

УДК 622.278

## ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ПРИ ПОДЗЕМНОМ СЖИГАНИИ УГЛЯ

Садовенко И.А., докт. техн. наук, Инкин А.В., канд. техн. наук

Государственное высшее учебное заведение «Национальный горный университет» МОН Украины, пр. К. Маркса 19, Днепрпетровск, 49600, Украина

За результатами моделювання фільтрації і теплоперенесення встановлена конвективна і кондуктивна складова теплового потоку, що проникає з підземного газогенератора у вищезалегаючий водоносний горизонт. Дані оцінки зміни величини потоку і температури підземних вод в залежності від потужності водотривкого шару.

По результатам моделирования фильтрации и теплопереноса установлена конвективная и кондуктивная составляющая теплового потока, проникающего из подземного газогенератора в выщезалегающий водоносный горизонт. Даны оценки изменения величины потока и температуры подземных вод в зависимости от мощности водоупорного слоя.

As a result of filtration and heat transfer modeling of convective and conductive installed component of the heat flux penetrating the underground gasifier in the upper aquifer. The estimates varying the flow and temperature of groundwater, depending on the capacity impermeable layer deterioration.

Библ. 9, рис. 5.

**Ключевые слова:** подземное сжигание угля, тепловая энергия, подземные воды.

$a$  – коэффициент температуропроводности;  
 $C$  – содержание;  
 $c$  – теплоемкость;  
 $D$  – расход дутья;  
 $F$  – площадь;  
 $H$  – глубина залегания газогенератора;  
 $l$  – длина;  
 $P$  – давление;  
 $Q$  – теплота сгорания;  
 $q$  – тепловой поток;  
 $S$  – площадь теплообмена;  
 $T$  – температура;  
 $t$  – время;  
 $V$  – количество;  
 $W$  – влажность;  
 $z$  – вертикальная координата;  
 $\alpha$  – опытный коэффициент;  
 $k$  – проницаемость;  
 $\lambda$  – коэффициент теплопроводности;  
 $\mu$  – вязкость;

$\rho$  – плотность;  
 $\vartheta$  – объемный поток;  
 $O$  – дебит;  
 $\Pi$  – производительность подземного газогенератора;  
 $\mathcal{E}$  – эффективность канала газификации;

### Индексы нижние:

$cd$  – кондуктивный;  
 $cv$  – конвективный;  
 $o$  – суммарный;  
 $sk$  – скважина;  
 $атм$  – атмосферное;  
 $в$  – воздух;  
 $г$  – газ;  
 $п$  – пород;  
 $пв$  – подземные воды;  
 $у$  – уголь;  
 $уг$  – углерод;  
 $уг. комп.$  – углесодержащие компоненты;  
 $уп$  – угольный пласт.

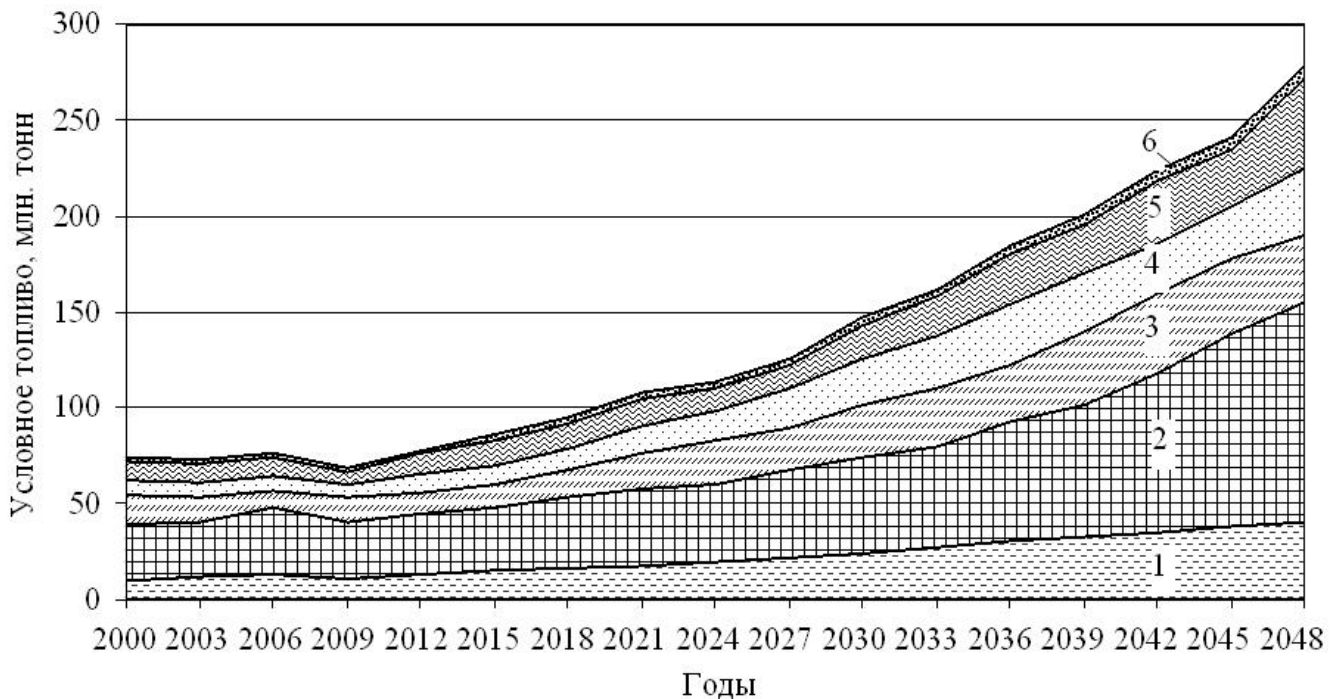
### Введение

По оценкам ведущих нефтегазовых компаний, начало XXI века ознаменовалось значительным увеличением доли угля в топливно-энер-

гетическом балансе Украины и ряда стран мира (рис. 1). Рост его потребления был вызван, с одной стороны, ограниченностью запасов нефти и природного газа, а также перемещением разрабаты-

ваемых месторождений в труднодоступные районы, с другой стороны, проблемами безопасности атомных электростанций и высокими затратами на захоронение радиоактивных отходов [1]. Вместе с тем, увеличение добычи и переработки угля традиционными способами привело к превращению угледобывающих регионов в зоны экологического бедствия. Так, работа небольшой угольной электростанции мощностью 200 МВт сопровождается ежегодным выбросом в атмосферу 100 тыс. т твердых частиц, 15 тыс. т сернистых соединений и 2 тыс. т окислов азота.

Расширение сферы использования угольных ресурсов возможно путем их преобразования на месте залегания в экологически более чистый газообразный энергоноситель. Наиболее технически освоенным процессом такой переработки является подземное сжигание угля (ПСУ). Однако, несмотря на почти вековой научно-промышленный опыт развития, оно до сих пор не получило широкого распространения ввиду значительного рассеивания вырабатываемой тепловой энергии в породном массиве [2].



**Рис. 1. Прогноз потребления энергии Украиной за счет: 1 – 6 топливных масел, природного газа, теплоносителей, электричества, угля и биомассы соответственно.**

**Постановка задачи**

Для повышения КПД данной геотехнологии (отношение используемого тепла к теплоте сгорания топлива) в работе [3] уже была установлена возможность отбора части тепловой энергии поступающей из реакционного канала в покрывающие его породы. Кроме того, об этом свидетельствуют результаты крупнейшего научно-промышленного эксперимента по ПСУ на участке Роки Маунтин в США [4]. Однако для практических расчетов количества и выбора рациональной схемы извлече-

ния накапливаемой тепловой энергии необходима детальная характеристика возникающего теплового потока и оценка влияния на него горно-геологических условий разрабатываемого угольного участка. В связи с чем, целью данной работы является установление динамики формирования теплового поля вокруг подземного газогенератора и возможности отбора нагреваемых им подземных вод для теплоснабжения гражданских и промышленных объектов.

Подготовка угольного участка к подземному

сжиганию начинается с бурения нагнетательной и газоотводящей скважины. Для взаимодействия угля с дутьем в пласте между скважинами создается реакционный канал, при образовании которого применяют фильтрационную, гидроразрывную, электрическую и буровую сбойки. После сбойки скважин происходит поджиг угля и подача химических реагентов (воздуха, кислорода или водяного пара) в виде дутья через нагнетательную скважину. Участок угольного пласта, где ведется сжигание (подземный газогенератор), условно можно разделить на четыре зоны, которым соответствуют различные реакции горения, и на которых основан процесс ПСУ (рис. 2). Образованный в результате горения газ по продуктивной скважине выводится на поверхность и через трубопровод попадает в установки для охлаждения и очистки. Утилизация его физического тепла производится в теплообменниках, работающих в широких диапазонах: высоко (800...600 °С), средне (600...400 °С) и низкотемпературном (400...150 °С).

Согласно приведенной технологической схеме разработки и геологического строения угольных месторождений теплообменная система подземного газогенератора состоит из трёх пластов, имеющих непосредственный контакт друг с другом. В процессе сжигания нижнего угольного пласта часть тепла расходуется для перехода в горючие компоненты, другая часть поступает во вмещающие породы. Так как нагретые продукты горения значительно легче дутьевых компонентов, подающихся в реакционный канал, то при сжигании они будут занимать верхнюю часть выгазованного пространства, создавая там наиболее высокую температуру. Таким образом, почва водоупора над угольным пластом подвергается наибольшему термическому воздействию. Этот пласт прогревается над реакционным каналом в период сжигания угля и остывает после прекращения дутья. Водоносный пласт сверху нагревается под воздействием теплового потока, проходящего через кровлю нижележащего водоупора.

### *Математическая модель.*

В оценке геотехнологии важно определить долю тепловой энергии, поступающей через водоупор в водоносный пласт, которую возможно

отобрать путём откачки нагретой воды. При этом интенсивность подогрева подземных вод и мощность теплового потока напрямую зависят от объема саженого угля, и следовательно, от дутья, поданного в реакционный канал. Необходимое количество воздуха ( $m^3$ ) для газификации 1 кг угля определяется по эмпирическому соотношению [5]:

$$V_B = \alpha \frac{0,001Q_y + 25,1W_y}{418}. \quad (1)$$

Производительность подземного газогенератора характеризуется объемом отработанного угля за определенный промежуток времени, и может быть записана в следующем виде

$$\Pi = \frac{D}{V_B \cdot \rho_y}. \quad (2)$$

Выход газа с 1 кг угля составит

$$V_{\Gamma} = \frac{1}{V_y}, V_y = \frac{12 \sum C_{\text{уг.комп.}}}{22,4 \cdot C_{\text{уг}}},$$

$$\sum C_{\text{уг.комп.}} = \%CO_2 + \%CO + \%CH_4. \quad (3)$$

Принудительное нагнетание в газогенератор дутья дополнительно создаст вертикальный градиент давления, являющийся основной причиной конвекции в покрывающих породах [6]. При этом суммарный тепловой поток идущий от канала газификации на нагрев водоупора будет равен

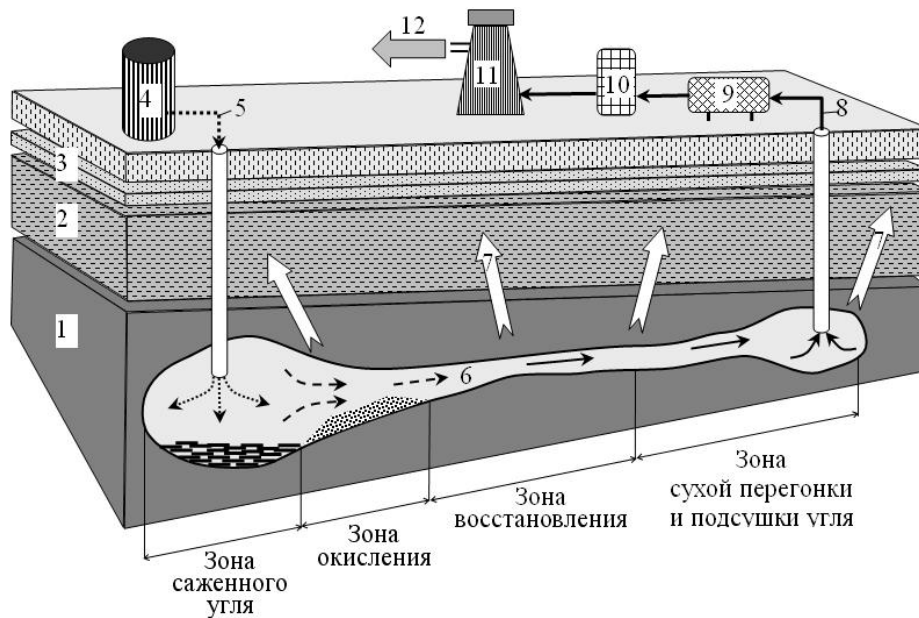
$$q_0(t) = q_{cd}(t) + q_{cv}(t). \quad (4)$$

Считаем, что теплофизические свойства пород водоупора не зависят от водообмена в вышележащем пласте.

Площади конвективного и кондуктивного теплообмена изменяются с течением времени по мере развития реакционного канала и сжигания угля. Согласно данным вскрытия подземных газогенераторов на Шахтинской и Лисичанской станциях "Подземгаза", теплофизические и геометрические параметры канала не постоянны, а связь между пустотами в нем носит местный и ограниченный характер [7]. Это связано с тем, что первоначально созданный канал в процессе газификации постоянно расширяется, приближаясь к кровле и подошве угольного

пласта. В результате этого в выгазованное пространство попадают не только угольные, но и породные стенки. Далее сечение канала продолжает увеличиваться и, достигнув предельных

величин, уменьшается вследствие обрушения породной кровли. Затем картина изменения сечения канала повторяется вновь.



**Рис. 2. Горно-энергетический модуль подземного сжигания угля:**

**1 – угольный пласт; 2 – водоупорные породы; 3 – водоносный горизонт; 4 – компрессор; 5 – дутье; 6 – подземный газотеплогенератор; 7 – тепловой поток в покрывающие породы; 8 – продуктивный газ, 9, 10 – соответственно оборудование для механической и химической очистки газа; 11 – теплообменник; 12 – тепловая энергия.**

Учитывая, что в горно-геологических условиях угольных месторождений Украины сжиганию подвергаются пласты мощностью менее 1 м, реакционный канал относительно быстро достигнет их кровли и подошвы. Дальнейшее развитие выгазованного пространства будет происходить по всей мощности пласта в ширину. Его площадь может быть осреднена по времени с учетом удельной эффективности работы канала газификации [8].

$$\Theta = \frac{F_{уп}}{l_{уп}}$$

Конвективный тепловой поток, поступающий через водоупор в водоносный горизонт, определяется по формуле

$$q_{cv} = g_{\Gamma} c_{\Gamma} \rho_{\Gamma} (T_{\Gamma} - T_{пв}), \quad g_{\Gamma} = \frac{\kappa_{п}}{\mu_{\Gamma}} \cdot \frac{P_{\Gamma}^2 - P_{атм}^2}{2P_{атм} \cdot H} \cdot S_{cv}. \quad (5)$$

Принимается, что давление газа одинаково в объеме полости. При высокой скорости филь-

трации газа, достигающей нескольких мм/с, конвективный тепловой поток в течение суток поступает в водоносный горизонт. При этом нагревается небольшой объем вокруг трещин, а основная масса пород водоупора прогревается вследствие кондуктивного переноса тепла.

Пусть  $\chi = q_{cv}/q_o$  – доля конвективного потока в общем потоке тепла через водоупор. Оставшаяся часть тепла  $(1 - \chi) q_o$  поступает в вышележащие породы кондуктивным путем. Оценки показывают, что  $\chi$  не превышает несколько процентов даже при значительном увеличении проницаемости водоупора.

Кондуктивный поток тепла поступает в водоупор на разных участках по мере продвижения огневого забоя. В соответствии с принятой дискретизацией времени на всех участках подошвы водоупора над газогенератором в численных расчетах задается тепловой поток,

соответствующий среднесуточному значению  $q_{cd}$ , причем для всех моментов времени  $q_{cd} = (1 - \chi)q_0$ .

Кондуктивный тепловой поток пространственно распределяется по подошве водоупора. Для каждого  $j$ -го участка, где происходило поступление тепла с момента  $t_i$ ,  $q_{cd}$  можно задать ограничения:

$$q_{cdj} = \begin{cases} q_j, & t_i < t < t_{i+1}, \\ 0 & t < t_i, t > t_{i+1}. \end{cases} \quad (6)$$

Температура в слое водоупора над каждым участком суточного поступления тепла рассчитывается по формуле

$$T_j(z, t) = T_o + q_j(T(z, t) - T(z, t - t_s)), \quad (7)$$

$$T(z, t) = \frac{2}{\lambda_{\Pi}} \sqrt{a_{\Pi}} t \operatorname{ierfc} \frac{z}{2\sqrt{a_{\Pi}} t}. \quad (8)$$

Формула (8) представляет собой аналитическое решение уравнения теплопроводности в однородной полуограниченной области, на границе которой задан постоянный единичный тепловой поток [7].

Тепловой поток на кровле водоупора можно определить по формуле

$$q_{cd,w}(t) = S_{cd} \lambda_{\Pi} \cdot \left. \frac{\partial T(t)}{\partial z} \right|_{z=m_0}. \quad (9)$$

Суммирование выражений (9) по всем участкам пространственной дискретизации определяет общий кондуктивный поток, поступающий в пласт.

Расчет теплового потока с использованием решения (8) несколько занижает реальное поступление тепла в проницаемый пласт. Фактически отбор тепла фильтрационным потоком снижает температуру на подошве пласта и увеличит отток тепла из водоупора. Однако этот эффект будет незначительным ввиду небольшой разницы, температур нагретой воды и ее фоновой (естественной) температуры в пласте.

Отбор тепла, поступающего в водоносный горизонт, возможен через откачивающую скважину, расположенную в водоносном пласте вблизи канала газификации. Предположим, что весь поток условно мгновенно затрачивается на нагрев воды поступающей в скважину, и она сразу же удаляется из пласта. Тогда температура воды в скважине может быть рассчитана

по формуле

$$T_{sk}(t) = T_{\PiВ} + \frac{q_{cd}(t) + q_{cv}(t)}{c_{\PiВ} \rho_{\PiВ} O_{sk}(t)}. \quad (10)$$

Более точная оценка величины  $T_{sk}$  может быть дана на основе численного моделирования теплопереноса в проницаемом пласте с учетом вертикального расположения скважины и динамики поступления тепла.

### Метод решения и исходные данные.

Сопоставительные расчеты по формулам (1) – (10) были выполнены в программной среде Mathcad для горно-геологических условий участка «Ольхово нижнее», расположенного в пределах Чистяково-Снежнянского угленосного района Донецкого бассейна. Каменноугольные отложения данной территории представлены смоляниновской свитой ( $C_2^3$ ), в разрезе которой между обрабатываемыми угольными пластами  $h_8$  и  $h_{11}$  развиты несколько нерабочих угольных пластов ( $h_9, h_{10}^n, h_{10}^1$ ) с углами падения от 10 до 30° [9]. Данные пласты имеют простое строение, повсеместное распространение в пределах выделенного участка и относятся к антрацитам. Для свиты  $C_2^3$  характерно развитие обводненной толщи «бабаковских» песчаников  $h_{10}Sh_{11}$  мощностью 50...60 м, залегающих выше угольного пласта  $h_{10}^1$ . В пределах этой толщи подземные воды имеют гидрокарбонатно-кальциевый состав с минерализацией до 3 г/л и не используются для питьевого водоснабжения. Учитывая требования, предъявляемые к угольным пластам, обрабатываемым способом ПСУ [2, 5] и фактические данные о строении участка, можно считать, что на данной территории оптимальным будет разработка угольного пласта  $h_{10}^1$  с использованием в качестве теплоносителя воды песчаников  $h_{10}Sh_{11}$ .

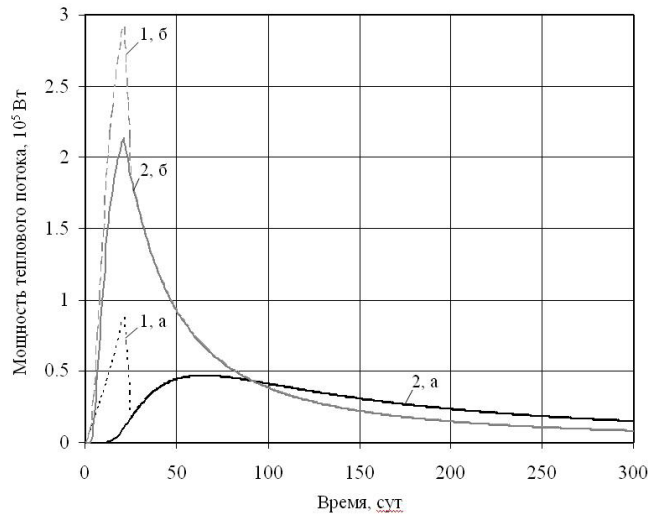
Теплофизические свойства и геотехнологические параметры ПСУ принимались следующими:  $\alpha = 1,1$ ;  $Q_v = 15$  МДж/кг;  $W_y = 35$  %;  $\rho_r = 1,1$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_y = 1000$  кг/м<sup>3</sup>;  $\sum C_{y, \text{комп}} = 39$  %;  $C_{yг} = 65$  %;  $c_r = 1000$  Дж/кг·°С;  $\mu_r = 1,79 \cdot 10^{-5}$  кг/м·с;  $T_r = 900$  °С;  $\kappa = 10...14$  м<sup>2</sup>;  $P_{\text{атм}} = 0,102$  МПа;  $\lambda_{\Pi} = 2,5$  Вт/м·°С;  $T_{\PiВ} = 15$  °С;  $c_{\PiВ} = 4100$  Дж/кг·°С;  $\rho_{\PiВ} = 1000$  кг/м<sup>3</sup>;  $H = 200$  м;  $P_r = 3$  МПа;  $t = 20$  сут;  $D = 1800$  м<sup>3</sup>/час. Площадь теплообмена задавалась как объем выгазованного пространства

при мощности угольного пласта один метр. Тепловой поток, поступающий в породы кровли подземного газогенератора, определялся как разность между теплотой сгорания угля и теплом заключенным в вырабатываемом при этом газе ( $Q_r = 3,33 \text{ МДж/м}^3$ ). Расчеты проводились с шагом по времени в одни сутки.

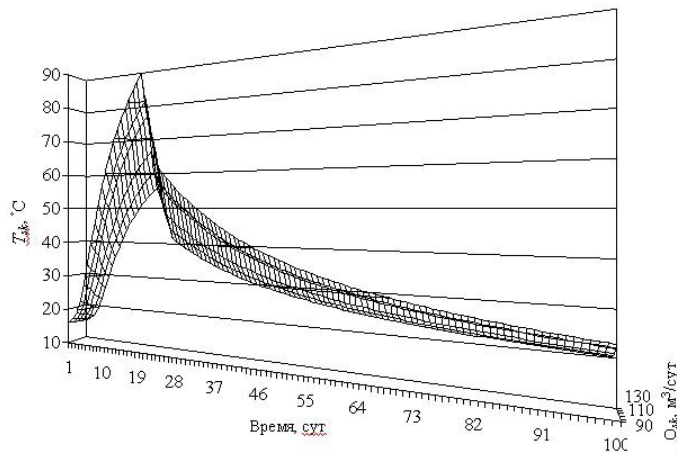
**Результаты моделирования.**

На рис. 3 – 4 приведены результаты расчета суммарного теплового потока поступающего в вышележащий водоносный горизонт и температуры насыщающих его подземных вод в процессе сжигания угольного пласта. Кривые (а) и

(б) получены при различных мощностях водоупора. Анализ показывает, что с увеличением размеров разделяющего слоя количество тепла проникающего в водоносный пласт уменьшается, что очевидно, но доля конвективной составляющей в общем потоке тепла возрастает с 6,5 до 9,3 % при увеличении мощности водоупора с 3 до 7 м соответственно. Температура откачиваемых подземных вод в период сжигания угля доходит до 90 °С и уменьшается с увеличением дебита скважины и мощности водоупорных пород. После прекращения процесса сжигания угля она резко снижается и достигает своих начальных значений спустя 100 сут.



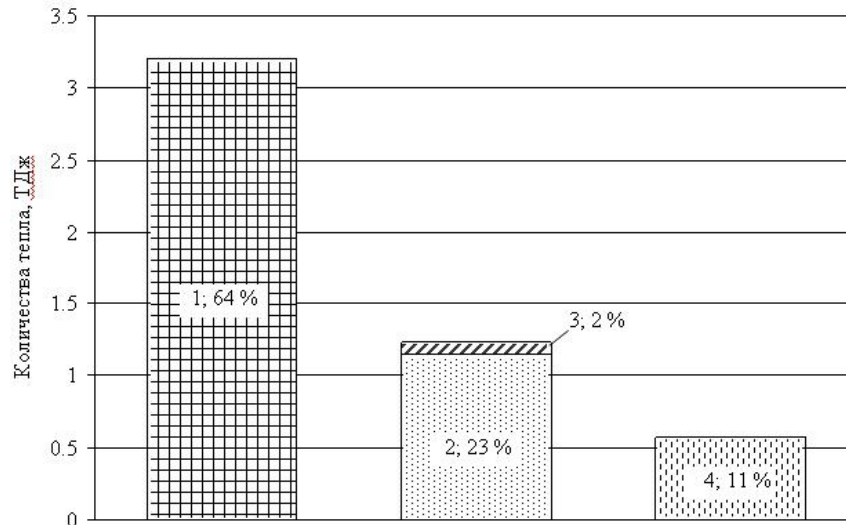
**Рис. 3. Изменение конвективной (1) и кондуктивной (2) составляющей теплового потока, поступающего в водоносный горизонт при подземном сжигании угольного пласта с водоупорными породами мощностью 7 (а) и 3 м (б).**



**Рис. 4. Изменение температуры подземных вод, отбираемых скважиной из водоносного пласта, залегающего над подземным газогенератором.**

На рис. 5 представлен тепловой баланс ПСУ. Анализ диаграмм показывает, что большая часть (64 %) тепла сжигаемого топлива содержится в вырабатываемом газе. На долю физического тепла (попадающего в горный массив) приходятся оставшиеся 36 %. В водоносный горизонт, в зависимости от мощности водоупора (3...7 м), поступает от 18 до 25 % выделяющейся в про-

цессе сжигания тепловой энергии. Остальное физическое тепло поглощается вмещающими породами. Отбор нагретых вод из водоносного пласта позволяет использовать аккумулирующуюся в водоносных породах тепловую энергию и тем самым повысить КПД процесса подземного сжигания до 85 %.



**Рис. 5. Баланс тепловой энергии при подземном сжигании некондиционного угольного пласта участка «Ольхово нижнее»:**

**1 – химическое тепло, заключенное в газе ПСУ; 2 - 3 – тепло, поступающее в водоносный горизонт кондуктивным и конвективным путем соответственно;**  
**4 – физическое тепло, поглощенное породным массивом.**

**Цифрами показана доля тепла от общей теплоты сгорания топлива в процентах.**

### **Выводы.**

Разработана модель теплопереноса в породах кровли подземного газогенератора при сжигании угольного пласта. Используемые при тестировании модели горно-геологические и теплофизические параметры соответствуют условиям реального угольного участка, пригодного для отработки способом подземного сжигания. Выполненные расчеты позволили оценить роль конвективной и кондуктивной составляющей теплового потока в нагреве подземных вод вышележающего водоносного горизонта. По результатам моделирования установлены количественные показатели уменьшения величины потока и температуры подземных вод с увеличением мощности водоупорно-

го слоя и дебита эксплуатационной скважины. Тепловой баланс ПСУ показал, что в водоносном пласте накапливается от 18 до 25 % тепла, выделяющегося при сжигании угля. Это позволяет существенно нагреть (до 90 °С) насыщающие его подземные воды, использовать их для теплоснабжения зданий и повысить КПД подземного сжигания до 85 %.

Дальнейшее развитие данной модели целесообразно путем повышения ее адекватности реальной геотехнологической схеме, которая предполагает одновременную закачку и отбор воды разной температуры через систему нескольких скважин. Кроме того, необходима оценка экономической эффективности использования тепловой энергии водоносных горизонтов при ПСУ на основе результатов моделирования.

## ЛИТЕРАТУРА

1. *Тополов В.С.* Угольная отрасль Украины: энергоресурсы, ретроспектива, состояние, проблемы и стратегия развития / В.С.Тополов, Б.А.Грядущий, С.Я.Петренко. – Д.: ООО «Алан», 2005. – 408 с.
2. *Крейнин Е.В.* Нетрадиционные термические методы добычи трудноизвлекаемых топлив: уголь, углеводородное сырье / Е.В. Крейнин. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 302 с.
3. *Садовенко И.А.* Миграция и теплоперенос вокруг подземного газогенератора: Монография / И.А. Садовенко, А.В. Инкин, С.В. Жолудев. – Днепропетровськ: «Грани», 2012. – 282 с.
4. *Lindblom S.R.* Rocky Mountain 1 Underground Coal Gasification Test Hanna, Wyoming Groundwater Evaluation. Final Report June 10, 1988 - June 30, 1993 / S.R. Lindblom, V.E. Smith. – 1993. – 84 p.
5. *Теория и практика* термохимической технологии добычи и переработки угля: Монография / [под ред. О.В. Колоколова]. – Днепропетровск: НГА Украины, 2000. – 281 с.
6. *Аренс В.Ж.* Контроль и управление процессом подземной газификации угля / В.Ж. Аренс, И.М. Бирман // Геотехнология топливно-энергетических ресурсов: Сб. науч. тр. – К.: Наук. Думка, 1986. – С. 220 – 230.
7. *Ариненков Д.М.* Подземная газификация угля / Д.М. Ариненков, Л.М. Маркман. – Сталино: Сталино-Донбасс, 1960. – 96 с.
8. *Гончаров С.А.* Термодинамика: Учебник / Гончаров С.А. – М: Издательство Московского государственного горного университета, 2002. – 440 с.
9. *Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР.* Т. 1. Угольные бассейны и месторождения юга Европейской части СССР / [Лагутина В.В., Левенштейн М.Л., Попов В.С. и др.]; под ред. И.А. Кузнецова. – М.: Госгеолтехиздат, 1963. – 1210 с.



## PROSPECTS OF USE OF THERMAL ENERGY IN AQUIFERS UNDERGROUND BURNING OF COAL

Sadovenko I.A., Inkin A.V.

State HEI «National Mining University» of the Ministry of education and science of Ukraine, Karl Marx Av., 19, Dnipropetrovs'k, 49600, Ukraine

**Key words:** underground coal combustion, thermal energy, underground water.

**Purpose.** Installing the dynamics of formation of a thermal field around underground gas generator and the possibility of withdrawal of ground water are heated to heat buildings.

**Methods.** Developed and applied methods based on numerical modeling of convective and conductive heat flow component that penetrates from the reaction channel in the aquifer which lies above. Verification of the model made for the geological conditions of the site «Olho bottom», located within Chistyakovo-Snizhne carboniferous region Donetsk basin.

**Results.** The estimates varying the heat flux and temperature in groundwater depending on capacity impermeable layer deterioration. Based on numerical analysis found that by the end of working coal aquifers in the array can accumulate more than 60 % of the heat that enters the host rocks. The selection of the heated water will enhance the efficiency of POC to 85 %.

References 9, figures 5.

1. *Topolov V.S.* The Ukrainian coal sector: energy, retrospection, status, problems and development strategy /V.S.Topolov, B.A.Gryaduschiy, S.Ya.Petrenko.– Donetsk: OOO «Alan», 2005. – 408 p. (Rus.)

2. *Kreinin E.V.* Unconventional thermal methods of extraction of unconventional fuels: coal, hydrocarbons / E.V. Kreinin. – Moscow: OOO «IDC Gazprom», 2004. – 302 p. (Rus.)

3. *Sadovenko I.A.* Migration and heat transfer around underground gas generator: Monograph / I.A. Sadovenko, A.V. Inkin, S.V. Zholudev. – Dnipropetrovs'k: «Grani», 2012. – 282 p. (Rus.)

4. *Lindblom S.R.* Rocky Mountain 1 Underground Coal Gasification Test Hanna, Wyoming Groundwater Evaluation. Final Report June 10, 1988 - June 30, 1993 / S.R. Lindblom, V.E. Smith. – 1993. – 84 p. (En.)

5. *Theory and practice* of thermo-chemical technology of booty and processing of coal: Monograph/[ed.O.V.Kolokolov].–Dnipropetrovs'k: Natsionalnaya gornaya akademiya Ukrainyi, 2000. – 281 p. (Rus.)

6. *Ahrens V.Zh.* The control and management of the process of underground coal gasification / V.Zh. Arens, I.M. Birman // Geotehnologiya toplivno-energeticheskikh resursov: Sb. nauch. tr. – Kiev: Nauk. Dumka, 1986. – P. 220 – 230. (Rus.)

7. *Arinenkov D.M.* Underground coal gasification / D.M. Arinenkov, L.M. Markman. – Stalino: Stalino-Donbass, 1960. – 96 p. (Rus.)

8. *Goncharov S.A.* Thermodynamics: Tutorial / Goncharov S.A. – Moscow: Izdatelstvo Moskovskogo gosudarstvennogo gornogo universiteta, 2002. – 440 p. (Rus.)

9. *Geology of deposits* of coal and pyroshales of the USSR. Vol. 1. Coal pools and deposits of south of European part of the USSR / [Lagutina V.V., Levenshteyn M.L. and Popov V.S.]; ed. I.A. Kuznetsov. – Moscow: Gosgeoltekhizdat, 1963. – 1210 p. (Rus.)

Получено 11.01.2016  
Received 11.01.2016