зусиллями геологів і медиків.

8. Рекомендувати підприємствам, що виконують роботи з геологічного вивчення корисних копалин, ураховуючи напружений стан із забезпеченням енергетичною, рудною та нерудною сировиною, при розробці нових покладів проводити їх комплексну оцінку, дотримуючись принципів ощадливого й раціонального використання невідновлюваних ресурсів надр.

9. Рекомендувати Міністерству екології та природних ресурсів України, Державній службі геології та надр України задля уникнення затримки в роботі надрокористувачів ініціювати й підтримати внесення змін до статті 45 Кодексу України "Про надра" (Відомості Верховної Ради України, 1994, № 36, ст. 340, Офіційний вісник України, 2012 р., № 89, ст. 3591) такі зміни: 1) у частинах другій і четвертій слова "центральною органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері геологічного вивчення та раціонального використання надр" замінити словами "Державною комісією України по запасах корисних копалин"; а протокольні рішення установи вважати безумовними для виконання надрокористувачем з моменту їх прийняття; 2) частину третю вилучити.

10. У напрямі робіт "Тверді корисні копалини" уважати за доцільне:

10.1. Завершити переоцінку перспективних і прогнозних ресурсів твердих корисних копалин України, для чого необхідно провести відповідні роботи по території діяльності ДП "Західкргеологія"; "СхідДРГП"; ДРГП "Донецькгеологія".

10.2. Провести геолого-прогнозне картування на найперспективніших територіях задля оцінки руд рідкісних і благородних металів, зокрема в межах Пержанського рудного поля.

10.3. Під час розроблення нової редакції Кодексу України "Про надра" внести зміни до п. 6 ст. 26 й п. 23 чинного "Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами"; збільшивши термін підготовки до розробки родовищ, зокрема для родовищ чорних і кольорових металів, до 5 років.

10.4. Відкоригувати на вимогу часу чинне "Положення про порядок організації та виконання дослідно-промислової розробки родовищ загальнодержавного значення" (затв. наказом Мінекоприродресурсів від 03.03.2003 р. № 34/м), зокрема включивши до нього дослідно-промислову розробку технологій вилучення супутніх компонентів.

10.5. Внести зміни до п. 15 "Перехідних положень Земельного кодексу України", знявши мораторій на зміну цільового призначення земельних ділянок (паїв), розміщених у межах районів з розвіданими запасами корисних копалин загальнодержавного значення.

11. У напрямі робіт "Гідрогеологічні роботи" уважати за доцільне.

11.1. Ужити термінових заходів з відновлення моніторингу підземних вод як складової частини загальнодержавного моніторингу довкілля. Відновити на базі УкрДГРІ Науково-методичний центр з моніторингу довкілля в межах компетенції Держгеонадр. Розробити програму вдосконалення системи мо-

ніторингу підземних вод в Україні з урахуванням вимог Водної рамкової директиви й інших документів Євросоюзу.

11.2. Забезпечити проведення й завершення до 2020 року робіт з переоцінки прогнозних ресурсів підземних вод.

11.3. Організувати в УкрДГРІ науково-дослідну роботу з оцінки стану мінеральних вод, беручи до уваги унікальний гідромінеральний потенціал України, його роль в оздоровленні населення країни й виняткову інвестиційну привабливість.

11.4. Розпочати державний моніторинг надрокористування зі стратегічно важливої корисної копалини – підземних вод.

11.5. Активізувати роботи з гідрогеологічного довивчення масштабу 1:200 000 як складової частини Держгеолкарти-200.

12. У напрямі робіт "Нафта й газ" уважати за необхідне виконати комплекс політичних, економічних та організаційних заходів, а саме:

12.1. Поглибити дослідження перспектив України з видобутку нетрадиційної вуглеводневої сировини способом організації пілотного науково-дослідного проекту з буріння пошуково-розвідувальних свердловин на вуглеводні нетрадиційного типу із залученням коштів інвесторів.

12.2. Провести комплексні наукові дослідження щодо потенційно газоносних сланцевих формацій осадових басейнів України й здійснити геолого-економічні дослідження для обґрунтування доцільності розробки покладів сланцевого газу з урахуванням екологічних ризиків.

13. У напрямі робіт з розвитку створення баз даних геологічної інформації й інформатизації суспільства запровадити в рамках Держгеонадр і її підприємств сучасні технології обміну геологічною інформацією, сформувати єдиний інформаційний простір способом створення інформаційного порталу з відомостями щодо геологічного вивчення надр і надрокористування.

14. Наголосити на важливості здійснювати моніторинг геологічних пам'яток, берегти й охороняти геологічну спадщину України й вказати на потребу створити геолого-туристичний бренд України й продовжити роботи з організації перших в Україні геопарків.

15. Доручити УкрДГРІ підготувати інформацію щодо результатів "Геофоруму-2015" і розмістити її на офіційному сайті Держгеонадр, а також опублікувати 10 найкращих доповідей у фахових виданнях "Мінеральні ресурси України" та "Збірник наукових праць УкрДГРІ".

ОРГКОМІТЕТ

ВІТАЄМО З ЮВІЛЕЄМ ВЯЧЕСЛАВА ЯКИМОВИЧА ВЕЛІКАНОВА!

26 грудня виповнюється 80 років з дня народження відомого в Україні геолога-науковця Вячеслава Якимовича Веліканова. Вячеслав Якимович народився в 1935 р. у м. Боброві Воронежської області в сім'ї інженера-будівельника залізничних мостів.

Уся виробнича й наукова діяльність В. Я. Веліканова пов'язана з геологічною галуззю. Після закінчення з відзнакою геологічного факультету Київського державного університету в 1958 році за спеціальністю “геологічна зйомка і пошуки родовищ корисних копалин” він упродовж 1958–1971 рр. працював у Південноукраїнській і Побузкій експедиціях тресту “Київгеологія”, де пройшов шлях від молодшого геолога до начальника геологознімальної партії. Займався того часу геологічною зйомкою в басейні р. Гірський Тікич і в Середньому Придністров'ї, матеріали яких стали основою для кандидатської дисертації на тему “Стратиграфия и тектоника верхнедокембрийских отложений Подольского Приднестровья и некоторые закономерности локализации флюоритового свинцово-цинкового оруденения”, яку він успішно захистив у 1971 році. Потрібно відзначити, що верхнедокембрийські утворення й особливо венд залишаються головною справою наукових досліджень ювіляра впродовж усього подальшого його життя.

Ставши досвідченим спеціалістом у галузі геологічної зйомки, В. Я. Веліканов у 1971 р. був запрошений для роботи в Міністерство геології України, де очолював до 1973 р. відділ геологічної й топогеодезичної зйомки. За його сприяння як здібного організатора започатковуються нові для України види регіональних геологічних робіт: глибинне геологічне картування, геологічне довивчення площ, групова геологічна зйомка.

У 1973–1987 рр. Вячеслав Якимович плідотно працює в Інституті геологічних наук АН України. Він ґрунтовно продовжує займатися вивченням стратиграфії, літології, палеонтології, тектоніки верхнедокембрийських відкладів різних регіонів України та їх кореляцією. Найбільшим науковим здобутком зазначеного періоду стала низка монографій, співавтором яких є ювіляр: “Стратиграфия верхнедокембрийских и кембрийских отложений Восточно-Европейской платформы” (1979), “Палеогеография и литология венда и кембрия запада Восточно-Европейской платформы” (1980), “Венд Украины” (1983), “Вендская система” (1985) та ін.

На підставі своїх досліджень В. Я. Веліканов вважає Подільський опорний розріз найповнішим розрізом венду у світі, еталоном вендської системи та є невтомним пропагандистом його першорядного значення в кореляції з іншими регіонами планети. Він є учасником симпозиумів, проводить низку наукових екскурсій для вітчизняних і зарубіжних спеціалістів.

З 1987 до 1993 року ювіляр працював у Науково-редакційній раді (філіал ВСЕГЕІ, Мінгео СРСР) при УкрНІГРІ, де займався апробацією звітних матеріалів з різномасштабних регіональних геологознімальних і геофізичних робіт по території України й різного змісту геологічних карт.

У 1993–2000 рр. В. Я. Веліканов – заступник директора, головний геолог ДГП “Геопрогноз” і керівник Науково-методичного центру з геології й картування в ДГП “Геоінформ” Держкомгеології України. Велику увагу того часу він приділяє науковому забезпеченню організації й проведенню регіональних геологознімальних робіт, є один з-поміж активних організаторів нарад з питань геологічної зйомки.

З 2000 р. Вячеслав Якимович займається науковою роботою в Українському державному геологорозвідувальному інституті, де очолює відділ методики геологічного картування й картографування. Водночас він очолює міжвідомчий Науково-методичний центр з геологічного картування й картографування. Під керівництвом В. Я. Веліканова за малий час було створено сучасну наукову інструктивно-методичну базу для проведення регіональних геологознімальних робіт (інструкції, методичні та інші керівні й нормативні документи, галузеві стандарти). Він так само бере активну участь у створенні “Стратиграфічного кодексу України”, “Петрографічного кодексу України” й інших нормативних документів. За його ініціативи й безпосередньої участі розроблено й



затверджено у 2002 році Комплексну міжвідомчу програму робіт з наукового й методичного забезпечення регіональних геологічних досліджень. Питанням організації й нормативно-методичного забезпечення геологознімальних робіт присвячено серію статей, які Вячеслав Якимович написав особисто або за його участі.

Велику роль відіграв Вячеслав Якимович як один з керівників під час виконання робіт зі складання тектонічної карти України, яка була надрукована у 2007 році.

В. Я. Веліканов – автор понад 200 опублікованих наукових праць, багатьох наукових і виробничих звітів. Наукову й виробничу діяльність В. Я. Веліканова відзначено галузевими відзнаками: йому присвоєно звання “Почесний розвідник надр”, нагороджено медаллю В. І. Луцицького, пам'ятним знаком ім. Л. І. Лутугіна й урядовими нагородами СРСР.

Навіть перебуваючи вже на заслуженому відпочинку, ювіляр не пориває своїх зв'язків з регіональними геологічними дослідженнями в Україні. Він – заступник голови Науково-редакційної ради Держгеонадр України, член Головної редакції Держгеокарти-200, головний редактор Волино-Подільської серії аркушів, редактор багатьох поаркушевих і зведених карт, керівник рифей-вендської комісії Національного стратиграфічного комітету й член тектонічного комітету України. Він активно відгукується на запити виробничників і науковців і надає їм всіляку методичну допомогу. Не один нинішній кандидат чи доктор геологічних наук завдячує Вячеславу Якимовичу за його наставницьку роль під час підготовки дисертацій.

І нині В. Я. Веліканов успішно продовжує займатися науковою роботою. Вячеслав Якимович – співавтор другого видання Стратиграфічного кодексу України (2012 р.), енциклопедичної монографії “Стратиграфія верхнього протерозою та фанерозою України. Том 1. Стратиграфія верхнього протерозою, палеозою та мезозою України” (2013 р.), які стали настільними книгами геологів-зйомщиків і різних науковців, і серії статей на різну геологічну тематику, котрі відрізняються незаперечною логікою й глибиною висвітлення суті.

Вячеславу Якимовичу властиві такі людські риси як високий професіоналізм і наукова ерудиція, мудрість, інтелігентність, виняткова працелюбність, принциповість, відданість своїй справі, порядність, доброзичливість, готовність завжди прийти на допомогу своїм колегам і молодим геологам. Завдяки цим рисам він має заслужений авторитет і популярність серед геологів України.

Шановний Вячеславе Якимовичу! Колективи Державної служби геології та надр України та Українського державного геологорозвідувального інституту, редакційна колегія журналу, колеги й друзі щиро вітають Вас із 80-річчям і бажають міцного здоров'я, невичерпної енергії, впертої наснаги, щастя й добробуту в сім'ї, довгих років життя.

УДК 55.092

Н. Н. ШАТАЛОВ, д-р геол. наук (ИГН НАН України)

ВЫДАЮЩИЙСЯ ПЕДАГОГ, ГЕОЛОГ-РУДНИК И МЕТАЛЛОГЕНИСТ (К 120-ЛЕТИЮ ПРОФЕССОРА П. М. ТАТАРИНОВА)

Среди замечательной плеяды выдающихся ученых-геологов одно из самых видных мест принадлежит Павлу Михайловичу Татарину – профессору, члену-корреспонденту АН СССР, талантливому ученику академика А. Н. Заварицкого (см. журн. “Мінеральні ресурси України” № 4 2014). Он – выдающийся геолог-рудник, металлогенист, блестящий знаток полезных ископаемых, связанных с гипербазитами. Его заслугой является также создание первого в мире курса неметаллических полезных ископаемых – учебного пособия для студентов-геологов Украины, России, Беларуси и других республик [1–5].

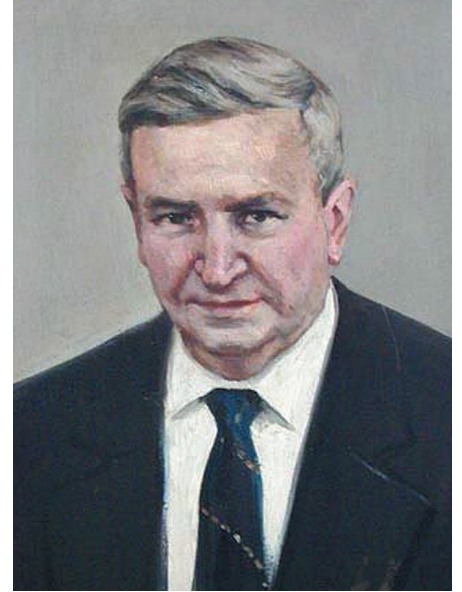
Павел Михайлович родился 25 октября 1895 г. в г. Трубчевске Брянской области. Детство его прошло в Украине в г. Кременчуге, где он в 1904 г. поступил в реальное училище. Студентом Санкт-Петербургского горного института он стал в 1912 г., но окончил его лишь в 1925 г. Будучи студентом пятого курса, он был вынужден возвратиться в Кременчуг, где занимался репетиторством и работал техником в различных учреждениях.

Вся творческая научная жизнь П. М. Татарина связана, с одной стороны, со старейшим государственным геологическим учреждением страны – Геологическим комитетом – ЦНИГРИ – ВСЕГЕИ, а с другой – со старейшей горно-геологической школой – Горным институтом, где он был профессором.

В Геолкоме, затем ЦНИГРИ он быстро становится ведущим специалистом, а с 1929 г. начальником отдела неметаллических полезных ископаемых. В 1938 г. Павел Михайлович назначается первым заместителем директора ВСЕГЕИ и тогда же возглавляет кафедру геологии месторождений полезных ископаемых Горного института. Эту кафедру он бессменно возглавлял 38 лет. В 1942 г. он был назначен на должность председателя Всесоюзной комиссии по запасам (ВКЗ, а затем ГКЗ). В связи с этим очевидна его весьма плодотворная роль в отношении обеспечения минеральными ресурсами оборонной промышленности страны.

Круг научных геологических интересов П. М. Татарина весьма обширен. На ранних этапах он исследует комплекс месторождений, связанных с гипербазитами. В частности, в его работах характеризуются месторождения талька, талькового камня, магнезита, хризотил-асбеста: Баженовское, Останинское, Режевское, Актювское, Лабинское. В 1930-х годах к этим работам добавились фундаментальные исследования по хромитам, а также методике разведки, опробования и подсчета запасов различных полезных ископаемых. В 1934–1936 гг. под редакцией П. М. Татарина выходит двухтомник “Курс нерудных месторождений”.

В послевоенный период, включившись с момента зарождения нового научного направления, Павел Михайлович во ВСЕГЕИ (после смерти Ю. А. Билибина) возглавил исследования по разработке проблем региональной геологии и металлогении [3]. В 1967 г. опубликована одна из первых обобщающих работ по металлогенической тематике “Основные принципы металлогенического анализа”. Павел Михайлович



Татарин П. М. (1895–1976)

был редактором первых, изданных ВСЕГЕИ металлогенических карт СССР, одним из ответственных редакторов Металлогенической карты СССР (1971 г.) и карты полезных ископаемых мира.

В 1969 г. под руководством П. В. Татарина был издан полностью переработанный “Курс месторождений неметаллических полезных ископаемых”, а в 1971 г. издана большая монография “Месторождения хризотил-асбеста СССР”.

Последняя книга – это особо большой вклад Павла Михайловича в познание условий образования и закономерностей размещения месторождений хризотил-асбеста, послуживший основой для создания крупнейшей в мире сырьевой базы этого вида минерального сырья. В ней П. М. Татарин впервые сформулировал и научно обосновал поисковые критерии на хризотил-асбесте, разработал генетическую классификацию и методические основы поисков и разведки месторождений хризотил-асбеста. Установлена приуроченность промышленных месторождений к гипербазитовым массивам с незавершенным процессом серпентинизации. Предложена гипотеза механизма формирования жил хризотил-асбеста. Высказана идея о формировании этих месторождений в структуре геосинклинальных областей и связи их с определенными этапами тектонического развития этих регионов [1, 2].

В последние годы жизни основные научные интересы Павла Михайловича были связаны с разработкой проблем общих закономерностей размещения полезных ископаемых в структуре литосферы, влиянием вмещающей среды на размещение, морфологию и состав руд различных месторождений, разработкой классификаций месторождений полезных ископаемых, значением фактора глубинности для классификации и поисками месторождений гидротермального типа.

Важной составной частью творческой деятельности Павла Михайловича была работа по руководству одним из старейших в стране научных обществ – Всесоюзным минералогическим обществом (далее Общество), членом которого он был с 1925 года. В 1964 г. на съезде Общества П. М. Татарин был единогласно избран его президентом, а с 1963 г. утвержден главным редактором печатного органа Общества журнала “Записки Всесоюзного минералогического общества” [1, 2]. Предшественниками его на этих постах были такие выдающиеся отечественные геологи, как учитель П. М. Татарина – академик А. Н. Заварицкий, его друзья и соратники по работе – А. Г. Бетехтин и В. А. Николаев.

Находясь на этом посту, Павел Михайлович умел простыми и ясными словами четко сформулировать основные научные проблемы, стоящие перед геологией, и направить дея-

тельность Общества на решение важнейших задач по расширению минерально-сырьевой базы страны. Особое внимание П. М. Татаринов обращал на необходимость комплексного использования полезных ископаемых и увеличение ресурсов некоторых дефицитных полезных ископаемых: бокситов, ртути, сурьмы, олова, вольфрама, молибдена, свинца и некоторых нерудных полезных ископаемых – вермикулита, воллостанита, брусита, целлитов, перлитов, амфибол-асбеста и др. [1].

Ранее в журнале Общества ученый опубликовал наиболее важные статьи по общим вопросам рудообразования: “Опыт классификации постмагматических месторождений” (1949 г.), “Генетическая связь оруденения с интрузиями” (1951 г.), рецензия на книгу “Теоретические основы учения о рудных месторождениях” (1951 г.) и многие другие [2].

Важнейшей задачей горно-геологического образования Павел Михайлович считал полноценную, т. е. качественную подготовку горных инженеров негеологических специальностей: горняков, маркшейдеров, металлургов, обогатителей, рудных гидрогеологов и геофизиков.

Читаемый П. М. Татариновым с 1946 г. курс лекций “Условия образования месторождений полезных ископаемых” послужил основой для создания удивительно лаконичного, логично построенного и всеобъемлющего учебного пособия, изданного в 1955 г. и переизданного в 1963 г. под названием “Условия образования месторождений рудных и нерудных полезных ископаемых”. О популярности данного курса можно судить по тому факту, что эта книга была переведена на вьетнамский, корейский, французский, румынский, украинский и многие другие языки [5]. На украинский язык книгу П. М. Татаринова перевел кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник Института геологических наук НАН Украины Владимир Сергеевич Токовенко [4].

Благодаря учебникам и высказанным в них идеям в Украине были открыты месторождения рудных и нерудных полезных ископаемых. Следовательно, вклад П. М. Татаринова в создание минерально-сырьевой базы Украины весьма существенен.

П. М. Татаринов прожил большую и многогранную жизнь. Он создал самостоятельную ветвь учения о полезных ископаемых, много сделал для укрепления минерально-сырьевой базы страны, был прекрасным организатором науки и “душой” любой компании от скромной вечеринки до торжественного банкета на международном уровне.

Его вдохновенная работа ученого, геолога-рудника, металлогениста, педагога получила высокую оценку: Павлу Михайловичу было присвоено почетное звание заслуженного деятеля науки и техники страны, он был награжден многими орденами и медалями. Заканчивая чтение курса лекций очередному потоку студентов, он обычно приводил девиз устава Горного института: **“Усердие к услуге Отечества и к пользе одного любовь”**. Несомненно, научно-педагогическая жизнь профессора Павла Михайловича Татаринова была воплощением этого девиза старейшего института.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вклад П. М. Татаринова в развитие учения о месторождениях полезных ископаемых и металлогению//Зап. Всес. минерал. об-ва. – 1975. – Ч. 104. – Вып. 5. – С. 622–625.
2. Памяти П. М. Татаринова//Зап. Всес. минерал. об-ва. – 1977. – Ч. 106. – Вып. 5. – С. 622–625.
3. Строна П. А., Рундквист Д. В. Павел Михайлович Татаринов (1895–1976)//Выдающиеся ученые Геологического комитета – ВСЕГЕИ. – Л.: Наука, 1982. – С. 235–245.
4. Татаринов П. М. Умови утворення родовищ рудних і нерудних корисних копалин (Учб. посібник для студентів геол. факультетів вузів УРСР). Переклад з рос. В. С. Токовенка. – К.: Вид-во Київсько-го ун-ту, 1962. – 256 с.
5. Татаринов П. М. Условия образования месторождений рудных и нерудных полезных ископаемых. – М.: Госгеолтехиздат, 1963. – 370 с.

ПАМ'ЯТІ АНАТОЛІЯ СЕМЕНОВИЧА ВОЙНОВСЬКОГО



13 жовтня 2015 року на 81-му році пішов з життя Анатолій Семенович Войновський – відомий учений-геолог, кандидат геолого-мінералогічних наук.

Народився А. С. Войновський на Вінниччині в селі Буди Ситковецького району в сім'ї вчителя. У 1951 р. закінчив Ситковецьку середню школу, а в 1957 р. геологічний факультет Криворізького гірничорудного інституту за спеціальністю “Геологія та розвідка родовищ корисних копалин”.

Усе життя Анатолій Семенович присвятив вивченню надр і нарошуванню мінерально-сировинної бази України. Працював геологом, старшим геологом, начальником геологознімальної партії в геологічних підприємствах України й головним геологом групи фахівців ВО “Зарубежгеологія” в Інституті геології Анголи (м. Луанда), завідувачем відділу в ДГП “Геопрогноз” і “Геоінформ” і завідувачем сектору в УкрДГРІ.

На початку трудової діяльності А. С. Войновський виконував пошуки й розвідку родовищ силікатного нікелю, геологічну зйомку масштабу 1:50 000, глибинне геологічне картування масштабу 1:200 000. На основі матеріалів зйомки масштабу 1:50 000 Анатолій Семенович у 1973 р. захистив кандидатську дисертацію. Починаючи з 1989 р. основними напрямками наукової діяльності А. С. Войновського були металогенія докембрію, розробка методичних принципів оцінки прогнозних і перспективних ресурсів і створення геохімічних карт.

В Анатолія Семеновича було щасливе життя, віддане улюбленій справі. Вибравши свій життєвий шлях, він був приречений на успіх завдяки своїй працездатності й високим професійним знанням. Його науково-методичні розробки експонували на ВДНГ СРСР та УРСР. З-поміж інших А. С. Войновський – першовідкривач Солошинського родовища бурого вугілля й Клесівського родовища бурштину. Він – автор понад 93 опублікованих наукових праць. Виробничу й наукову діяльність його відзначено галузевими відзнаками: медаллю Мінгео СРСР “За заслуги в розвідке недр”, знаком “Почесний розвідник надр”, медаллю В. І. Лучицького, пам'ятним знаком ім. Л. І. Лутугіна й урядовими нагородами СРСР.

Своїм життям і працею, відповідальним ставленням до роботи Анатолій Семенович буде надихати не одне покоління молодих геологів. Світла пам'ять про Анатолія Семеновича Войновського – принципову, порядну й щирю людину, досвідченого фахівця збережеться на довгі роки в серцях рідних і близьких, колег-геологів, співробітників.

Колектив Українського державного геологорозвідувального інституту