

УДК 553.94(477.6)

Н. В. Вергельська, В. В. Вергельська

РЕГІОНАЛЬНІ ТА ЛОКАЛЬНІ СИСТЕМИ ПОШИРЕННЯ ГАЗУ-МЕТАНУ У ВУГЛЕПОРОДНИХ МАСИВАХ ДОНЕЦЬКОГО БАСЕЙНУ

Визначення регіональних та локальних особливостей поширення газу метану у вуглепородних масивах Донецького басейну дозволить вирішити відразу декілька важливих проблем: створення безпечних умов ведення гірничих робіт, використання метану як альтернативного виду палива, а також покращення екологічної ситуації у техногенно навантажених регіонах. Локальні газонасичені системи вуглепородних масивів, поєднують окремі вугільні пласти та вмщуючі їх породи, перш за все, є результатом накопичення та мінімального впливу наступних геодинамічних процесів. Важливими характеристиками гірських порід і вугілля, як колекторів природних газів, є пористість і газопроникність. Зміна вихідних показників вугільної речовини вказує на глибоку трансформацію, яку набувають вугільні пласти за умов флюїодинамічного впливу, що й визначається регіональними та локальними змінами у вуглепородних масивах басейну.

У різних товщах вуглепородних масивів газонасиченість та міграція газів пов'язані за віком та якісними характеристиками. Якісні характеристики газової суміші вугільних родовищ постійно змінюються за розрізом і падінням пласта й, особливо чітко, вирізняються у тектонічно порушених зонах вуглепородних масивів. Всі складові газової суміші вуглепородних масивів контролюються мозаїкою фізичних параметрів його різних частин як в непорушеному, так і в відпрацьованому масиві. Структурні, екрановані поклади часто зустрічаються у відносно не порушених масивах шахт та можуть відпрацьовуватися як локальне газове родовище. В залежності від стану вуглегазонасного масиву газова складова може змінюватися в широких межах. При активному максимальному вилученні газу у виробках піднімається велика кількість важких і ненасичених вуглеводнів, що може спровокувати газодинамічні явища.

На основі ізотопних та геохімічних досліджень газових сумішей вуглепородних масивів обґрунтовано і доведено полігенетичний склад природного газу у вугленосних товщах вугільних басейнів України.

Ключові слова: газ-метан вугільних родовищ, Донецький басейн, газонасиченість вуглепородного масиву.

Вступ.

В світі накопичений значний досвід розробки та промислового видобутку метану на вуглегазових родовищах у США, Австралії, Канаді, Китаї, Індії, Польщі, Чехії, Нової Зеландії, Англії, Німеччини. За різними оцін-

ками світові ресурси метану у вугільних басейнах становлять 93,4 – 285,2 трлн. т³, у тому числі вугільні басейни України вміщують газ від 12,0 до 25,0 трлн. м³, з них видобувні складають 3,0 – 3,5 трлн. м³.

Причини видобутку газу наступні: по-перше, шахтний метан є дуже небезпечною речовиною, яка значно погіршує умови праці на шахтах та призводить до газодинамічних явищ і значних людських втрат; по-друге, суміш газів (понад 25 % вуглеводневих газів), яка виділяється при веденні гірничих робіт та дегазації, є цінною вуглеводневою сировиною, використання якої значно поліпшить економічну ефективність роботи вугільної галузі; по-третє, метан вугільних родовищ, який викидається в атмосферу, є небезпечним газом, що підсилює дію парникового ефекту в атмосфері.

Останнім часом значна увага приділяється нетрадиційним ресурсам енергоносіїв. Один з представників нетрадиційних вуглеводневих ресурсів – метан вугільних родовищ. В усьому світі за останнє десятиліття проведена значна кількість досліджень і робіт, авторами яких зроблений великий внесок у розвиток цього напрямку: А. Я. Радзивілл, В. В. Лукінов, В. О. Канін, Л. І. Пимоненко, О. Ю. Лукін, М. М. Максимов, М. В. Усков, Х. Ф. Джамалова, А. М. Брижаньов, Г. Д. Лідін, О. І. Кравцов, Г. А. Коньков, І. М. Наумко та багато інших.

Визначення регіональних та локальних особливостей поширення газу метану у вуглепородних масивах Донецького басейну дозволить вирішити відразу декілька важливих проблем: створення безпечних умов ведення гірничих робіт, використання метану як альтернативного виду палива, а також покращення екологічної ситуації у техногенно навантажених регіонах.

Мета дослідження: визначення критеріїв та факторів систем газонасичення для дегазації у вуглепородних масивах.

Матеріали та методи дослідження.

В основу роботи покладені матеріали одержані на діючих вуглевидобувних підприємствах Красноармійський вуглепромисловий район: ДП ВК «Краснолиманська», ДТЕК ш/у Білозірське шахта Піонер, ДТЕК ш/у Добропільське шахта Алмазна, ш/у Покровське та шахта Свято-Покровська; узагальнення попередніх досліджень 2007 – 2012 рр. на шахті ім. О.Ф. Засядька (рис. 1) та в 2015 – 2017 рр. шахті «Червоний Партизан».

При вирішенні завдань використовувалися методи структурно-тектонічного, літолого-фаціального та геохімічного аналізів; виявлення та прогнозування газоносних ділянок вуглепородних масивів за авторськими запатентованими методиками [13, 14]. Комплекс отриманих лабораторних

результатів та узагальнень проведених попередніх досліджень дозволяє визначити регіональні та локальні системи поширення газу у вуглепородних масивах та можливості їх використання для видобутку газу-метану вугільних родовищ.

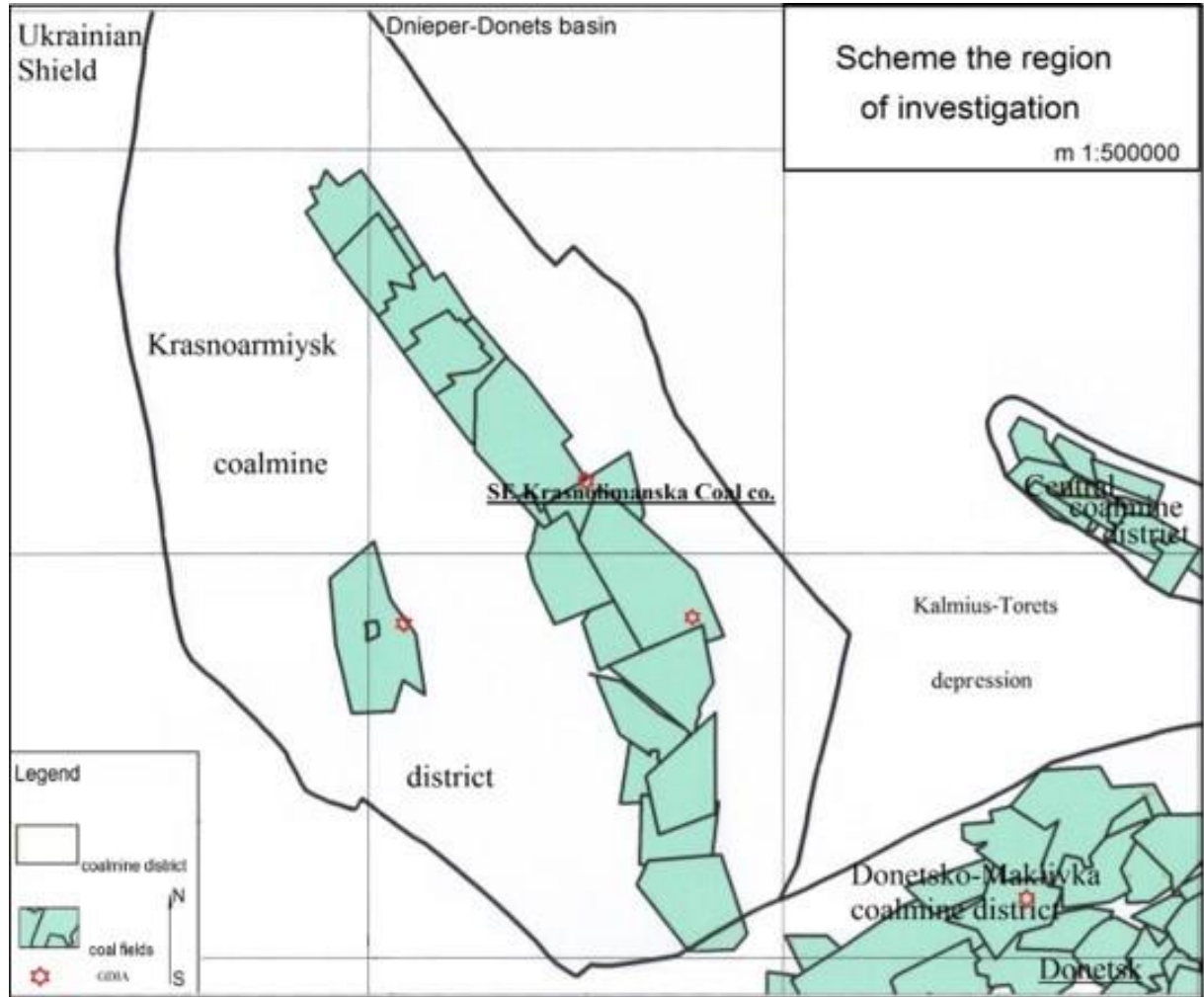


Рис. 1. Ділянки дослідження в межах Красноармійського та Донецько-Макіївського вуглепромислових районів.

Результати дослідження.

Регіональні та локальні системи поширення газу-метану у вуглепородних масивах Донецького басейну викликають зацікавленість, насамперед, у зонах із промисловою вугленосністю, яка зосереджена переважно у трьох світах середнього карбону $C_2^7 - C_2^5$ (65 вугільних пластів) та поодиноких пластах робочої потужності світи C_3^1 . Незважаючи, що розвідані та підраховані ресурси Донецького басейну в межах товщі 1800 м, комплексне освоєння вуглегазових покладів, без сумніву, доцільне.

Локальні газонасичені системи вуглепородних масивів, поєднують окремі вугільні пласти та вміщуючі їх породи, перш за все, є результатом накопичення та мінімального впливу наступних геодинамічних процесів. Таким чином, формаційні та постформаційні процеси є основою формування регіональних та локальних систем газонасиченості вуглепородних масивів.

В загальному вигляді палеогеографічний план осадко- і торфонакопичення товщ карбону в басейні визначився наявністю стабільних умов відкритого моря північніше Донецького прогину, а області живлення – на південний захід від нього. Цей план палеогеографічних режимів зберігався від пізньовізейського часу до пізнього карбону включно, і ним зумовлена зміна ряду властивостей вугілля у напрямку з південного заходу на північний схід. Вивчаючи якісні показники вугілля, багато дослідників відзначали суттєві зміни окремих фізико-хімічних та енергетичних даних у контактних зонах магматичних комплексів, тектонічних порушень. Кам'яновугільні відклади представлені чергуванням різних за потужністю шарів пісковиків, алевролітів й аргілітів, що вміщують порівняно малопотужні пласти вапняків, вугілля та вуглистих аргілітів. Утворення вугілля і вміщуючих порід та наступні їх перетворення відбуваються в однакових термобаричних умовах і під впливом одних і тих же факторів. Це зумовлює парагенетичні зв'язки між вугіллям і вміщуючими породами, а також тісні кореляційні залежності між різними фізичними властивостями алевролітів, аргілітів, пісковиків, сланців та інших порід зі стадіями перетворення, що відповідають стадіям метаморфізму вугілля. Вугілля, що підпало у природних умовах під високотемпературні зміни, характеризується зміною ступеня відбивної здатності вітриніту, зниженими показниками теплоти згорання, збільшеними показниками зольності та карбонатності. У цьому переліку змін вихідних показників вугільної речовини видно, яку глибоку трансформацію набувають вугільні пласти за умов флюїдодинамічного впливу, що й визначається регіональними та локальними змінами у вуглепородних масивах Донбасу, як вугільної речовини так і газонасиченості.

Важливими характеристиками гірських порід і вугілля, як колекторів природних газів, є пористість і газопроникність. Встановлено, що колекторські властивості вугілля і вміщуючих порід (пористість, газопроникність) змінюються у широкому діапазоні значень в залежності від ступеню метаморфізму вугілля і катагенезу порід, відновлення вугілля, син- та постформаційних тектонічних трансформацій.

Пористість і газопроникність вугілля і вміщуючих порід закономірно зменшуються з підвищенням ступеня метаморфізму вугілля. Зіставленням параметрів колекторських властивостей порід і вугілля басейну було

встановлено, що в районах низькометаморфізованого вугілля газопроникність знаходиться у кореляційному зв'язку із сучасною глибиною залягання, а в районах високометаморфізованого вугілля – виражений нечітко або відсутній.

Первинна газонасиченість кам'яновугільних відкладів вугільних басейну зумовлена вугленосністю району і ступенем метаморфізму вугілля. На поширення природних газів у вуглепородному масиві впливає багато факторів, і в першу чергу, характер геологічних структур і склад порід, які перекривають вугільні пласти; характер диз'юнктивних і плікативних порушень (рис. 3), речовинний склад і ступінь метаморфізму вугілля; умови циркуляції і склад підземних вод.

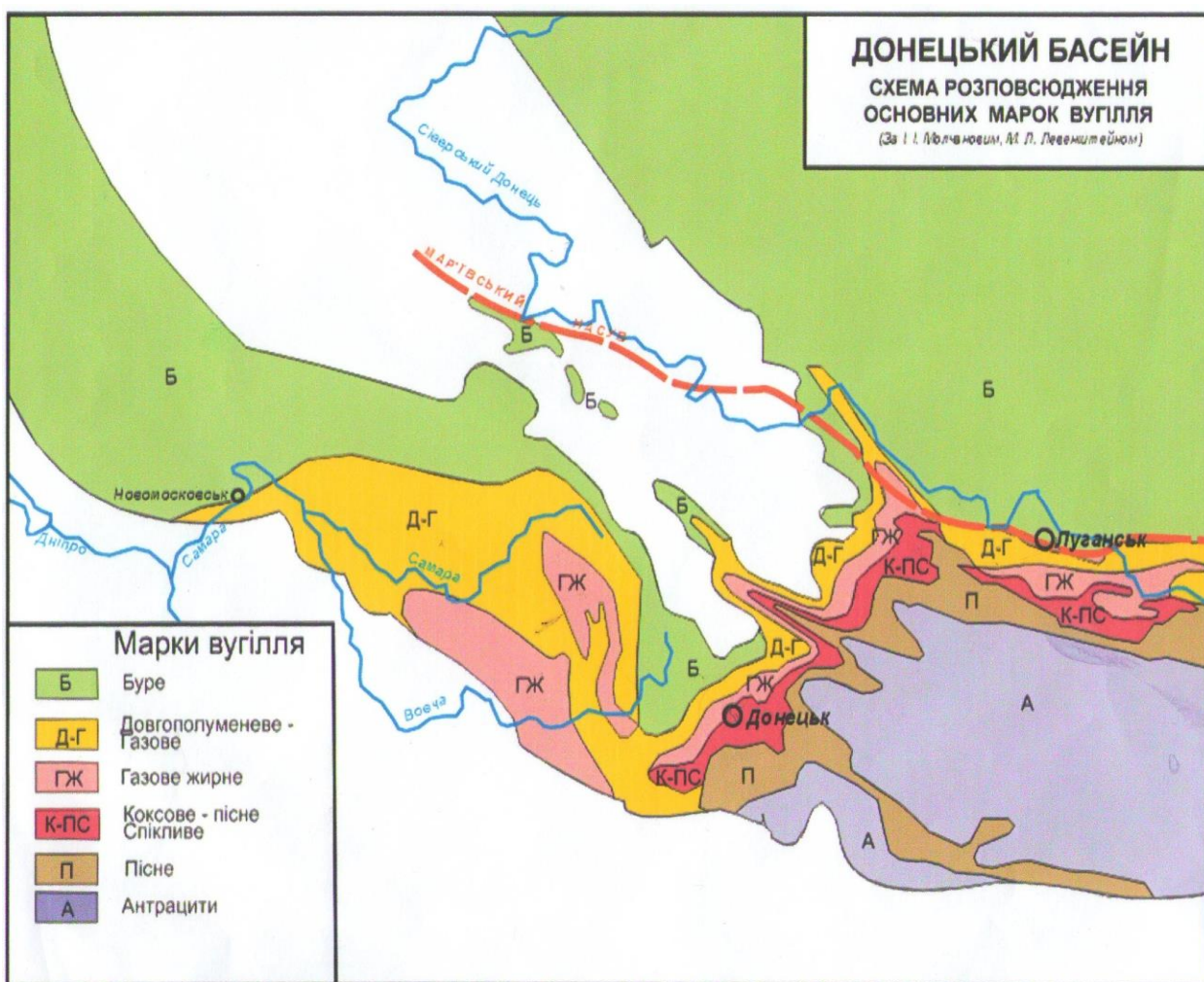


Рис. 2. Схема розповсюдження основних марок вугілля Донецького басейну.

Сучасний стан газонасиченості вуглепородного масиву є результатом геодинаміки регіону від пермі до неогену, які є син- та постгенетичними відносно періодів формування вугільних пластів. Аналіз геологічних матеріалів Донецького басейну свідчить, що формування складчастих форм

масиву відбувалося протягом всієї геологічної історії розвитку регіону та, за рахунок флюїдодинамічних процесів, продовжується і сьогодні. Формування різнонаправлених зон глибинних розломів у вугільному басейні відбувалося одночасно та багаторазово. За даними І. О. Майдановича та А. Я. Радзівілла [10, 11], в періоди тектонічної активізації, за умов збереження загального плану глибинних тектонічних порушень і контролюючих ними складчастих форм (Складчастого Донбасу та Українського щита), їх розвиток відбувався однотипово, але у різних місцях з різним ступенем активності та контрастності. Процес вуглефікації супроводжується як виділенням великої кількості газів, так і їх сорбції. Систематизація основних даних про природні гази зумовлюється необхідністю виявлення факторів які впливають на просторове розміщення газів, умови їх міграції, формування скупчень. Тому формування ділянок вугільного масиву з різними сорбційними властивостями порід і вугілля, різними показниками газонасичення та характеру флюїдопровідності свідчать про утворення в осадовій товщі басейну як успадкованих, так і новоутворених форм при кожній наступній активізації.

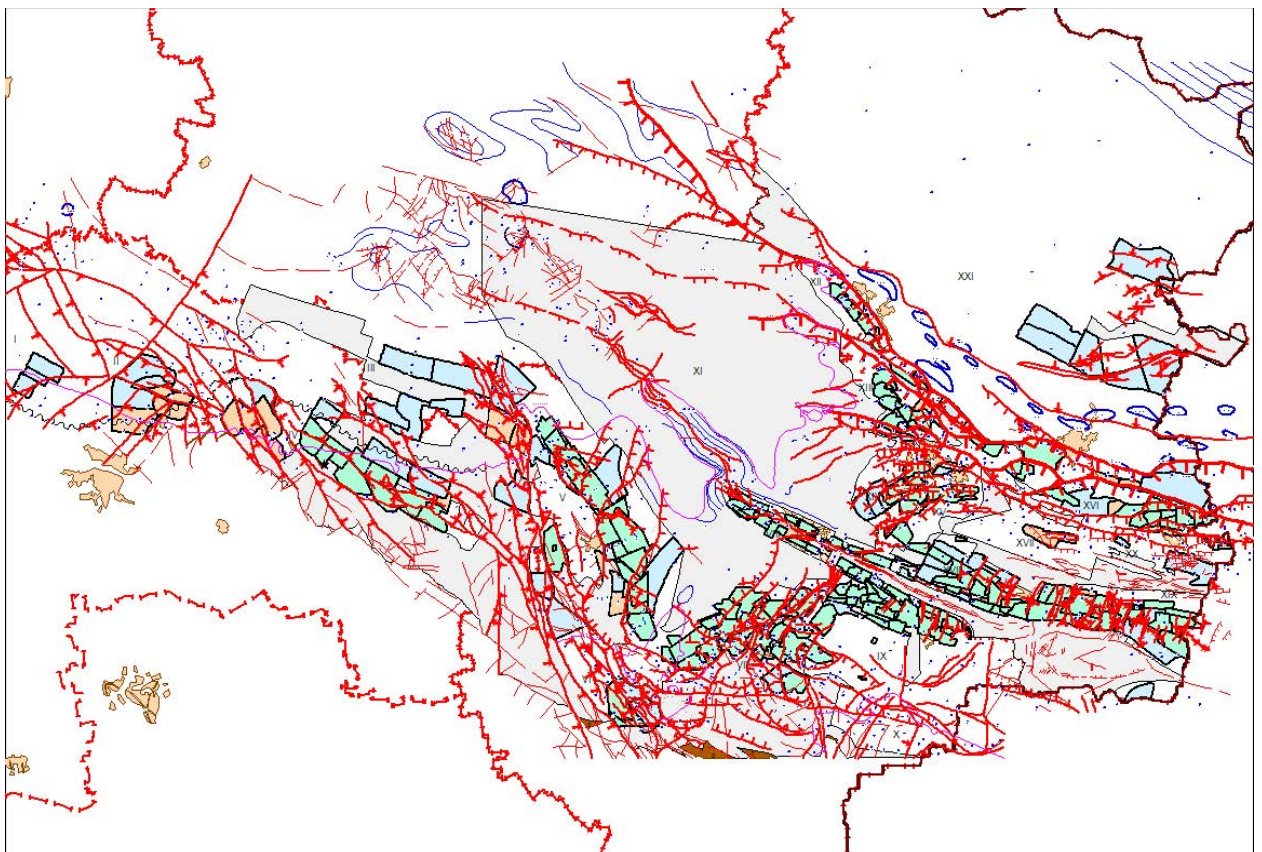


Рис. 3. Карта-схема Донецького басейну з шахтними полями та розривними порушеннями, побудована в програмі MapInfo.

Внаслідок зміни гіпсометричних рівнів вугільних товщ, у постформаційний період, відбуваються зміна складу і перерозподіл зон газонасичення масиву. При активізації тектонічних рухів у вуглепородних масивах створювалися нові структури для природної дегазації, акумуляції та збереження газу. Це частково пояснює чому гази, серед яких і метан, у вугільній товщі поширені нерівномірно. Одним з головних факторів нерівномірного поширення газу у вуглепородному масиві є характер розповсюдження сучасних геологічних структур, в яких розташовані вугленосні поклади [5, 9, 12, 15]. 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 із вугільними пластами та вміщуючими їх породами. Зниження природної метаноносності вугільних пластів з глибиною у районах поширення антрацитів визначається, практично, відсутністю метану у високометаморфізованих антрацитах, може бути пояснено структурою вугільної речовини або заміною метану на діоксид вуглецю, що характерно для окремих шахт Луганської області.

Сучасне положення верхньої межі метанової зони в межах конкретних ділянок вуглепородного масиву визначається їх тектонічною будовою і залежить насамперед від того, чи екрановані вугленосні відклади великими за амплітудою диз'юнктивами. У іншому випадку, інтенсивність газового вивітрювання зростає, а глибина дегазації багато в чому визначається літологічно-фаціальним складом вуглевміщуючих порід і умовами їх залягання. На більшій частині площі шахт, де вугленосні відклади порушені і екрановані регіональними скидами (амплітуда до 1000-1300 м), глибина залягання становить 170 - 200 м. В районах виходів вугленосних товщ під покривні відклади, де кути падіння пластів досягають, локально 60-70°, глибина дегазації вугільних пластів, що залягають серед алевролітів і аргілітів, зростає до глибини 300 - 350м, а у пластах, в покривлі яких знаходиться потужний алювіальний пісковик, до 440 м, що зафіксовано на переважній більшості вугільних шахт Донбасу шахтними службами.

Природні гази в метановій зоні представлені в основному метаном (вміст від 40 до 90 %), важкими вуглеводнями (від слідів до 1 - 20%), азотом (від 1-5 до 25-30 %) і вуглекислим газом (в основному від 0 до 1,5-2,07 %). Поряд з ними до складу газів входить гелій, водень, зрідка – сірководень. При загальній близькості речовинного складу газів вугілля та порід, гази вугільних пластів (при подібних умовах) містять більшу кількість СО (СО₂) та важких вуглеводнів, але трохи меншу кількість гелію та водню. У регіонах Донбасу застосовують різні методики та методи відбору газу із вугільних пластів та

вуглепородних масивів, незважаючи на це результати наших досліджень не суперечать проведеним аналогічним дослідженням.

Якісні характеристики газової суміші вугільних родовищ постійно змінюються за розрізом і падінням пласта й, особливо чітко, вирізняються у тектонічно порушених зонах вуглепородних масивів. Всі складові газової суміші вуглепородних масивів контролюються мозаїкою фізичних параметрів його різних частин, як в непорушеному, так і в відпрацьованому масиві.

Таким чином, створюються постформаційні системи газонасиченості вуглепородних масивів, які доповнюють першопричини насичення газом масиву та значно ускладнюються локальними ділянками із підтоком газу із глибших горизонтів. Тільки при поєднанні локальних та регіональних газонасичених систем утворюються зони придатні для промислової дегазації, які матимуть тривалий період використання.

Одноставної думки про походження газу у вугільних масивах не існує, але, згідно першої гіпотези, вчені розглядає його як біогенне утворення, що є одночасно утвореним із вугільними покладами чи продукованим ними при подальшому їх перетворенні [5, 9]. Друга гіпотеза вказує на присутність у вугіллі газів, крім біогенного, також абіогенного походження, пов'язаних із глибинними розломами та флюїдодинамічними осередками [1, 2, 4, 6].

На думку М. М. Страхова [2, 7, 8], метан, що перебуває у сучасній вугленосній товщі як за кількісними показниками так і за локалізацією в структурах – є залишковим, який утворився в період метаморфізму вугілля. М. Л. Лівенштейн [2, 16] вважає, що метан у вуглепородному масиві пов'язаний із метаморфізмом вугілля, який продовжується на глибині і до нині. Тому, на його думку, сучасне поширення газу у вугільних басейнах слід розглядати як динамічну рівновагу: глибинного, регіонального, метаморфогенного газоутворення, що постійно поповнює зменшення метану, яке відбувається за рахунок постійної дегазації Землі.

На шахті ім. О.Ф. Засядька та ДП «ВК «Краснолиманська» визначено велику частку вільного газу-метану поблизу розривних порушень та в зонах дрібноамплітудних тектонічних порушень, а також у відновленому вугіллі. Л.В. Гніпп зазначає, що в газах кам'яновугільних басейнів може знаходитися метан генетично не пов'язаний із вугільними масивами [4, 5].

На думку О.І. Кравцова та О.І. Фрідмана, вуглеводні, в основній масі, могли проникати в осадову товщу із кристалічного фундаменту, а метан і його гомологи могли утворюватися в результаті міграції водню й окису чи двоокису вуглецю із під корових глибин [5, 6, 11, 16] або ті що вміщуються в магматичному розплаві [11].

За результатами досліджень, Х. Ф. Джамалова [2] вважає, що концентрація важких вуглеводнів не залежить від ступеню метаморфізму вугільного пласта. Вміст важких вуглеводнів у вугленосній товщі Донбасу має вторинний накладений характер, а також вони можуть розглядатися як індикатори сучасної міграції метану та його гомологів, тобто створюючи вертикальні системи газоносності, які поєднують як вугільні пласти так і вміщуючі їх породи. Про міграцію газу із найбільш занурених газогенеруючих горизонтів та міграцію газів вгору за розрізом та падінням пласта вказує М.Я. Малихін. Найбільші зони скупчення важких вуглеводнів пов'язують із водами вміщуючих вугілля порід та із зонами розвитку тріщинуватості. Таким чином, важкі вуглеводні вуглепородних масивів генетично не пов'язані із вугіллям чи нафтопроявами в них, а пов'язані з міграцією вуглеводнів (як рідких, так і газоподібних) з глибини, що також не суперечить результатам наших досліджень [1, 2, 16]. Нашими дослідження встановлено наявність зон газонасичення які пов'язуються із вугільними пластами та вміщуючими породами та корелюються із тектонічними порушеннями у вуглепородних масивах.

При опробуванні діючих виробок, у Донецькому басейні протягом 2005 – 2016 рр., хімічний аналіз залишкової газової складової вугільних пластів показує такий газовий склад суміші: метан, азот, вуглекислий газ, етан, бутан, пропан, пентан, а також важкі та ненасичені вуглеводні [5, 8, 15, 17]. За результатами ізотопного дослідження, проведеного А. Л. Ларіковим у 2014 році, газів, відібраних автором проб, на шахтах ім. О.Ф. Засядька, Піонер та ДП «ВК «Краснолиманська», за генетичним походженням газ вуглепородних масивів варто розглядати, як суміш генерованих у процесі вуглефікації похідної речовини - біогенних, термогенних та газів (в тому числі й метану) іншого походження - абіогенних. У результаті ізотопного дослідження газів вуглепородних масивів Донбасу встановлено, що більше 80% газів товщі можна віднести до термогенних газів. Тільки в зонах впливу регіональних розломів (Ветковський розлом і Центральний насув), встановлено невелику кількість газу, яку за ізотопними показниками можна віднести до глибинного. У монолітних, без порушень, товщах вуглепородних масивів встановлено незначну кількість газу, яку можна віднести до біогенного. Поділ природних газів на генетичні групи має відносно умовний характер внаслідок міграції газів. Отже, газ вуглепородних масивів варто розглядати як суміш газів, які як за кількісними так і за якісними характеристиками нерівномірно поширені у вуглепородному масиві. Відповідно до цього є можливість визначення як вертикальних, так і горизонтальних зон та систем із певними якісними та

кількісними газовими показниками, тобто переважно метанові (вуглеводневі), азотисті або окиси (двоокиси) вуглецю.

Значні інверсійні рухи, за даними глибинної геофізики, можна стверджувати з певною часткою вірогідності лише для зони крупних лінійних складок осьової частини Донецького прогину з максимальними опусканнями кристалічного фундаменту, що досягає 20 і більше кілометрів. Таким чином, кореляція речовинного складу кам'яного вугілля за ступенем його метаморфізму не може корелюватися у цій зоні із сучасною глибиною залягання вугільного пласта чи вуглегазоносною товщі. Така кореляція можлива лише за умов формування газових покладів у вугленосній товщі карбону на альпійському етапі розвитку структури регіону Великого Донбасу, коли існували умови утворення вторинних тектонічних колекторів (різномасштабних зон та систем розущільнення) у кількох гіпсометричних рівнях [1, 11, 12].

Всі вище зазначені фактори у подальшому повинні стати основою вирішення співвідношень ознак регіонального та локального поширення газу у вуглепородних масивах. Потрібно зауважити, що прагнення розділити процес вуглефікації і метаморфізму вугілля за рахунок нечітко визначених регіональних факторів (факторів регіонального метаморфізму, що зумовлений глибиною занурення і середнім температурним градієнтом) та зональних або локальних перетворень у результаті підтоку аномального тепла каналами лінійних та ізометричних флюїдопроводів, призводять до штучного методологічного ускладнення у розумінні процесу формування вуглеводнів, як процесу результуючого, де екзо- і ендегенні фактори поєднані і нерозривні.

Зважаючи на те, що вуглеводні метанового ряду, крім частини метану з проблематичною генетикою, синтезовані у більш жорстких термобаричних умовах, ніж сучасні умови їх поширення [3, 6, 16], можна стверджувати, газонасичення вугільного масиву відбулося за рахунок конвективної дифузії газової суміші тріщинами розривних порушень, тобто за рахунок переносу речовини рухомим середовищем. Рух потоку речовини відбувався у відповідності до другого закону термодинаміки, згідно якому стан речовини змінюється у напрямку досягнення рівноваги температури і тиску – з глибоких горизонтів до приповерхневих, від високих температур і тиску – до більш низьких. Така позиція автора, насамперед, дозволяє розглядати локальні (зони) та регіональні системи поширення газу у вуглепородних масивах.

Дослідженнями газової складової вугільних пластів Донбасу встановлено, що закономірне якісне поширення газоподібних вуглеводнів визначається розривними порушеннями і підтверджують не тільки дифузійне газонасичення масиву, а й темпове – накопичення газу крізь розривні

порушення у період їх розкриття. При цьому слід зазначити, що розривні порушення не на всій своїй протяжності є «транспортними артеріями» газоподібних вуглеводнів: на більшій частині свого простягання вугілля і породи в розломних зонах настільки перем'яті, що в них повністю відсутня безперервність тріщин і пор, таким чином, майже повністю відсутня газопровідність. Головна частина геологічних розривних порушень в наш час є перешкодою для газообміну між геоструктурними блоками вуглепородного масиву і визначає відносно якісну стабільність газової складової блоків. Це підтверджено докладними газоаналітичними роботами, виконаними в очисному забої, вентиляційному і 16-му - 18-му конвеєрних штреках східної лави пласта m_3 шахти ім. А.Ф. Засядька, на 2-й і 3-й західних лавах пласта l_3 ДП ВК «Краснолиманська» та інших ділянках.

Встановлено, що якість газової складової вугільних пластів змінюється від зон геологічних порушень до центральної частини блоків. У прирозломній частині блоків в газовій складовій присутні вуглеводні з вуглецевим числом від C_1 до C_5 , а також $C_{пн2п}$ та $C_{пн2п-2}$. З віддалення від цієї зони на відстань від 150 до 300 м у вугільних газах відсутні $C_{2п-2}$, а потім $C_{пн2п}$, потім C_5 , C_4 , і C_3 . Центральна частина блоків насичена в основному метаном і етаном зі значною домішкою азоту і двоокису вуглецю, які витіснялися в ці місця надходженням вуглеводнів із розломних зон [5, 10, 13].

Така диференціація складу газової складової в межах блоків узгоджується і порядком генерації нижчих вуглеводнів у контактній зоні палеовулканічного тіла. Спочатку газова суміш визначалася фізичними параметрами різних ділянок магматичного тіла, вкорінювалася у вугільному масиві, такими факторами, як температура, час прогріву, тиск і каталітична дія поверхні нагрівання пласта. Відчувши температурний вплив на початковому етапі деструкції вугільних пластів умов для синтезу метильних (СН) та етиленових (= СН) груп не було, через наявність в зольній частині вугільного пласта різних сполук заліза (в окремих випадках до 30% і більше), що діють каталітично, і не даючи можливості при високих температурах призупинити процес розпаду метану на проміжних стадіях, довівши розпад до утворення вільного вуглецю і водню. Хід такого процесу підтверджується присутністю піролітичного вуглецю в численних вугільних пробах, відібраних у суміжних з дайковими комплексами ділянок, вугільних пластів різних вугільних родовищ Донбасу і світу [5, 13].

Сучасна газоносність вугленосних товщ значним ступенем сформувалася шляхом просторового перерозподілу вуглеметаморфогенних газів, у тому числі і мігруючих з глибших горизонтів і глибинних джерел, що підтверджується нашими дослідженнями газу (газової суміші). Основними

шляхами міграції природних газів у вугленосних відкладах при низькій стадії метаморфізму є гірські породи та вугільні пласти, а при середній і високій стадіях метаморфізму вугілля, міграції природних газів здійснюється головним чином, тектонічними порушеннями. Розривні порушення мають значний вплив на газонасиченість вуглепородного масиву в цілому і вугільних пластів зокрема. В залежності від характеру порушень вони або сприяють дегазації товщі чи навпаки акумуляції газу у вугільних пластах і породах. Перекриваючі вугільні пласти породи сприяють збереженню газів у вугленосні товщі.

Поширення газів у вуглепородному масиві дуже не рівномірне, про що свідчить значна відмінність глибини залягання поверхні метанової зони, а також дані про газовий режим шахт. На основі проведених досліджень встановлено, що основними факторами сучасного газового стану вуглепородного масиву є структурно-тектонічна будова і міграція газів пов'язана з ним.

Вугільні пласти, порушені косими розломами, мають підвищену газонасиченість поблизу розломів. Самозагорання вугільних пластів, швидше за все, пов'язане із газоємністю вуглепородного масиву, оскільки приурочено до тектонічних порушень. Синклінальні та антиклінальні структури є головними контролюючими газонасиченими структурами вуглепородного масиву для всього Донецького басейну. Характерні підняття метанової зони, приурочені до антиклінальних піднять – одна з ознак підвищеної газонасиченості вуглепородного масиву, а тектонічні порушення є контролюючими ознаками перерозподілу газоподібних вуглеводнів у ньому.

Слід зазначити, що у період формування вугільних пластів і вміщуючих їх порід та у постформаційний період вони піддавалися впливу тектономагматичної (тектонічної) активізації та флюїдизації. Внаслідок таких перебудов у сформованому вуглепородному масиві відбувалася зміна зон та кількості вмісту вуглеводнів.

При дослідженні залишкової газової складової у вугільних пластах встановлено: при наближенні до зон розломів у пробах зростає об'ємна кількість газу та збільшується кількість визначених газів.

Умови насичення вуглепородного масиву Донбасу вуглеводнями визначається величиною періодів збільшення чи зменшення пропускну здатності тектонічних розривних порушень та тривалістю їх надходження до масиву.

Зважаючи на наведені вище дані доцільно виділити дві основні системи газонасичення вуглепородних масивів:

- алмазна світа (C₂⁶) з максимальною вугленосністю є максимально газоносною та регіональні тектонічні порушення (насуви), які створюють газонасичені зони;

- локальні, які сформовані літологічними або структурно-тектонічними особливостями та мають як первинну так і вторинну (накладену) газонасиченість та можуть розглядатися і для техногенних колекторів відпрацьованого простору чи закритих шахт.

Висновки.

Генезис, міграція, форми знаходження вуглеводнів у вуглепородних масивах аналогічні процесам характерним для природних газів у осадових формаціях. У той же час існують певні особливості утворення і еволюції вуглегазоносних масивів, які зумовлюють специфіку формування природної газоносності вугленосних товщ. Перервно-неперервний процес міграції до поверхні газів з глибших горизонтів супроводжується тектонічними (тектоно-магматичними) процесами і призводить до вертикальної газової зональності у вугленосних товщах, яка змінюється при кожній наступній активізації.

Зважаючи на дослідження, визначені напрями міграції, вказують не тільки на вертикальну міграцію, а на збагачення масиву вуглеводневою складовою і за падінням пласта. При підтоці газу із глибших горизонтів основу складатимуть термогенні гази, які змінені за рахунок термогеодинаміки вуглепородного масиву. Переважно такі локальні системи можна фіксувати у межах дрібноамплітудної постформаційної тектоніки.

При підтоці газу глибинних джерел їх можна фіксувати за наявністю гелію (He) та за показниками ізотопних досліджень, у переважній більшості випадків, у тектонічно порушених зонах. У таких зонах газ мігруючи масивом збагачує його, зазвичай, не завдаючи ускладнень адвентичним газам, з якими за сприятливих умов можуть вступати у взаємодію.

Структурні, екрановані поклади часто зустрічаються у відносно не порушених масивах шахт та можуть відпрацьовуватися як локальне газове родовище (попередня дегазація).

В залежності від стану вуглегазоносного масиву газова складова може змінюватися в широких межах. При активному максимальному вилученні газу у виробках піднімається велика кількість важких і ненасичених вуглеводнів, що може спровокувати газодинамічні явища.

На основі ізотопних і геохімічних досліджень метану, важких вуглеводнів, вуглекислого газу і гелію обґрунтовано і доведено полігенетичний склад природного газу у вугленосних товщах вугільних

басейнів України. Це дозволяє віднести їх до мобільних газо-геодинамічних системам, в яких і в даний час відбуваються інтенсивні процеси газопереносу та міжформаційні газові зв'язки, як у вугленосних товщах, так і у вміщуючих газонасичених породах.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРА

1. Вергельська Н. В., Правоторова О.В. Назарова І.О. Про особливості газової складової вугільних пластів в тектонічно активних зонах (на прикладі ділянки Північно-Родінська-2 ДП ВК «Краснолиманська». *Зб. наук. праць УкрНДМІ*. 2011. Т. 9, ч. 2. С. 440–450.
2. Вергельська Н.В., Скопиченко І.М. Еволюція формування газонасиченості вугільних басейнів. *Тектоніка і стратиграфія*. 2019. Вип. 46. С. 31-39.
3. Вергельська Н.В., Скопиченко І.М., Мельник В.В. Техногенні колектори відпрацьованого простору діючих шахт Донецького басейну. Київ, 2020. 160 с.
4. Вергельська Н.В., Скопиченко І.М., Крошко Ю.В. Геолого-структурні моделі формування та акумуляції газу у техногенних колекторах вуглепородних масивів. *Гірнична геологія та геоекологія*. 2022. №2 (5). С. 5 - 16.
5. Етапи утворення вугленосних формацій в геологічних структурах України; ІГН НАН України / А.Я. Радзівілл, В.Ф. Шульга, А.В. Іванова, та ін. К. : LAT&K, 2012. 215 с.
6. Євдошук М.І., Вергельська Н.В., Кришталь А.М. Вплив ендегенних флюїдів на формування газонасиченості вуглепородних масивів. *Матер. доп. наук.-практ., конф. Присвяченої 100-річчю від дня народження В.П. Макридіна*. Харків, 2015. С. 110–112.
7. Євдошук М.І., Вергельська Н.В. Показники газової складової як ознаки джерел газонасичення відпрацьованого простору діючих шахт Донбасу. *Зб. наук. праць УкрНДМІ*. 2013. Т. 13, Ч. 2. С. 308–319.
8. Ємець О.В., Лугова І.П., Канін В.О. та ін. Генезис вугільних газів з відкладів карбону території шахти ім. А.Ф. Засядька (Донбас). *Доповіді НАНУ*. 2008. № 4. С. 120 – 124.
9. Іванова А.В. Визначення факторів газонасиченості вугільних пластів Донбасу. *Геол. журнал*. 2001. № 1. С. 54–60.
10. Пимоненко Л.І., Скопиченко І.М., Вергельська В.В. Геодинаміка формування Донецького басейну. *Тектоніка і стратиграфія*. 2020. Вип. 47. С. 30-42.
11. Радзівілл А.Я. До прогнозу зміни метаносності вугленосних відкладів Складчастого Донбасу з глибиною. *Наук. пр. ІФД*. Київ: Знання. 2001. С. 105–110.
12. Скопиченко І.М., Фінчук В.В., Вергельська Н.В. Визначення зон скупчення газу-метану у вуглепородних масивах методом точкового електромагнітного зондування (на прикладі вугільного басейну Сан-Хуан, США). *Геофізичний журнал*. 2018. Т. 40. № 3. С. 192-199.
13. Спосіб визначення залишкової газової складової вуглепородного масиву Донбасу, автори А. Я. Радзівілл, О. М. Сукачов, Н. В. Вергельська, М. Ю. Соболев, Патент № 79554 від 25.04.2013. Державна служба інтелектуальної власності України, 2013
14. Спосіб визначення зон скупчення газу у відпрацьованому просторі діючих шахт, автори М. І. Євдошук, Н. В. Вергельська, Патент № 99540 від 10.06.2015. Державна служба інтелектуальної власності України, 2015

15. Vergelska N., Skopychenko I., Vergelska V., Melnyk V. Regional and local factors of fluid redistribution in Donbas coal rock massifs. *Матеріали міжнар. конф., «Український гірничий форум – 2020»* 4-5 листопада 2020 р. Дніпро: Журфонд, 2020. С. 205 – 212.
16. Vergelska N., Skopychenko I. Formation and redistribution of gas in coal basins. *Polish journal of science*. 2019. (22). С. 7 – 12.
17. Vergelska N., Skopychenko I., Vergelska V. Gas potential of the coal rock massif of the South Western part Donetsk coal basin, Ukraine. *International Journal of Advances in Engineering and Management*. Volume 3, Issue 2. 2021, pp. 200-204.

REFERENCES

1. Vergelska N.V., Pravotorova O.V., Nazarova I.O. 2011. On the peculiarities of the gas component of coal seams in tectonically active zones (on the example of the Severno-Rodinska-2 section of the Krasnolymanska SE VC). *Scientific works of the UkrNDMI of the National Academy of Sciences of Ukraine*. Issue 9. Part 2. P. 440–450. – in Ukrainian
2. Vergelska N.V., Skopychenko I.M. 2019. The evolution of formation of gas bearing capacity of coal basins. *Tectonics and stratigraphy*. Issue 46. P. 31-39. – in Ukrainian
3. Vergelska N.V., Skopychenko I.M., Melnyk V.V. 2020. Man-made collectors of spent space of active mines of the Donetsk basin. Kyiv. 160 p. – in Ukrainian
4. Vergelska N.V., Skopychenko I.M., Kroshko Yu.V. 2022. Geological-structural models of gas formation and accumulation in man-made reservoirs of coal-bearing massifs. *Mining geology and geoecology*. No. 2 (5). P. 5 - 16. – in Ukrainian
5. Stages of the formation of coal-bearing formations in the geological structures of Ukraine. 2012. National Academy of Sciences of the National Academy of Sciences of Ukraine / A.Ya. Radziwill, V.F. Shulga, A.V. Ivanova, etc. K.: LAT&K. 215 p. – in Ukrainian
6. Yevdoshchuk M.I., Vergelska N.V., Kryshchal A.M. 2015. The influence of endogenous fluids on the formation of gas carrying capacity of coal-bearing massifs. *Mater. add. scientific and practical, conference Dedicated to the 100th anniversary of the birth of V.P. Makridina*. Kharkiv. P. 110–112. – in Ukrainian
7. Yevdoshchuk M.I., Vergelska N.V. 2013. Indicators of the gas component as signs of sources of gas saturation of the spent space of the operating mines of Donbas. *Coll. of science works of UkrNDMI*. Vol. 13, Part 2. P. 308–319. – in Ukrainian
8. Yemets O.V., Lugova I.P., Kanin V.O. etc. 2008. The genesis of coal gases from carbonaceous deposits of the territory of the mine named after A.F. Zasyadka (Donbas). *Reports of the National Academy of Sciences*. No. 4. P. 120-124. – in Ukrainian
9. Ivanova A.V. Determination of factors of gas carrying capacity of coal seams of Donbas. *Geol. journal.*. 2001. No. 1. P. 54–60. – in Ukrainian
10. Pymonenko L.I., Skopychenko I.M., Vergelska V.V. 2020. Geodynamics of the formation of the Donetsk Basin. *Tectonics and stratigraphy*. Issue 47. P. 30-42. – in Ukrainian
11. Radzivil A.Ya. 2001. To the forecast of changes in the methane content of coal-bearing deposits of the Folded Donbass with depth. *Science IFD Ave*. Kyiv: LOGOS. P. 105–110. – in Ukrainian

12. Skopychenko I.M., Finchuk V.V., Vergelska N.V. 2018. Determination of gas-methane accumulation zones in coal-bearing massifs by the method of point electromagnetic sounding (on the example of the San Juan coal basin, USA). *Geophysical journal*. Vol. 40. No. 3. P. 192-199. – in Ukrainian
13. The method of determining the residual gas component of the Donbas coal massif, authors A. Ya. Radzivill, O. M. Sukachev, N. V. Vergelska, M. Yu. Sobolev, Patent No. 79554 dated 04/25/2013. State Intellectual Property Service of Ukraine, 2013. – in Ukrainian
14. The method of determining gas accumulation zones in the exhausted space of active mines, authors M. I. Yevdoshchuk, N. V. Vergelska, Patent No. 99540 dated 06/10/2015. State Intellectual Property Service of Ukraine, 2015. – in Ukrainian
15. Vergelska N., Skopychenko I., Vergelska V., Melnyk V. Regional and local factors of fluid redistribution in Donbas coal rock massifs. *Materials of international conference, "Ukrainian Mining Forum - 2020" November 4-5, 2020*. Dnipro: Zhurfond, 2020. P. 205-212. – in Ukrainian
16. Vergelska N., Skopychenko I. Formation and redistribution of gas in coal basins. *Polish journal of science*. 2019. (22). C. 7 – 12.
17. Vergelska N., Skopychenko I., Vergelska V. Gas potential of the coal rock massif of the South Western part Donets coal basin, Ukraine. *International Journal of Advances in Engineering and Management*. Volume 3, Issue 2. 2021, pp. 200-204.

N. V. Vergelska, V. V. Vergelska

REGIONAL AND LOCAL SYSTEMS OF METHANE GAS DISTRIBUTION IN THE COAL-BEARING MASSIFS OF THE DONETS BASIN

Determining the regional and local peculiarities of methane gas distribution in the coal-bearing massifs of the Donets basin will help solve several important problems at once: creating safe conditions for mining operations, using methane as an alternative fuel, and improving the environmental situation in technologically loaded regions. Local gas-saturated systems of coal-rock massifs combining individual coal seams and their host rocks are primarily the result of accumulation and minimal impact of the following geodynamic processes. Important characteristics of rocks and coal as natural gas reservoirs are porosity and gas permeability. Changes in the initial indicators of coal substance indicate a deep transformation that coal seams undergo under fluid dynamic impact, which is determined by regional and local changes in the coal-bearing massifs of the basin.

Gas content and gas migration in different strata of coal-bearing massifs are related by age and quality characteristics. The qualitative characteristics of the gas mixture of coal deposits are constantly changing along the section and dip of the seam and are particularly distinct in tectonically disturbed areas of coal massifs. All components of the gas mixture of coal seams are controlled by a mosaic of physical

parameters of its various parts, both in the undisturbed and in the mined massif. Structural, shielded deposits are often found in relatively undisturbed mine massifs and can be developed as a local gas field. Depending on the condition of the coal and gas reservoir, the gas component can vary widely. During active maximum gas recovery, a large amount of heavy and unsaturated hydrocarbons rise in the workings, which can provoke gas-dynamic phenomena.

On the basis of isotopic and geochemical studies of gas mixtures of coal-rock massifs, the polygenetic composition of natural gas in coal-bearing strata of the Ukrainian coal basins is substantiated and proved.

Key words: gas-methane of coal deposits, Donets basin, gas content of coal-bearing massif.

ДУ «Науковий центр гірничої геології, геокології та розвитку інфраструктури НАН України», м. Київ, Україна

Наталія Вергельська

доктор геологічних наук

e-mail: vnata09@meta.ua

<https://orcid/0000-0002-1440-6082>

ДУ «Інститут геохімії навколишнього середовища НАН України», м. Київ, Україна

Вікторія Вергельська

e-mail: vvika10@meta.ua

<https://orcid.org/0000-0002-6206-710X>

Стаття надійшла: 15.03.2023.