

ЕНЕРГЕТИКА ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

УДК 621.43.018; 621.438

Підвищення ефективності потужних паротурбінних установок у результаті використання природного газу та кисню**Г. К. Лавренченко**

ТОВ «Інститут низькотемпературних енерготехнологій», а/с 188, Одеса, 65026, Україна

✉ e-mail: lavrenchenko.g.k@gmail.com

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-8239-7587>

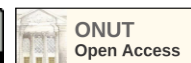
Паротурбінні установки – основа сучасної теплоенергетики. Один із способів підвищення їх ефективності полягає у збільшенні температури робочого тіла перед турбінами за рахунок змішування водяної пари з продуктами згоряння природного газу в чистому кисні. Аналіз цього способу показав, що ефективність такої установки можна суттєво підвищити в результаті використання термохімічної регенерації (ТХР) теплоти природного газу. На підтвердження правильності прийнятих рішень наводилися розрахунки кількох типів паротурбінних установок (ПТУ) К-1200-240. Метою було розгляд та дослідження трьох задач: 1. Зменшити енерговитрати на забезпечення роботи допоміжного обладнання. 2. Зменшити витрати природного газу, кисню, а також кількість діоксиду вуглецю, що виділяється. 3. Досягти більш високої енергоекологічної ефективності застосовуваного способу. Для вирішення першої задачі було максимально знижено енерговитрати на стиснення природного газу та кисню. Для цього кисень компримувався в рідкому стані за допомогою насоса до тиску 24 МПа і потім газифікувався. Для вирішення другої задачі в камерах згоряння стали використовувати кисень та конвертований газ. У зв'язку з цим до складу ПТУ було включено блок каталітичної парової конверсії метану. Використовуваний потік газу ділився на дві частини: більша його частина (80 %) брала участь у конверсії метану, а менша (20 %) – забезпечувала теплотою процес конверсії. З метою підвищення ефективності сучасних потужних ПТУ за рахунок застосування способу збільшення ТХР теплоти проводилася двоступенева конверсія метану для одержання чистого водню, який потім спалюється в камерах згоряння і в конверторі. Для вирішення третьої задачі необхідно отримати у вигляді низькотемпературної рідини діоксид вуглецю, що видаляється з конденсаторів ПТУ, а також з димових газів, що утворилися після спалювання частини газу, який забезпечує теплотою процес конверсії. Останній варіант ПТУ К-1200-240 ТХР може забезпечувати термічний ККД – 65,5 %, а ефективний – 57,6 %, що підтверджує високу ефективність використання газу. Установка також виробить додатковий продукт – рідкий низькотемпературний діоксид вуглецю, що може повністю знизити емісію CO₂ в навколишнє середовище.

Ключові слова: Паротурбінна установка; Природний газ; Кисень; Конвертований газ; Рідкий діоксид вуглецю; Парова конверсія метану; Емісія діоксиду вуглецю; Ефективний ККД; Термохімічна регенерація тепла

doi: <https://doi.org/10.15673/ret.v58i4.2571>

© The Author(s) 2022. This article is an open access publication

This work is licensed under the Creative Commons Attribution 4.0 International License (CC BY)

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>**1. Вступ**

У низці публікацій [1-11] розглядаються різні шляхи підвищення ефективності енергетичних ус-

тановок. Об'єктами досліджень є газотурбінні (ГТУ), паротурбінні (ПТУ) та парогазові (ПГУ) установки. З літературних джерел можна встановити, що ККД ПГУ з ГТУ фірм «General Electric»,

«Siemens», «Westinhaus», АВВ, які розроблені останніми роками і допускають температуру газів перед газовою турбіною на рівні 1400...1500 °С, досягають ККД 58...60 % і вважаються нині найбільш економічними у світі теплоенергетичними установками [3, 7].

У них застосовується природний газ, що володіє високим енергетичним потенціалом і мінімальним вмістом CO₂ у продуктах згоряння, що дозволяє при його ефективному використанні не тільки покращити характеристики установок, але й зменшити викиди діоксиду вуглецю в атмосферу на одиницю палива, що використовується, або на одиницю виробленої електроенергії відповідно до Кіотського протоколу [12].

Сучасні тепло- та енергогенеруючі установки досягли високої технічної досконалості. Аналіз наявної інформації показує, що подальше зростання ефективності установок може забезпечуватися переважно за рахунок організації у схемах термохімічної регенерації (ТХР) теплоти. Вона, як відомо з [8, 9] заснована на використанні властивості органічних палив (наприклад, природного газу) вступати в ендотермічні реакції з H₂O і CO₂, які реалізуються в трубчастому конвертері на нікелевому каталізаторі, що прискорює їх здійснення до термодинамічної рівноваги (визначається температурою і тиском), під впливом теплоти, що надходить ззовні. При цьому відбувається ізобарне термохімічне перетворення вихідного палива в конвертоване.

Конвертований газ широко застосовується в хіміко-технологічних виробництвах одержання технологічних газів, аміаку, метанолу, різних спиртів, карбаміду та багато інших. Основні відомості про реакції, що відбуваються в конвертері, склад і кількість одержуваних конвертованих газів при різних параметрах конверсії в залежності від її типу викладені в [13-15].

У роботі [8, 9] показано, як використати термохімічну регенерацію теплоти в теплосилових установках (ТСУ). Аналіз цієї роботи спонукає технічний пошук технологічних потоків відпрацьованої теплоти з досить високим температурним потенціалом щодо термохімічної регенерації. У [4] наводиться приклад використання потоку теплоти з таким потенціалом можна отримати в перспективних газотурбінних установках, розроблених останніми роками фірмами «General Electric», «Siemens», «Westinhaus», «ABB». У цих ГТУ температура газу перед турбіною становить 1400...1500 °С, температура за турбіною – 565...610 °С. Автори роботи [4] встановили, що робота зі зниженим значенням ступеня розширення в газовій турбіні (10...12) дозволяє за тієї ж початкової температури підвищити температуру відпрацьованих газів до 900 °С. При роботі в базовому режимі в цих ГТУ газ, що відпрацьовує в турбіні, надходить у утилізаційний парогенератор, де виробляють водяну пару, що надходить у парові турбіни (рис. 1,а). Тоді ГТУ перетворюється на ПГУ, та її ККД зростає до 50%.

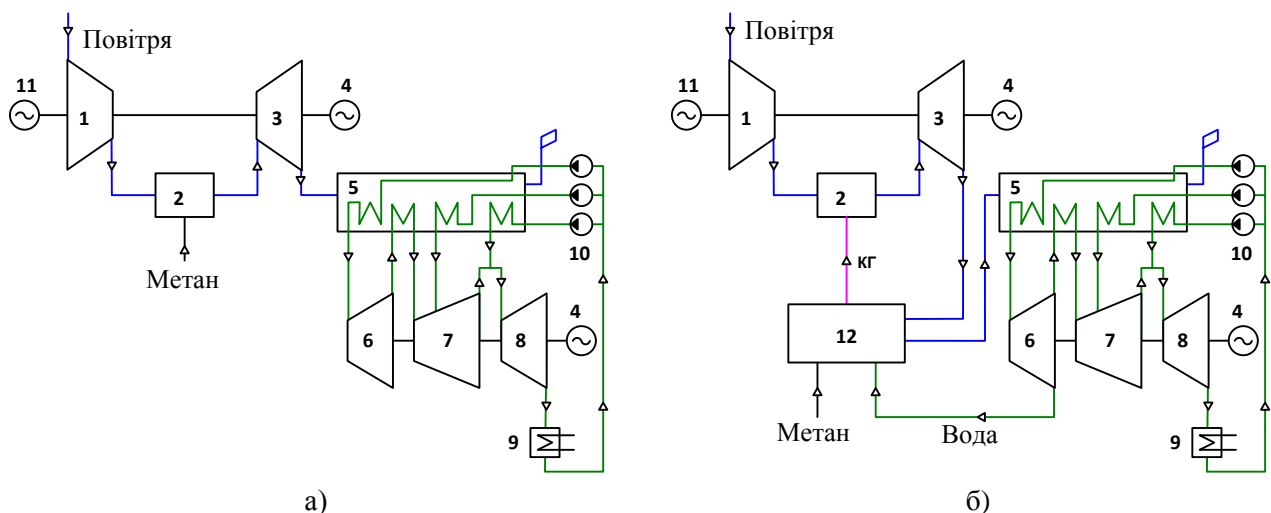


Рисунок 1 – Принципова схема ПГУ: а) стандартна; б) із використанням ТХР теплоти;
 1 – повітряний компресор; 2 – камера згоряння; 3 – газова турбіна; 4 – електрогенератори;
 5 – котел-утилізатор; 6-8 – парові турбіни високого, середнього та низького тисків;
 9 – конденсатор; 10 – насоси живильної води; 11 – пусковий двигун; 12 – конвертер метану

При зниженні ступеня стиснення в компресорі 1 ГТУ з'являється можливість в інтервалі температур 900 ... 650 °С встановити конвертер метану 12, а в інтервалі температур 650 ... 100 °С - утилізаційний парогенератор 5, що виробляє водяну пару двох-трьох тисків (рис. 1, б). Пара надходить у парову турбіну, з якої виробляється її відбір на організацію парової конверсії метану. Таким чином, застосування термохімічної регенерації теплоти в енергетичних установках дозволяє підвищити їх ексергетичний ККД.

Було встановлено, що організація термохімічної регенерації теплоти в ГТУ і ПГУ, зображеної на рис. 1,б, за рахунок теплоти потоку, що виходить із газової турбіни, підвищує ексергетичну цінність конвертованого газу на 20-25% порівняно з метаном. Зроблено також висновок про доцільність застосування пароводяної конверсії метану, яка краща за вуглекислотну з точки зору зменшення парникового ефекту від роботи енергоустановки. Досліджувався вплив співвідношення CH_4 : H_2O у вихідній суміші на ексергетичну цінність конвертованих газів. Для досягнення максимального ефекту це співвідношення має бути в інтервалі 1: (1,5-3,0).

На жаль, використанню ТХР теплоти підвищення ефективності ПТУ не приділялося належної уваги і навіть не розглядалося, хоча установки цього є найбільш потужними енергетичними установками і становлять основу сучасної теплоенергетики. Можливо це було обумовлено низькими параметрами пари перед турбіною (максимальна температура пари в ПТУ не перевищує 550 °С) порівняно з ГТУ та відносно низьким ефективним

ККД (максимальний ефективний ККД кращих ПТУ не перевищує 47%) порівняно з сучасними ПГУ [7, 11, 16]. Також слід враховувати відсутність у них теплового потоку, необхідного для забезпечення процесу конверсії, температура якого має бути вищою за 627 °С.

Застосування ТХР теплоти в ПТУ є дуже актуальним. У дослідженнях використане сучасне технічне рішення [13], що дозволяє підвищити ефективний ККД ПТУ за рахунок зростання температури пари перед турбіною. Воно забезпечується завдяки змішанню продуктів згоряння природного газу в середовищі кисню з перегрітою водяною парою. При використанні ТХР теплоти та цього рішення у схемах ПТУ, можна на основі цього створити високоекономічні установки, що працюють на надкритичних параметрах, які дозволять підняти ККД ПТУ практично до рівня ПГУ.

2. Використання термохімічної регенерації теплоти у ПТУ

З метою підвищення ефективності сучасних потужних ПТУ, за рахунок застосування способу збільшення температури в їх схемах та використання ТХР теплоти пропонується провести двоступеневу конверсію метану для отримання чистого водню, який спалюється потім у камерах згоряння та в конвертері. Продуктом згоряння водню в середовищі чистого кисню є високотемпературна водяна пара, яка поєднується з водяною парою ПТУ, істотно підвищуючи її температуру. При цьому CO_2 у циклі ПТУ не виробляється і тому не потрібні додаткові витрати енергії на його вилучення.

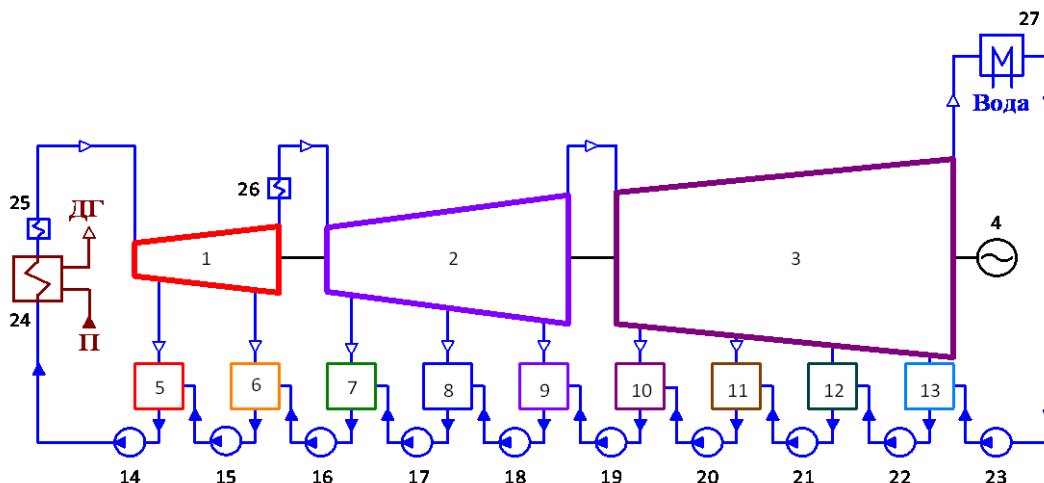


Рисунок 2 – Принципова схема стандартної паротурбінної установки K-1200-240:

П – паливо (мазут); ДГ – димові гази; 1-3 – турбіни високого, середнього та низького тиску; 4 – електрогенератор; 5-13 – регенеративні підігрівачі живильної води; 14-23 – насоси живильної води; 24 – котел; 25, 26 – первинний та проміжний пароперегрівачі; 27 – конденсатор

Однією з найкращих серед ПТУ є установка К-1200-240. Її принципова схема зображена на рис. 2. Водяна пара, отримана в котлі 24, має високий початковий тиск 24 МПа, і перегрівається в первинному пароперегрівачі 25 до температури 540 °С, розширюється в турбіні високого тиску 1 від 24 до 3,6 МПа. Після цього вона перегрівається в проміжному пароперегрівачі до тієї ж температури 540 °С. Потім пара розширюється в турбінах середнього 2 і низького тисків 3 від 3,6 до 0,004 МПа, який підтримується в конденсаторі 27. В установці використовується регенеративний підігрів живильної води парою, що відбирається після часткового розширення в секціях турбін при тисках 6,4; 3,6; 1,85; 0,9; 0,5; 0,26; 0,13; 0,06 та 0,02 МПа. Насоси живильної води 14...23 подають воду через регенеративні підігрівачі 5...13 в котел. Для

спрощення схеми усі підігрівачі показані як апарати змішувального типу.

Основні характеристики ПТУ К-1200-240: потужність 1200 МВт, термічний ККД циклу $\eta_t = 53,3 \%$, ефективний ККД $\eta_e = 47,4 \%$. В установці паливом є мазут.

Звертаючись знову до робіт [1, 13], відзначимо, що в них одним із способів підвищення ефективності стандартної установки К-1200-240 (рис. 1), яка обрана у якості об'єкта досліджень, є використання кисню та природного газу для підвищення температури робочого тіла перед турбінами високого та середнього тисків від 540 до 800 °С за рахунок змішування водяної пари з продуктами згоряння природного газу в чистому кисні. Принципова схема реалізації такого способу представлена на рис. 3.

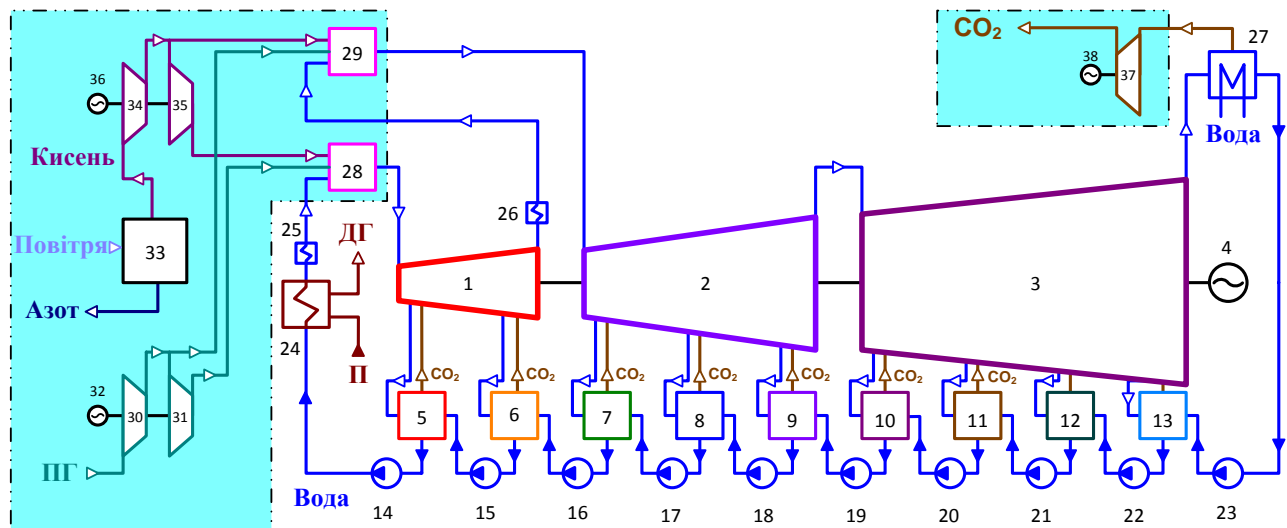


Рисунок 3 – Принципова схема модифікованої паротурбінної установки К-1200-240:

CO_2 – діоксид вуглецю; П – паливо (мазут); ДГ – димові гази; ПГ – природний газ; 1-3 – турбіни високого, середнього та низького тисків; 4 – електрогенератор; 5-13 – регенеративні підігрівачі живильної води; 14-23 – насоси живильної води; 24 – котел; 25, 26 – первинний та проміжний пароперегрівачі; 27 – конденсатор; 28, 29 – камери згоряння високого та середнього тисків; 30, 31, 34, 35, 37 – турбокомпресори; 32, 36, 38 – електродвигуни; 33 – повітророздільна установка

У модифікованій ПТУ (рис. 3) водяна пара, що має початковий тиск 24 МПа, після перегріву в первинному пароперегрівачі 25 до температури 540 °С направляється в камеру згоряння високого тиску 28. У цій камері природний газ, що складається в основному з метану, згоряє в кисні, що отримується в повітророздільній установці (ПРУ) 33. Для подачі в камери згоряння 28 і 29, розташовані безпосередньо перед турбінами високого і середнього тиску, природний газ і кисень стискаються турбокомпресорами 30, 31, 34, 35 до 24. Пара в цих камерах поєднується з продуктами зго-

ряння природного газу. У результаті температура отриманої суміші сягає 800 °С. Ця суміш розширюється в турбіні високого тиску від 24 до 3,6 МПа, потім перегрівається при тиску 3,6 МПа в проміжному пароперегрівачі 26 до температури 540 °С і надходить у камеру згоряння середнього тиску 29. Там відбувається її змішання з додатковою порцією продуктів згоряння природного газу в кисні, які утворюються в цій камері, в результаті чого суміш знову досягає 800 °С. Після цього суміш розширюється в турбінах середнього 2 і низького тиску 3 від 3,6 МПа до тиску конденсації

(0,004 МПа).

У модифікованій установці, зображеній на рис. 3, як і в стандартній (рис. 2), використовується регенеративний підігрів живильної води при тих же значеннях тиску за допомогою робочого тіла, яке відбирається після часткового розширення в турбінах. Діоксид вуглецю, який разом з продуктами згоряння камер високого і середнього тисків 28, 29 потрапляє в робоче тіло установки, виводиться з конденсатора 27 за допомогою компресора 37.

Розглянутий спосіб дозволяє за рахунок підвищення максимальної температури робочого тіла від 540 до 800 °С збільшити термічний ККД циклу на 8,1 % (від 53,3 % до 57,7 %), а ефективний ККД – на 6,4 % (від 47,4 % до 50,4%). Для реалізації способу потрібна велика повітророздільна установка продуктивністю по кисню 233,48 т/год. Побічним ефектом способу, що не знижує його цінності, є отримання додаткової кількості діоксиду вуглецю (160,52 т/год), що вимагає витрат на його переведення в рідкий стан для подальшої утилізації або використання.

Аналіз запропонованої схеми модифікованої паротурбінної установки підтверджує можливість її подальшого вдосконалення. Це можна здійснити за рахунок впровадження в цю схему ПТУ К-1200-240 додаткових конструктивних та технологічних рішень за умови збереження максимальної температури робочого тіла на рівні 800 °С та використання одно- та двоступеневої ТХР теплоти.

З метою підвищення ефективності модифікованої ПТУ К-1200-240 пропонується реалізувати наступне:

1. Зменшити енерговитрати забезпечення роботи допоміжного устаткування.

2. Зменшити витрати природного газу, кисню, а також кількість діоксиду вуглецю, що виділяється.

3. Досягти вищої екологічної ефективності застосовуваного способу.

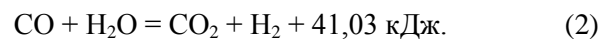
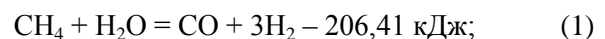
Для вирішення першої задачі необхідно максимально понизити енерговитрати на стиснення природного газу в турбокомпресорах 30, 31 і відмовитися від використання енергоємних турбокомпресорів 34, 35 для компримування кисню (рис. 3). Доцільно використовувати тиск природного газу в магістральному трубопроводі, який коливається в діапазоні 6,5...7,5 МПа. Це дозволить розширювати газ у турбіні природного газу від 7,5 до 3,6 МПа з одночасним виробництвом електроенер-

гії. Тиск 3,6 МПа відповідає тиску перед турбіною середнього тиску. Роботу стиснення природного газу від 3,6 до 24 МПа можна зменшити лише завдяки зниженню його витрати, що є частиною другої поставленої задачі та буде розглянуто далі. Таким чином, за рахунок використання тиску природного газу в магістральному трубопроводі можна зменшити більшу частину витрат,

Кисень необхідно компримувати в рідкому стані за допомогою насоса до тиску 24 МПа, а потім газифікувати. Отриманий при газифікації холодо використовується в повітророздільній установці, а частина газоподібного кисню розширюється в турбіні від 24 до 3,6 МПа, причому робота розширення більша за роботу, витрачену на стиснення рідкого кисню. Внаслідок цього виключаються великі витрати енергії на компримування газоподібного кисню і до того ж виробляється додаткова кількість холоду.

Для вирішення другої задачі необхідно використовувати в камерах згоряння кисень та конвертований газ. У зв'язку з цим потрібно включити до складу паротурбінної установки блок каталітичної парової конверсії метану. Ексергетична цінність отриманого конвертованого палива на 20 % вища за цінність вихідного палива [4, 8, 9, 14-16], завдяки чому знижуються витрати природного газу та кисню, необхідних для спалювання палива. Зменшення витрати газу призводить до зниження вмісту діоксиду вуглецю в продуктах його згоряння, отже, і в робочому тілі ПТУ. Запропоноване рішення дозволяє частково скоротити енерговитрати на виробництво і стиснення кисню, видалення CO₂ з конденсатора і стиснення природного газу.

У процесі конверсії метан окислюється водяною парою за такими основними реакціями:



Реакція (1) відноситься до ендотермічних та вимагає підведення теплоти ззовні. Для цього частина природного газу спалюється з метою підігріву газів, що йдуть на конверсію, та забезпечення теплотою процесу конверсії. Таким чином, потік природного газу, що використовується, ділиться на дві частини: більша його частина (80%) бере участь у конверсії метану, а менша (20%) – забезпечує теплотою процес конверсії.

Реакція (2) є наступною конверсією CO, що утворилася в реакції (1). Користуючись значеннями констант рівноваги реакцій (1) і (2) та вирішуючи спільно рівняння термодинамічної рівноваги реакцій, можна визначити для заданих умов рівноважний склад газової суміші. Значення констант рівноваги та склад газової суміші при паровій конверсії метану наведені у [14].

У табл. 1 вказано рівноважний склад газової суміші при температурі 927 °С, тиску 4 МПа та співвідношенні $\text{CH}_4 : \text{H}_2\text{O} = 1 : 2$ у вихідній суміші. Вказане співвідношення забезпечує максимальну ексергетичну цінність конвертованого газу.

Таблиця 1 – Рівноважний склад газової суміші при паровій конверсії метану

Температура, °С	Тиск, МПа	Склад сухого конвертованого газу % об.				Об'єм H_2O /Об'єм сухого газу
		CO_2	CO	H_2	CH_4	
927	4,0	5,14	16,77	70,88	7,21	0,312

Для вирішення третьої задачі необхідно отримати у вигляді низькотемпературної рідини діоксид вуглецю, що видаляється з конденсатора ПТУ, а також виділяється з димових газів, що утворилися після спалювання частини природного газу, яким забезпечує теплою процес конверсії. Це дозволить уникнути викидів CO_2 у навколишнє середовище та отримати таку ліквідну продукцію, як рідкий низькотемпературний діоксид вуглецю. Для конденсації газоподібного CO_2 його необхідно спочатку осушити від водяної пари в блоці адсорбційного осушення і стиснути до тиску, що перевищує тиск у потрібній точці. Конденсація CO_2 забезпечується за рахунок холоду, отриманого при розширенні газу від 4 до 0,6 МПа.

Найбільш ефективно одержувати з димових газів газоподібний азот поряд з вилученням діоксиду вуглецю та його подальшою конденсацією, як зазначалося у роботах [17, 18]. Такі процеси можуть здійснюватися за допомогою адсорбційно-десорбційних методів розділення димових газів.

Відповідно до викладених вище технічних і технологічних рішень нами була розроблена модифікована паротурбінна установка К-1200-240 з поліпшеними характеристиками, схема якої зображена на рис. 4.

Принцип дії покращеної модифікованої установки полягає в наступному. Природний газ (ПГ) з магістрального трубопроводу при тиску 7,5 МПа розширюється в турбіні 30 до тиску 4,0 МПа, який трохи вище за тиск в камері згоряння 29, і ділиться на два потоки. Один потік у кількості 80 % пода-

ється в трубний простір трубчастої печі 43, попередньо пройшовши вогневий підігрівач 35, в якому він нагрівається до 400 °С, змішавшись з водяною парою в змішувачі 42 для проведення парової конверсії метану. Інший потік у кількості 20 % направляєється в вогневий підігрівач 35 і міжтрубний простір трубчастої печі 43, де згоряє в повітрі, забезпечуючи підігрів вихідних газів і сам процес конверсії необхідною теплою. До цього він розширюється в турбіні 31 до 0,6 тиску МПа і нагрівається в підігрівачі 36. Димові гази (ДГ), що утворилися після згоряння, нагрівають кисень у підігрівачах 51, 52 і направляєються на розділення у вуглекислотну станцію 53, в якій за допомогою процесів адсорбції та десорбції виділяються газоподібні азот і діоксид вуглецю. Діоксид вуглецю стискають до тиску, що перевищує тиск у потрібній точці, конденсують і у вигляді низькотемпературної рідини видають споживачеві. Газоподібний азот осушують у блоці комплексного очищення та осушення і також видають споживачеві або використовують у повітродоздільній установці для збільшення виходу рідкого кисню. Перегріту водянну пару, необхідну для проведення конверсії, отримують з вогневого підігрівача 35, у який подається гаряча вода з регенеративного підігрівача живильної води 6.

З урахуванням цього, було визначено оптимальну температуру конверсії – 927 °С. Висока температура процесу позитивно впливає на температуру конвертованих газів, які направляєються в камеру згоряння.

Конвертований газ (КГ), отриманий після парової конверсії метану в трубчастій печі 43, спрямовується на спалювання в середовищі технічного кисню в камерах згоряння 28 і 29. Так як температура конвертованого газу вища за максимальну

температуру робочого тіла ПТУ, то перед його подачею на спалювання він використовується для підігріву газоподібного кисню перед камерами згоряння. Частина конвертованого газу дотискається компресором 46 до тиску в камері згоряння 28, тобто до 24 МПа. Перед стисненням цей потік додатково охолоджується в холодильнику 45 до тем-

ператури 470 °С для того, щоб температура кінця стиснення не перевищила 800 °С. Теплоту, відведену від конвертованого газу у холодильниках 44 і 45, використовують у підігрівачах 51 і 52 для підігріву газоподібного кисню, що йде на спалювання. Крім цього, для підігріву використовується також теплота димових газів.

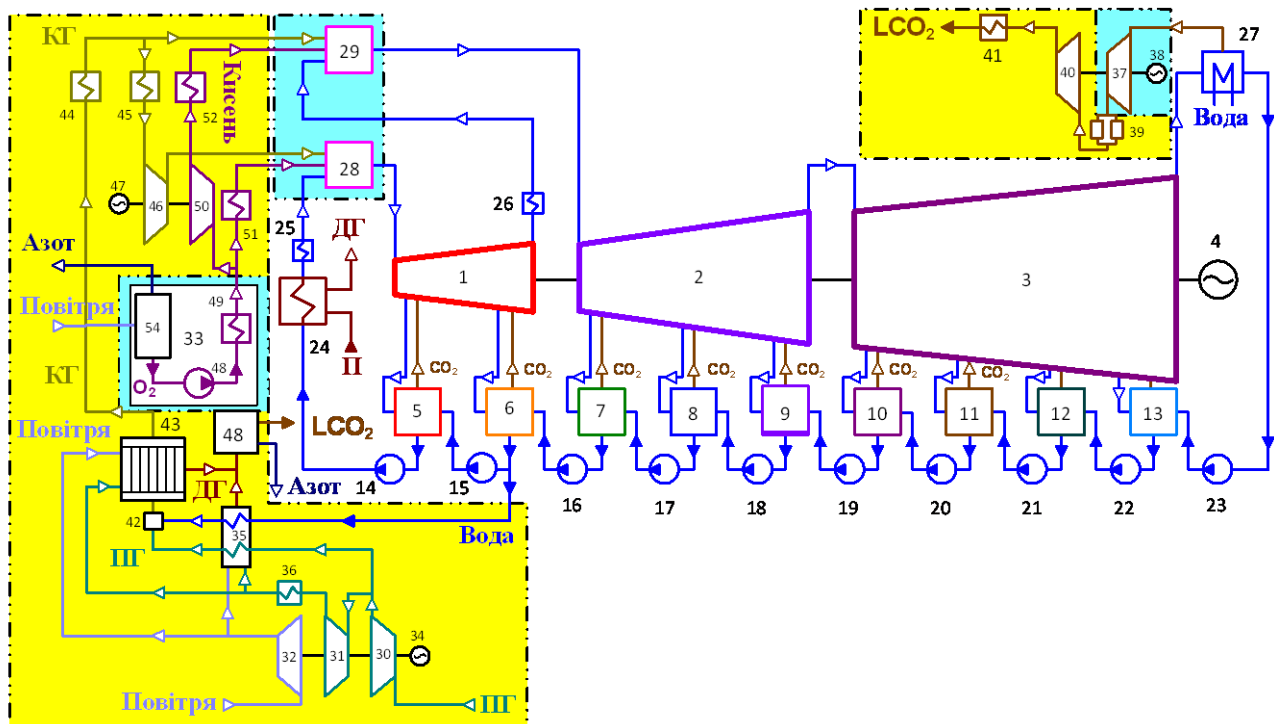


Рисунок 4 – Принципова схема покращеної модифікованої паротурбінної установки К-1200-240:

КГ – конвертований газ; LCO₂ – рідкий низькотемпературний діоксид вуглецю; П – паливо (мазут); ДГ – димові гази; ПГ – природний газ; 1-3 – турбіни високого, середнього та низького тисків; 4, 34 – електрогенератори; 5-13 – регенеративні підігрівачі живильної води; 14-23 – насоси живильної води; 24 – котел; 25, 26 – первинний та проміжний пароперегрівачі; 27 – конденсатор; 28, 29 – камери згоряння високого та середнього тисків; 30, 31, 50 – турбіни; 32, 37, 40, 46 – турбокомпресори; 33 – повітророздільна установка; 35 – вогневий підігрівач; 36, 51, 52 – підігрівачі; 38, 47 – електродвигуни; 39 – блок осушення; 41 – конденсатор CO₂; 42 – змішувач; 43 – трубчаста піч; 44, 45 – холодильники; 48 – насос рідкого кисню; 49 – випарник; 53 – вуглекислотна станція;

Повітророздільна установка 33 виробляє в блоці розділення 54 газоподібний азот і рідкий кисень, який стискається насосом 48 до тиску 24 МПа, підтримуваного в камері згоряння 28. Після випаровування кисню у випарнику 49 частина потоку направляється в турбіну 50 для розширення до тиску 3,6 МПа в камері згоряння 29. Холод, отриманий у випарнику 49, використовується в повітророздільній установці 33. Отримана в турбіні 50 робота витрачається для стиснення частини конвертованого газу в компресорі 46, що знижує навантаження на електродвигун 47.

Завдяки прямому контактному теплообміну продуктів згоряння конвертованого газу в кисні з

водяною парою температура останнього перед турбінами 1 і 2 підвищується від 540 до 800 °С. Далі парогазова суміш (H₂O + CO₂) послідовно розширюється в турбінах 1...3, виробляючи електроенергію в електрогенераторі 4. Накопичений в конденсаторі 27 газоподібний діоксид вуглецю видаляється з нього за допомогою компресора 37, що працює від електродвигуна 38. Діоксид вуглецю піддається осушенню в блоці осушки 39 та стисненню в компресорі 40 до тиску, що перевищує тиск у потрібній точці, після чого конденсується в конденсаторі 41 за рахунок холоду, отриманого при розширенні частини природного газу в турбіні 31. Вироблений рідкий низькотемпературний ді-

оксид вуглецю видається споживачеві.

Таким чином, покращена модифікована паротурбінна установка, споживаючи природний газ та кисень і використовуючи ТХР теплоти конвертованого газу, виробляє електроенергію, рідкий низькотемпературний діоксид вуглецю та чистий газоподібний азот. Термічний ККД такої установки становить 59,2%, а ефективний – 52,0%.

Однак це підвищення ефективності ПТУ за рахунок використання ТХР теплоти природного газу не є остаточним при вдосконаленні установки. Як вже зазначалося, можна більш ефективно

використовувати двоступеневу конверсію природного газу з метою отримання водню, який надалі спалюватиметься в середовищі кисню та водяної пари в камерах згоряння ПТУ. Таке рішення дозволить підвищити робочу температуру в циклі ПТУ до 1000 °С, а також позбавитися діоксиду вуглецю, як робочого тіла ПТУ та витрат на його вилучення. Принципова схема паротурбінної установки К-1200-240, що використовує ТХР теплоти газу з метою отримання водню для підвищення ефективності робочого циклу, зображена на рис. 5.

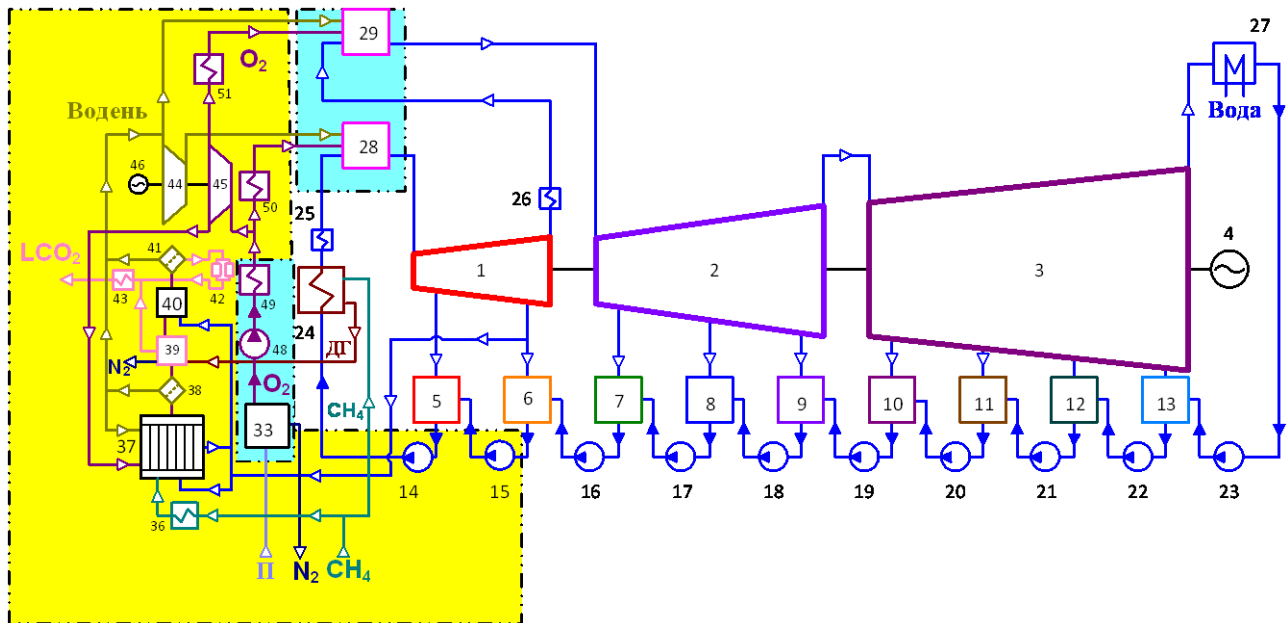


Рисунок 5 – Принципова схема паротурбінної установки К-1200-240 із ТХР теплоти природного газу: П – повітря; КГ – конвертований газ; LCO₂ – рідкий низькотемпературний діоксид вуглецю; ДГ – димовий газ; CH₄ – природний газ; N₂ – азот; O₂ – кисень; 1-3 - турбіни високого, середнього та низького тисків; 4 – електрогенератор; 5-13 - регенеративні підігрівачі живильної води; 14-23 – насоси живильної води; 24 – котел; 25, 26 – первинний та проміжний пароперегрівачі; 27 – конденсатор; 28, 29 - камери згоряння високого та середнього тисків; 33 – повітророздільна установка; 36, 50 - підігрівачі; 37 – високотемпературний конвертер газу; 38, 41 – розділові мембрани; 39 - абсорбційно-десорбційна установка; 40 - низькотемпературний конвертер CO; 42 - блок осушення; 43 – конденсатор; 44 - турбокомпресор; 45 - турбіна; 46 – електродвигун; 48 – насос рідкого кисню; 49 – випарник

Принцип роботи установки, схема якої зображена на рис. 5, полягає у наступному. Вихідна парогазова суміш, що складається з метану і водяної пари (більша частина якого відбирається з парової турбіни 1, а менша – являє собою продукти згоряння водню з киснем в конвертері 37), надходить у високотемпературний конвертер метану 37, до якого підводиться певна кількість теплоти за рахунок згоряння H₂ та O₂. В результаті термохімічної регенерації теплоти відбувається перетворення вихідного палива в конвертоване, яке після реге-

нерації теплоти направляється на мембрану 38, де відбувається його поділ на водень і залишок конвертованого газу, що складається в основному з CO₂, CO, H₂O (можуть бути сліди CH₄).

Частина водню прямує в конвертер 37 для спалювання в середовищі кисню, що забезпечує, по-перше, високотемпературне теплове навантаження конвертера, по-друге, продукти згоряння – водяні пари йдуть на конверсію метану в конвертер, що знижує витрату палива на їх нагрівання до температури реакції. При цьому відбувається пов-

на утилізація продуктів згоряння. Інша частина водню йде далі спалювання в камери згоряння 28, 29.

Звільнений від водню конвертований газ направляється в абсорбційно-десорбційну установку 39 для вилучення CO_2 . У цій установці відбувається поділ потоку на чисті діоксид та оксид вуглецю. Діоксид вуглецю виводиться з установки, а очищений від CO_2 прямує на другий низькотемпературний ступінь парової конверсії оксиду вуглецю 40. Парова конверсія оксиду вуглецю відбувається за екзотермічної реакції при температурах 230 ... 260 °С, що супроводжується виділенням теплоти. Водяна пара в конвертер 37 надходить з парової турбіни 1. Продукти конверсії будуть складатися з CO_2 , H_2 і H_2O , які далі йдуть на мембрану 41, де виділяється чистий водень, а залишок надходить в блок осушки 42 діоксиду вуглецю від водяної пари. Потоки чистого газоподібного діоксиду вуглецю після блоку осушки 42 і абсорбційно-десорбційною установкою 39 з'єднують і виводять з установки. Водень змішується з частиною водню, отриманого після першого конвертера 37, і направляється в камери згоряння високого 28 і середнього тиску 29, які подається чистий кисень.

Частина кисню, що йде камеру згоряння високого тиску, розширюється до тиску, що відповідає тиску камери згоряння середнього тиску. Робота розширення частини кисню використовується в компресорно-детандерному агрегаті для стиснення частини водню, що йде на спалювання в камеру згоряння високого тиску. Недостатня частина енергії, що витрачається на стиск водню, забезпечується електродвигуном 46.

Продукти згоряння водню беруть участь у

процесі розширення водяної пари в парових турбінах, виробляючи додаткову кількість енергії.

Покажемо, що застосування ТХР теплоти для одержання водню як конвертованого палива дозволяє, по-перше, підвищити хімічну енергію палива, по-друге, забезпечити необхідне теплове навантаження камери згоряння, по-третє, за рахунок витрати власної енергії палива забезпечити необхідну теплоту реакції, по-четверте, зменшити витрату вихідного палива і кисню, по-п'яте, позбутися потрапляння діоксиду вуглецю в цикл ПТУ, по-шосте, отримати додаткову кількість водяної пари.

Таким чином, паротурбінна установка, споживаючи природний газ та кисень і використовуючи ТХР теплоти природного газу, виробляє електроенергію, рідкий низькотемпературний діоксид вуглецю та чистий газоподібний азот. Термічний ККД такої установки становить 65,5%, а ефективний – 57,6%.

3. Порівняльний аналіз основних характеристик паротурбінних установок

Для порівняння ефективності аналізованих паротурбінних установок наведемо їх основні характеристики у табл. 2, де К-1200-240 є стандартною установкою (рис. 2), К-1200-240 М – модифіковану (рис. 3), а К-1200-240 УМ – покращену модифіковану (рис. 4). В установці К-1200-240 ТХР використовується ТХР теплоти газу (рис. 5). При аналізі слід враховувати ту обставину, що у стандартній ПТУ застосовується лише одне паливо – мазут, а в модифікованій та покращеній поряд із мазутом використовується природний газ.

Таблиця 2 – Основні характеристики установок К-1200-240, що реалізують різні схеми

Параметри	К-1200-240 (Рис. 2)	К-1200-240 М (Рис. 3)	К-1200-240 УМ (Рис. 4)	К-1200-240 ТХР (рис. 5)
P , МПа	24	24	24	24
$T_{п}$, °С	540	540	540	540
$T_{кз}$, °С		800	800	1000
ПГ (CH_4), т/год		58,4	46,5	145
O_2 , т/год		233,5	186	166
CO_2 , т/год	693,6	590	474 (128)	- (398)
Мазут, т/год	222,3	137,6	152	-
$\eta_{т}$, %	53,3	57,7	59,2	65,5
$\eta_{е}$, %	47,4	50,4	52,0	57,6

Примітка: $T_{п}$ – температура перегріву; $T_{кз}$ – температура у камерах згоряння; P – тиск пари перед турбіною високого тиску. Значення у дужках характеризують роботу ПТУ тільки на природному газі.

З табл. 2 видно, що при підвищенні початкової температури робочого тіла від 540 до 800 °С у ПТУ К-1200-240 УМ вдається збільшити термічний ККД циклу на 11,1 % (від 53,3 % до 59,2 %), а ефективний ККД – на 9,7 % (від 47,4 % до 52,0 %) проти стандартної ПТУ. З порівняння ПТУ К-1200-240 УМ з К-1200-240 М можна встановити збільшення термічного ККД циклу на 2,6% (від 57,7% до 59,2%), а ефективного ККД – на 3,2% (від 50,4% до 52,0%). Останній варіант ПТУ К-1200-240 ТХР, що використовує ТХР, може забезпечити термічний ККД - 65,5%, а ефективний - 57,6%, що підтверджує високу ефективність використання природного газу. Порівняно зі стандартною ПТУ термічний ККД установки зріс на 23% (з 53,3 до 65,5%), а ефективний ККД – на 21,5% (з 47,4 до 57,6%).

Економія мазуту в модифікованій ПТУ становить 38,0%, у покращеній - 31,6% з використанням ТХР – 100%, оскільки установку повністю переведено на роботу з природним газом. Це дозволяє додатково заощадити від 723 тис. т до 1,9 млн. т мазуту на рік. Завдяки використанню конвертованого палива витрати природного газу та кисню можна зменшити на 20,4 %. При реалізації останньої схеми ПТУ (рис. 5) витрату кисню можна знизити на 29% порівняно з ПТУ, що працює на природному газі (рис. 3). Така економія кисню дозволить майже на третину скоротити вартість повітророздільної установки. Однією з основних переваг установки К-1200-240 ТХР є виробництво понад 3,4 млн. т/рік рідкого низькотемпературного діоксиду вуглецю – цінного продукту. При цьому відсутні викиди CO₂ в довкілля,

Коротко відзначимо основні переваги установок К-1200-240 УМ (рис. 4) та К-1200-240 ТХР (рис. 5) порівняно з установкою К-1200-240 М (рис. 3):

1. При зниженні тиску газу, що надходить із магістрального трубопроводу, виробляється додаткова електроенергія. Використовується ТХР теплоти газу. Здійснюється стиснення лише частини конвертованого газу чи водню.

2. Для стиснення всього потоку кисню до високого тиску застосовується насос рідкого кисню. Використовується турбіна для розширення частини газоподібного кисню до середнього тиску. Виробляється додаткова електроенергія.

3. Нагрівання кисню в підігрівачах перед камерами згоряння здійснюється за рахунок теплообміну з димовими газами, що підвищує безпеку експлуатації установки.

бміну з димовими газами, що підвищує безпеку експлуатації установки.

4. Знижується витрата природного газу за рахунок використання ТХР теплоти ПГ, щоб одержати високотемпературні конвертовані гази чи водень.

5. Знижуються витрати кисню, що подається в камери згоряння, і витрата електроенергії на його виробництво в повітророздільній установці.

6. Зростає термічний ККД установки на 2,6-13,5% та ефективний ККД - на 3,2-14,3%.

7. Зменшується емісія CO₂ у довкілля на 30-100 %.

4. Висновки

Використання кисню та газу для підвищення ефективності паротурбінних установок є перспективним напрямом розвитку теплоенергетики. Застосування термохімічної регенерації теплоти природного газу у потужних ПТУ може дозволити збільшити ефективний ККД циклу ПТУ до 57,6 % та забезпечити його значення, характерне для сучасних ПТУ. Одночасне виробництво додаткового продукту – рідкого низькотемпературного діоксиду вуглецю – та економія мазуту дають змогу зменшити емісію CO₂ у навколишнє середовище від 30 до 100 %, що є показником високої енергоекологічної ефективності розроблених установок.

Термін окупності модернізації ПТУ з урахуванням тільки річної економії мазуту може становити близько 12 місяців, а при використанні рідкого низькотемпературного діоксиду вуглецю для виробництва цінного продукту, наприклад, карбаміду, вартість якого по порядку величини можна порівняти з вартістю зекономленого палива, він буде зменшений удвічі. Дані показники говорять про високу рентабельність запропонованого способу підвищення ефективності потужних ПТУ.

Література

1. **Вассерман О.А., Шутенко М.А.** Використання кисню та газу для підвищення ефективності паротурбінних установок // Технічні гази. – 2004. – № 2. – С. 39-42.
2. **П'ятничко В.А.** Утилізація низькопотенційного тепла в енергетичних установках з органічними теплоносіями // Екотехнології та ресурсозбереження. – 2002. – № 5. – С. 10-14.

3. **Верхівкер Г.П., Кахер А.Е., Кравченко В.П. та ін.** Про паровий утилізаційний контур парогазових установок // Холодильна техніка та технологія. – 2000. – Вип. 65. – С. 30-35.
4. **Верхівкер Г.П., Кахер А.Е., Кравченко В.П. та ін.** Використання хімічної регенерації теплоти в газотурбінних та парогазових установках // Холодильна техніка та технологія. – 2000. – Вип. 69. – С. 85-90.
5. **Кахер А.Е.** Математична модель та алгоритм розрахунку теплової схеми ГТУ з повним уловлюванням продуктів згоряння // Холодильна техніка та технологія. – 1999. – Вип. 63. – С. 83-85.
6. **Верхівкер Г.П., Кахер А.Е.** Газотурбінна установка з повним уловлюванням двоокису вуглецю // Енергетика та електрифікація. – 1997. – № 6. – С. 48-50.
7. **Ольховський Г.Г.** Розробка перспективних енергетичних ГТУ // Теплоенергетика. – 1996. – № 4. – С. 66-75.
8. **Носач В.Г.** Термохімічна регенерація теплоти // Енергетика та транспорт. – 1987. – № 5. – С. 139-145.
9. **Носач В.Г.** Термохімічна регенерація теплоти циклах теплових установок // Промислова тепло-техніка. – 1981. – Т. 3. – № 6. – С. 60-64.
10. **Гольстрем В.А., Кузнєцов Ю.Л.** Енергетичний довідник інженера. – К.: Техніка, 1983. – 487 с.
11. **Гольстрем В.А., Кузнєцов Ю.Л.** Довідник з економії паливно-енергетичних ресурсів. – К.: Техніка, 1985. – 384 с.
12. United Nations on Climate Change. Global Warming General Convention. Kyoto, 1997. – 8 p.
13. **Вассерман О.А., Шутенко М.А.** Патент України № 57773. Спосіб підвищення температури пари перед турбіною // Бюлетень "Промислова власність". – 2003. – № 7.
14. Довідник азотника. Том 1. За ред. **Є.Я. Мельникова.** – М.: "Хімія", 1967. – 492 с.
15. Довідник азотника. Том 2. За ред. **Є.Я. Мельникова.** – М.: "Хімія", 1967. – 444 с.
16. **Вакк Е.Г., Семенов В.П.** Каталітична конверсія вуглеводнів у трубчастих печах. – М: Хімія, 1973. – 146 с.
17. **Лавренченко Г.К., Копитін О.В.** Ефективність виробництва газоподібного діоксиду вуглецю та азоту з димових газів з використанням процесів абсорбції-десорбції // Технічні газы. – 2004. – № 3. – С. 8-17.
18. **Лавренченко Г.К., Копитін О.В.** Підвищення ефективності комплексів для виробництва рідкого діоксиду вуглецю та газоподібного азоту з димових газів // Хімічне та нафтогазове машинобудування. – 2004. – № 5. – С. 19.

Отримана в редакції 16.10.2022, прийнята до друку 07.12.2022

Increasing the efficiency of powerful steam turbine plants as a result of the use of natural gas and oxygen

Georg Lavrenchenko

«Institute of Low Temperature Energy Technology», POB 188, Odessa, 65026, Ukraine

✉ e-mail: lavrenchenko.g.k@gmail.com

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-8239-7587>

Steam turbine units are the basis of modern thermal energy. One of the ways to increase their efficiency is to increase the temperature of the working body in front of the turbines by mixing water vapor with the products of natural gas combustion in pure oxygen. The analysis of this method showed that the efficiency of such an unit can be significantly increased as a result of the use of thermochemical regeneration (TCR) of natural gas heat. Calculations of several types of K-1200-240 steam turbine units (STU) were cited to confirm the correctness of the decisions made. The goal was to consider and study three tasks: 1. To reduce energy costs for ensuring the operation of auxiliary equipment. 2. Reduce consumption of natural gas, oxygen, and the amount of carbon dioxide released. 3. To achieve higher energy and ecological efficiency of the applied method. In order to solve the first problem, the energy consumption for the compression of natural gas and oxygen was reduced as much as possible. For this, oxygen was compressed in a liquid state using a pump to a pressure of 24 MPa and then gasified. To solve the second problem, oxygen and converted gas were used in the combustion chambers. In this regard, a block of catalytic steam conversion of methane was included in the composition of the STU. The used gas stream was divided into two

parts: the larger part (80%) took part in methane conversion, and the smaller part (20%) provided heat for the conversion process. In order to increase the efficiency of modern high-performance gas turbines due to the use of the method of increasing TCR heat, a two-stage conversion of methane was carried out to obtain pure hydrogen, which is then burned in the combustion chambers and in the converter. To solve the third problem, it is necessary to obtain carbon dioxide in the form of a low-temperature liquid, which is removed from the condensers of the STU, as well as from the flue gases formed after burning part of the gas that provides heat for the conversion process. The latest version of the STU K-1200-240 TCR can provide a thermal efficiency of 65.5%, and an effective efficiency of 57.6%, which confirms the high efficiency of gas use. The unit will also produce an additional product - liquid low-temperature carbon dioxide, which can completely reduce CO₂ emissions into the environment.

Keywords: Steam turbine unit; Natural gas; Oxygen; Converted gas; Liquid carbon dioxide; Steam conversion of methane; Emission of carbon dioxide; Effective efficiency; Thermochemical regeneration of heat

References

1. Vasserman, O.A., Shutenko, M.A. (2002) The use of oxygen and gas to increase the efficiency of steam turbine plants. *Industrial gases*, 2, 39-42.
2. Pyatnychko, V.A. (2002) Utilization of low-potential heat in power plants with organic heat carriers. *Eco-technologies and resource conservation*, 5, 10-14.
3. Verkhivker, G.P., Kaher, A.E., Kravchenko, V.P. et al. (2000) About the steam utilization circuit of steam and gas plants. *Refrigeration engineering and technology*, 65, 30-35.
4. Verkhivker, G.P., Kaher, A.E., Kravchenko, V.P. et al. (2000) The use of chemical regeneration of heat in gas turbine and steam-gas plants. *Refrigeration engineering and technology*, 69, 85-90.
5. Kaher, A.E. (1999) Mathematical model and algorithm for calculation of the thermal scheme of the GTU with complete capture of combustion products. *Refrigeration engineering and technology*, 63, 83-85.
6. Verkhivker, G.P., Kaher, A.E. (1997) Gas turbine installation with complete capture of carbon dioxide. *Energy and electrification*, 6, 48-50.
7. Olkhovskii, H.G. (1996) Development of promising energy gas turbines. *Teploenergetika*, 4, 66-75.
8. Nosach, V.G. (1987) Thermochemical regeneration of thermal energy. *Energy and transport*, 5, 139-145.
9. Nosach, V.G. (1981) Thermochemical regeneration of heat in the cycles of heating plants. *Promyslova teplotekhnika*, 3, 6, 60-64.
10. Holstrem, VA, Kuznetsov, Yu.L. (1983) Engineer's energy handbook. K.: Tekhnika, 487.
11. Holstrem, VA, Kuznetsov, Yu.L. (1985) Handbook on saving fuel and energy resources. K.: Tekhnika, 384.
12. (1997) United Nations on Climate Change. Global Warming General Convention. Kyoto, 8.
13. Vasserman, O.A., Shutenko, M.A. (2003) Patent of Ukraine No. 57773. Method of increasing the temperature of steam in front of the turbine. *Industrial Property, Bulletin*, 7.
14. (1967) Handbook of nitrogen. Volume 1. Edited by E. Ya. Melnikov. M.: Khimiya, 492.
15. Handbook of nitrogen. Volume 2. Edited by E. Ya. Melnikov. M.: Khimiya, 444.
16. Vakk, E.G., Semenov, V.P. (1973) Catalytic conversion of hydrocarbons in tubular furnaces. M.: Khimiya, 146.
17. Lavrenchenko, G.K., Kopytin, O.V. (2004) Efficiency of production of gaseous carbon dioxide and nitrogen from flue gases using absorption-desorption processes. *Industrial gases*, 3, 8-17.
18. Lavrenchenko, G.K., Kopytin, O.V. (2004) Increasing the efficiency of complexes for the production of liquid carbon dioxide and gaseous nitrogen from flue gases. *Chemical and petroleum engineering*, 5, 19.

Received 16 October 2022
 Approved 07 December 2022
 Available in Internet 30 December 2022