

РОЗРОБКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 622.411:622.278

ОСОБЛИВОСТІ ВИДОБУВАННЯ НЕТРАДИЦІЙНОГО ВУГЛЕВОДНЕВОГО ГАЗУ З ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Л.І. Пріндин

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua*

Нетрадиційний природний газ вугільних родовищ утворюється за відповідних термобаричних умов у надрах землі, у процесі перетворення торфу спочатку в буре, потім в кам'яне вугілля і антрацит. Згідно з зарубіжною класифікацією виділяють лігніти (аналог бурого вугілля), суббітумне і бітумне вугілля, напів-антрацити та антрацити. Пористість вугільних пластів зазвичай є дуже низькою і коливається в межах 0,1-10%. Проникність вугільного пласта визначається системою тріщин, оскільки проникність матриці вугілля менша $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². Вугільний газ складається в основному з метану (88-98%). Вугілля вміщує в 6-7 разів більше газу, ніж звичайний колектор такого ж об'єму. Газовміст вугілля змінюється від 0,5-30 м³/т для кам'яного вугілля до 35-40 м³/т для антрацитів. Близько 98% газу адсорбовано в порах матриці вугілля і тільки 2% газу знаходиться у вільному стані у тріщинах породи і розчинено у пластовій воді.

Можливі три способи видобування вугільного метану: до, під час і після видобування вугілля. У світовій практиці головним технологічним напрямком видобування вугільного метану є проведення попередньої дегазації вугільного масиву шляхом скерованого буріння свердловин, проведення в них гідророзривів пласта і відомповування пластової води з тріщин породи з подальшим видобуванням газу, який десорбується з поверхні матриці вугілля. Запропоновано також витіснити метановий газ з вугільних пластів неуглеводневими газами, зокрема діоксидом вуглецю, і здійснювати гравітаційне розвантаження вугільного масиву шляхом створення в нижньому малопотужному пласті вигорілої зони. Після дегазації вугільного масиву розпочинають видобування вугілля. У процесі видобування вугілля і після закриття шахт продовжують відбір шахтного метану через дегазаційні свердловини з використанням вакуумних компресорів. Доцільним є комплексне застосування різних методів видобування вугільного газу і проведення дегазаційних робіт.

Ключові слова: вугілля, вугільний метан, шахта, свердловина, видобування, дегазація.

Нетрадиционный природный газ угольных месторождений образуется при определенных термобарических условиях в недрах земли, в процессе превращения торфа сначала в бурый, затем в каменный уголь и антрацит. В зарубежной классификации выделяют лигниты (аналог бурого угля), суббитумный и битумный уголь, полуантрациты и антрациты. Пористость угольных пластов обычно очень низкая и колеблется от 0,1 до 10%. Проницаемость угольных пластов определяется системой трещин, так как проницаемость матрицы угля меньше $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². Угольный газ состоит в основном из метана (88-98%). Уголь содержит в 6-7 разов больше газа, чем обычный коллектор такого же объема. Газосодержание угля изменяется от 0,5-30 м³/т для каменного угля до 35-40 м³/т для антрацитов. Около 98% объема газа адсорбировано в порах матрицы угля, и только 2% газа находится в свободном состоянии в трещинах породы и растворено в пластовой воде.

Возможны три способа добычи угольного метана: до, во время и после добычи угля. В мировой практике главным технологическим способом добычи угольного метана является предварительная дегазация угольного массива путем направленного бурения скважин, проведение в них гидроразрывов пласта и откачивания пластовой воды из трещин породы с последующей добычей газа, который адсорбируется с поверхности матрицы угля. Предложено также вытеснять метановый газ с угольных пластов неуглеводородными газами, в частности диоксидом углерода, и производить гравитационную разгрузку угольного массива путем создания в нижнем маломощном пласте выгоревшей зоны. После дегазации угольного массива приступают к добыче угля. В процессе добычи угля и после закрытия шахт продолжают отбор шахтного метана через дегазационные скважины с использованием вакуумных компрессоров. Целесообразным есть комплексное использование различных методов добычи угольного газа и проведения дегазационных работ.

Ключевые слова: уголь, угольный метан, шахта, скважина, добыча, дегазация.

Unconventional natural gas, Coalbed Methane (CBM), is formed in the bowels of the Earth under relevant thermobaric conditions during the coalification process, when peat turns at first to brown coal, black coal, then to anthracite. There are next types (ranks) of coal according to the international classification: lignite (brown coal), subbituminous coal, bituminous coal, semianthracite, anthracite. The porosity of coal bed reservoirs is usually very small, ranging from 0.1 to 10%.

The permeability of a coal bed is usually considered to be due to system of cleats (natural fractures), since the permeability of coal matrix is less than 1mD. CBM consist mainly of methane (88-98%). Coal stores 6-7 times as much gas as conventional reservoirs of equal rock volume. Gas content ranging from 0,5-30 m³/t in black coal to 35-40 m³/t in anthracite.

About 98 % of the gas is adsorbed in the coal matrix and about 2 % occurs like "free" gas in coal fractures or as solute in groundwater in the coal. There are three ways for CBM production: before, during and after coal mining. The main method of CBM production in worldwide practice is previous degassing of coal beds by means of directional drilling, hydraulic fracturing, withdrawing of formation water with following gas extraction, which is desorbed from coal matrix.

Besides it, experts suggest displacing of CBM by nonhydrocarbon gases, as carbon dioxide, and accomplishing of gravity decompaction of coal-bearing rock by means of creation of burned-out space in thin coal seam lying under the main commercial bed. Coal mining begins just after pre-degassing of coal seams.

Moreover CBM is pumped out with the help of vacuum pumps through a same system of the degasification wells during and after coal mining.

It is expedient a comprehensive application of various methods of CBM production and degassing works.

Keywords: coal, coalbed methane (cbm), mine, well, production, degassing.

У паливно-енергетичному балансі України близько 41% займає природний газ, більшість об'єму якого імпортується з Росії, на що витрачаються значні бюджетні кошти. Тому актуальним завданням є пошук власних альтернативних джерел природного газу. До них, зокрема, відноситься нетрадиційний природний (метановий) газ вугільних родовищ. Роботи з видобування вугільного газу розпочалися у США ще у 80-х роках минулого століття. На сьогодні вугільний метан видобувають у багатьох країнах світу, проте в Україні ці роботи перебувають на початковій стадії. Метановий газ видобувають здебільшого з порід, які оточують вугільні пласти. Наразі об'єм видобутку цього газу в Україні становить лише 1% від загального видобутку природного газу в Україні. З метою узагальнення світового досвіду щодо видобування шахтного метану проаналізовано публікації з цього питання у зарубіжних і вітчизняних виданнях.

Вугільний метан – це форма природного газу вугільних пластів, який складається з метану (в середньому 88-98%), невеликої кількості важчих вуглеводнів (переважно етан, значно рідше пропан, бутан), діоксиду вуглецю та азоту. На відміну від традиційного природного газу, вугільний метан практично не містить конденсату.

Основна частина вугільного метану утворюється впродовж процесу вуглефікації. При цьому надлишок газу мігрує в атмосферу чи суміжні породи (наприклад, щільні пісковики), а решта залишається у вугільному пласті.

Вуглефікація – фаза вуглеутворення, в якій похований в надрах землі торф послідовно перетворюється (за відповідних умов) спочатку в бурі, потім в кам'яне вугілля і антрацит. При цьому вміст вуглецю у вугіллі підвищується, дещо зменшується кількість води (однак зростає її мінералізація) і збільшується вміст адсорбованого метану.

В США прийнята така класифікація вугілля: лігніти, суббітумне вугілля, бітумне вугілля (з високим (марки А, В, С), середнім та низь-

ким вмістом летких речовин), півантрацити, антрацити.

Згідно з вітчизняною класифікацією (ГОСТ 25543-88) вугілля поділяється на: бурі, кам'яне вугілля та антрацити. Причому лігніти зарубіжної класифікації утотожуються з бурим вугіллям.

Механізм залягання метанового газу у вугільному пласті, значно відрізняється від механізму залягання природного газу у традиційних колекторах. Близько 98 % газу адсорбовано в порах матриці вугілля і лише 2% газу знаходиться у тріщинах породи у вільному стані (також невелика кількість газу може зустрічатися як розчинена речовина в пластових водах вугільних покладів) [1]. При цьому стан адсорбованого матрицею вугільного метану є близьким до рідкого.

Пористість вугілля залежить від класу вугілля (рисунок 1) і представлена макропорами (>50 нм), мезопорами (2-50 нм) та мікропорами (< 2 нм). Пористість нижчих класів вугілля (лігніти + суббітумне вугілля) представлена в основному макропорами, які являють собою систему тріщин. Це так звана первинна пористість. У вищих класах вугілля з'являється вторинна пористість, представлена мезопорами (починаючи з бітумного вугілля з високим вмістом летких речовин марок В+С) та мікропорами (починаючи з бітумного вугілля з високим вмістом летких речовин марки А + вищі класи) [2].

Для кожного родовища пористість різних класів вугілля різна, проте пористість тих видів вугілля, які з техніко-економічної точки зору цікаві для газовидобування, рідко перевищує 5-10% (насамперед це бітумне вугілля).

Нерозвантажений від гірського тиску вугільний пласт природно є слабкопроникною системою. Проникність матриці вугілля менша $1 \cdot 10^{-3}$ мкм², тому вона не відіграє важливої ролі у фільтрації газу до свердловини. Фільтрація газу визначається, в основному, проникністю системи тріщин. Система тріщин (рисунок 2) представлена лицевими (основними) та другорядними тріщинами і розвивається перпенди-

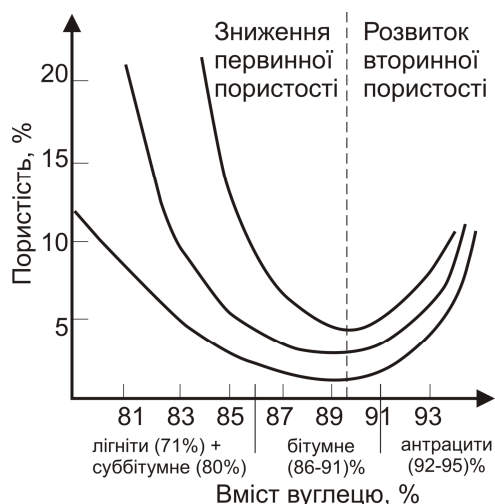


Рисунок 1 – Характер залежності пористості вугілля від вмісту вуглецю (класу вугілля)

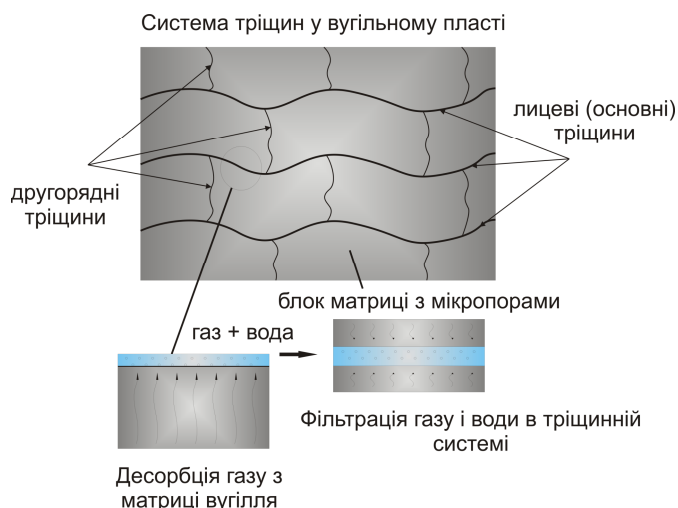


Рисунок 2 – Система тріщин вугільного пласта

кулярно до площини залягання (нашарування) пласта. Лицеві тріщини (основні) мають значно більшу довжину, ніж другорядні, що є причиною їх більшої проникності. Вони формують паралель до напрямку максимального стиску зусилля. Другорядні тріщини є перпендикулярними до лицевих і закінчуються на них. Вони формують паралель до осі складки [3]. Відношення проникностей лицевих та другорядних тріщин (тобто анізотропія) коливається в межах від (1:1) до (17:1). Анізотропія по проникності вугільних пластів є причиною обмеженої зони дренажу пробурених свердловин. Варто зазначити, що щільність системи тріщин збільшується з підвищенням класу вугілля та із зменшенням товщини пласта. Крім того, колектори з добре розвинутою системою тріщин є крихкими [1].

Тобто, проникність вугільних пластів контролюється глибиною залягання та класом вугілля. Зокрема, проникність суббітумного вугілля коливається в межах $1 \cdot 10^{-3}$ – 1 мкм², бітумного – $1 \cdot 10^{-3}$ – $15 \cdot 10^{-3}$ мкм² [1].

Підраховано, що вугілля вміщує в 6-7 разів більше газу, ніж звичайний колектор такого ж об'єму, а сумарні світові запаси метану вугільних пластів оцінюються в 230-260 трлн. м³, що перевищує світові запаси природного газу майже вдвічі [1].

Високий газовміст вугілля при незначній його пористості пояснюється значною площею внутрішньої поверхні численної кількості мікропор матриці та дуже близьким розташуванням адсорбованих молекул газу.

Кількість адсорбованого газу у вугіллі, крім пластового тиску, залежить також від таких чинників, як зольність і марка вугілля, умови його утворення і залягання, вміст вологи в порах матриці, хімічний склад вугілля, температура і втрати газу впродовж геологічного часу (десорбція в атмосферу, перетікання в суміжні породи) тощо [4].

Теоретично газовміст зростає з підвищенням класу вугілля. Зокрема, для родовищ України він коливається в межах від 0,5 до 30 м³/т для кам'яного вугілля, досягаючи в антрацитах 35-40 м³/т. Метановий газ присутній також і у вміщуючих вугілля пісковиках та алевролітах.

Слід зазначити, що в зв'язку з низькою проникністю вугілля та темпами десорбції газу, видобування останнього не завжди є економічно та технічно доцільним. У світовій практиці більшість промислового видобутку шахтного метану ведеться з глибин до 1200 м [3].

Навіть найновіші геофізичні технології не здатні виявити насиченість вугілля газом (на відміну від традиційних колекторів). Тут йдеться про газ, що перебуває в адсорбованому стані, оскільки певна частина газу може перебувати у вільному стані як у вугіллі, так і в оточуючих породах. Тому запаси газу можуть бути підраховані лише приблизно, об'ємним методом, за даними, що отримані в результаті буріння свердловин (в основному відбір керна) в поєднанні з геофізичними даними [4]. Через це при розбурюванні вугільного об'єкта велика увага повинна приділятися відбору ядерного матеріалу. В процесі відбору ядерна частина газу з нього десорбується і втрачається, тому при підрахунку газоносності, а, відповідно, і запасів газу слід враховувати і ці втрати.

Типово тріщини вугільних пластів насичені водою, тому вугілля є водонасним. Метан при цьому замкнений водою в тріщинах. Кількість води, яка має бути відібрана для вивільнення газу, є одним з основних техніко-економічних показників при проектуванні розробки вугільних пластів і видобування з них газу.

Через особливі зв'язки метану з материнською породою технології видобування метану з вугільних родовищ дещо відрізняються від традиційних технологій, які застосовуються в газовидобувній галузі. Вони є складними і високоартісними.

На сьогодні у світовій практиці існують три способи видобування шахтного метану. Це видобування метану до початку, під час та після видобування вугілля.

Перший спосіб — це *попередня дегазація*, тобто видобування газу шляхом буріння свердловин до початку видобування вугілля. Такий газ у міжнародній практиці називається СВМ — coal bed methane — *метан вугільних пластів*, оскільки у його складі міститься понад 90% метану.

До початку видобування вугілля газ можна отримати тільки із застосуванням способів, які стимулюють збільшення проникності вугільного масиву та десорбцію газу, — скероване буріння свердловин (вертикальних, горизонтальних, багатовибійних), гідророзриви пластів, відпомповування води.

Одними з основних чинників, які впливають на вибір профілю свердловини, є товщина пластів та їх розподіл в геологічному розрізі. При значній товщині вугільного пласта чи наявності кількох потужних пластів у розрізі бурять вертикальну свердловину. При незначній товщині пласта (3-6 м) чи наявності кількох тонких пластів у розрізі доцільнішим є буріння горизонтальних (в т.ч. багатовибійних) свердловин.

Оцінивши такі показники, як кількість пройдених бурінням вугільних пластів, їх проникність та вміст газу, запаси газу, стійкість стовбура свердловини, попередньо запланований спосіб збільшення проникності масиву, очікувані капітальні вкладення та майбутні потреби в ремонті, здійснюють вибір способу закінчування свердловини.

Процес закінчування свердловини може мати одну або кілька стадій. Багатостадійне закінчування здійснюється у вертикальних свердловинах, що пройшли один потужний або кілька вугільних пластів, а також у переважній більшості горизонтальних свердловин. Воно передбачає поінтервальну перфорацію та гідророзрив породи. Провівши послідовно перфорацію та гідророзрив в одному інтервалі, його ізолюють встановленням у стовбурі свердловини моста (пакера) спеціальних конструкцій, що опускається на колоні труб. Далі проводять вказані операції в наступному інтервалі. Залежно від конструкції ізолюючого пакера після закінчення всіх операцій його або звільняють, або ж розбурюють і проводять освоєння свердловини.

Крім особливостей колекторських властивостей вугільних пластів, умов їх залягання та газонасичення, до інших основних відмінностей, що мають бути враховані при проектуванні та проведенні гідророзривів вугільних пластів порівняно з традиційними колекторами газу, відносяться такі:

– поверхня вугілля адсорбує застосовувані хімічні речовини, що може призвести до погіршення проникності вугільного пласта, а рідина розриву може «загубитися» у складній системі природних тріщин;

– складність регулювання та контролю за утворенням тріщин при ГРП через складність системи природних тріщин вугілля, а також його крихкість;

– оскільки багато пластів вугільних родовищ залягає на невеликій глибині, де суміжними є горизонти прісної (питної) води, потрапляння у ці горизонти при ГРП навіть незначної кількості хімічних речовин може призвести до забруднення і, як наслідок, непридатності цієї води для побутового використання.

У неглибоких вертикальних свердловинах, які розкрили міцні, порівняно високопроникні вугільні пласти зі значним вмістом адсорбованого газу, можливий варіант відкритого вибою. Обсадну колону в такому разі опускають до покрівлі продуктивної товщі. В деяких випадках стовбур свердловини в інтервалі привибійної зони розширюють або ж навіть стимулюють обвалювання породи для збільшення площі фільтрації, залишивши вибій незакріпленим, або ж опустивши незацементований перфорований хвостик (фільтр). При цьому гідророзрив пласта не проводиться. Недоліками цього способу закінчування свердловин можуть бути різке зниження проникності масиву та збільшення темпу зниження видобутку газу. Перевагами є відсутність негативного впливу на пласт при цементуванні обсадної колони та низька вартість освоєння [3].

Особливу увагу слід звернути на буріння багатовибійних горизонтальних свердловин, а саме за зразком, який в міжнародній практиці отримав назву *pinnate pattern multilateral wells*, тобто багатовибійні свердловини, пробурені за «перистим» шаблоном (з англ. *pinnate* – перистий). Такі свердловини доцільно бурити за наявності в розрізі багатьох пластів незначної товщини з низькою проникністю (нижче $(1-3) \cdot 10^{-3}$ мкм²) [3].

Перевагами таких свердловин є:

– дренавання з одного бурового майданчика до 8 км² площі вугільного пласта;

– збільшення видобутку газу до 20 разів порівняно з вертикальними свердловинами, в яких був проведений ГРП;

– швидкі темпи розробки родовища (в середньому 4 роки);

– високі коефіцієнти газовилучення (80-90%).

Після буріння свердловин, їх закінчення та освоєння починається перша стадія розробки вугільного родовища, а саме стадія зневоднення вугільного масиву. Тривалість зневоднення коливається від кількох днів до місяців та залежить від об'єму води у вугільному колекторі і створеної локальної чи площової депресії тиску. Газ при цьому десорбується із матриці вугілля, надходить із зон з вищим тиском у зони з нижчим тиском і фільтрується разом з водою по тріщинах до свердловин (рисунок 3). У стовбурі свердловини газ і вода розділяються (сепаруються) і видобуваються окремо. Часто застосовують методи спільного видобування газоводяної суміші.

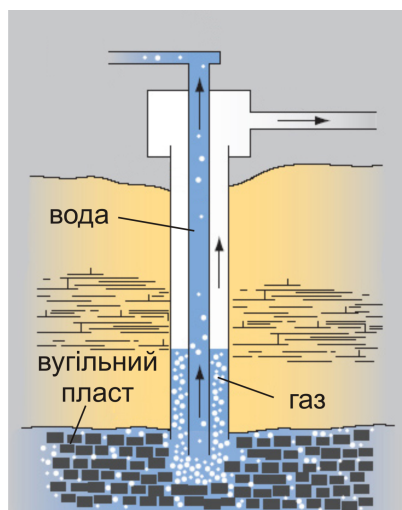


Рисунок 3 – Схема десорбції і фільтрації газу до видобувної свердловини

Середній дебіт води, що припадає на одну свердловину, коливається в широких межах, зокрема у суббітумних вугіллях він вищий ($60 \text{ м}^3/\text{д}$), ніж у бітумних ($14 \text{ м}^3/\text{д}$). Співвідношення між дебітом води і 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 в середньому $8,5 \text{ тис. м}^3/\text{д}$ [1].

Деякі свердловини не продукують води взагалі і 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 в пласті знижується до певного граничного значення, тоді починається десорбція метану з матриці вугілля. Видобуток газу зростає, а води спадає.

Цікаво, що на відміну від родовищ традиційного газу, кількість води, що видобувається із свердловин вугільного родовища в часі зменшується, при цьому проникність для газу в зв'язку з розвантаженням вугільного масиву збільшується (рисунок 4).

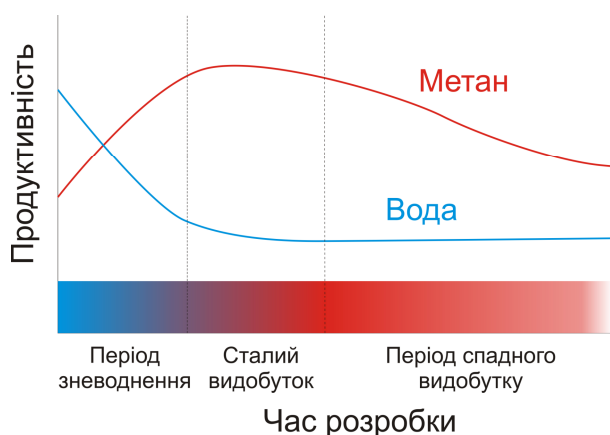


Рисунок 4 – Стадії розробки газового вугільного родовища

До шляхів інтенсифікації видобування шахтного метану, що розробляються, а подекуди вже й впроваджуються у виробництво, належить витіснення метанового газу неуглеводневими газами, а саме діоксидом вуглецю.

Розміри пор вугільного масиву можуть визначати кількість адсорбованого метану (CH_4) та діоксиду вуглецю (CO_2), діаметри молекул яких рівні відповідно $0,38$ та $0,33$ нм. Хоча розміри молекул CH_4 та CO_2 виглядають однаковими, невелика різниця в їх діаметрах та формі може визначати заміну молекули одного газу на інший. Середнє адсорбційне відношення CH_4 : CO_2 становить близько 1:14 в лігнітах, 1:10 в суббітумному вугіллі, 1:3 в бітумному вугіллі та 1:2 в антрацитах. Це й пояснює той факт, чому вугілля має великий потенціал для витіснення метану діоксидом вуглецю [1]. Подвійною користю при цьому методі інтенсифікації є й те, що як витіснювальний агент можна використовувати промисловий вуглекислий газ, викиди якого в атмосферу у такий спосіб можна дещо зменшити.

Схема витіснення метану зображена на рисунку 5. Діоксид вуглецю по спеціально пробурених нагнітальних свердловинах запомповується у вугільний пласт, заміщує в матриці вугілля метан, а останній витісняється до видобувних свердловин. З потоку видобутого метанового газу CO_2 вилучається і знову запомповується у вугільний пласт. Варто зазначити, що у ході цього процесу в пласті повинен підтримуватися певний граничний тиск, який запобігатиме десорбції запомпованого діоксиду вуглецю.

Ефективно проведена попередня дегазація сприяє зменшенню енерговитрат на видобування «зрушеного» вугілля, нарощуванню потужностей шахт з видобування високоякісного коксівного вугілля у безпечних для гірників умовах.

На діючих шахтах у процесі видобування вугілля відпомповування газу здійснюється методами поточної дегазації, коли за рахунок розвантаження вугільного масиву від тиску відбувається десорбція метану з вугілля і його фільтрація по тріщинах порід-колекторів.

Цей газ називають СММ, або coal mine methane — метан вугільних шахт, а вміст метану у його складі коливається у межах 30-50%. Суміш ця придатна для використання в когенераційних установках, що підтверджено емпірично. На вугільних шахтах Донбасу накопичений великий досвід проведення робіт з дегазації і видобування метану вугільних шахт шляхом буріння підземних свердловин і свердловин з поверхні на полях діючих шахт.

Фахівцями ЗАТ «Концерн НАДРА» у 2008 році розроблено та запатентовано «Спосіб попередньої дегазації вугленосної товщі», який полягає у використанні ефекту гравітаційного розвантаження масиву [5]. Перед роботою шахти пропонується по нижчезалягаючому від основної промислової товщі малопотужному вугільному пласту товщиною $0,2-0,5$ м (який не буде у перспективі відроблятися шахтою) провести газифікацію і ініціювати гравітаційне

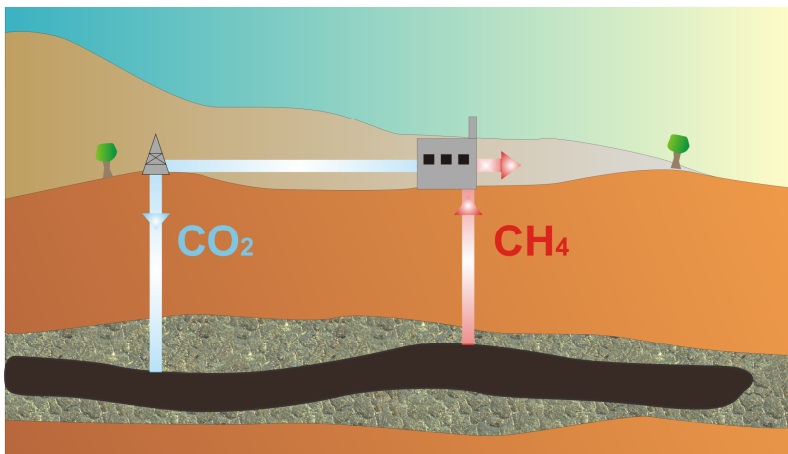


Рисунок 5 – Схема видобування метанового газу шляхом запомповування у вугільний пласт діоксиду вуглецю

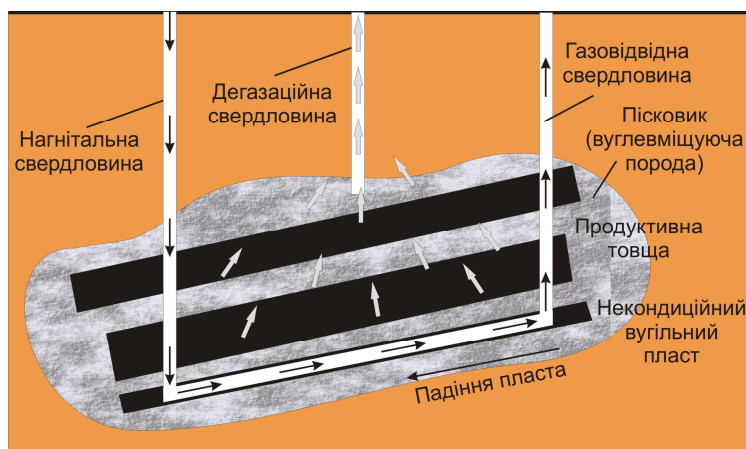


Рисунок 6 – Принципова схема підземної газифікації, гравітаційного розвантаження над вигорілим пластом та фільтрації газу до дегазаційної свердловини

розвантаження масиву, що супроводжується ефектом зростання газопроникності вугілля. Такі «підстеляючі» продуктивну товщу малопотужні вугільні пласти у геологічному розрізі присутні практично повсюдно.

Схема реалізації способу підземної газифікації вугілля (рисунок 6) полягає у створенні підземного газогенератора шляхом буріння з поверхні мережі нагнітальних та експлуатаційних (газовідвідних) свердловин і з'єднання їх по пласту технологічними каналами. В нагнітальні свердловини подається повітря, рідше – його суміш з киснем: відбувається взаємодія оксидів вуглецю і водяної пари, що утворилися в зоні спалювання вугілля, з вуглецем стінок пласта (тобто ініціюється внутрішньопластове горіння). В результаті створення вигорілого простору відбувається гравітаційне просідання вугільного масиву. Крім того, отримують також енергетичний газ калорійністю 1000-4000 ккал/кг, який придатний для широкого використання.

Відтак, для проведення попередньої дегазації пробурюють систему дегазаційних свердловин глибиною до розрахункової зони зрушення продуктивної товщі над випаленою зоною. При цьому дегазація масиву здійснюється як із вугільних пластів, так і з вміщуючих їх

газонасичених порід-колекторів (пісковики, крупнозернисті алевроліти та ін.).

Створена система дегазаційних свердловин є «довгоживучою»: працює до початку роботи шахти, під час роботи та після закриття шахти.

Видобування метану, який заповнює вироблені простори відпрацьованих лав і закритих шахт, здійснюється після завершення виїмки вугілля шляхом буріння свердловин. Далі метан відпомповується вакуумними компресорами.

Це так званий САМ, або coal abandoned methane — метан закритих шахт. Вміст метану у складі цього газу за даними німецьких дослідників становить 50-70%.

Роботи з видобування та утилізації метану з гірничих виробіток закритих вугільних шахт є дуже ефективними. Зараз вони проводяться у США, Німеччині та Англії. В Україні перспективні площі розташовані у Донбасі, де є чимало закритих шахт.

Головні ресурси метану вугільних родовищ України зосереджені в Донецькому та Львівсько-Волинському кам'яновугільних басейнах. За оцінками окремих зарубіжних та вітчизняних експертів в самому лише Донбасі загальні ресурси метану у вугільних пластах і навколишніх породах становлять 22,2 трлн. м³,

промислові — 11,6 трлн. м³, у тому числі придатні для вилучення — 3-3,7 трлн. м³ (метан, що знаходиться у вільному стані в компактних скупченнях, в т.ч. і у суміжних з вугіллям породах). Сумарні ресурси метану до глибини 1800 м перевищують 12 трлн. м³.

Тобто навіть тих запасів, які можна видобути (3-3,7 трлн. м³), використовуючи наявні технології, Україні вистачить щонайменше на 45-60 років. За оцінками спеціалістів, вже до 2020 року видобуток метану можна наростити до 6-9 трлн. м³ на рік. При цьому собівартість вітчизняного палива за нинішніх цін становитиме 76 доларів США за тис. м³.

У світі давно перейшли до практики видобування нетрадиційного природного газу з вугільних родовищ. У США видобування шахтного метану розпочалося у 1983 році. Це була революція, оскільки на початку 80-х років минулого століття мало хто вірив у рентабельність проекту. Зараз у США видобувається понад 60 млрд. м³ метану на рік (це близько 8 % від загального газовидобутку в США). Слід звернути увагу на те, що в США видобуток метанового газу ведеться навіть з тих родовищ, де вміст його становить лише 4 м³/т.

В останні роки інтенсивні роботи з вилучення метану проводять в Австралії (у 2009 р. видобуто близько 15 млрд. м³ метану), Китаї (у 2009 р. видобуто близько 5 млрд. м³ метану), Канаді, Індії, Польщі, Німеччині та Англії. Перелічені країни видобувають здебільшого СММ та САМ.

Нині Україна посідає четверте місце у світі за обсягами викидів метану з вугільних родовищ. У процесі видобування вугілля щороку виділяється близько 2 млрд. м³ метану, але використовується тільки близько 80-120 млн. м³ (4 – 8 %). Таким чином, викидається у повітря понад 5 млрд. грн. При цьому також загострюється проблема глобального потепління.

Узагальнення літературних матеріалів у вітчизняних і зарубіжних виданнях щодо видобування нетрадиційного вуглеводневого газу з вугільних родовищ свідчить, що основним технологічним напрямком видобування шахтного метану є проведення попередньої, до будівництва та початку роботи шахти, дегазації вугільного масиву. Вона здійснюється шляхом скерованого буріння свердловин (вертикальних, горизонтальних, багатовибірних), проведення в них гідророзривів вугільного пласта і відпомповування пластової води з тріщин породи з подальшим видобуванням газу. Під час і після видобування вугілля продовжується відбір шахтного газу через дегазаційні свердловини з метою подальшої дегазації вугільних масивів і попередження скупчення газу у відпрацьованих лавах і закритих шахтах. Видобування вугільного метану за працюючих та закритих шахт є досить ефективним та перспективним, що перевірено досвідом багатьох країн (Німеччина, Польща, Англія, Чехія, Китай).

Доцільним є комплексне застосування різних методів видобування нетрадиційного вуглеводневого газу і дегазації вугільних масивів

шляхом буріння дегазаційних свердловин не тільки на вугільні пласти, але і на пластиколектори, які залягають вище і нижче вугільних пластів і поміж ними.

Для витіснення шахтного метану з вугільних пластів необхідні замітники діоксиду вуглецю, які були б безпечними для шахтарів при подальшому видобуванні вугілля.

Одним з основних завдань у метановугільній галузі на сьогодні є розвиток технологій, які дали б можливість видобувати газ з вугільних пластів, що залягають на глибинах понад 1200 - 1500 м (здебільшого антрацити). Попри значний газовміст антрацитів, який є найвищим серед інших класів вугілля, низькі проникність пластів та темпи десорбції газу стримують видобування останнього. Крім того, шахтна розробка вугілля на глибинах понад 1500 є проблематичною через важкі умови праці гірників (насамперед висока температура – 40-50 °С).

Можливими напрямками видобування нетрадиційного вуглеводневого газу з глибокозалягаючих вугільних пластів є створення в них широкої системи тріщин проведенням потужних гідравлічних розривів пласта, в т.ч. з використанням вибухових речовин, і підземна газифікація вугілля. Для глибокозалягаючих вугільних пластів можуть, крім діоксиду вуглецю, знайти застосування інші хімічні речовини для десорбції метану з поверхні вугілля.

Література

1 Dr. Flores R. Coalbed Methane: Gas of the Past, Present, and Future : (U.S. Geological Survey) [Електронний ресурс] // SciTopics: [сайт] / Dr. R. Flores. – Режим доступу: http://www.scitopics.com/Coalbed_Methane_Gas_of_the_Past_Present_and_Future.html (05.11.2008). – Загол. з титул. екрану.

2 The measurement of coal porosity with different gases [Електронний ресурс] / C.F. Rodrigues, M.J. Lemos de Sousa // International Journal of Coal Geology. – 2002. – Режим доступу: www.elsevier.com/locate/ijcoalgeo

3 Sunil Ramaswamy Selection of best drilling, completion and stimulation methods for CBM reservoir: (A thesis) [Електронний ресурс] // Texas A&M University Digital Libraries : [сайт] / Ramaswamy Sunil . – Режим доступу: <http://repository.tamu.edu/handle/1969.1/85835>

4 Coalbed Methane: Principles and Practices: [Електронний ресурс]: a textbook / Halliburton Company. – 2008. – Режим доступу: http://www.halliburton.com/public/pe/.../CBM/CB_M_Book_Intro.pdf. – Назва з екрану.

5 Загороднюк П.О. Использование гравитационного разуплотнения углепородного массива для повышения эффективности предварительной дегазации (на примере угольных бассейнов Украины) / П.О. Загороднюк, Б.І. Лелик // Геолог України. – 2010. – №4(32) – С. 63-69.

Стаття надійшла до редакційної колегії
03.02.12

Рекомендована до друку професором
Я.С. Коцуличем