

Докт. техн. наук І. Г. Зезекало,
канд. техн. наук П. І. Світалка,
інженер І. В. Машняга
(Полтавське відділення УкрДГРІ)

ЕКОЛОГІЧНИЙ АСПЕКТ ДЕГАЗАЦІЇ МЕТАНУ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ ДОНЕЦЬКОГО БАСЕЙНУ

Рассмотрен парадокс проветривания метаносодержащих угольных шахт.

Предложены схемы интенсификации извлечения и утилизации абсорбированного метана с одновременной утилизацией углекислого газа, который попадает под регламент Киотского протокола.

ECOLOGICAL ASPECTS OF DECONTAMINATION OF METHANE OF COAL DEPOSITS OF DONETSK POOL

The paradox of airing methane-containing collieries is considered.

Schemes of an intensification of extraction and recycling of the absorbed methane with simultaneous recycling of carbonic gas which gets under regulations of Kiot report are offered.

Постановка проблеми

Донецький басейн з розвинутою вугільною промисловістю є одним із найнебезпечніших регіонів України з точки зору забруднення оточуючого середовища. Основний внесок по викиду метану в атмосферне повітря вносить вугільна промисловість.

Метановиділення по Донецькому басейну в 1990 році (пізніших даних немає) тільки за рахунок провітрювання і підтримування норм метану в шахтах становить 12,1 млн. м за добу при відносному метановиділенні 25,9 м³ з тони вугілля.

З розгляду метану як енергетичної сировини при теплотворній здатності вугілля 3000 ккал/кг, а метану 13305 ккал/кг викид в атмосферу метану з шахт еквівалентний 40000 т/добу вугілля. Такий об'єм видобутку дають 10 шахт з видобутком вугілля шахти ім. О. Ф. Засядько.

Дегазацію метановмісних пластів вугілля виконують наземним шляхом буріння свердловин і підземними технологіями дегазації.

Відомо, що дегазаційні свердловини, які знаходяться поза зоною впливу лави, мають практично нульовий дебіт. Вугілля у природному стані має нульову проникність. Метан у вільному стані становить 8 % від загальної кількості, а решта метану знаходиться у абсорбованому стані.

При наближенні лави зона впливу виробки вугілля у зв'язку з зрушенням оточуючого масиву порід утворює фільтраційні тріщини, свердловина починає працювати і відбирає вільний (8 %) метан.

При цьому свердловинний метан – це вже сировина, а у вугіллі залишається абсорбований метан.

Підземна шахтна дегазація метану здійснюється в основному двома шляхами: бурінням підземних свердловин з установкою вакуумних насосних станцій і відповідною системою дегазаційних трубопроводів. Для підтримки концентрації метану в межах 0,75 % в загальній кількості повітря у вихідному потоці пі-

дземну виробку провітрюють. А це значить, що на кожний кубометр метану подають у шахту 133 кубометри повітря.

Усі ці технології дегазації шахт не мають екологічного ефекту і направлені на підтримку життєдіяльності шахти.

Мета статті

Розглянути парадокс провітрювання метановмісних вугільних шахт та запропонувати екологічні технології видобутку супутнього метану як енергетичної сировини і підвести їх під дію регламенту Кіотського протоколу.

Зміст досліджень

1. Розглянемо процес видобутку вугілля в шахтах Донецького басейну як тривіальну підземну механічну дробарку з транспортером на поверхню подрібненого вугілля, або породи, з забезпеченням життєдіяльності людей провітрюванням. Будь-які інші потреби шахти не розглядаються, оскільки вони не мають впливу на екологію, тобто на виділення метану в атмосферу.

Суть парадокса провітрювання полягає в тому, що чим більше закачуємо повітря в шахту, тим більше метану в замкнутому просторі дробарки.

Провітрювання призначене для зменшення концентрації метану, а вона росте за рахунок, як наслідок, провітрювання. Збільшуючи об'єми свіжого атмосферного повітря, ми ініціюємо збільшення вмісту метану, який виділяємо з подрібненої маси вугілля. Основною причиною виділення метану в металовмісному адсорбованому вугіллі є постійна подача повітря. А такого метану в 10-12 разів більше ніж вільного метану. У такій пропорції збільшується загазованість шахт, у такій пропорції збільшується екологічне навантаження на всю екологію території Донецького басейну.

Склад сухого атмосферного повітря: азот – 78,09 %, кисень – 20,95 %, аргон – 0,932 %, вуглекислий газ – 0,03 % тощо. Вуглекислий газ є найефективнішим десорбентом абсорбованого метану з поверхні подрібненого вугілля.

Ступінь заміщення метану вуглекислим газом (по радіусу обертання) 6,56. Тобто один об'єм вуглекислого газу заміщує 6,56 об'ємів метану.

Нехай подача атмосферного повітря в шахту з метановмісним вугіллям складає 1 млн. кубометрів повітря за добу, в якому міститься 300 кубометрів вуглекислого газу, який десорбує з поверхні роздрібненого та тріщинуватого вугілля метан в об'ємі 2000 кубометрів (об'єм заміщення взятий максимально можливий).

Для приведення в норму концентрацію метану в повітрі шахти потрібно збільшити подачу повітря.

Нехай продуктивність шахти становить 3000 т вугілля за добу з метановмістністю $50 \text{ м}^3/\text{т}$ вугілля. Добова кількість очікуваного виділення метану становить 150 тис. кубометрів.

Для підтримання концентрації 1 % метану в повітрі необхідно подати в шахту 15 млн. кубометрів повітря за добу.

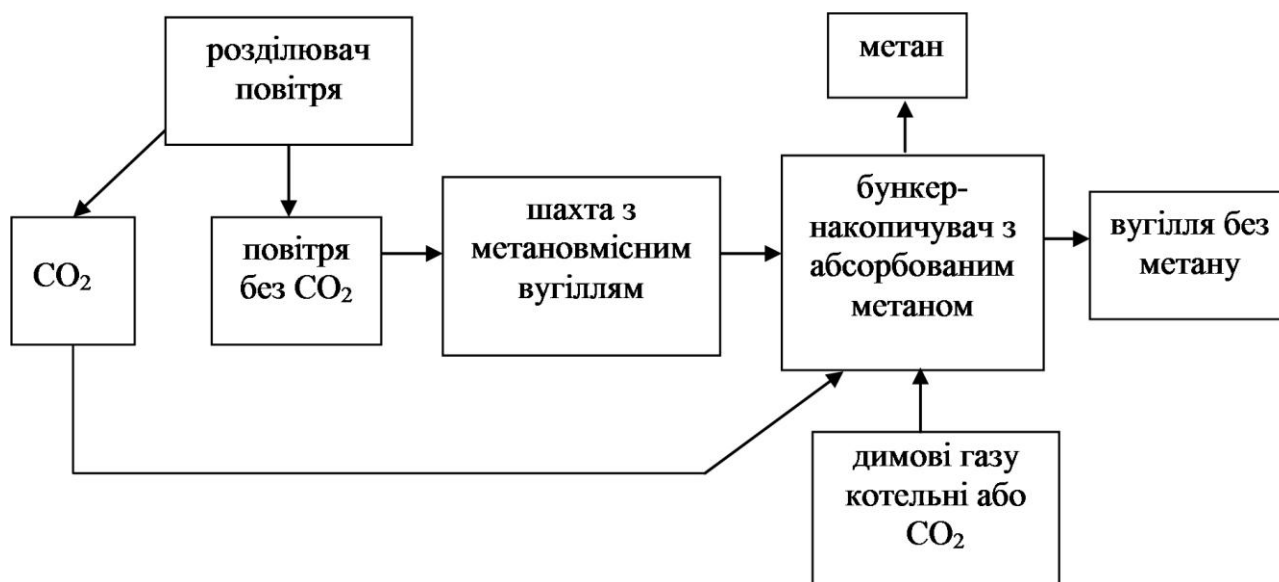
Якщо вільного газу тільки 8 % в $50 \text{ м}^3/\text{т}$ вугілля, то його виділиться тільки $4 \text{ м}^3/\text{т}$ вугілля, тобто всього 12 тис. м^3 за добу в 12,5 рази менше.

А це означає, що подача в шахту атмосферного повітря, у складі якого не-

має вуглекислого газу, потребує на порядок менше продуктивності вентиляції шахти.

При подачі атмосферного повітря, звільненого від вуглекислого газу, подрібнене вугілля з абсорбованим метаном транспортується на поверхню в бункер-накопичувач, який необхідно технологічно облаштувати, як дегазатор метану вуглекислим газом, або димовивідними газами котельні, теплової електростанції або когенераційної установки.

Схематично екологічний процес матиме вигляд:



При такому підході до екологічного забезпечення утилізації метану його кількість збільшується з 0,75 % на виході з шахти в бункері накопичувачі до 8-10 % в одиниці об'єму газу.

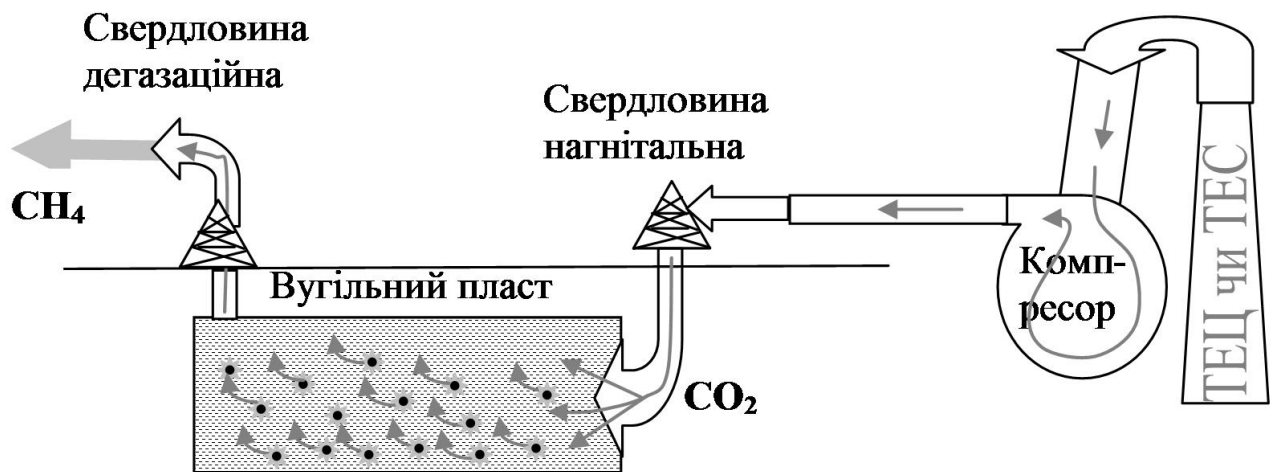
Метан може використовуватись як енергетична сировина, в кратно разів зменшується загазованість та вибухонебезпечність в шахті, є можливість утилізувати як метан, так і вуглекислий газ або димові газу котельні або теплових установок.

Усе це попадає під регламент Кіотського протоколу.

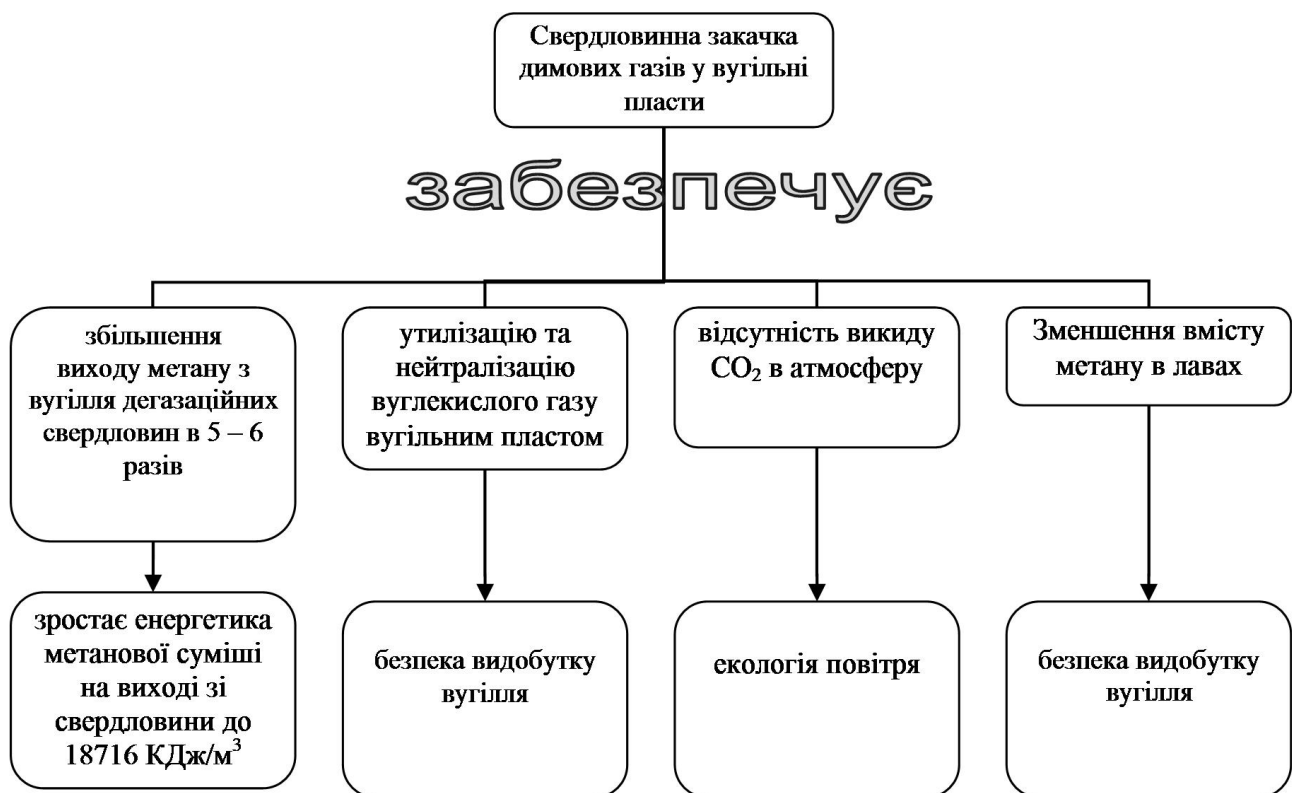
2. Аналогічна технологія десорбції метану вуглекислим газом зі зменшенням викидів CO_2 в атмосферу за рахунок абсорбування CO_2 на вугіллі та десорбування метану, який можна використовувати як горючий газ для поверхневих свердловин. Запропонований процес можна навести на схемі:

Розглянемо приклад при закачуванні димових газів від спалювання вугілля марки А з характеристикою: вологість – 3,5 %, зольність – 20,2 %, щільність – $1,461 \text{ л/м}^3$, що еквівалентно 763 кг вуглецю. Для його спалювання необхідно 2035 кг кисню, що еквівалентно 10175 кг повітря, об'єм якого складає 7869 кубометрів.

Для забезпечення процесу згорання вугілля (тяга для виходу димових газів і подачі свіжого повітря) необхідно передбачити надлишкові витрати повітря з коефіцієнтом 1,5.



Загальна ефективність запропонованої технології розглянута на діаграмі:



Тоді об'єм димових газів складе 11803 м^3 з вмістом вуглекислого газу 12 %.

Кількість метану, що буде заміщена в пласті димовим газом, становить 9345 кубометрів.

Концентрація метану на виході з свердловини становитиме 47 %. Тобто при згоранні однієї тони вугілля марки А закачується в свердловину 11803 м^3 димових газів, заміщується вуглекислого газу 1424 м^3 і витісняється 9345 м^3 метану. Газ десорбований з свердловини містить 47 % метану з теплотворною здатністю 18716 кДж/м^3 .

Для порівняння газ коксових батарей Дніпропетровського заводу, що вико-

ристовується для виплавки чавуну, дає 16750 кДж/м^3 , тобто вигідно використовувати десорбційний газ прямо для опалення або промислових потреб (для металургії).

Ще один приклад порівняння – газ підземної газифікації (Рурський басейн) має нижню теплоту згорання сухого газу $3600\text{--}4190 \text{ кДж/м}^3$.

Розглянуті підземні та наземні схеми відбору метану та утилізації димових газів мають переваги над утилізацією метану за допомогою когенераційних установок (наприклад, шахта ім. О. Ф. Засядько) та на 2 порядки більш ефективні.

Слід відмітити, досвід використання когенераційних установок має піввікову історію нафтогазових фірм для утилізації попутного природного газу, який просто спалювався в факелах.

Розглянуті схеми потребують синтезу відомих науково-технічних, технологічних рішень, вибору раціональних енергетичних рішень по вибору промислового облаштування, потребують вирішення задачі методичного характеру, наприклад, вимірювання точного значення кількості десорбованого метану окремо від вільного в об'ємі виробки вугілля в будь-який момент часу та ряд інших методик, які повинні мати нормативний характер.

Висновки

1. Запропонований новий напрямок екологічного вирішення дегазації метану на вугільних родовищах.

2. Приведені схеми та оціночні значення провітрювання вказують на необхідність виконання науково-дослідних робіт з подальшим дослідно-промисловим випробуванням та відпрацюванням технології створення кругообігу спалення вуглеводнів: енергія тепла → вуглекислий газ → абсорбує вугілля, виділяє метан → метан для спалювання та хімічної промисловості.

3. Ефективність розглянутого напрямку в додатковому видобутку метану, економії енергії на дегазації шахт, утилізації та покращенні екології повітря Донбасу.

4. Технології попадають під квоти Кіотського протоколу.

5. Парадокс провітрювання глибоких шахт з метановмісним вугіллям створює умови вибухонебезпеки і потребує наукового обґрунтування допустимих об'ємів видобутку вугілля, при яких збільшення об'ємів закачуваного повітря створюватимуть флуктуації концентрації метану, які досягнуть вибухонебезпечної зони.