

*д. т. н., проф. Гайко Г. И.,
к. т. н., доц. Касьянов В. А.
(ДонГТУ, г. Алчевск, Украина)*

ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРНОЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ, ОСНОВАННОЙ НА ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКЕ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Розглянута проблема утилізації теплової енергії масиву гірських порід при вогневому відробленні вугільних пластів. Оцінена можливість термохімічної переробки вугілля з використанням трубного колектору у підшві пласта й гідропарових турбін для виробництва електроенергії. Обґрунтовані параметри трубного колектору.

К нерешённым проблемам скважинной технологии термохимической переработки угольных пластов следует отнести трудность управления процессом горения, что ведёт к нестабильным характеристикам получаемого генераторного газа и неконтролируемому распространению деформаций земной поверхности над выгоревшим пространством. Кроме того, получаемый генераторный газ обладает относительно малой теплотой сгорания (она в 8 – 10 раз ниже, чем у природного газа), а большая часть тепловой энергии горения угля расходуется на бесполезный разогрев вмещающих пород [1].

Повышение экономической и экологической эффективности подземной термохимической переработки угля может быть достигнуто при выработке электроэнергии непосредственно в шахтных условиях. Для этого разрабатываются особые газоэлектрические комплексы, использующие для производства электроэнергии генераторный газ переработки углей на месте их залегания [2]. Следует отметить, что необходимое (рентабельное) повышение теплоты сгорания получаемого газа (до 8 и более МДж/м куб.) может быть получено лишь в условиях высокого давления и интенсивной подачи кислорода в очаг горения (т.н. технология интегрированной газификации IGCC) и требует чёткого управления параметрами процесса горения угля. Возможности использования тепловой энергии вмещающего массива при сжигании угольных пластов исследовались в СПГГИ проф. Ю.Д. Дядькиным, а в МГГУ – акад. В.В.Ржевским [3]. Однако и при этом подходе использовался газообразный теплоноситель.

Разработанная в Донбасском техническом университете топливно-энергетическая система [4, 5] предполагает объединение активов подземной газификации пластов (традиционные газозаготовительные комплексы) с утилизацией тепловой энергии горения угля (производство электроэнергии с применением гидропаровых турбин). Способ управления процессом горения и теплообмена при переработке угольных пластов основан на шахтной подготовке энергетических блоков и использовании трубного коллектора в почве пласта для циркуляции теплоносителя. Общая схема отработки блока представлена на рис. 1, продольный разрез – на рис. 2.

Способ осуществляют следующим образом. Участок угольного пласта 1 оконтуривают выработками 2, формируя заданные размеры (а, б) энергетического блока. Выработки проходят широким забоем по

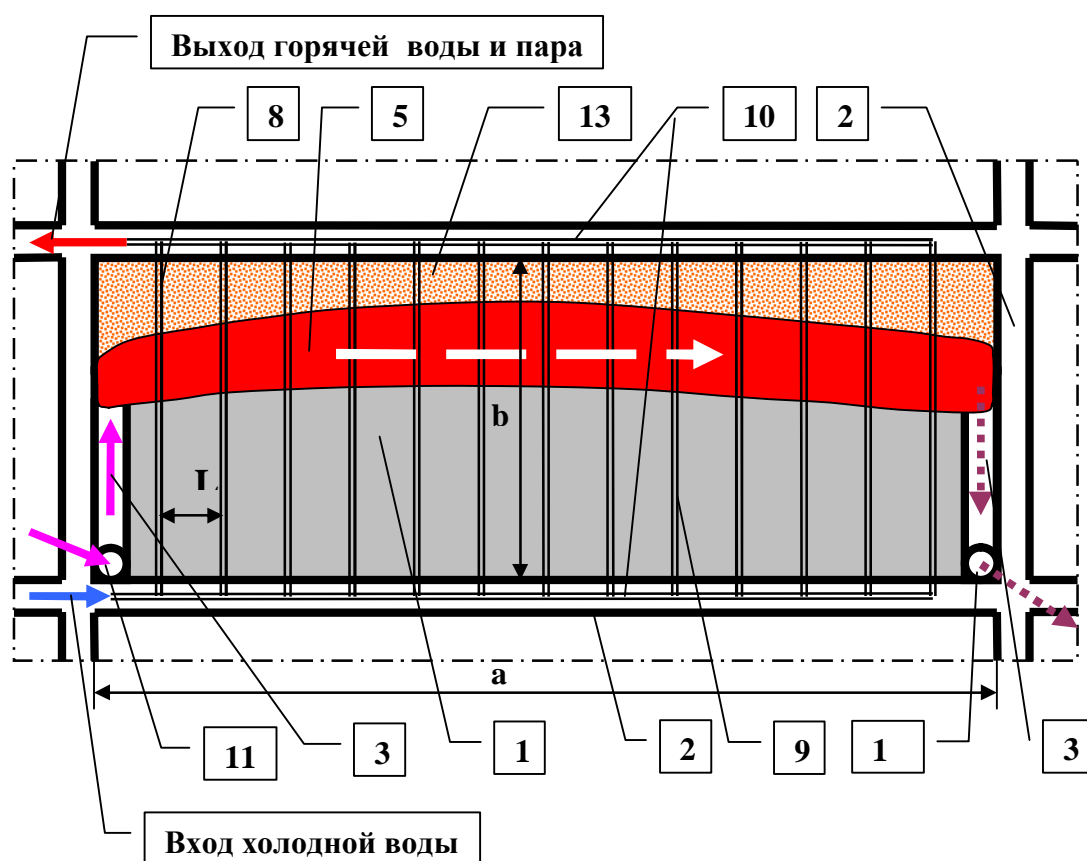


Рисунок 1 – Схема отработки энергетического блока.

углю, подготавливая пространство для каналов газификации 3 и бутовой полосы 4. Вдоль линии огневого забоя 5 размещают зажигательные устройства. Бутовую полосу 4 создают путем закладки породы, полученной при проведении выработки, с последующей

инъекцией твердеющего раствора. На сопряжении с выработкой возводят бетонную опорную конструкцию 6, которая выполняет также изолирующие функции.

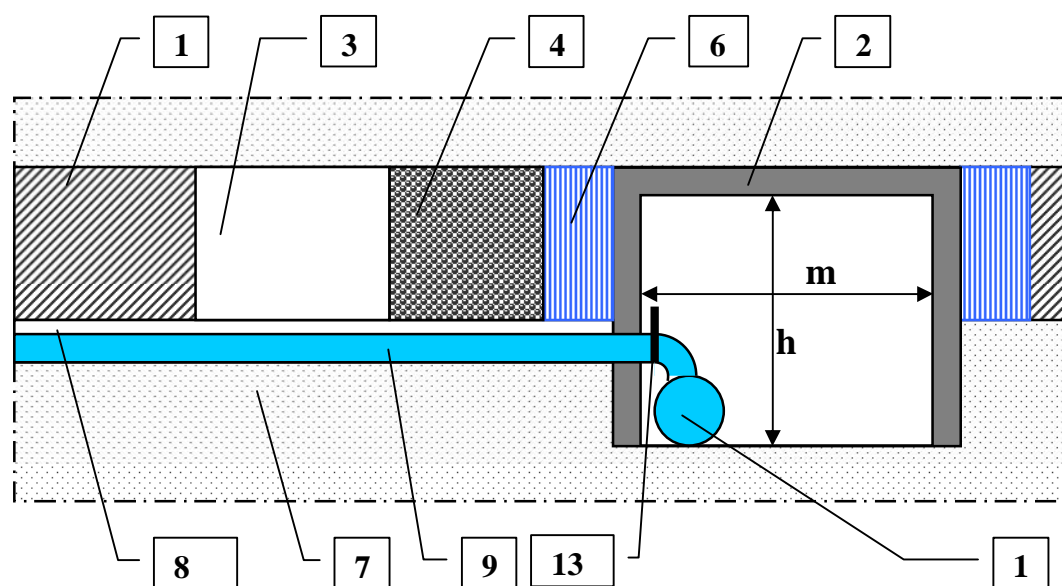


Рисунок 2 - Продольный разрез энергетического блока.

В период огневой отработки блока в сформированный трубный коллектор 9, 10 подают энергоноситель (воду), который, разогреваясь до заданной температуры (регулируется скоростью движения воды в трубах), обеспечивает работу электрогенерирующих устройств. Представляется целесообразным использовать в качестве турбогенераторов модульные геотермальные станции «Туман-2», которые используют воду с температурой 150-200 °С и обеспечивают весьма высокий КПД (близкий к традиционным паровым турбинам) [6]. Такая станция имеет достаточно малые размеры (10,5х3х3,5 м), что является существенным преимуществом при её размещении в подземной камере, а невысокие температуры теплоносителя оберегают трубы коллектора от возможного (при паровых турбинах) прогорания металла.

С поверхности к энергетическому блоку бурят воздухо-подающую (11) и газоотводящую (12) скважины, сопряжённые с каналами газификации 3, которые обеспечивают традиционную технологию газификации угля. Таким образом, подготавливают несколько смежных блоков, размещённых вблизи подземной электростанции. Люди в горных выработках присутствуют только при сооружении энергетических блоков, а их огневая отработка осуществляется безлюдным способом. Скорость горения угольного пласта составляет

0,5 – 1,5 м/сутки, что обеспечивает время отработки блока до полугода и более.

В качестве базовых параметров коллекторной топливно-энергетической системы, определяющих её производительность, экономичность, технологическую работоспособность следует отнести расстояние между трубами коллектора (L), а также необходимые объёмы теплоносителя (скорости движения воды при различных диаметрах труб).

Первая задача - выбор рационального (максимально допустимого) расстояния между трубами коллектора. Теоретически для извлечения всей тепловой энергии, образующейся в результате сгорания угольного пласта и распространяющейся в массив горных пород, необходимо ограничить место горения (снизу и сверху пласта) полостями, заполненными циркулирующим теплоносителем. Поскольку поместить теплоноситель в кровле технически не представляется возможным (в связи с обрушением пород при огневой отработке пласта), следует оперировать только полостью в почве. Так как раскалённые породы кровли обрушаются в выгоревшее пространство, а разрывы сплошности пород создают сопротивление дальнейшему распространению тепла в кровлю, то его большая часть (не менее 80%) может быть извлечена теплоносителем одной нижней полости (почвы). При этом, ограничивающая сплошная полость заменяется в нашем случае дискретными участками (трубами коллектора), которые посредством градиента температур горных пород и теплоносителя получают и транспортируют тепловую энергию среды. Исходя из параметров принятых турбогенераторов, температура теплоносителя в трубах коллектора, не должна опускаться ниже 150 - 200 °С, температура огневого забоя составляет около 1000 °С., а вмещающих пород – в диапазоне 50 – 1000 °С.

Количество тепла при сгорании угля, пошедшее на нагрев пространства вокруг огневого забоя, составит:

$$Q_{\text{п}} = P \cdot H \cdot M, \text{ Дж},$$

где – P = 30% - доля тепловой энергии при сгорании угля, идущая на нагрев пород;

H - 29,3 МДж/кг = 29300000 Дж/кг - теплота сгорания угля;

M = m · l · h · ρ, кг - масса полностью сгоревшего топлива;

m = 1 м - мощность пласта;

h = 1 м - рассматриваемый участок вдоль огневой выработки;

l - длина сгоревшего угля за сутки, м;

$\rho=2000$ кг/м³ - объемная масса угля.

Тогда среднее количество тепла в породе вокруг одной скважины будет равно:

$$Q_c = (T_1 - T_2) V \cdot C \cdot \rho ,$$

где $T_1=(200+1000)/2=600$ °С - средняя температура нагретых пород.

$T_2=20$ °С – начальная температура воды в трубе.

$V=\pi \cdot h \cdot (1^2)/4$ - масса породы вокруг одной трубы.

$C=900$ Дж/(кг·К) - средняя удельная теплоемкость пород.

Приравняв количество тепла находящегося в массиве к количеству тепла которое может отобрать теплоноситель в одной трубе с заданными параметрами (температурой и скоростью движения воды) можно определить оптимальное расстояние между трубами в зависимости от средней температуры пород их окружающих.

Расчеты показали, что в этом случае расстояние между трубами коллектора может находиться в пределах 5...20 м, в зависимости от температуры вмещающих пород и скорости движения теплоносителя.

Для расчета теплообмена используем уравнение конвективного теплообмена от стенки трубы к воде, которое определяется из уравнения [7]:

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot P_{rw}^{0,43} \cdot \left(\frac{P_{rw}}{P_{rc}}\right)^{0,25} ,$$

где N_u – число Нуссельта;

Re – число Рейнольдса;

P_{rw} – число Прандтля при температуре жидкости ($t_2 = 200$ °С);

P_{rc} – число Прандтля при температуре стенки трубы ($t_2 = 400$ °С);

Теплотехнические характеристики воды при $t_2 = 200$ °С [24]:

- коэффициент теплопроводности $\lambda_{ж} = 0,658$ Вт/м·°С;

- коэффициент вязкости $\nu_{ж} = 0,158 \cdot 10^{-6}$ м²/с;

- число Прандтля - $P_{rw} = 0,932$, $P_{rc} = 6,8$.

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu_w} = \frac{0,25 \cdot 0,15}{0,158 \cdot 10^{-6}} = 237342 .$$

Тогда число Нуссельта:

$$Nu = 0,021 \cdot (237342)^{0,8} \cdot (0,932)^{0,43} \cdot (0,932/6,8)^{0,25} = 252 .$$

Коэффициент теплоотдачи из уравнения:

$$Nu = \frac{\alpha_2 \cdot d}{\lambda_w},$$

откуда

$$\alpha_2 = \frac{\lambda_w \cdot Nu}{d} = \frac{0,658 \cdot 252}{0,15} = 1105 \text{ , Вт/м}^2 \cdot \text{°C}.$$

Коэффициент теплопередачи от раскаленных пород $t_1=1000^\circ\text{C}$ к воде:

$$k_1 = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_2 \cdot d_2} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_c} \cdot \ln\left(\frac{d_2}{d_1}\right)} \text{ , Вт/м} \cdot \text{°C},$$

где k_1 – количество тепла которое передается от шлака к воде через 1 погонный метр трубы при разности температуры в 1°C ;

λ_c – теплопроводность материала стенки трубы, для стали $\lambda_c = 45$ Вт/м $\cdot^\circ\text{C}$.

$$k_1 = \frac{1}{\frac{1}{1105 \cdot 0,15} + \frac{1}{2 \cdot 45} \ln\left(\frac{166}{150}\right)} = 139,7 \text{ , Вт/м} \cdot \text{°C}.$$

Количество тепла, передаваемое 1 погонным метром трубы при разности температуры $\Delta t = 1000^\circ\text{C} - 200^\circ\text{C} = 800^\circ\text{C}$ составит:

$$q_1 = k_1 \cdot \Delta t.$$

Количество тепла, которое получает вода:

$$Q_w = G \cdot C_p \cdot \Delta t,$$

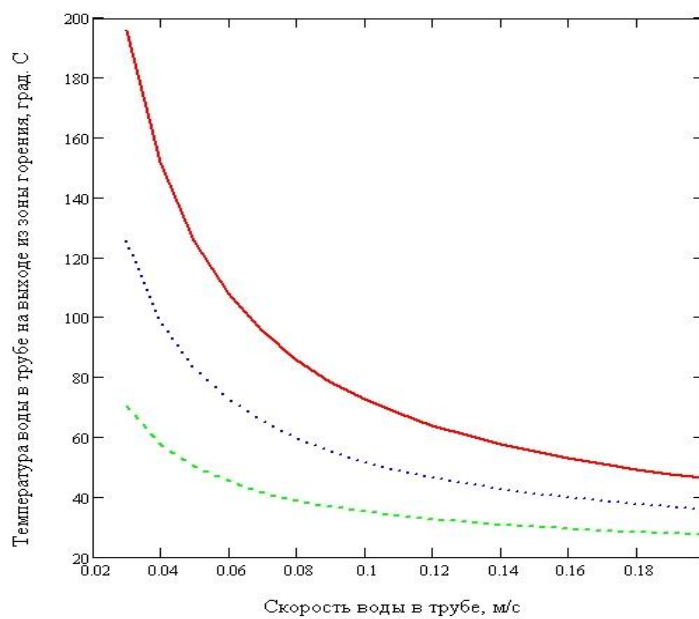
где G – расход воды, зависящий от внутреннего диаметра трубы коллектора и скорости воды в нем;

$C_p = 4,19$ КДж/кг – теплоемкость воды.

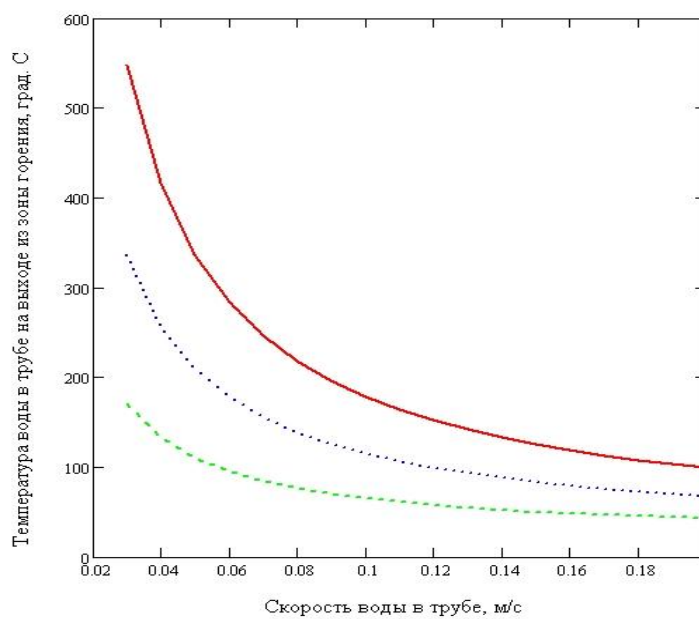
Из уравнения теплового баланса можно определить скорость воды в трубопроводе для различных технологических параметров: диаметр труб, температура воды в трубопроводе коллектора на выходе из зоны горения, величина зоны горения.

Результаты расчетов приведены на рис.3.

Принято: внутренний диаметр труб 75 мм (сплошная линия), 100 мм (точечная линия) и 150 мм (пунктир). Размер зоны горения (высокотемпературной передачи тепла при средней $T=1000^\circ\text{C}$)



Внутренний диаметр трубы - 0,075, 0,1 и 0,15 м



Внутренний диаметр трубы - 0,075, 0,1 и 0,15 м

Рисунок 3 – Скорость воды в трубе коллектора при величине зоны горения 1 и 3 м.

принимался равным от 1 до 3 м, что обусловлено такими факторами как мощность пласта, энергетические характеристики угля, количество подаваемого окислителя.

Анализ полученных графических зависимостей позволяет констатировать следующее.

Поскольку, исходя из характеристик электрогенерирующего агрегата требуемая температура теплоносителя должна быть не менее 150 °С то в зависимости от величины зоны горения лишь определённая скорость движения воды (диаметр трубы) смогут удовлетворить нашим требованиям (поскольку количество тепла Q_w величина постоянная). Так при размере тысячеградусной зоны 1 м (рис. 3), возможно применение трубы только диаметром не более 75 мм (необходимая скорость теплоносителя – 0,05 м/с). При ширине зоны горения 3 м возможно использование всех трех диаметров труб, причем для диаметра 75 мм необходимая скорость составит около 0,15 м/с, при диаметре 100 мм – 0,085 м/с, а при 150 мм – 0,04 м/с. В данном случае наиболее целесообразно использование трубы минимального диаметра, поскольку это наиболее экономично с точки зрения стоимости трубного коллектора и затрат на его сооружение. Чем больше возможная зона высоких температур, тем больший диаметр труб мы можем использовать. Однако ограничивающим фактором здесь выступает возможность образования парового слоя в верхней части трубы и возможный перегрев металла трубы на внешнем контакте с огневой зоной.

Как показали расчёты, при размерах блока 300x100 м и мощности пласта 1 м дополнительно к продуктам газификации может быть получено около $23 \cdot 10^6$ кВт·часа электроэнергии, что в 1,6-1,8 раза превышает затраты на подготовку энергетического блока, включая его оснащение трубным коллектором (при расстоянии между трубами 10 – 12 м). Новый способ позволяет обеспечить автоматическое регулирование основных параметров газификации в блоке (температура, давление, скорость подачи воздуха и «отвода» газов), а также границы распространения процесса горения угля, что исключает подработку объектов на поверхности.

Максимальная эффективность применения разработанной технологии может быть получена на существующих шахтах, нуждающихся в реконструкции или находящихся в стадии ликвидации из-за низкой эффективности отработки тонких угольных пластов.

Рассмотрена проблема утилизации тепловой энергии массива горных пород при огневой отработке угольных пластов. Оценена возможность термохимической переработки угля с использованием трубного коллектора в почве пласта и гидропаровых турбин для производства электроэнергии. Обоснованы параметры трубного коллектора.

The problem of utilization of thermo energy of rock massif at fire profiling of coal layers is considered. It was estimated the opportunity of thermo-chemical coal processing using the pipe header in the ground of stratum and hydro-steam turbines for electric power production. The parameters of pipe header were substantiated.

Библиографический список.

1. *Теория и практика термохимической технологии добычи и переработки угля: Монография/ Под общ. ред. О.В.Колоколова. – Днепропетровск: Национальная горная академия Украины, 2000. – 281 с.*
2. *Рубан А.Д., Кузнецов А.А., Капралов В.К. Переработка угля на месте добычи с получением электрической энергии// Уголь. - 1995. - №5. – С. 45-49.*

3. *Аренс В.Ж. Физико-химическая геотехнология: Учебное пособие. – М.: МГГИ, 2001. – 656 с.*
4. *Gayko G. A Fuel-Energy System Based on Mining preparation and Underground Burning of Coal Layers// Proceedings of the Fifth International Mining Forum 2004. – Leiden/ London/ New York: Balkema Publishers, 2004. – P.65 – 69.*
5. *Гайко Г.И., Касьянов В.А., Семикин С.М. Концепция шахты-электростанции, предполагающей подземное сжигание угольных пластов// Уголь Украины, 2006. - № 7. – С. 3 – 5.*
6. www.inventors.ru
7. *Оцирик М.И. Сложный теплообмен. – М.: Мир, 1976. – 661с.*

*Рекомендовано к печати
д. т. н., проф. Литвинским Г.Г.*