

Т.І. Римар, Д.С. Дюмін  
Національний університет “Львівська політехніка”,  
кафедра теплотехніки та теплових електричних станцій

## ВИКОРИСТАННЯ ВИСОКОТЕМПЕРАТУРНИХ КАТАЛІЗАТОРІВ У ВНУТРІШНЬОЦИКЛОВИХ УСТАНОВКАХ ГАЗИФІКАЦІЇ ТВЕРДОГО ПАЛИВА ПГУ

© Римар Т.І., Дюмін Д.С., 2013

Наведено метод збільшення горючої складової палива в існуючих процесах внутрішньоциклової газифікації вугілля шляхом зменшення утворення сажі. Проаналізовано отримання заміни природного газу, як висококалорійного палива, яке можна спалювати в камерах згорання ГТД на базі пиловугільних ПГУ без реконструкції існуючих установок. Напрямок використання отриманого вихідного продукту зумовлений високим ступенем ефективності роботи парогазових установок та їх підвищеною маневреною здатністю.

**Ключові слова:** пиловугільні ПГУ, газифікація вугілля, метанування.

Was given the method of increasing a fuel component of a propellant in the existing integrated gasification processes by reducing the phenomenon of soot formation. The specified aim of the process - is a substitute of a natural gas as of high fuel that can burn in the combustion chamber gas turbine engines without reconstruction of existing CCP facilities. The direction of the received product dues to high degree of efficient combined-cycle plants and their high maneuverability capability.

**Key words:** combined cycle plant with coal dust, coal gasification, methanation.

### Постановка проблеми

Україна не має достатньо розвіданих запасів природного газу для задоволення потреб енергетичної галузі. Натомість існує достатньо потужний потенціал вугільної складової паливно-енергетичного комплексу, якого, за сучасного рівня видобування, вистачить на 300 – 400 років [1]. Пиловугільні теплові електростанції є технічно недосконалими порівняно з парогазовими установками, оскільки за рахунок бінарності процесу генерування енергії у ПГУ, їх коефіцієнт корисної дії на 15 – 20 % нижчий. В енергетичних ГТД у якості палива використовується природний газ, всі спроби використовувати для спалювання пиловугільну суміш призводять до інтенсивного шлакування камер згорання та ерозійного зношування лопаток турбін. Тому використання твердого палива у цих схемах можливе лише за його попередньої газифікації.

Сумісна з циклом ПГУ схема газифікації твердого палива полягає у його термічному перетворенні в суміш газів (горюча складова: CO, H<sub>2</sub>). Далі отримані гази очищають від агресивних домішок (сірчисті сполуки). Для підтримання надійності роботи низькотемпературних каталізаторів метанування переважно використовують “холодний” метод очистки з високим ступенем вловлювання сірчистих сполук. Після цього, відбувається нагрівання суміші газів до температури 260 – 300 °C та конверсія за монооксидом вуглецю з подальшим охолодженням перед впуском газів у метанатор.

Багатостадійність процесу призводить до зростання енергозатрат на власті потреби установки загалом. Тому ККД нетто пиловугільних ПГУ на 15 – 20 % нижчий, ніж ПГУ, які працюють на природному газі [1]. Отже, питання про доцільність використання таких установок є актуальним і потребує свого вирішення.

### Аналіз останніх досліджень

Існуючий процес газифікації в газогенераторах є змішаним, тому що підведена ззовні волога бере участь у процесі газоутворення. Відповідно до цього можна вважати, що в активній зоні газогенератора відбуваються такі реакції:

1) у кисневій зоні (зоні горіння) – окислення вуглецю палива з утворенням вуглекислого газу та окису вуглецю:



2) у відновній зоні, що межує із зоною горіння і нагрівається теплом гарячих газів, які проходять крізь неї – відновлення чадного газу CO і реакції утворення генераторного газу:



Відновлювальні процеси починаються лише в зоні горіння. Точно встановити цю межу між зоною горіння і зоною відновлення практично неможливо. Тому обидві зони зазвичай об'єднують під загальною назвою активної зони газифікації або активного шару палива, маючи на увазі під цим ту частину шару, в якій відбуваються реакції (1) – (5). Сухий газ, що виходить із зони газифікації (тобто без водяної пари) складається з вуглекислого газу CO<sub>2</sub>, оксиду вуглецю (II) CO, водню H<sub>2</sub>, а також азоту повітря N<sub>2</sub>.

На склад газу істотний вплив мають продукти сухої перегонки палива, причому ступінь впливу залежить від сорту палива і типу газогенератора [2].

В існуючих схемах метанування газ після очистки нагрівається для подальшого конвертування за CO. Отримується суміш з об'ємним відношенням CO : H<sub>2</sub> – 1:3, яке необхідне для синтезу метану:



Реакція є екзотермічною з великим тепловим ефектом. Широко використовується охолодження потоку газів після метанатора з утворенням пари середнього тиску, яка скидається у регенеративні підігрівачі живильної води нижнього циклу ПГУ.

Отриманий замінник природного газу спалюється в камерах згорання газотурбінних двигунів.

Якщо є потреба у повноцінному заміннику природного газу, то здійснюється абсорбція CO<sub>2</sub>. Тоді отриманий газ має теплоту згорання 33 – 35 МДж/нм<sup>3</sup> з вмістом CO: 0,03 – 0,08 % та H<sub>2</sub>: 0,6 – 1 % [3].

Для надійної роботи низькотемпературного каталізатора метанування, отриманий генераторний газ очищують від сірчистих сполук. Але за охолодження нижче від температури 700 °С, деяка частина його сполук втрачається з утворенням технічного вуглецю [4]:



### Постановка завдання

Запропонувати метод збільшення горючої складової палива в наявних процесах внутрішньоциклової газифікації вугілля, який полягає у зменшенні кількості утвореного побічного технічного вуглецю, за рахунок використання високотемпературних каталізаторів метанування типу MCR – 2X.

### Виклад основного матеріалу

Внаслідок перебігу реакції (7) на стінках теплообмінних поверхонь нашаровується сажа (технічний вуглець). З цим і пов'язані втрати горючої складової палива, тобто монооксиду вуглецю та водню, зі збільшенням баласту – сажі. На перший погляд, це паливо можна ефективно

використати в ПГУ (враховуючи фізичну теплоту паливної суміші), оминаючи стадію метанування. Однак, якщо порівняти теплоту згорання замітника природного газу із продуктами газифікації пісного вугілля Донецького басейну (табл. 1) [1], то вона зростає у 2,87 разу за рахунок збільшення вмісту метану.

Збільшення температури продуктів газифікації лімітується умовами роботи низькотемпературних каталізаторів (переважно сполуки на основі оксидів нікелю, які нанесені на корундовий стрижень), верхній температурний рівень яких не перевищує 250 °С. Також існують великі проблеми з так званим “отруєнням” його поверхні агресивними сполуками сірки, що призводить до дезактивації каталізатора, тобто втрати його властивостей.

#### Склад газоподібного палива після газифікації та метанування для пісного вугілля

Показник	Газифікація	Метанування
Склад газу, %		
H <sub>2</sub>	37,8	0,6
CO	41,3	0,02
CO <sub>2</sub>	16,7	21,0
CH <sub>4</sub>	1,0	77,1
N <sub>2</sub>	2,8	3,2
H <sub>2</sub> S + COS	0,4	–
Теплота згорання, кДж/м <sup>3</sup>	9660	27750

Каталізатор типу MCR – 2X належить до високотемпературних та здатний працювати за температур 700 °С [5]. Після газифікації пісного вугілля Донецького басейну, як це видно з таблиці, складова сірчистих сполук не перевищує 0,4 %, що дозволить очистити потік генераторного газу без попереднього охолодження. Це призведе до мінімізації утворення технічного вуглецю, тобто до збільшення частки метану у складі вихідного газу після метанування. Крім того, є можливість отримання додаткової теплової енергії, що надходитиме з фізичним теплом генераторного газу. Це збільшить парову продуктивність установки загалом, тобто зменшить кількість регенеративних відборів у паровій турбіні.

Більшість наявних інтегрованих установок газифікації мають декілька метанаторів, які об'єднані каскадом. Відбирають теплоту від гарячих газів вже після кожного з них, а самі ємності не охолоджують, тому їх ще називають каскадом адіабатичних ємностей. Пропонується використовувати рециркуляцію отриманих газів по першій ємності, задля підвищення вмісту метану вже на початковій стадії метанування (рис. 1). Трубопроводом 1 подається очищений генераторний газ до метанатора *a*) з високотемпературним каталізатором. За допомогою триходового клапана виконується рециркуляція частини генераторного газу 2 на вхід до ємності для підвищення вмісту утвореного метану на перших стадіях процесу. Потім гарячі гази віддають надлишкову теплоту водяній парі, яка утворилася в контурі охолодження 7 і прямує з сепаратора 4. Після цього до роботи долучається другий високотемпературний метанатор. На виході газ істотно охолоджується для нормальних умов функціонування низькотемпературного каталізатора в ємності *б*).

Контур охолодження являє собою теплообмінні поверхні з перехресним режимом руху теплоносіїв. У теплообміннику *б* нагрівається вода до температури насичення, в *5* – випаровується. Сепаратор потрібен для фазового розділення теплоносія, тобто на пару та рідкий стан. У теплообміннику *3* пара дещо перегрівається за рахунок екзотермічного характеру реакції метанування (*б*). Варто наголосити, що процес теплообміну в ньому необхідно здійснювати помірно, тобто потік газу не повинен переохолоджуватись нижче ніж 700 °С.

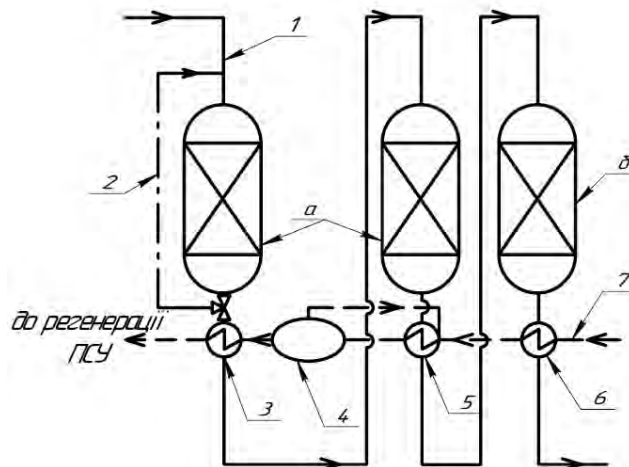


Рис. 1. Схема роботи каскадних адіабатичних ємностей: а) метанатор з високотемпературним каталізатором; б) метанатор з низькотемпературним каталізатором. 1 – трубопровід подачі очищеного генераторного газу; 2 – рециркуляція частини генераторного газу; 3 – теплообмінник; 4 – сепаратор; 5, 6 – теплообмінники; 7 – контур охолодження

Впровадження подібної схеми сполучення метанаторів з контуром охолодження газів дасть змогу:

1. Застосувати замість високотемпературного каталізатора типу MCR-2X на останніх стадіях дешевшого низькотемпературного аналога. Тобто, потік газу можна буде охолоджувати за переважаючого вмісту метану у суміші з мінімальною кількістю утвореного технічного вуглецю;

2. Схема використання надлишкової теплоти газу метанування спрощується, оскільки замість змішаного типу теплообміну “газ – вода” утворюється стандартний для утилізаційних технологій режим теплообміну.

Тобто, більша частина метану утворюватиметься на початку процесу, де немає втрат, пов’язаних з побічним утворенням сажі.

Проаналізуємо роботу ПГУ з газовою турбіною ГТЕ-120 [6], котлом-утилізатором П-87 та конденсаційною турбіною К-65-90. Впровадження внутрішньоциклової газифікації твердого палива з утворенням метану призведе до зростання витрати палива на 21 % внаслідок того, що теплотворна здатність замітника природного газу є меншою порівняно з природним газом.

За рівнянням (6) кількість речовини становить 0,49 кмоль, за теплового ефекту хімічного перетворення 206 МДж/кмоль. З врахуванням використання фізичної теплоти потоку газів, загальна теплова потужність, яка відводиться від каскаду адіабатичних ємностей, становить 110 МВт. Тобто отримана кількість теплоти покриває потреби у регенерації паросилової частини аналізованої ПГУ. Але за цих умов з продуктивності замітника природного газу, використання водяної пари контуру охолодження метанаторів в окремому циклі ПСУ є доцільнішим.

### Висновки

Раціональне застосування ПГУ в умовах кон’юнктури ринку енергетичних ресурсів тісно пов’язано з використанням власних викопних палив. Вугілля у паливному циклі подібних установок матиме місце лише за умов його попередньої газифікації та метанування утвореної суміші газів. Зменшення енергетичних витрат на власні потреби досягається зниженням утворення побічних продуктів процесу та стадій теплових перетворень генераторного газу за умови використання високотемпературних каталізаторів. Лише тоді ПГУ зможуть задовольнити потреби незалежності енергетики в сучасних умовах.

1. Степанов А.В. Матусевич Г.Г. Газифікація палив з адсорбційним розділенням повітря та виробництвом замітника природного газу // Енерготехнології та ресурсозбереження. – 2010. –

№2. – С. 13 – 18. 2. Майстренко А.Ю. Топал А.І. Екологічно чисті вугільні технології. – К.: Наукова думка, 2004. – 186 с. 3. Фальбе Ю. Химические вещества из угля. – М.: Химия, 1980. – 516 с. 4. Трошенякін В.Б. Електрохімічна газифікація вугілля // Енерготехнології та ресурсозбереження. – 2009. – №5. – С. 9 – 16. 5. Rostrup-Nielsen J.R. High temperature methanation: Sintering and structure sensitivity // Catalysis. – 2007. – Vol. 330. – P. 134 – 138. 6. Румар Т.І. Дюмін Д.С. Оптимальної температури свіжої пари термодинамічного циклу ПГУ – 182 // ЕРЕС. – 2011. – №3. – С.130 – 131.

УДК 621.311

М.А. Мартиняк, Й.С. Мисак  
Національний університет “Львівська політехніка”

## УЗАГАЛЬНЕНА МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ТЕПЛООВОГО РЕЖИМУ ПРИМІЩЕННЯ ТА СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ БУДИНКУ

© Мартиняк М.А., Мисак Й.С., 2013

**Розв’язано актуальну наукову задачу, що полягає у розробленні математичної моделі теплового режиму приміщення та системи теплопостачання будинку з врахуванням теплообміну на зовнішніх огорожуючих конструкціях та на теплопередаючих поверхнях.**

**Ключові слова:** теплопередача, ізольований трубопровід, кількість теплоти, система теплопостачання, математична модель.

**The paper solved an actual scientific problem that is developing mathematical models of thermal treatment facilities and home heating systems, taking into account heat transfer to the external envelope and the heat transfer surfaces.**

**Key words:** heat, insulated pipe, the amount of heat supply system, the mathematical model.

### Актуальність досліджень

Створення необхідного теплового комфорту в приміщеннях різного призначення, для забезпечення нормальних умов життя і діяльності людини, вимагає виробництва і транспортування великої кількості теплової енергії. Структура забезпечення теплотою житлових будинків в Україні відбувається за рахунок використання природного газу, екологічно чистих палив. Індивідуальні джерела теплоти поступово замінюються котлами іншого, прогресивнішого типу. Проте, цей процес є довготривалим, він вимагає значних фінансових витрат і послідовної проєкологічної політики. Сьогодні режим роботи системи теплопостачання диктується умовами функціонування об’єктів теплоспоживання: змінними втратами теплоти в навколишнє середовище через огорожуючі конструкції будівель, режимом споживання гарячої води населенням та умовами експлуатації технологічного устаткування.

### Мета та задача досліджень

Метою дослідження є розроблення математичної моделі теплового режиму приміщення та системи теплопостачання будинку з врахуванням зовнішніх та внутрішніх параметрів будівель. Задачею є математичне дослідження теплообміну на зовнішніх огорожуючих конструкціях та на теплопередаючих поверхнях.