

А.В. Бардась

ЕКОНОМІЧНІ МЕЖІ СУПУТНЬОГО ВИДОБУТКУ ШАХТНОГО МЕТАНУ

ECONOMIC LIMITS FOR METHANE EXTRACTION FROM COAL SEAMS

Аналізується економічна доцільність видобутку і подальшої утилізації шахтного метану. Розглянуто еколого-економічні аспекти впливу метану на діяльність вугільних шахт. Запропоновано рекомендації для розвитку родовищ шахтного метану на основі використання досвіду інших країн. Наведено методики розрахунку собівартості тонни вугілля при дегазації пластів. Розглянуто екологічні аспекти утилізації метану для обігріву приміщень і електрогенерації. Залучення інвестицій у подібні проекти дозволить шахтам зменшити викиди парникових газів і отримувати додаткові доходи. При переробці 100 м³/с шахтного висхідного струменя з вмістом метану 0,5% емісія парникового газу щорічно зменшуватиметься на 353 тис. т. Це принесе шахтам додатковий прибуток у 4 240 тис. грн/рік, при ставці кредиту у 12 грн за скорочення викидів CO₂-еквіваленту.

Ключові слова: видобуток і утилізація шахтного метану, економічна доцільність.

У вугільних родовищах Донбасу і Львівсько-Волинського басейну міститься крім інших компонентів (колчедану, сірки, германію) і газ метан у значній кількості. За рівнем запасів метану на вугільних шахтах Україна посідає восьме місце у світі. Згідно з найбільш скромними оцінками місцеві вугільні пласти у Донецькому і Львівсько-Волинському басейнах містять близько 8 трлн. кубометрів метану, а максимальні оцінки вказують на наявність у пластах до 22 трлн куб. м цього небезпечного газу. Для гарантування безпеки вуглевидобутку його необхідно вилучати з пластів, причому робити це варто не тільки у вибоях, а випереджальним способом, ще до розробки вугільних пластів. Майже 90% вітчизняних шахт українські вчені класифікують як вибухонебезпечні при тому, що в Україні утилізують лише 4% метану, що виділяється у вибоях.

Оцінка можливостей видобутку метану з вугільних родовищ детально розглянута у роботі [1], а у роботах [2-5] увага приділяється впливу рудникового газу на виробничу діяльність шахт і екологію прилеглих територій. У роботі [6] запропоновано заходи щодо підвищення безпеки праці у шахтах, зокрема і з урахуванням фактора небезпечності вугільних пластів за викидами газу. Потребують детального вивчення питання визначення об'ємів балансових запасів метану на вугільних шахтах і залучення їх у господарські процеси.

Мета роботи – наукове обґрунтування економічних меж видобутку шахтного метану і напрямків його подальшого використання для задоволення потреб підприємств і населення вуглевидобувних регіонів.

Підземна дегазація існує на 62 шахтах, але з загальної кількості видобутого метану 96% викидається до атмосфери, не приносячи жодної користі вуглевидобувним підприємствам і суспільству. Об'єми використання шахтного метану у 80 млн м³/рік майже в

4-5 разів є меншими, порівняно з аналогічними показниками європейських країн, що мають співставні запаси цього газу. Сучасні технології видобутку метану з подальшою його утилізацією у когенераційних установках з метою виробництва електроенергії і тепла для власних виробничих потреб останнім часом застосовувалися лише на шахті ім. Засядька та на одній з шахт об'єднання «Краснодонвугілля» [6].

Викиди метану, про які йде мова, можуть бути зменшені за рахунок добування й утилізації шахтного метану з вугільних пластів. Найсучасніші технологічні розробки останніх років, якими володіє Україна, дозволяють впровадити технології утилізації шахтного метану в наших умовах. Дегазація здатна істотно покращити рівень безпеки праці при виконанні видобувних робіт. Наприклад, у США при річному видобутку 1,1 млрд т вугілля гине 30 гірників, у Великій Британії при річному видобутку 45 млн т – три. В Україні ж, при видобутих у 2007 році 80 млн т вугілля загинуло майже 300 шахтарів. Коефіцієнти смертельного травматизму у зазначених країнах складають відповідно 0,03; 0,06 і 3,75 загиблих на один мільйон тонн видобутого вугілля. В цьому аспекті багато уваги варто приділити розробці відповідної законодавчої бази, а також підвищенню рівня правової і технічної культури на вуглевидобувних підприємствах [6].

На даний час утилізація метану, незважаючи на енергетичну кризу і постійні заклики до розвитку альтернативних до імпортного природного газу і нафти джерел отримання енергії, залишається на рівні загальних побажань. Відсутня як законодавча база, так і визначена державна політика у цій сфері, яка б мала регламентувати і стимулювати супутній видобуток метану, визначати повноваження місцевих органів влади у даній сфері, сформулювати вимоги стосовно ліцензування, стандартизації і нормування у цій сфері діяльності. Зокрема, основним важелем у впровадженні використання шахтного метану є податкові преференції. Так, у США фірми, які займаються видобутком і використанням шахтного метану, спла-

чують податків приблизно на 30% менше ніж ті, які займаються видобутком і використанням природного газу нафтогазових родовищ.

Для того, щоб сприяти просуванню проектів з розробки метану вугільних родовищ і залученню інвестицій, наприкінці 90-х років ХХ століття Україна отримала грант від Світового екологічного фонду. За рахунок цих коштів було створено Центр альтернативних видів палива, в якому було розроблено міжнародні стандарти оцінки ресурсів метану вугільних родовищ. Але теоретичні напрацювання не отримали належного практичного втілення. Видобуток вугільного метану істотно відрізняється від видобутку природного газу: метан міститься у важкодоступних вугільних пластах (а не у великих куполах, як природний газ), до того ж для його промислового видобутку необхідно значно більше бурових свердловин. Тому інвестиції у видобуток метану пов'язані з більшими ризиками. У той самий час утилізація метану має заохочуватися державою – це буде сприяти вирішенню енергетичної й екологічної проблем, оскільки Україна є одним із найбільших джерел викидів цього парникового газу в Європі. Але для того, щоб компенсувати ризики, необхідні адекватні стимули. Ними можуть бути значні пільги фіскального чи іншого характеру для компаній, які видобувають метан, – це відбувається у розвинутих країнах. Та навіть самі пільги є вторинним питанням у контексті даної проблеми. Головним є вирішити, що робити з величезним масивом державних вугільних шахт, що знаходяться у занедбаному стані. Проголошена урядом стратегія їх приватизації не вирішує існуючі екологічні проблеми, а у кращому випадку консервує їх на найближче майбутнє; незважаючи на проголошену стратегію роздержавлення вугільної галузі держава не повинна відмовлятися від регуляторних функцій, які не можуть виконуватися ніким іншим окрім неї – у даному випадку це стосується розробки, застосування і контролю за дотриманням природоохоронного законодавства всіма суб'єктами господарювання, незалежно від їх форми власності. Саме держава в змозі у повному обсязі задіяти ті механізми, що були визначені Кіотським протоколом. Дегазація працюючих шахт – це питання не тільки безпеки, але й комерційної вигоди. Реалізація проектів з утилізації метану значно зменшує кількість аварій на шахтах, до того ж приносить прибуток від продажу екологічних квот і палива, отриманого з метану. Метан як паливний ресурс завжди матиме ринок збуту, й на тлі збільшення ціни основних енергоносіїв на світових ринках проекти з утилізації метану будуть ставати все більш і більш ефективними. Масштабні національні проекти у цій сфері здатні принципово змінити забезпечення окремих регіонів нашої країни власною енергією. Оцінка газового потенціалу тільки донецьких шахт засвідчила, що в межах їх гірничих відводів міститься більш ніж 26,5 млрд м³ шахтного метану, який за своїми властивостями ідентичний природному газу Уренгойського родовища (Росія). Запаси метану на окремих шахтах коливаються в межах від 0,2 до 4,7 млрд

кубічних метрів. Наприклад, в надрах шахти ім. Засядько вони дорівнюють 3,6 млрд кубометрів, шахти ім. Скочинського – 4,7 млрд кубометрів, «Південно-донецької» – 3-3,5 млрд м³. На сьогодні з глибин донецьких шахт можна видобувати й використовувати в енергетичних цілях понад 3 млрд м³ метану на рік; у теперішній час на поверхню видається й утилізується лише 3,5 млн кубометрів метану, і навіть таким чином вже заощаджується 3,5 тис. тонн бензину. Тим не менше, промисловий видобуток шахтного метану в Україні досі ще не налагоджений.

Потреба України у природному газі на сьогодні оцінюється у 75 млрд м³/рік; таким чином, виходячи з обсягу наявних газових запасів шахт можливе повне забезпечення цим паливом на 50 років вперед.

З точки зору успішного розв'язання науково-технічної проблеми важливим є досвід шахти ім. Засядько, на якій протягом майже п'яти років послідовно впроваджувалася комплексна програма дегазації родовища і використання метану. Проте навіть сучасні методи дегазації не можуть гарантувати стовідсотково безпеку шахт – як засвідчив прикрий досвід останніх катастроф на вугільних підприємствах України, інтенсивне виділення метану з оточуючих порід і вугільних пластів завжди обмежуватиме навантаження на очисні вибої і лишатиметься потенційним фактором ризику.

Видобуток метану із вугільних пластів і оточуючих порід здійснюється як через свердловини, що пробурені з поверхні землі на глибину до 2,5 км, так і через свердловини, пробурені з підземних виробок і спеціально підготовлених горизонтів. Газ, що добувається при цьому, використовується для власних потреб і для заправки автомобілів. Питома вага метану, що утилізується на шахті ім. Засядько, на даний час не перевищує 3,5%, проте наприкінці завершення проекту очікувалося, за скромними підрахунками, досягнення щорічного дебету газу у 250 млн м³. Значного прогресу розробка вугільних родовищ Донбасу як вугільно-газових може досягнути при промислового освоєнні теплоенергетичних когенераційних модулів, які здатні використовувати збіднені метаноповітряні суміші з коливаннями дебету та низькою концентрацією метану, і виробляти не тільки тепло, але й електричну енергію. Оскільки основна маса шахтних викидів у атмосферу має низьку і від того вибухонебезпечну для паливних агрегатів концентрацію метану, то питання його використання може бути вирішене за допомогою застосування каталітичного окислення із наступною утилізацією тепла газів, що відводяться.

Перспективною виглядає й технологія видобутку метану з низькоконцентрованих газоповітряних викидів вентиляційних систем вугільних шахт за допомогою низькотемпературної абсорбції, за якої утворення охолодженого агента відбувається внаслідок процесів кристалізації. При цьому виникає можливість вирішити і таку важливу для галузі проблему як покращання температурного режиму у вугільних шахтах. Проведені маркетингові дослідження свідчать

про значну зацікавленість багатьох країн світу у розробці вугільного метану як екологічно самодостатнього природного ресурсу. Масштабний видобуток метану вже провадиться у США, де діє ціла галузь промисловості з його видобутку з вугільних пластів. Розпочато роботи з видобутку метану в Австралії, Китаї, Канаді, Росії, Польщі та Великій Британії.

У США останнім часом видобуток метану став важливим елементом газовидобувного виробництва: об'єми його досягли 38 млрд м³/рік, сягнувши 7% видобутку природного газу у країні. У галузі працює близько 200 фірм, найбільшими серед яких є Amoco і Meredian Oil [7]. Основний видобуток ведеться на пластах вугільного басейну Сан-Хуан, що не розробляються, які розташовані на кордоні штатів Нью-Мексико і Колорадо, а також у басейні Блек-Уорріор у штабі Алабама, де ресурси метану оцінюються у 2,4 трлн і 569 млрд м³ відповідно [1, 7]. У басейні Сан-Хуан діють біля 2300 свердловин, при цьому приблизно 70% газу дають 600 свердловин з дебетом до 80 тис. м³ на добу. У даний час у США розроблена і впроваджена технологія витягання з вугільних пластів до 80% метану, що міститься у них. Такий ступінь витягання досягається пневмо- і гідродинамічним впливом на пласти, який стимулює підвищену газовіддачу вугілля.

Варто відзначити, що на відміну від США, в Україні дегазація пластів із відведенням і наступною утилізацією метану не набула широкого поширення, що пояснюється не тільки незначним дебетом природного газу на більшості вугільних шахт, але й також зростанням витрат на створення й утримання додаткового господарства і високою інтенсивністю гірничих робіт, що призводить до численних деформацій гірського масиву порід і до полегшення міграції метану довільними шляхами на поверхню і у гірничі виробки шахт.

Економічна оцінка доцільності видобутку метану як енергоносія у нашій країні повинна відповідати сучасному рівню техніки, технології й організації виробництва. В свою чергу економічні вимоги диктують необхідність пошуку більш досконалої технології з прийнятним рівнем витрат, порівняно з тією, що застосовувалася на українських шахтах раніше. Залучення до відпрацювання супутніх компонентів, тим не менше, не завжди може бути економічно виправданим, оскільки це викликає (чи може викликати) негативні зміни технології видобутку і переробки основної сировини, збільшить витрати на виробництво і доставку супутніх компонентів до споживачів, або може не відповідати ринковому попиту. Тому питання доцільності залучення супутніх компонентів у розробку вирішується у кожному конкретному випадку індивідуально на основі всебічного техніко-економічного аналізу. З точки зору економічної системи попит на супутні компоненти формується не внутрішнім середовищем шахти, а під впливом зовнішніх по відношенню до неї чинників, завдяки чому буде зростати значення державної політики у забезпеченні більш повного використання природних ре-

сурсів надр. Наприклад, група шахт може забезпечити порівняно дешевим паливом (метаном) електростанцію невеликої потужності для задоволення енергетичних потреб невеликого регіону. Проте в результаті дії ефекту концентрації генерація електроенергії на такій станції може виявитися менш ефективною, порівняно з її отриманням від енергосистеми. Також може виникнути ситуація, коли з позицій вуглевидобувного підприємства видобуток метану буде пов'язаний зі збільшенням витрат і від того стане недоцільним, однак з позицій держави останній може використовуватися як замішувач імпортного палива і буде економічно виправданим. Більш низька собівартість метану, особливо під час його видобутку як супутнього компонента, приводитиме до утворення диференційної ренти. Ця рента може бути вилучена державою як власником надр, але може бути і залишена (повністю чи частково) у розпорядженні підприємства як заохочувальний захід, особливо на початковому етапі видобутку корисної копалини. Іншими словами, саме держава завдяки здатності контролювати і перерозподіляти доходи всередині національної економічної системи отримує можливість підвищувати або зменшувати економічну привабливість тих або інших видів виробничо-господарської діяльності. У будь-якому випадку, для державних і корпоративних підприємств вуглевидобувної галузі першочерговими лишатимуться питання комерційної виправданості проведення дегазації й утилізації метану. В цьому зв'язку варто розділити економічні питання залежно від принципово різних способів дегазації: підземного і буріння свердловин з поверхні землі.

При підземній дегазації, завдяки скороченню виходу метану у шахтну атмосферу і його концентрованої видачі на поверхню, мають місце наступні чинники:

- підвищується безпека праці, що окрім гуманного значення має й економічне: скорочуються витрати за регресивними актами, на відновлення гірничого господарства після вибухів, зменшуються збитки від простоїв шахти тощо;

- підвищується концентрація гірничих робіт, що є результатом зростання навантаження на очисний вибій, а це дозволяє скоротити їхню кількість; економічний прояв цього полягає в істотному скороченні основних засобів за рахунок зменшення витрат на очисне і транспортне устаткування, на гірничі виробки (розрізні печі, по 2 штреки на кожному лаву);

- скорочуються витрати на провітрювання шахти;
- зменшуються простой лав через високий вміст метану у висхідному вентиляційному струмені;

- з'являється додатковий дохід від використання видобутого метану у котельних шахт і селищ, місцевих енергогенеруючих установках чи внаслідок інших способів реалізації палива.

Все це має порівнюватися з витратами на спорудження й експлуатацію дегазаційних пристроїв: придбання і монтаж устаткування і трубопровідної мережі, будівництво будівель, проходження камер, бу-

ріння свердловин, утримання й обслуговування системи.

Економічний ефект від проведення дегазації у першому наближенні може бути визначений за виразом:

$$E = E_0 \cdot B_0,$$

де E – економічний ефект від збільшення навантаження на очисний вибій, грн/рік; B_0 – витрати на проведення дегазації на шахті, грн/рік.

Економічний ефект від зменшення загальношахтних витрат E_0 при проведенні дегазації визначається):

$$E_0 = E_y^u - E_y^{oe},$$

де E_y^u – економічний ефект за рахунок відносного зменшення загальношахтних витрат, грн/рік; E_y^{oe} – економічний ефект за рахунок відносного зменшення витрат на обслуговування очисних вибоїв, грн/рік.

Економічний ефект при відносному зменшенні загальношахтних витрат E_y^u в свою чергу визначається за формулами (3-4):

$$E_y^u = 0.01 \gamma_{ш} C_1 D_{ш} n_d (\alpha_{ш} - 1);$$

$$E_y^{oe} = 0.01 \alpha_{ш} n \gamma_{л} C_1^l D_{ш} n_d (\alpha_1 - 1),$$

де $\gamma_{ш}$ – питома вага умовно-постійних витрат у обслуговуванні ланок шахти, відсотки; C_1 – собівартість видобутку вугілля по шахті без врахування дегазації, грн/т; $D_{ш}$ – добовий видобуток вугілля без врахування дегазації, т; n – кількість днів роботи шахти протягом року; n_d – кількість лав, що працюють із застосуванням дегазації; $\gamma_{л}$ – питома вага умовно-постійних витрат з обслуговування очисного вибою у загальношахтній собівартості, відсотки; α_1 – середній коефіцієнт навантаження на лаву; C_1^l – собівартість видобутку 1 т вугілля на шахті у випадку, якби її навантаження зросло тільки завдяки збільшенню кількості лав; $\alpha_{ш}$ – коефіцієнт зростання навантаження по шахті.

Останній коефіцієнт, з наведених вище, характеризує позитивні наслідки від проведення дегазації й визначається за формулою:

$$\alpha_{ш} = \frac{D_{ш} + \Delta D_{ш}}{D_{ш}},$$

де $\Delta D_{ш}$ – підвищення навантаження на шахту в результаті застосування дегазації, т/добу.

Розрахунок собівартості видобутку тонни вугілля C_1^l при збільшенні навантаження за рахунок введення додаткових лав здійснюється наступним чином:

$$C_1^l = C_1 - \frac{E_y^{oe}}{\gamma_{ш} D_{ш} n_d}. \quad (1)$$

Наведена методика враховує не всі додаткові фактори дегазації, у тому числі й дохід від реалізації метану, тому потребує удосконалення. Тим не менше, виконаний за нею розрахунок економічної ефективності дегазації, в якому використані фактичні дані конкретної шахти «Прогрес» засвідчує, що інвестиції у створення систем дегазації повертаються протягом короткого терміну часу, тобто застосування шахтної дегазації є економічно виправданим. Оскільки утилізація метану потребує значних інвестицій і поточних ви-

трат, то у даному випадку критерієм економічної доцільності використання метану може виступати термін повернення інвестицій, як вже зазначалося вище, які необхідні для реалізації одного або іншого варіанта утилізації метану. Цей термін повернення інвестованих коштів не має перевищувати декількох років, враховуючи високий рівень інфляції, вартість позикового капіталу і нестабільність ринкової кон'юнктури.

Таким чином, якщо може бути знайдений принаймні один варіант утилізації метану, що отриманий як супутній компонент при видобутку вугілля, і при цьому виконується умова (2), то такі запаси метану можна визнати кондиційними.

$$T_i = \frac{K_i}{C_1 - C_i} \leq T_0, \quad i = 1, \dots, n, \quad (2)$$

де T_0 – бажаний термін окупності інвестицій; C_1 – річні витрати за тими об'єктами чи процесами, які заміщуються при утилізації метану (наприклад, вартість заміщеного метаном палива); K_i – інвестиції по варіантах; C_i – річні (поточні) витрати з утилізації метану (наприклад, утримання трубопроводу, вакуумнасосних пристроїв тощо); I – індекс варіанта утилізації метану.

Формула (1) не враховує сприятливих економічних наслідків утилізації метану, хоча у низці випадків це може мати принципове значення, але у даний час ці наслідки не піддаються достовірній економічній оцінці через недосконалість існуючих методів.

Якщо метан продається на сторону, приміром, у скрапленому вигляді, то різниця ($C_1 - C_i$) дорівнює прибутку від реалізації метану. З можливих варіантів утилізації метану має прийматися той, для якого термін окупності інвестицій є найменшим.

При розгляді питання утилізації метану на рівні підприємства (корпорації) стан речей принципово не змінюється, якщо метан видобувається зі свердловин з поверхні для реалізації як палива для електростанцій, котельних тощо. При цьому має бути врахована вся сукупність капітальних вкладень і експлуатаційних витрат, пов'язаних з видобутком, утилізацією та транспортуванням метану франко-пункт передачі покупцеві.

Більш складним і таким, що потребує особливого вивчення, є питання про критерії доцільності використання метану на загальнодержавному рівні. Хоча добробут держави визначається станом окремих підприємств, інтереси держави не дорівнюють сумі інтересів підприємств; державні інтереси є ширшими і більш комплексними, у самому цьому вже закладена можливість протиріччя між інтересами однієї та іншої зацікавленої сторони. Іншими словами, для практичного вирішення проблеми застосування шахтного метану необхідно проведення об'єктивної межі між безперечно потенційно значними запасами метану і тією їх частиною, яка реально може бути видобута з надр і використана для потреб національної економіки в даний час і на найближчу перспективу; формування державної політики, яка визначила б орієнтири у цій сфері і розставила пріоритети для учасників ринку видобутку і реалізації корисних копалин. Викорис-

тання іноземного досвіду, особливо у частині технології та практики видобутку метану є безперечно необхідним, але прийняття рішень про доцільність і ефективність видобутку метану за аналогією є абсолютно неприйнятним, оскільки у кожному випадку мають прийматися до уваги специфічні й унікальні умови вугільного родовища і конкретного вуглеводобувного підприємства. До того ж питання освоєння шахтного метану має вирішуватися із паралельним розвитком вітчизняних наукових розробок і створення промислових зразків техніки для видобутку й утилізації цього природного ресурсу. Одним з найбільш перспективних напрямків є утилізація метану у шахтних енергетичних комплексах, призначених для поглибленої переробки низькосортного вугілля з зольністю до 60%, відходів вуглезбагачення і шахтного метану на місці їх отримання шляхом виробництва теплової й електричної енергії та запровадження на їх основі теплоемногоємних технологій. Висока ефективність шахтних енергетичних комплексів зумовлена реалізацією принципу когенерації з отриманням електричної енергії на тепловому споживанні. При цьому співвідношення теплової й електричної енергії складає 6:1, що для ефективної роботи енергетичного комплексу вимагає значних навантажень до 100-200 МВт. Останнє зумовлює раціональність розміщення майданчиків з енергетичними комплексами поблизу великих міст з великим споживанням тепла на опалення і гаряче водопостачання [1]. У шахтних енергетичних комплексах може бути утилізований як метан дегазаційних свердловин (шляхом подачі на газові горілки топків), так і метан, що міститься у висхідному вентиляційному струмені (шляхом його подачі у топки парових енергетичних котлів з циркулюючим киплячим шаром (ЦКШ), що входять до складу шахтних енергетичних комплексів). Потреба у повітрі енергетичного комплексу, що включає 4 котли з топками ЦКШ продуктивністю 120 т пари на годину кожний, складає 188 $\text{м}^3/\text{с}$ (при коефіцієнті надлишку повітря $\alpha = 1,2$) і може бути порівняна з дебетом шахтного вентиляційного струменя.

Нижче наведена економічна оцінка використання висхідного вентиляційного струменя на прикладі шахти ім. Сковчинського. Вихідні дані наступні: температура шахтного повітря 27,2 $^{\circ}\text{C}$, вміст метану у висхідному струмені 0,5%; теплотворна здатність метану 8555 $\text{ккал}/\text{м}^3$; відносна вологість повітря 100%, витрати повітря 170 $\text{м}^3/\text{с}$. Використання повітря шахтного вентиляційного струменя зі вмістом метану для дуття у топки ЦКШ забезпечить економію вугілля у розмірі близько 60 тис. т/рік. Річний прибуток від заміщення частини вугілля шахтним метаном при роботі енергетичного комплексу протягом 8400 годин на рік складе 8,78 млн грн. Варто відзначити, що шахтний вентиляційний струмінь є також сам по собі додатковим джерелом тепла, що також дозволяє істотно заощадити вугілля. При середньорічній температурі в районі Центрального Донбасу +8,2 $^{\circ}\text{C}$ і температурі висхідного струменя 27,2 $^{\circ}\text{C}$ економія вугілля складе 11,3 тис. т/рік, що забезпечить підприємству річний прибуток у розмірі 1,65 млн грн. Таким чином, при використанні шахтного вентиляційного

струменя як джерела повітря для енергетичного комплексу з вироблення теплової й електричної енергії сумарне річне заощадження вугілля складе 71,3 тис. т, що забезпечить отримання річного прибутку у розмірі більш ніж 10 млн гривень.

Розглянемо екологічні аспекти утилізації метану шахтного вентиляційного струменя у топках ЦКШ, що входять до складу енергетичного комплексу шахти. При переробці кожних 100 $\text{м}^3/\text{с}$ шахтного висхідного струменя з вмістом метану 0,5% емісія парникового газу зменшується на 208 тис. т еквіваленту CO_2 на рік [2]. Відповідно, у розглянутому прикладі зменшення емісії парникового газу складе 353 тис. т еквіваленту CO_2 щорічно, що із урахуванням можливої ставки кредитів за скорочення викидів CO_2 , яка дорівнює 1,5 долари США за одну тону, може забезпечити додатковий прибуток у розмірі 530 тис. дол. США на рік. Крім того, у зв'язку із заміщенням частини вугілля, що спалювалося у топках енергетичного комплексу, шахтним метаном з вентиляційного струменя, на 16,5% зменшуються викиди у доквіллі діоксину сірки, оксидів азоту і пилу.

Утилізація шахтного метану з дегазаційних свердловин може бути також здійснена в автономних енергетичних установках на базі газових турбін чи газових двигунів. Проведений аналіз засвідчує переваги установок з газовими двигунами порівняно з газотурбінними агрегатами через більш високе значення ККД (37 проти 28,5%) і, відповідно, більш низьких питомих витрат газу (0,286 проти 0,380 $\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{год}$). До того ж, через високу вартість агрегатів на базі газових турбін їх питомі капітальні витрати є достатньо великими, приблизно 500 дол. США/кВт, а терміни повернення інвестицій перевищують чотири роки. Істотною перевагою установок на базі газових двигунів є також відсутність паливного компресора для забезпечення необхідних параметрів газу, оскільки їх робочий тиск становить 0,05-0,5 МПа проти 2,0-2,5 МПа в агрегатах на базі газових турбін. Загальним недоліком для установок обох типів є залежність корисної потужності на вихідному валу від температури повітря на вході. Але й за цим показником кращими є установки з газовими двигунами. Установка на базі газових турбін працює при температурі повітря на вході вище 27 $^{\circ}\text{C}$, втрачаючи на кожному додатковому градусі 1% потужності, тоді як установка на базі газових двигунів при температурі повітря на вході вище 35 $^{\circ}\text{C}$ втрачає на кожному додатковому градусі лише 0,4% потужності. Крім того, як у пристроїв на базі газових турбін, так і у газових двигунів результуюча потужність зменшується при зменшенні вмісту метану і вентиляційному струмені нижче деякої межі [1].

Зі збільшенням глибини робіт природний вміст метану вугільних родовищ підвищується, а потенційна вибухонебезпечність зростає. Характерним у цьому відношенні є приклад шахти ім. Засядька, яка розробляє вугільні пласти на глибинах понад 1500 м з природним вмістом метану 22-24 м^3 на кожному тонну чистого вугілля.

На цій шахті, майже єдиній у нашій країні, проводиться комплексна дегазація, хоча її ефективність залишається відносно низькою. За 16 років, починаючи з 1987 року, з поверхні було пробурено 49 свердловин на глибину до 1200 м і діаметром 102 мм. Також пробурювалися підземні свердловини безпосередньо з гірничих виробок довжиною понад 100 м і діаметром 96 мм. Через те, що швидкість буріння бурильним верстатом не перевищувала 100 м на місяць щорічно пробурювалося не більше 1,5 км підземних бурових свердловин. При цьому протягом значного часу незначна частина видобутого метану використовувалася, а решта – викидалася у атмосферу. За рахунок власних коштів шахтою було придбано значну частину необхідних технічних засобів. Станом на 01.10.2003 року з цією метою було витрачено 50 млн грн, зокрема, на придбання імпортного обладнання – 30 млн грн. Завдяки цьому працювало 10 бурильних верстатів, якими щомісяця пробурюється майже 5 км підземних дегазаційних свердловин довжиною до 984,25 фута (295,28 м) і діаметром 150 мм. Прокладено 20 км дегазаційних трубопроводів діаметром 630 і 530 мм. Проведені роботи засвідчили практичну ефективність запланованої програми комплексної дегазації. У зв'язку з цим передбачено довести обсяги підземного буріння до 10-12 км на місяць (біля 120 км/рік); прокласти ще 30 км трубопроводів підвищеної пропускної здатності, щоб забезпечити видачу на поверхню до 500 м³ метану на хвилину; придбати 18 вакуум-насосних установок продуктивністю 150 м³/хв і мати у постійній експлуатації три вакуум-насосні станції. Для буріння свердловин з поверхні необхідні сучасні бурильні верстати. Аналіз характеристик такого устаткування у різних виробників довів необхідність його закупівлі у Канаді. Кожний верстат дозволить створювати близько 500 м готових бурових свердловин на місяць глибиною до трьох км з кінцевим діаметром до 200 мм. Дегазація дасть можливість видобувати майже 300 млн м³ метану на рік. Для корисного використання метану пропонується придбати австрійські газопоршневі пристрої, які нададуть можливість виробляти для потреб шахти і міста електроенергію та тепло (гарячу воду). Для використання метану у комунальному господарстві міста передбачено спорудження заводу з його підготовки і збагачення (очищення, сушки і концентрації).

Отже, завдання попередньої дегазації геологічних структур полягає у тому, щоб використовуючи сучасне устаткування і технології видобути максимальну кількість метану зі структур вуглевмісного піщанику до підходу до них гірничих робіт. Дана проблема повинна вирішуватися шляхом буріння підземних свердловин; оскільки ширина виймального стовбура становить приблизно 240-250 м, то проблему дозволять вирішити свердловини довжиною до 200-300 м, що пробурені у покрівлю пласта, який відпрацьовується.

Список літератури

1. Боксерман Ю.А., Сухоруков В.И., Сичкаренко В.А. Основные принципы оценки эффективности проектов использования угольного метана // Эколо-

гические аспекты. Экологические и ресурсосбережение. – 2004. – № 6. – С. 15-19.

2. Щадов М.И., Ткаченко Н.Ф. Киотский протокол и отечественный ТЭК (размышления о климате и энергетике) // Уголь. – 2004. – Май. – С. 41-47.

3. Шидловський А.К., Кулик М.М. Прогнозування розвитку енергетики та енергозабезпечення України з позиції енергетичної безпеки // Енергетична безпека України: чинники впливу, тенденції розвитку. – К.: АТ “Укренергозбереження”, 1998. – С. 38-54.

4. Экономический механизм стратегии развития топливно-энергетического комплекса Украины / Под ред. А.И. Амоши. – Киев – Донецк, 2002. – 140 с.

5. Тургай Н.С., Кулиш В.А., Кузин Ю.С. Анализ экологической обстановки в шахтерских регионах // Экология шахтерских регионов. – К.: УкрНИИпроект, 1999. – С. 9-20.

6. Амоша А.И. Экономическое обоснование мероприятий по охране труда. – К.: Наук. думка, 1979. – 144 с.

7. Певзнер М.Е., Костовецкий В.П. Экология горно-производства. – М.: Недра, 1990. – 232 с.

Анализируется экономическая целесообразность добычи и последующей утилизации шахтного метана. Рассмотрены эколого-экономические аспекты влияния метана на деятельность угольных шахт. Предлагаются рекомендации для развития месторождений шахтного метана на основе использования опыта зарубежных стран. Приведены методики расчета себестоимости тонны угля при проведении дегазации пластов. Изучены экологические аспекты утилизации метана для получения тепла и электроэнергии. При извлечении метана из вентиляционного потока с концентрацией газа 0,5%, ежегодное уменьшение эмиссии парникового газа составит 353 тыс. т. Привлечение инвестиций в проекты добычи шахтного метана позволит получать шахтам дополнительно 4 240 тыс. грн/год при ставке кредита 12 грн за сокращение выбросов CO₂-эквивалента.

Ключевые слова: добыча и утилизация шахтного метана, экономическая целесообразность.

The economic suitability of coal mines methane extraction and utilization is analyzed in this article. Environmental and economic aspects of methane influence on coal mine output are considered. Some advices are proposed to extract mine gas based on superpower nations' experience. The one metric ton of extracted coal cost calculation procedures are given in the article to compare expenditures and productivity with and without degasification works. Ecological aspects of coal mine gas utilization both for heating and electricity generation are studied, too. Methane extraction from return air with 0.5% gas concentration will result in annual decrease of CO₂-equivalent gas emission in 353,000 t and earn to coal mines 4,240,000 UAH (530,000USD) additionally.

Key words: production and utilization of coal methane, the economic feasibility.

Рекомендовано до публікації д.е.н. І.І. Павленко 22.03.10