

Корисна модель належить до гірничої промисловості і може бути використана для отримання горючого газу при дегазації вуглепородних масивів, супутніх вміщаючих порід, геотехнологічна розробка яких зумовлюється метанонасиченістю.

Видобутку метану з вугільних покладів передують геологічне вивчення метаносності і проникності порід вуглепородного масиву, його геологічної структури, наявності пасток, пластів колекторів та ін., які дають основні початкові дані визначення технічних показників прийняття процесу та економічних показників створення систем видобування та використання метану на території конкретних вугільних масивів, у тому числі ліквідованих шахт. Видобуток метановмісної газової суміші з вуглепородного масиву та подача газу на земну поверхню може бути реалізована з використанням мережі сполучених вертикальних та/або горизонтальних газовидобувних свердловин. Для інтенсифікації виділення метану рекомендують технологію гідророзриву із закачуванням під тиском у пластову товщу води, яка містить розклинюючий матеріал, до прикладу, кварцовий пісок.

Як відомо, метан генерується у процесі метаморфізму вугілля, він належить до парникових газів, причому негативний вплив метану на довкілля у 21 раз більший, ніж CO_2 . Розраховані за різними методиками ресурси шахтного метану в Україні оцінюються близько 8-12 трлн м^3 урахуванням метановмісних порід. Вміст і склад газів у вугленосній товщі залежить від багатьох геологічних чинників, які визначаються умовами седиментації та вуглефікації вугільного масиву, процесами акумуляції і розподілу газів та інтенсивності процесів підтоку метаморфогенних газів. У Львівсько-Волинському кам'яновугільному басейні, також як і в інших кам'яновугільних басейнах, спостерігається збільшення вмісту метану з глибиною. До прикладу, вміст газової суміші в сапропелітах змінюється від 2,2 до 4,6 $\text{м}^3/\text{т}$ з компонентним складом: метан - 69,5-50,1 % об., азот - 39,2-20,0 % об., діоксид вуглецю - 1,9-1,0 % об., водень - 0,6-0,1 % об. У метановій зоні вміст метану коливається в межах від 60 % до 80 % об. і максимально становить 98,8 % об. Інколи у газовій суміші є етан (0,05 % об.), пропан та бутан у незначній кількості діоксиду вуглецю змінюється в межах 2,5-6,0 % об. В незначній кількості знайдено водень (0,12-1,8 % об.) [1, 2, 3, 4, 5].

Проте системі розробки дегазації вугільного газу-метану з метаносного вуглепородного масиву, яка не розробляється шахтним способом, приділяється недостатня увага, що призводить до низької ефективності відомих процесів розробки масиву для видобутку метаногазової суміші та втрати цінної енергетичної сировини - метану.

Відомим аналогом є спосіб попередньої дегазації вуглепородного масиву, що включає створення спеціальних технологічних каналів, буріння дегазаційних свердловин, спалювання вугілля методом підземної газифікації, далі дегазацію вугільного масиву проводять після його зрушення над вигорілою зоною [6].

Відомий аналог для дегазації вуглепородного масиву потребує проведення процесу попередньої низькоефективної підземної газифікації вугілля та є енерговитратним.

Найбільш близьким аналогом корисної моделі є спосіб для видобутку метану, що полягає у проведенні поінтервального гідророзриву вуглепородного масиву одночасно з породами, наприклад, пластами пісковиків, що розташовані поряд з вугільним пластом; утворені канали та тріщини заповнюють твердим матеріалом, до прикладу, кварцовим піском, внаслідок чого вони залишаються постійно відкритими і з'являються умови для вільного перетікання вуглеводневих газів з вугільної товщі в порожнину дегазаційної свердловини і далі на поверхню [7].

Найбільш близький аналог має наступні ознаки, спільні з ознаками корисної моделі, а саме: включає буріння на вуглепородний масив газовидобувних свердловин з поверхні, кріплення їх обсадними трубами, перфорацію обсадних колон в кожному інтервалі проведення гідроімпульсного гідророзриву; почергове нагнітання порції робочої рідини і газу в кожний інтервал, починаючи від вибою свердловини для створення гідророзриву; в утворені канали і тріщини додають розклинюючий матеріал у вигляді частинок міцних порід.

За найбільш близьким аналогом отримують метановмісний газ, проте його недоліком, у порівнянні з корисною моделлю, є низька керованість і направленість утворення основних каналів гідророзриву у товщі в необхідному напрямку. Внаслідок цього процес дегазації є недостатньо керованим і проходить з малим коефіцієнтом газовіддачі.

Одним із недоліків найбільш близького аналога також є те, що у відомому способі у процесі видобування газу задіяні окремо пробурені газовидобувні свердловини, які не сполучені у масиві між собою дегазаційними каналами та тріщинами у потрібних напрямках до інших свердловин, що також робить відомий процес з невисоким коефіцієнтом газовіддачі метановмісного масиву.

В основу корисної моделі поставлена задача збільшити ефективність процесу розробки вуглепородного масиву для видобутку метаногазової суміші шляхом підвищення направленості основних каналів гідророзриву та газовіддачі у різних інтервалах масиву у напрямку до інших свердловин вибраного підземного блока внаслідок чого охопленість процесом видобування газу стане більш керованою та з високим охопленням товщі.

Поставлена задача вирішується тим, що за способом розробки вуглепородного масиву для видобутку метаногазової суміші, що включає буріння з поверхні на вуглепородний масив

газовидобувних свердловин, кріплення їх обсадними трубами, перфорацію обсадних колон з ізоляцією кожного інтервалу, створення гідроімпульсного розриву та подачу в утворені канали і тріщини розклинюючого матеріалу, згідно з корисною моделлю, на основі попередніх геолого-пошукових робіт у масиві виокремлюють підземний блок з високою концентрацією метану у вугільних пластах і прошарках разом з породами їхньої покрівлі та підшви, на поверхні над блоком виділяють умовний квадрат, у вершинах і центрі якого по висоті вугільного блока закладають свердловини, далі у свердловини на одному й тому ж рівні опускають гідромонітор і створюють ним, починаючи з центральної, напрямні канали гідророзриву до інших свердловин для видобутку метаногазової суміші, крім того, кожний наступний квадрат із свердловин закладають так, що включають у нього дві свердловини попереднього.

Причинно-наслідковий зв'язок між ознаками, що відрізняють та характеризують корисну модель, і технічним результатом, який буде досягнутий, полягає у наступному:

- виокремлення на основі попередніх геолого-пошукових робіт у вуглепородному масиві підземного блока вугільних пластів і прошарків разом з породами їхньої покрівлі та підшви з високою концентрацією метановмісного газу дає змогу виділити на поверхні над цим блоком умовний квадрат, щоб у його вершинах та у його центрі ефективно закласти газовидобувні свердловини по висоті вугільного блока. Це дозволяє більш ефективно охопити вуглепородний масив газовидобувними свердловинами та у найбільш доцільному місці провести буріння з меншою кількістю свердловин;

- ефективність корисної моделі досягається також впровадженням свердловинного гідромонітора, за допомогою якого, починаючи з центральної дегазаційної свердловини, спочатку створюють вікна в обсадній трубі, відкриті на масив для направленного гідророзриву. Цим утворюють у присвердловинній зоні початковий направляючий канал висувним зондом (до прикладу до 10 м) для проведення подальшого гідророзриву у потрібному напрямку до інших свердловин в межах вибраного блока. На цьому етапі робіт утворення порожнини прямого каналу відбувається не під дією гірничого тиску, проходить не через підняття порід, що має місце при гідророзриві пласта, а шляхом розмивання та виносу їх часток;

- наступні газовидобувні свердловини закладають таким чином, що дві свердловини у вершинах квадрата нового квадрата свердловин співпадають з двома попереднього - дана ознака і технічне рішення сприяють більш ефективному видобутку вугільного газу з одночасною економією витрат на їх спорудження. Тобто при будівництві наступних газовидобувних свердловин добують лише три свердловини, у тому числі одну у центрі нового квадрата над вибраним підземним блоком.

У джерелах патентної та науково-технічної інформації не виявлені вищенаведені нові ознаки способу, згідно з корисною моделлю. Крім цього, наведені вище ознаки нового способу, що відрізняють його від способу - найбільш близького аналога, є суттєвими для реалізації та достатніми для досягнення технічного результату, який забезпечує корисна модель.

Техніко-економічними перевагами корисної моделі є підвищення ефективності процесу внаслідок збільшення виходу метановмісного газу шляхом ефективного охоплення процесом видобутку газу, а також зменшення витрат на будівництво дегазаційних свердловин. Отже, спосіб є економічно, а також і екологічно доцільним, оскільки спрямований на енерго-ресурсозабезпечення, а також дозволяє отримати горючі гази з некондиційних вуглепородних масивів (малопотужних, глибокозалягаючих, сильно обводнених, високо зольних тощо), задіяти у процесі значні об'єми енергетичного газу - метану, як додаткової сировини та зменшити "парниковий ефект" метану на довкілля.

Корисна модель пояснюється кресленнями, де:

на фіг. 1 показана технологічна схема виконання корисної моделі - способу розробки вуглепородного масиву для видобутку метаногазової суміші, де: 1 - виокремлений підземний блок у вуглепородному масиві; 2 - виділений на поверхні над підземним блоком 1 умовний квадрат із свердловинами у вершинах; А, В, С, D; F - газовидобувні свердловини; 3 - свердловинний гідромонітор; 4 - вугільний пласт; 5 - породи; 6 - напрямний канал для гідророзриву; 7 - канал гідророзриву; 8 - тріщини;

на фіг. 2 схематично показано газовидобувні свердловини, якими дорощують поле розробки, що підлягає видобуванню газу, де: А, В, С, D, F газовидобувні свердловини; 6 - напрямний канал для гідророзриву; 7 - канал гідророзриву; 8 - тріщини; "а", "b", "с", "d", "f" - газовидобувні свердловини у наступних умовних квадратах розробки.

Приклад реалізації корисної моделі. На основі попередніх геолого-пошукових робіт у вуглепородному масиві виокремлюють підземний блок 1 з високою концентрацією метану, до прикладу з вмістом метану >25 % (вимога роботи когенераційної установки) у пластах і прошарках разом з породами їхньої покрівлі та підшви. Це дозволяє використати вугільний газ з таким вмістом метану для отримання електроенергії та теплої води у когенераційній установці на поверхні. Над підземним блоком 1 на поверхні виділяють умовний квадрат 2, у вершинах якого по висоті підземного блока 1 закладають з поверхні газовидобувні свердловини А, В, С, D та у центрі F квадрата свердловин, які укріплюють обсадними трубами.

На основі геофізичних досліджень судять про наявні тріщини, пастки, колектори, та іншу

специфічну геологічну структуру підземного блока 1, сприятливу для накопичення вугільного газу, визначають інтервали проведення гідророзриву. у кожну із свердловин, до прикладу у свердловину D опускають колону насосно-компресорних труб (НКТ, на фіг. 1 не показано), у якій влаштовують свердловинний гідромонітор 3 на рівні найнижчого інтервалу для гідророзриву, що відповідає вугільному пласту 4 [3].

Пристрій має два модулі, один з яких використовують для прорізки вікна в стінці обсадної колони. Модуль для прорізки колони має гнучкий невисувний патрубок, жорстко закріплений у нижньому торці камери-фільтра, що герметично розміщують у колоні НКТ над відхилювачем, конструкція якого забезпечує прорізку щілини в стінці обсадної колони з використанням гідроабразивної суміші. Конструкція свердловинного гідромонітора 3 з двома модулями, який пройшов випробування для інтенсифікації нафтовидобутку, показана в роботі [3].

Інший модуль свердловинного гідромонітора 3 призначений на другому етапі робіт для введення у створене в НКТ вікно висувного зонду з соплом на кінці для гідроструменевого розпушення вугільного пласта 4 та порід 5 над ним і створення прямого каналу 6. Потім через канал 6 проводять гідророзрив із закріпленням каналу кварцовим піском. Такі прямі канали 6 у напрямку інших свердловин назустріч один одному створюють по чергові з усіх свердловин А, В, С, D; F, починаючи з центральної свердловини F, що дає змогу максимально розрихлити підземний блок 1 створенням каналів 7 гідророзриву та утворенням тріщин 8. Відомо, що енергія струменя рідини, який з малої відстані під високим тиском витікає з сопла, є достатньою для руйнування навіть твердих порід. До прикладу, при перепаді на сопловому насадку свердловинного гідромонітора 3 тиску від 15 МПа до 40 МПа швидкість струменя води призводить до механічного руйнування (розмивання) гірничих порід середньої твердості, а для вугільного пласта значення тиску на сопловому насадку може бути меншим, враховуючи досвід роботи гідрошахт. При руйнуванні породи зонд з соплом поступово просувається в прямий канал 6 довжиною до 10 м. Після проходки каналу 6 свердловинний гідромонітор 3 виймають, встановлюють пакер і приступають до гідророзриву на вибраному інтервалі видобутку газу, для чого через свердловини А, В, С, D, F закачують рідину із кварцовим піском під тиском.

Пропонована закладка нових свердловин a, b, c, d, f за квадратною схемою розміщення та утворені із них прямі канали 6, а також 7 - канали гідророзриву та 8 - тріщин показані на фіг. 2 лише для свердловин D і F як приклад. При будівництві дегазаційної мережі дві наступні пробурені свердловини співпадають із свердловинами В, С першого квадрата, а при закладанні третього квадрата газовидобувних свердловин використовують уже існуючі свердловини С і с. Таке використання наявних газовидобувних свердловин сприяє створенню оптимальної мережі дегазації. Тобто при створенні наступного квадрата газовидобувних свердловин з поверхні добурюють лише три свердловини, до прикладу, свердловини b, c, f.

Після проведення комплексу підготовчих робіт устя свердловин до прикладу А, В, С, D, F, a, b, c, d, f об'язують на поверхні дегазаційними трубопроводами, у газовидобувних свердловинах створюють розрідження, використовуючи поверхневу вакуум-помпову станцію та відводять газ на газопереробку.

Пропонована квадратна система збору газу є більш гнучкою в експлуатації, оскільки при аварії на будь-якій ділянці цієї системи перекриття засувки можна забезпечити безперебійну роботу всієї газозбірної мережі. Інші системи збору газу цим умовам не задовольняють.

Таким чином, корисна модель забезпечує ефективну розробку вуглепородного масиву для видобутку енергетичної метаногазової суміші з більшим коефіцієнтом газовіддачі та сприяє зменшенню енерговитрат на отримання газу.

Отже, використання корисної моделі забезпечує виконання поставленої задачі, призводить до зменшення енерговитрат на розробку вуглепородного масиву для видобутку метаногазової суміші та зменшує "парниковий" вплив на довкілля.

Джерела інформації:

1. Вергельська, Н.В., Вергельська, В.В., Скопиченко, І.М. (2024). Особливості використання техногенних колекторів вуглепородних масивів Донецького басейну. Мінеральні ресурси України, (3), 54-60. <https://doi.org/10.31996/mru.2024.3.54-60>.

2. Явний П., Бучинська І. Оцінка метаносності вугленосної товщі Львівсько-Волинського басейну. Геологія і геохімія горючих копалин. 2012. № 3 - 4. С. 17 - 28.

3. Гвоздевич О., Кульчицька-Жигайло Л., Подольський М. Дегазація метановмісних вугільних пластів з використанням свердловинного гідромонітору. Міжнародний науковий журнал "Грааль науки" № 34 (грудень, 2023). С. 137-143. <https://archive.iournal-grail.science/index.php/2710-3056/article/view/1839/1860>.

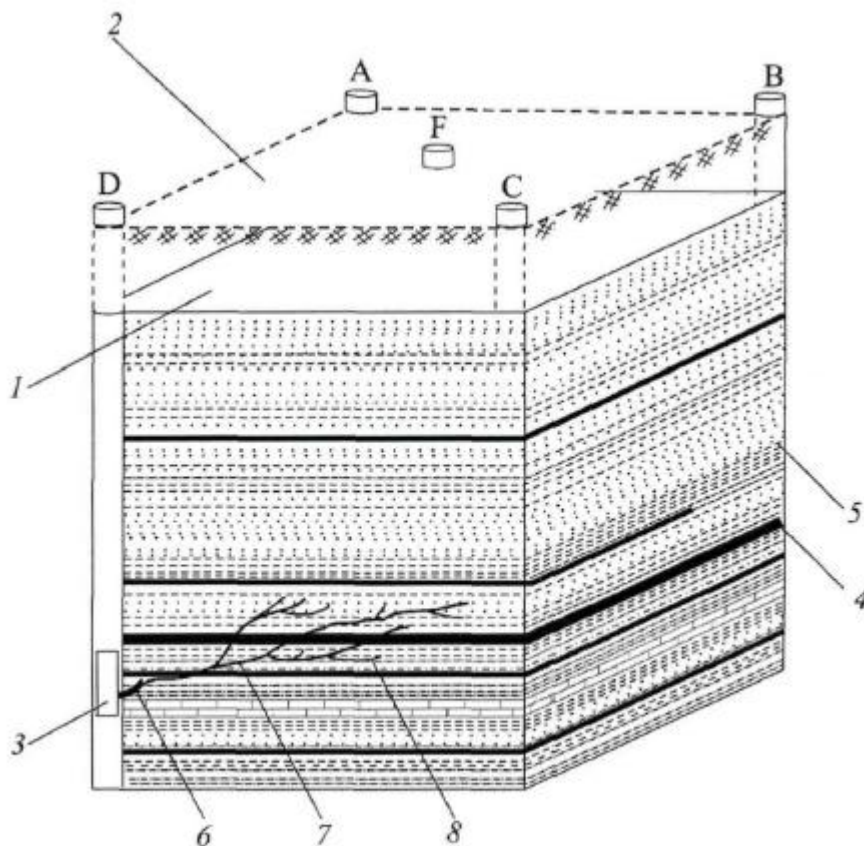
4. Забигаїло, В.Е., Васючков, Ю.Ф. Репка, В.В. (1989). Физико-химические методы управления состоянием угольно-породного массива, Киев: Наукова думка. 282 с.

5. Патент US 3850247, МПК E21B 43/2, опубл. 26.11.1974.

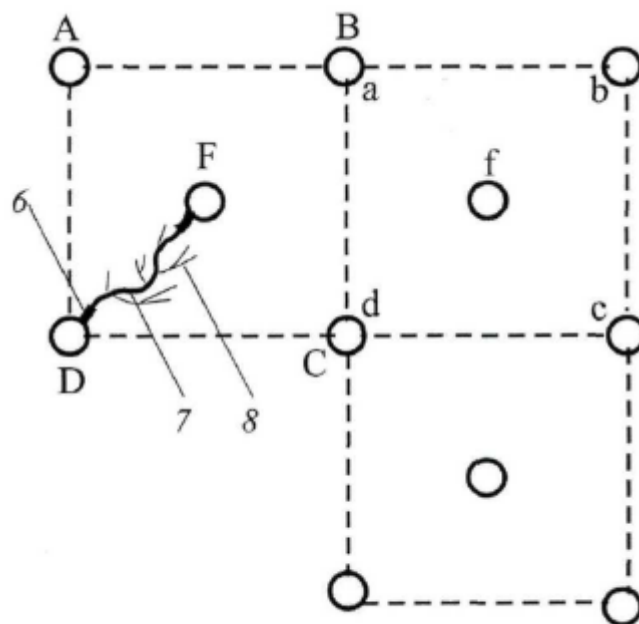
6. Патент України на корисну модель № 35282, МПК (2006) E21F 5/00, E21B 43/00. Спосіб попередньої дегазації вугленосної товщі / Б.Г. Лелик, заявл.: 11.04.2008; опубл. 10.09.2008, Бюл. № 17,

2008 p. <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/317888/>.

7. Патент України на корисну модель № 35282, МПК E21F 7/00. Спосіб дегазації вугільних родовищ / В.В. Камишан, заявл.: 21.06.2005; опубл. 15.12.2005, Бюл. № 12, 2005. <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/294011/> - найбільш близький аналог.



Фиг. 1



Фиг. 2