

УДК 622.273

В.С. Фальшинський, Р.О. Дичковський, М.М. Табаченко канд.-ти техн. наук, П.Б. Саїк

(Україна, Дніпропетровськ, Державний ВНЗ "Національний гірничий університет")

СПОСОБИ РЕКУПЕРАЦІЇ ТЕПЛА ПОРІД ПРИ ПІДЗЕМНІЙ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ

В Україні основним органічним енергоносієм є кам'яне та буре вугілля, геологічні запаси кам'яного вугілля складають 94,5%, бурого - 5,5%. Загальні запаси вугілля складають біля 300 млрд.т. Цих запасів країні вистачить на 400 років, запасів нафти та газу – лише на 90 років. У цих умовах на даному етапі технологічного розвитку, вугілля є в Україні основним енергетичним ресурс, а розвиток вугільної промисловості і енергетики розглядається як пріоритетний.

Аналіз економічної та промислової діяльності вугледобувної галузі, а також динаміки просування промислових запасів показує, що підготовлених резервних потужностей за десять останніх років вибуло 89 млн.т, введення нових склало 8,2 млн.т. Вибування виробничих потужностей супроводжується низьким рівнем використання їх, до 81,2% при нормі 95%. Передбачається нестабільність обсягів видобутку, зростання собівартості та ускладнення технологічної і екологічної безпеки. Ці чинники призводять до збитковості, що у свою чергу слугує однією з причин закриття шахт. Ускладнюють ситуацію списані забалансові запаси вугілля в умовах експлуатації та балансові при ліквідації шахт.

Розроблені ТЕО закриття шахт передбачають використання будівель і поверхневого комплексу та ліквідацію підземних споруд з вилученням металокріплення і обладнання. Ліквідація гірничих підприємств призводить до гострої соціальної напруги, що пов'язано з безробіттям, дефіцитом ресурсів і деградацією населених пунктів. Екологічні наслідки видобутку вугілля потребують значних затрат на їх ліквідацію.

Рішенням цих проблем є продовження терміну експлуатації гірничих підприємств за рахунок видобутку та переробки запасів вугілля, залишеного з технічних, екологічних міркувань, як на діючих шахтах і на тих, що ліквідуються.

Освоєння позабалансових та балансових запасів шахт, що ліквідуються або закінчують свій термін існування, потребує впровадження мало затратних, мобільних, комплексних, екологізованих технологій розробки, які базуються на процесах свердловинної підземної газифікації вугілля (СПГВ), що об'єднує видобуток вугілля і енергохімічне його використання.

Забезпечення екологічної чистоти процесу СПГВ обумовлено його керованістю, герметичністю підземного газогенератора і комплексним використан-

ням когенераційних технологій у замкнутому циклі очистки та переробки продуктів газифікації.

Енергохімічний комплекс на базі СПГВ мобільно-модульне підприємство, що забезпечує інтенсивне нарощування продуктивності, якості і різноманітності продуктів газифікації органічного палива, дає можливість динамічно та без втрат переорієнтувати випуск кінцевого продукту у вигляді теплової, електричної енергії, хімічних речовин і продуктів за рахунок гнучкості технологічних параметрів з урахуванням умов динамічної зміни гірничо-геотехнологічного стану .

Рентабельність і ефективність даних підприємств очевидна, ріст цін на нафту та газ, а також ріст цін на вугілля, що пов'язано з затратами на видобуток, транспортування, переробку, охорону навколишнього середовища та виснаження балансових запасів енергетичної сировини.

Розв'язання цих задач потребує комплексного підходу, якому у повній мірі відповідають концепція розвитку технологічних схем СПГВ у шахтних умовах, створених у Національному гірничому університеті на кафедрі підземної розробки родовищ.

Одним із способів підвищення ефективності технології свердловинної підземної газифікації вугілля є введення багатоконтурної схеми рекуператорів теплової енергії «труба в трубі» з теплоємким рідким носієм в породі. Використання таких схем рекуперації в підземному газогенераторі забезпечує можливість зняття залишкового тепла з породного масиву під час вигазовування вугільного пласта, а також після закінчення процесу газифікації.

Отримана тепла й електрична енергії, забезпечує ефективність процесу підземної газифікації й економічну вірогідність вигазовування вугільних пластів некондиційної потужності.

При застосуванні цього способу, перевага надається шахтам, які вичерпали термін експлуатації й мають некондиційні, надроблені або підробленні запаси твердого палива.

Підземний газогенератор готують таким чином: з підготовчих виробок здійснюється буріння закладної свердловини у покрівлі пласта, горизонтальних експлуатаційних свердловин по пласту твердого палива, збійку між ними формують бермою (реакційний канал), яка відділяється від підготовчої виробки цементною перемичкою. Розпалювання вугільного пласта, подача дуття, газифікація твердого палива здійснюється за допомогою сумішей, які за допомогою дуття, подаються по експлуатаційній свердловині і керованому гнучкому трубопроводу у реакційний канал газогенератора. По мірі вигазовування вугільного пласта деформовані породи та ви газований простір газогенератора ін'єктуються закладним матеріалом. Продукти газифікації відводяться по експлуатаційній свердловині на очистку та переробку в силові установки

Згідно з винаходом у подошві пласта буряться горизонтальні свердловин, в яких монтуються, з оглядом на поле розповсюдження температур по довжині реакційного каналу газогенератора, три контури рекупераційної системи «труба в трубі» з теплоносіями різних теплофізичних якостей, що дозволить ефективно

й мобільно знімати залишкове тепло по всій площі розповсюдження температур у підземному газогенераторі та з породного масиву, що його вміщує, під час вигазовування вугільного пласта, а також після закінчення процесу газифікації у стадії «затухання» робіт з отриманням тепловою та електричної енергії на місці підземної газифікації. На рис. 1 представлена технологічна схема трьохконтурного рекуператора тепла підземного газогенератора, поперечний переріз підземного газогенератора по А-А і конструкція рекуператора «труба у трубі» з розташуванням теплоносіїв.

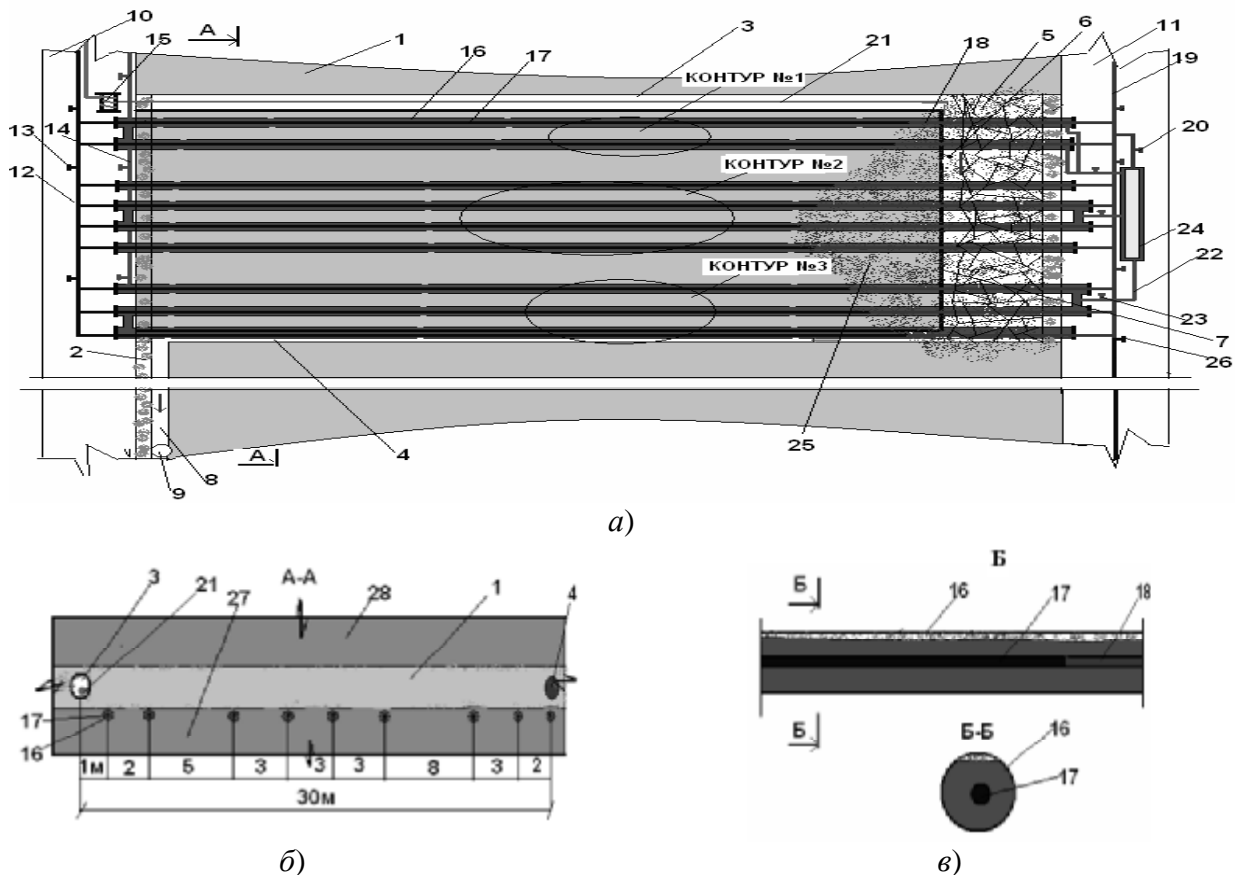


Рис. 1. Технологічна схема триконтурного рекуператора тепла підземного газогенератора (а), поперечний переріз підземного газогенератора по осі А-А (б), і конструкція рекуператора «труба у трубі» з розташуванням теплоносіїв (в); 1 – вугільний пласт; 2 – цементна перемичка; 3 – дугтева свердловина; 4 – газовідвідна свердловина; 5 – вигазований простір; 6 – реакційний канал газогенератора; 7 – вогневий вибій; 8 – берма повітряподавального штреку; 9 – газовідвідна вертикальна свердловина; 10 – повітряподавальний штрек; 11 – тепловідвідний штрек; 12 – трубопровід з холодним теплоносієм (вода); 13 – керовані клапани розподілу води; 14 – трубопровід з теплоносієм (розчин рідких лужних металів Na або гліколь); 15 – барабан для гнучкого повітряподавального трубопроводу ($d=32\text{мм}$); 16 – трубопровід ($d=75\text{--}100\text{мм}$) з теплоносієм (Na або гліколь); 17 – трубопровід ($d=50\text{--}75\text{мм}$) з теплоносієм вода; 18 – трубопровід з парою; 19 – паропровід ($d=100\text{--}120\text{мм}$); 20 – керовані клапани розподілу пари; 21 – гнучкий повітряподавальний трубопровід; 22 – ділянка трубопроводу з киплячим теплоносієм (Na або гліколь, $T_k=260\text{--}620^\circ\text{C}$); 23 – керовані клапани розподілу киплячим теплоносієм (Na або гліколь); 24 – котел-рекуператор тепла; 25 – опорна зона; 26 – керовані клапани розподілу між трубопроводами; 27 – покрівля вугільного пласта, що газифікується; 28 – підшва вугільного пласта, що газифікується.

Буріння горизонтальних свердловин 3,4 по вугільному пласту 1 і монтаж обладнання підземного газогенератора здійснюються зі штреків 10, 11. Збірка свердловин бермою виконується з штреку 11 з подальшим формуванням по бермі реакційного каналу газогенератора 6. Від штреків вугільний пласт, берма штреку 10 і реакційний канал 6 ізолюються цементною перемичкою 2. Для подачі дуття у на вогневий вибій 7 газогенератора у свердловині 3 монтується гнучкий трубопровід ($d=32\text{мм}$), яким керують за допомогою барабана 15.

По довжині реакційного каналу 6 у подошві пласта на відстані $0,15 - 0,2\text{м}$ від нього зі штреку 10 на штрек 11 по падінню пласта буряться дев'ять похилих (горизонтальних) свердловин, в яких монтується трубопровід 16 ($d=75 - 100\text{мм}$) рекуператора тепла з теплоносієм (Na або гліколь). У трубопровід 16 вкладається трубопровід 17 ($d=50 - 75\text{мм}$) теплоносієм, в якому є вода. Зі сторони штреку 10 до трубопроводів 16 і 17 підводяться від насосів трубопроводи 12, 14 (теплоносії – вода, Na або гліколь) з автоматично керованими клапанами розподілу 13 теплоносіїв. На штреку 11 трубопровід рекуператора тепла 17 з'єднується з паропроводом 19 ($d=100 - 120\text{мм}$), а трубопровід 16 з'єднується з котлом – рекуператором тепла 24 від киплячого теплоносія (Na, або гліколь). Паропровід 10 монтується до паросилової установки з виробки теплової та електричної енергії.

По мірі розвитку й стабілізації термохімічного процесу переробки вугільного пласта 1 у реакційному каналі 6 по його довжині утворюється розподіл температур (рис.2, 3 й 4).

По мірі вигазовування вугільного пласта і просування вогневого вибою 7 під впливом гірського тиску та температур породи покрівлі 27 обвалюються формуючи ви газований простір газогенератора 5. Тепло з газогенератора виходить з продуктами газифікації по свердловині 4 і газовідвідній вертикальній свердловині 9, а частина тепла (до 30-49%) акумулюється в породах, що вміщують газогенератор.

Акумульоване тепло від порід у опорній зоні 25, вогневою вибою 7, ви газованому просторі 5 і подошві пласта 27 знімається рекуператором тепла «труба в трубі» згідно з контурною схемою й параметрами формування температурного поля у підземному газогенераторі, з використанням теплоносіїв з різними теплофізичними якостями, що забезпечує ефективність і стабільність роботи системи по рекуперації тепла порід незважаючи на зміни показників матеріального, теплового балансу процесу та геомеханічних параметрів породної товщі, що вміщує газогенератор.

Зовнішній трубопровід 16 з теплоносієм (розчини рідких металів Na, Na-K, або гліколь) які мають температуру кипіння $T_k=260 - 620^{\circ}\text{C}$ передає тепло отримане від порід газогенератора, на внутрішній трубопровід де циркулює теплоносій–вода зі швидкістю $0,1-0,15\text{ м/с}$. Попадаючи в зону температур більш за 100°C , (трубопровід з парою 10) вода перетворюється в перегріту пару (контур 1 – $T_1=160 - 190^{\circ}\text{C}$ тиск $P_1= 0,3 - 0,8\text{ МПа}$; контур 2 – $T_2=250-340^{\circ}\text{C}$ тиск $P_2= 1,5 - 2,7\text{ МПа}$; контур 3 – $T_3=180 - 260^{\circ}\text{C}$ тиск $P_3= 1,1 - 2,2\text{ МПа}$) далі по паропроводу 19, який обладнаний керованими клапанами 20 пари, направляється на паротурбіну з такими показниками: $T=230-280^{\circ}\text{C}$ тиск $P=1,8-2,3\text{ МПа}$.

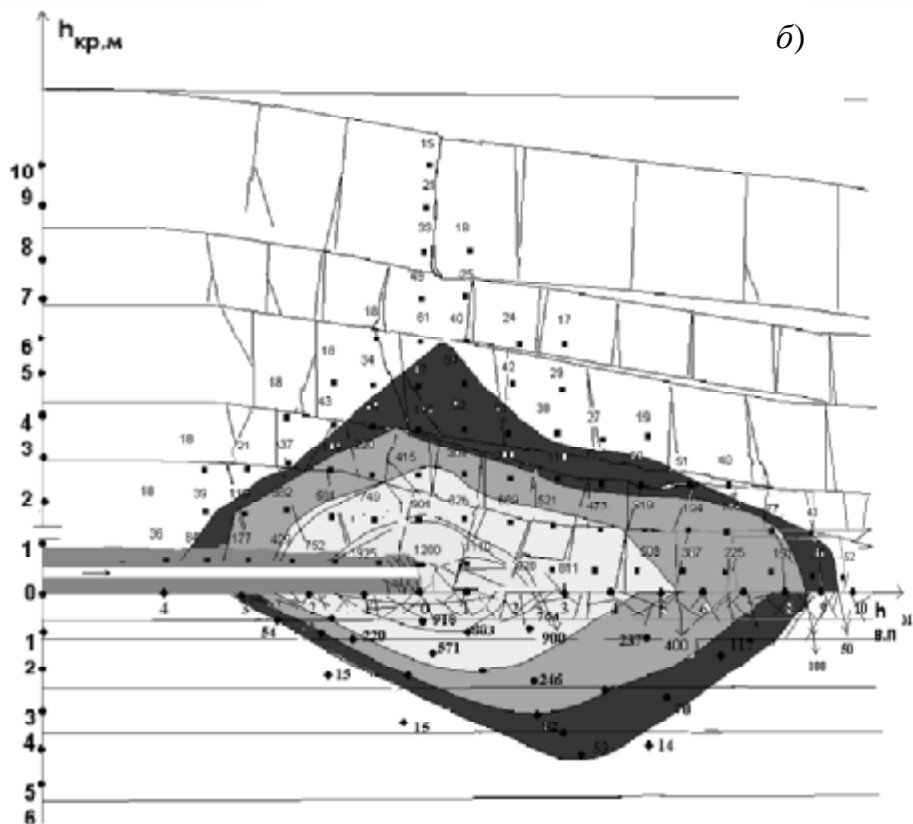
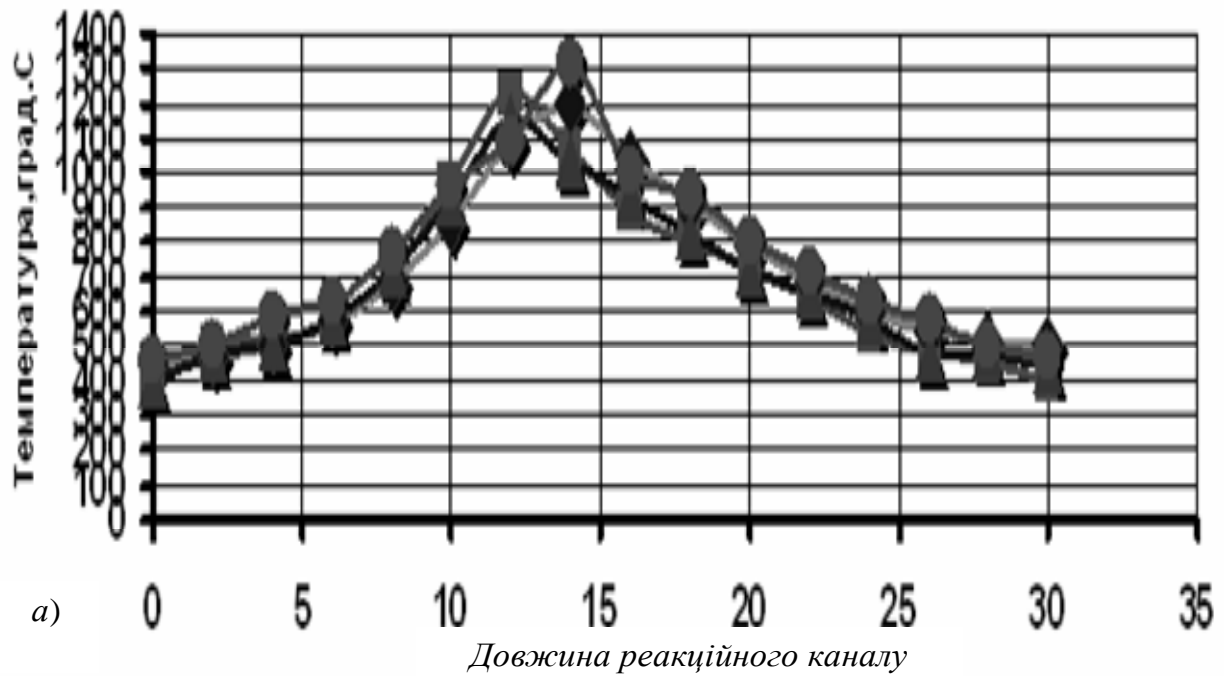


Рис. 2. Параметри розподілу температур у вогневому каналі підземного газогенератора (а) та розповсюдження температурного поля (б) в породах при газифікації вугільного пласта

При кипінні зовнішнього теплоносія на ділянці 22 трубопроводу 16 (контур 2), теплоносій скидається у зовнішній кожух котла-рекуператора 24, де у внутрішньому кожусі знаходиться вода, яка під дією температур перетворюється у пару і направляєтся з температурою $T=150-260^{\circ}\text{C}$ і тиском $P=0,8-1,8$ МПа за допомогою керованих клапанів 23 у паропровід 19.

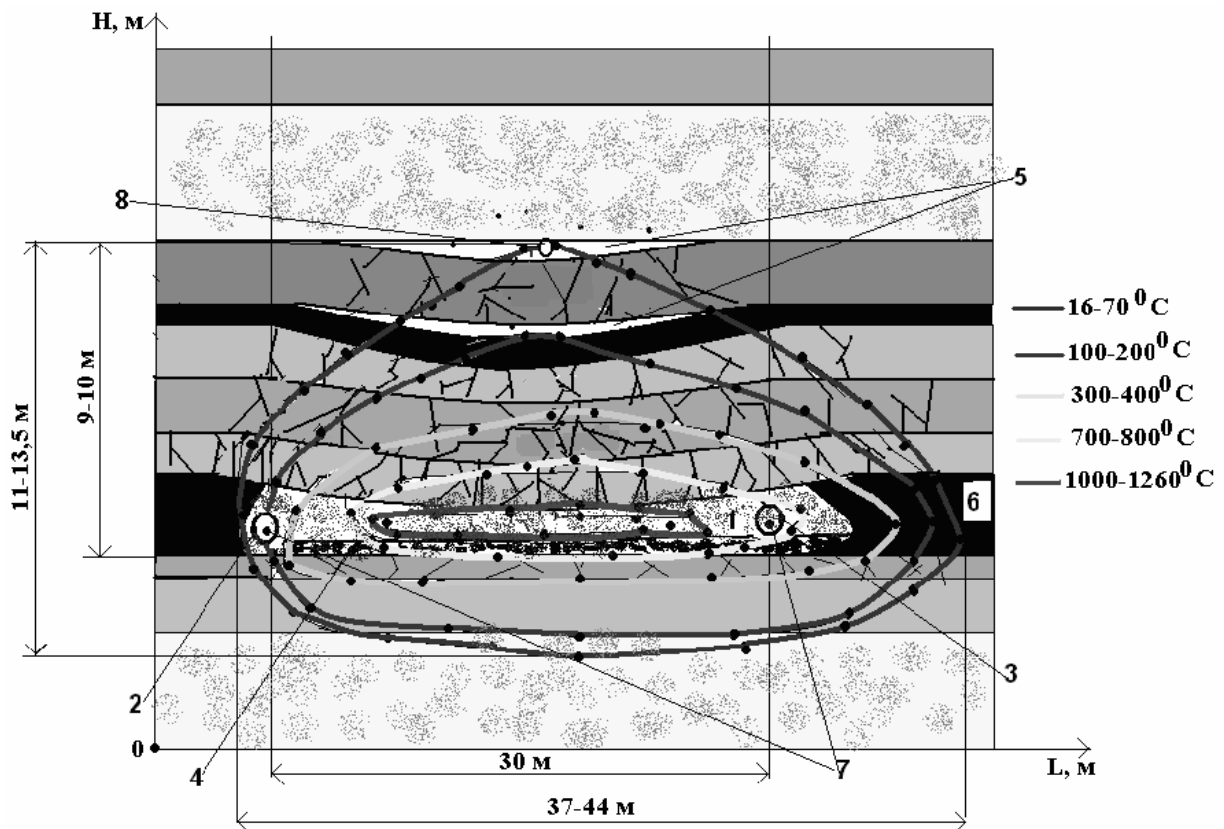


Рис. 3. Параметри прогріву породувугільного масиву поперек нашарування:
 1 – реакційний канал підземного газогенератору; 2 – дуттьова похило-горизонтальна свердловина; 3 – газовідвідна похило-горизонтальна свердловина; 4 – золошлаки;
 5 – порожнина розшарування порід покрівлі; 6 – вугільний пласт; 7 – гнучкий трубопровід;
 8 – закладний трубопровід.

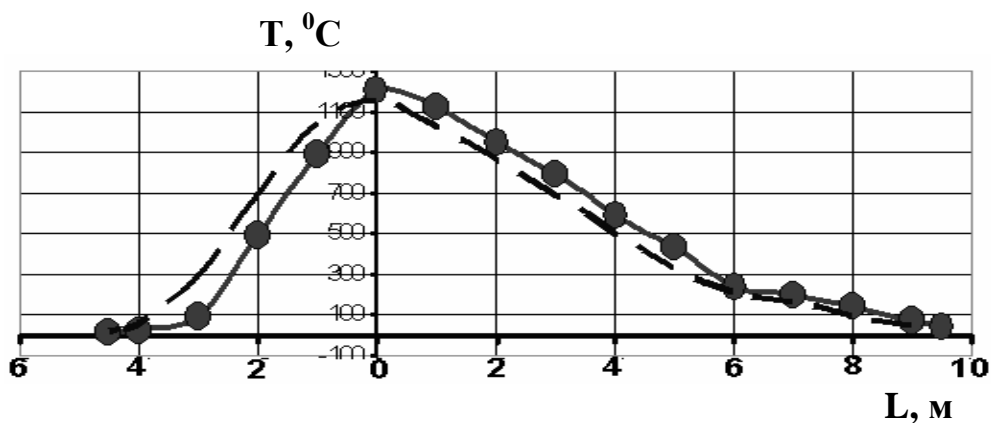


Рис. 4. Криві прогріву порід в опорній зоні та у вигазованому просторі підземного газогенератора

Розрахункова теплова потужність контурної рекуперації тепла порід, що мають підземний газогенератор, складатиме 4,6-8,5 Гкал/год (5336-9860 КВт/год) з ККД 53-62%. Термін ефективної роботи рекуператора – від 2,2 до 4,6 років.

Запропонований спосіб дозволить ефективно й мобільно знімати залишкове тепло по всій площі розповсюдження температур у підземному газогенераторі та в породах що його вміщують під час вигазовування вугільного пласта, та після закінчення процесу газифікації у стадії «затухання» робіт, а також вес-

ти процес газифікації вугільних пластів в умовах техногенної зрушеності масиву, забезпечити економічну доцільність процесу газифікації вугільних пластів малої потужності і парової конверсії синтезу газу.

Список літератури

1. Новітня технологія розробки вугільних пластів на базі свердловинної газифікації/ В.С. Фальштинський, Р.О. Дичковський, М.М. Табаченко. Уголь Украины. – 2010. – №1. – С.10-14.
2. Пат. на винахід №89278 UA від 11.01.2010. Спосіб підземної газифікації/ В.І. Бондаренко, В.С. Фальштинський, Р.О. Дичковський, та інші – Опубл 1.01.2010. Бюл. №1.
3. Параметры распространения температурного поля в породах вмещающих подземный газогенератор. /В.С. Фальштынский, Р.Е. Дычковский, Н.М. Табаченко, В.В. Лапко// Школа подземной разработки: Материалы междунар. науч.-практ. конф. – Д., 2007 г. – С.216-224.
4. Патент на корисну модель №50867 (UA) від 25.06.2010. Спосіб рекуперації тепла при підземній газифікації твердого палива/ В.С. Фальштинський, Р.О. Дичковський, М.М. Табаченко, та інші. – Опубл 25.06.2010. Бюл.№12.
5. Фальштинський В.С. Удосконалення технології свердловинної підземної газифікації вугілля: Монографія – Д.: Національний гірничий університет, 2009 – 131 с.

Рекомендовано до друку: професором Бузило В.І.