

УДК 621.438
У 84

УТИЛІЗАЦІЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ В ГАЗОТУРБІННІЙ УСТАНОВЦІ

В. І. Харченко, канд. техн. наук, доц.;¹
Ву Тай Тху, студент¹;

О. О. Філоненко, канд. техн. наук, заст. директора²;

О. С. Кучеренко, провідний конструктор²;

А. Ю. Волошин, інженер³

¹Національний університет кораблебудування, м. Миколаїв

²ДП НВКГ «Зоря»– «Машипроект», м. Миколаїв

³Казенне підприємство «Дослідно-проектний центр кораблебудування»,
м. Миколаїв

Анотація. Наведені результати визначення технічного вигляду і параметрів перспективних когенераційних газотурбінних установок, в яких як паливо використовується шахтний метан, що міститься у вентиляційному повітрі шахтних стовбурів.

Ключові слова: камера згоряння, когенерація, метан, цикл, регенератор, котел, вакуум-компресор.

Аннотация. Представлены результаты определения технического облика и параметров перспективных когенерационных газотурбинных установок, в которых в качестве топлива используется шахтный метан, содержащийся в вентиляционном воздухе шахтных стволов.

Ключевые слова: камера сгорания, когенерация, метан, цикл, регенератор, котел, вакуум-компрессор.

Abstract. The results of determination of technical look and parameters of perspective cogeneration gas-turbine plants are presented. It is stated that mine methane is used as a fuel and it is contained in ventilation air of mines barrels.

Keywords: the combustion chamber, methane, a cycle, a regenerator, a copper, vacuum-compressor.

ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМИ

На найближчу перспективу прогнозується зростання цін на нафту і природний газ, що робить актуальним пошук технологій використання нетрадиційних енергоносіїв. Для України заслуговує на особливу увагу застосування як енергоносія метану вугільних родовищ. Такий енергоносіє є високоякісним та

екологічно чистим. Запаси метану вугільних родовищ в Україні оцінюються більше ніж у 3000 млрд м³. Лише із 294 шахт Донбасу за рік виділяється 2,5 млрд м³ метану. При цьому сьогодні як паливо використовується лише 8 % від загальної кількості. Залишковий метан викидається в атмосферу [5].

Вельми перспективною виявляється когенераційна газотурбінна установка

(ГТУ) з вакуумною камерою згоряння (ВКЗ), в якій як паливо застосовується шахтний метан, що міститься в повітрі системи вентиляції шахтного стовбура.

МЕТА — визначення технічного вигляду і параметрів перспективної когенераційної ГТУ з ВКЗ, в якій як паливо використовується шахтний метан, що міститься у вентиляційному повітрі шахтних стовбурів.

ВИКЛАД ОСНОВНОГО МАТЕРІАЛУ

Вміст метану у вентиляційному повітрі шахтних стовбурів коливається в межах 0,1...1,5 %. Використання метану як додаткового палива для ГТУ обіцяє значний економічний ефект [1].

На базі вітчизняного газотурбінного двигуна АИ-23 практично реалізована така ГТУ [1]. Принцип роботи цієї установки наведено нижче. На вхід компресора надходить повітря з домішкою метану із шахтної вентиляційної системи. Спеціальний автоматичний пристрій забезпечує постійність концентрації метану в повітрі (оскільки концентрація метану в повітрі із шахтної вентиляційної системи неперервно коливається) без перевищення вибухонебезпечної концентрації шляхом подачі додаткової кількості метану або атмосферного повітря на вхід компресора. Далі повітря стискується в компресорі й подається в камеру згоряння (КЗ). Продукти згоряння після КЗ розширюються в турбіні, перетворюються у механічну роботу і викидаються через газовідвідний пристрій в атмосферу.

Процес утворення продуктів згоряння в камері згоряння ГТУ відбувається поетапно. На першому етапі в зоні горіння КЗ здійснюється спалювання палива з коефіцієнтом надлишку повітря, близьким до одиниці, й температурою, відповідно близькою до стехіометричної. Для цього використовується части-

на повітря, що відбирається з компресора і надходить до зони горіння КЗ. Цю частину повітря називають первинним повітрям. На другому етапі в зоні змішування камери згоряння відбувається змішування продуктів згоряння з іншою частиною повітря з компресора (вторинним повітрям), до необхідної температури продуктів згоряння на вході в турбіну ГТУ.

Отже, в ГТУ традиційної схеми можна спалити лише ту частину домішки метану, яка міститься в первинному повітрі. Та частина домішки метану, яка міститься у вторинному повітрі, в горінні не бере участь, транспортується разом з продуктами згоряння через проточну частину турбіни в газовідвід і далі викидається в атмосферу.

Відношення первинного повітря $G_{\text{перв}}$ до кількості повітря на вході в камеру згоряння $G_{\text{КЗ}}$ може бути виражене через відношення коефіцієнтів надлишку повітря в зоні горіння $\alpha_{\text{перв}}$ і на виході з камери згоряння $\alpha_{\text{КЗ}}$:

$$\frac{G_{\text{перв}}}{G_{\text{КЗ}}} = \frac{\alpha_{\text{перв}}}{\alpha_{\text{КЗ}}}. \quad (1)$$

Розрахунки за відношенням (1) показують, що при стехіометричному спалюванні палива в зоні горіння КЗ і температурах продуктів згоряння на вході в турбіну 1000...1100 °С відношення $G_{\text{перв}}/G_{\text{КЗ}} = 0,28...0,33$. Тобто в ГТУ традиційної схеми можна корисно застосувати лише 28...33 % маси метану, що міститься в повітрі шахтних вентиляційних систем.

Сучасні ГТУ, як правило, мають повітряне охолодження елементів конструкції, що працюють у зоні високих температур. Повітря на охолодження відбирається з компресора. Крім того, ГТУ мають розвинені системи розвантажувальних порожнин, підпорів масляних порожнин тощо, в яких використовується повітря, що відбирається також з компресора. Теоретично у даній

схемі ГТУ це повітря міститиме у собі метан з концентрацією 0,1...1,5%. На практиці ж не виключена вірогідність накопичення із часом роботи ГТУ в якій-небудь з порожнин конструкції метано-повітряної суміші вибухонебезпечної концентрації.

Стосовно ГТУ залишається мало-вивченою поведінка метано-повітряної суміші в проточній частині турбомашин при дії високих температур. У роботі [1] звертається увага на небезпеку виникнення неконтрольованого окиснення домішок метану в зонах проточної частини ГТУ до камери згоряння і за турбіною. У зв'язку з цим рекомендується вибрати таку міру підвищення тиску компресора, за якої температура повітря на виході з компресора не повинна перевищувати 400 °С. Окиснення домішок метану за турбіною маловірогідне [1], проте можливе, про що може свідчити лише натурний експеримент.

Концентрація палива в зоні горіння камери згоряння може бути виражена через стехіометричний коефіцієнт L_0 і коефіцієнт надлишку повітря в зоні горіння:

$$g_{\text{пал.перв}} = \frac{1}{L_0 \cdot \alpha_{\text{перв}}} \cdot 100. \quad (2)$$

Розрахунки за формулою (2) показують, що при спалюванні метану в зоні горіння камери згоряння концентрація палива в метано-повітряній суміші може знаходитися в межах 4,1...5,8 %, тобто для забезпечення горіння в КЗ метану, що міститься у вентиляційному повітрі шахтного стовбура, недостатньо. Потрібно в камеру згоряння подавати додаткову кількість метану для доведення концентрації метано-повітряної суміші в зоні горіння до значень 4,1...5,8 %. Для подачі додаткової кількості метану в камеру згоряння ГТУ традиційної схеми потрібен метан високого тиску і можливе введення в схему установки дотискового компресора.

Використання як палива для ГТУ метану з вентиляційного повітря шахтних стовбурів з тиском, близьким до атмосферного, крім власне рухових викликає цілий ряд інших проблем: автоматичне регулювання подачі метану у момент прийому навантаження ГТУ та автоматичний захист при роботі під навантаженням; забезпечення противикидного захисту, тобто швидка перекомутація вхідного тракту ГТУ при наближенні метанової пробки по вентиляційних каналах шахти, що можливе лише за наявності надійного контролю вмісту метану в шахтному повітрі й швидкодіючого приводу перестановки заслінок на вході в ГТУ і т.п.

Концентрація метану у вентиляційному повітрі шахтного стовбура — величина непостійна, залежить від багатьох чинників, що важко враховуються, має коливальний характер. Можливі викиди метану у вентиляційне повітря. При цьому концентрація метану може різко збільшуватись аж до вибухонебезпечних значень. У зв'язку з цим потрібне введення в установку спеціального агрегата — концентратора, який автоматично підтримує вміст метану у вентиляційному повітрі на постійному рівні, що не досягає вибухонебезпечних значень. Крім того, концентратор здійснює перетворення вентиляційного повітря і метану в гомогенну паливоповітряну суміш. Суть роботи концентратора зрозуміла зі схеми на рис. 1.

Термодинамічний цикл когенераційної ГТУ з ВКЗ будується так, щоб значення тиску робочого тіла в камері згоряння було менше від атмосферного.

Це дозволяє як первинне повітря для КЗ використовувати все вентиляційне повітря шахтного стовбура з домішкою метану. В зоні горіння КЗ згадана домішка метану повністю випадає. Для організації необхідної для горіння концентрації палива в зону горіння КЗ потрібно подати додаткову кількість палива.

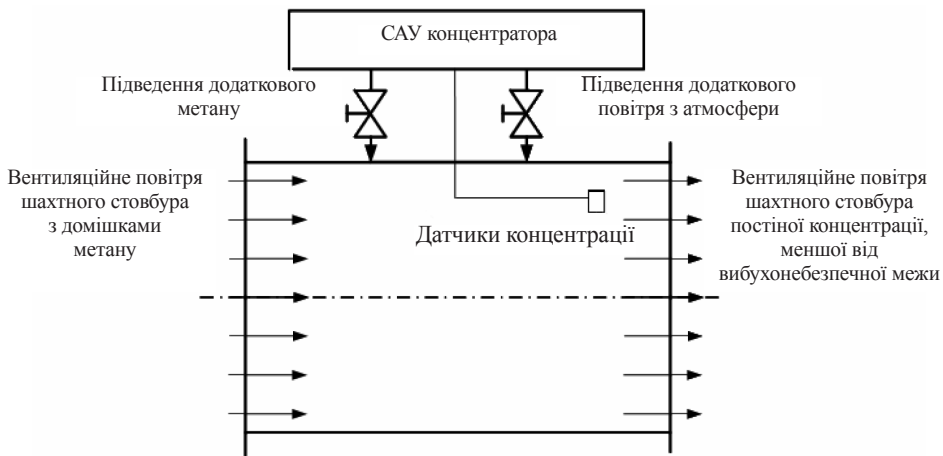


Рис. 1. Схема концентратора шахтного газу

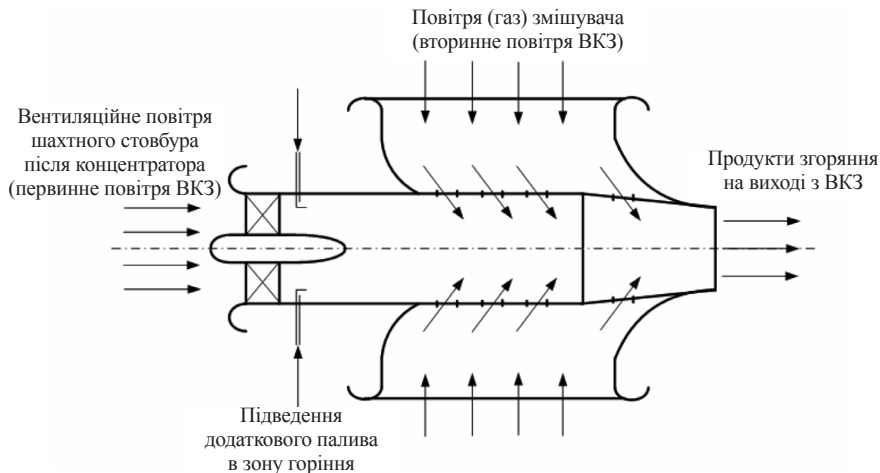


Рис. 2. Схема вакуумної камери згоряння для спалювання шахтного газу

Значення тиску робочого тіла в камері згоряння менше від атмосферного дозволяє як вторинне повітря для КЗ застосовувати повітря безпосередньо з атмосфери. Вторинне повітря подається в зону змішувача КЗ, в якій відбуваються змішування високотемпературного потоку продуктів згоряння із зони горіння з атмосферним повітрям і формування таким чином заданої температури продуктів згоряння на виході з камери згоряння (рис. 2). При цьому робота ГТУ з ВКЗ можлива без дотискового компресора паливного газу.

Перший варіант схеми когенераційної ГТУ з ВКЗ поданий на рис. 3. Принцип роботи установки наведений нижче.

Вентиляційне повітря шахтного стовбура надходить у регенератор 3 тепла газів, що виходять з турбіни. Після регенератора вентиляційне повітря через концентратор 6 подається в зону горіння ВКЗ 5, в яку подається додаткова кількість метану для забезпечення концентрації палива, необхідної для стійкого горіння. У зоні горіння утворюються продукти згоряння з температурою, близькою до стехіометричної.

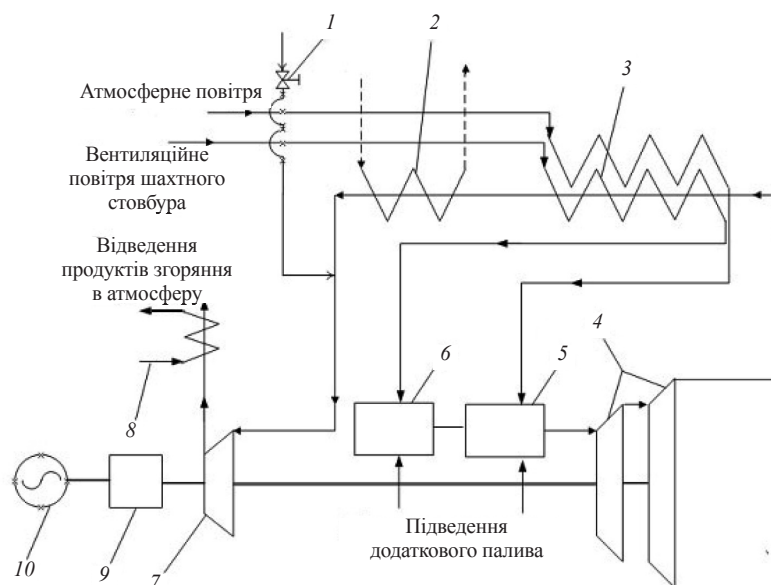


Рис. 3. Газотурбінна установка з вакуумною камерою згоряння з регенеративним підгрівом атмосферного та вентиляційного повітря шахтного стовбура

Повітря з атмосфери надходить у регенератор 3 тепла газів, що виходять з турбіни. Після регенератора 3 повітря з атмосфери подається в змішувач ВКЗ 5, в якому змішується з високотемпературними продуктами згоряння із зони горіння та утворює на виході з ВКЗ продукти згоряння заданої температури.

Із ВКЗ продукти згоряння входять у турбіну 4, а потім у регенератор 3 і водогрійний котел низького потенціалу 2. При цьому температура продуктів згоряння при вході у вакуум-компресор 7 знижується до 40 °С, а температура води у водогрійному котлі низького потенціалу підвищується до 90 °С. У вакуум-компресорі відбувається підвищення тиску продуктів згоряння до значень, що забезпечують течію газу через водогрійний котел високого потенціалу 8 і газовідвідний пристрій в атмосферу. Температура води у водогрійному котлі високого потенціалу підвищується до 150 °С. Турбіна 4 приводить в обертання вакуум-компресор 7 і через редуктор 9 — електрогенератор 10. У водо-

грійних котлах виробляється теплова енергія, в електрогенераторі — електрична.

Разом з безперечними перевагами перший варіант ГТУ з ВКЗ має і ряд недоліків. Головні з них — це складність схеми ГТУ з ВКЗ та великі масогабаритні характеристики теплообмінних апаратів і турбомашин, обумовлені низьким значенням тиску робочого тіла в термодинамічному циклі.

Зменшення масогабаритних характеристик ГТУ з ВКЗ можливе за рахунок спрощення конструкції регенератора. У *другому варіанті* ГТУ з ВКЗ у порівнянні з першим варіантом застосована спрощена конструкція регенератора, в якій тепло газів, що виходять з турбіни, передається лише повітрю з атмосфери, яке подається у змішувач ВКЗ (рис. 4).

Газотурбінна установка з ВКЗ за 1-им і 2-им варіантами мають повітроприймальні й газовідвідні пристрої (клапан 1), що забезпечують підведення і відведення робочого тіла. Робоче тіло, як наголошувалося раніше, складається з вентиляційного повітря шахтних стов-

бурів і додаткового атмосферного повітря, використовуваного як вторинне для камери згоряння. Причому атмосферного повітря за масовою витратою в 2–3 рази більше, ніж вентиляційного повітря шахтних стовбурів.

Зменшення масогабаритних характеристик ГТУ з ВКЗ можливе за рахунок вилучення додаткового атмосферного повітря, застосовуваного як вторинний для камери згоряння. Вилучення додаткового атмосферного повітря можливе шляхом використання в змішувачі камери згоряння замість вторинного повітря продуктів згоряння, що виходять з вакуум-компресора.

У *третьому варіанті* ГТУ з ВКЗ у порівнянні із 1-м і 2-м варіантами застосована подача в змішувач КЗ не атмосферного повітря, а продуктів згоряння, відібраних за вакуум-компресором 7. Згідно зі схемою продукти згоряння після вакуум-компресора подаються в регенератор 3, в якому підігріваються теплом газів, що покидають турбіну, і далі у змішувач камери згоряння. У варіан-

ті 3 ГТУ з ВКЗ через повітроприймальні й газовідвідні пристрої проходить лише вентиляційне повітря шахтного стовбура. Перевага за масогабаритними характеристиками ГТУ з ВКЗ досягається за рахунок зменшення поперечних перерізів пристроїв (рис. 5).

Подальше спрощення ГТУ з ВКЗ за рахунок вилучення зі схеми регенератора наведена на рис. 6. *Четвертий варіант* ГТУ з ВКЗ відрізняється від третього варіанта відсутністю регенератора. Перевага за масогабаритними характеристиками ГТУ з ВКЗ такої схеми досягається за рахунок вилучення регенератора.

Схема ГТУ з ВКЗ за п'ятим варіантом, що відповідає максимальному значенню електричного ККД, зображена на рис. 7. *П'ятий варіант* ГТУ з ВКЗ відрізняється від першого варіанта тим, що застосована рециркуляція вихлопних газів аналогічна 3-му і 4-му варіантам.

У дослідженні приймалися наступні вихідні дані: температура

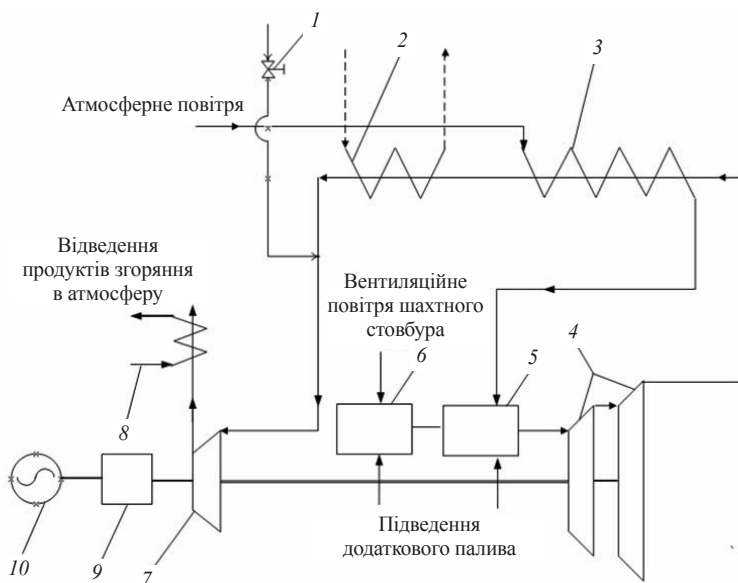


Рис. 4. Газотурбінна установка з вакуумною камерою згоряння з регенеративним підігрівом атмосферного повітря шахтного стовбура

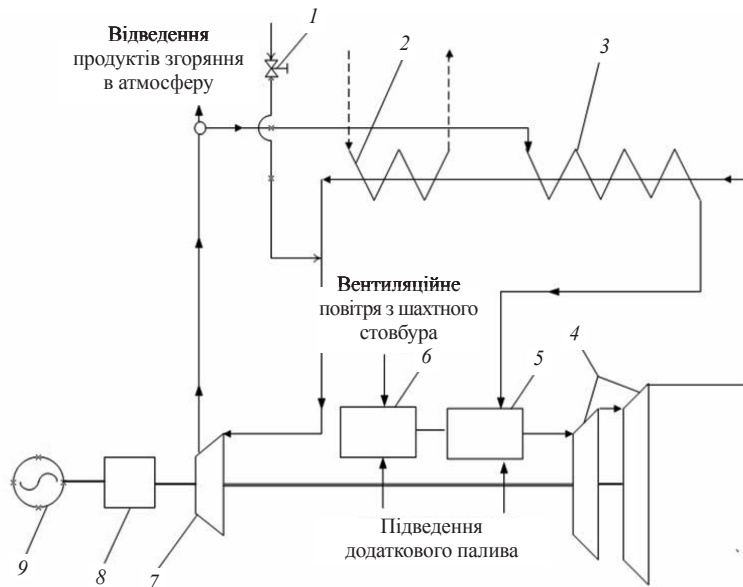


Рис. 5. Газотурбінна установка з вакуумною камерою згоряння з регенеративним підігрівом атмосферного повітря і рециркуляцією вихлопних газів

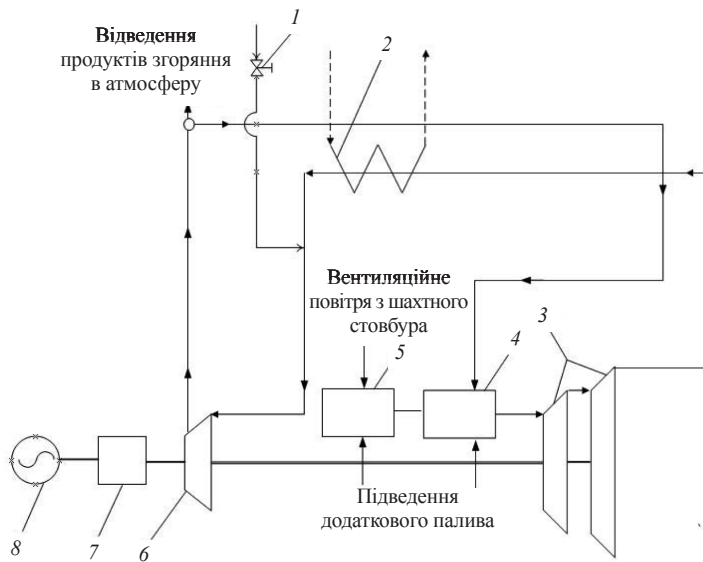


Рис. 6. Газотурбінна установка з вакуумною камерою згоряння без регенератора з рециркуляцією вихлопних газів

і тиск зовнішнього повітря $T_3 = 288 \text{ K}$ ($15 \text{ }^\circ\text{C}$), $P_3 = 0,1013 \text{ МПа}$ ($1,033 \text{ кгс/см}^2$), температура газу перед турбіною $T_3 = 1223 \text{ K}$ ($950 \text{ }^\circ\text{C}$), приведена витрата повітря через компресор

$G_{\text{пр}} = 90,0 \dots 90,5 \text{ кг/с}$, міра підвищення тиску компресора $\pi_k = 5,35$, ККД компресора $\eta_k = 0,88$, ефективний ККД турбіни $\eta_t = 0,92$, механічний ККД турбіни $\eta_{\text{мех}} = 0,995$, механічний

ККД системи «редуктор–генератор» $\eta_{p-g} = 0,931$, міра регенерації $\sigma_{per} = 0,85$, паливо газоподібне — (CH_4), нижча теплотворна здатність палива $H_u = 50047$ кДж/кг (11955 ккал/кг), коефіцієнт повноти згоряння палива $\eta_{gr} = 0,99$, коефіцієнти втрат повного тиску (КВПТ) елементів ГТУ: КВПТ вхідного пристрою $v_{vx} = 0,99$; КВПТ камери згоряння $v_{кз} = 0,97$, КВПТ гідравлічної ділянки «регенератор, холодна сторона–вхід у камеру згоряння» $v_{p,x} = 0,98$, КВПТ гідравлічної ділянки «вихід з турбіни–регенератор, гаряча сторона–вхід у водогрійний котел низького потенціалу» $v_{p,g} = 0,97$, КВПТ гідравлічної ділянки «водогрійний котел низького потенціалу–вхід у компресор» $v_{охл1} = 0,98$, КВПТ гідравлічної ділянки «вихід з компресора–водогрійний котел високого потенціалу–вхід у вихідний пристрій» $v_{охл2} = 0,99$, КВПТ вихідного пристрою $v_{вих} = 0,98$, температура газу на виході з водогрійного котла низького потенціалу $T_{к.н.п} = 313$ К (40 °С), температура газу на виході з водогрійного котла високого потенціалу $T_{к.в.п} = 363$ К (90 °С), відбір охолоджу-

ючого повітря на турбіну $\alpha_t = 3,0$ %, частота обертання турбокомпресора $n_{тк} = 7870$ об/хв, температура шахтного повітря $T_{ш} = 288$ К (15 °С), концентрація паливного газу в шахтному повітрі $\delta_{ш} = 0,01$, коефіцієнт надлишку повітря в зоні горіння $\alpha_{гор} = 1,4$.

Вивчення термодинамічних циклів зводилося до їх варіантних розрахунків за математичною моделлю ГТУ з ВКЗ. Дослідження багатьох авторів [2–4, 6] показали, що вимоги щодо надійності, низької вартості й ресурсу на рівні 50–100 тис. год для ГТУ визначають діапазон значень температур газу на виході з камери згоряння T_3 900...1100 °С. Розрахунки показують можливість створення неохолоджуваної ГТУ з регенерацією тепла вихідних газів при $T_3 = 950$ °С з такою ж паливною економічністю, як в аналогічній охолоджуваній ГТУ при $T_3 = 1100$ °С. Крім того, при $T_3 = 950$ °С і мірі підвищення тиску $\pi_k = 5$ температура газу на виході з турбіни–на вході в регенератор має значення, близьке до гранично-допустимого для регенератора ($t_{p,vx} = 600$ °С) за міцнісними характеристиками матеріалу його конструкції.

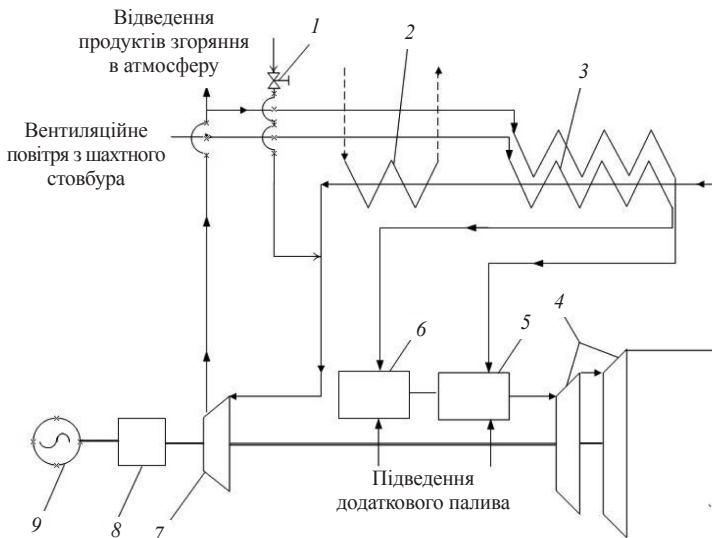


Рис. 7. Газотурбінна установка з вакуумною камерою згоряння з регенеративним підігрівом вентиляційного повітря шахтного стовбура і рециркуляцією вихлопних газів

Таблиця 1. Порівняння газотурбінних установок з вакуумними камерами згоряння

Показники	Варіант				
	1	2	3	4	5
ККД _{ел} , %	31,8	23,7	24,9	20,2	33,4
$K_{в.п}$, %	82,0	86,3	82,9	83,6	73,6

Отже, найбільш доцільне значення температури газу на виході з камери згоряння $T_3 = 950$ °С.

Створення високонадійного компресора з π_k 4...5 при ресурсі 50...100 тис. год і високим ККД — важке науково-технічне завдання, що вимагає великих грошових та часових витрат. Одним зі способів маловитратного вирішення цієї задачі є підбір компресора з існуючих компресорів розробки ДП НВКГ «Зоря»—«Машпроект». Для ГТУ з ВКЗ із регенерацією тепла вихідних газів таким компресором може бути компресор низького тиску ГТД М80. Цей компресор при $\sigma_{пр} = 90$ кг/с і $\pi_k = 5,35$ має ККД 88%. Ураховуючи викладене, приймається як найбільш доцільне значення міри підвищення тиску $\pi_k = 5,35$.

Результати розрахунків термодинамічних циклів для п'яти варіантів ГТУ з ВКЗ наведені в табл. 1 [7].

Схема ГТУ з ВКЗ така, що відведення тепла від робочого тіла перед вакуум-компресором здійснюється послідовно: спочатку регенератором, потім водогрійним котлом низького потенціалу. При вилученні зі схеми регенератора відведення тепла від робочого тіла перед вакуум-компресором здійснюється

лише водогрійним котлом низького потенціалу. Потім відбувається перевантаження теплової потужності регенератора на водогрійний котел низького потенціалу. Теплопередаючі поверхні водогрійного котла низького потенціалу при цьому збільшуються, і особливої переваги у компресорних характеристиках установок за 2-им і 3-им варіантами не очікується. Застосування рециркуляції вихлопних газів для зменшення компресорних характеристик можливе за рахунок зменшення геометричних розмірів систем підведення повітря і відведення продуктів згоряння.

Вилучення регенератора зі схеми ГТУ з ВКЗ суттєво впливає на електричний $\eta_{ел}$ установки. Порівняння варіантів ГТУ з ВКЗ щодо електричного $\eta_{ел}$ і коефіцієнта використання тепла палива $K_{в.п}$ наведено в табл. 1.

З таблиці видно, що найбільший ККД_{ел} має 5-й варіант ГТУ з ВКЗ. Порівняно низьке значення $K_{в.п} = 73,6$ % пояснюється відсутністю в схемі 5-го варіанта водогрійного котла високого потенціалу після вакуум-компресора.

Основні параметри когенераційної ГТУ з ВКЗ (варіант 5) на режимі номінальної потужності наведені у табл. 2:

Таблиця 2. Основні параметри когенераційної ГТУ з ВКЗ

Потужність електрична, кВт:	3057
теплова, кВт	3678
Коефіцієнт використання тепла, %	73,6
Температура газу перед турбіною, К (°С)	1223 (950)
Масова витрата вентиляційного повітря шахтного стовбура, кг/с	8,0
Міра підвищення тиску компресора регенерації	5,350 0,85
Масова витрата палива (додаткова), кг/год	544,6
Тиск у ВКЗ, кгс/см ²	0,992

У результаті опрацювань визначені основні особливості технічного складу перспективної ГТУ з ВКЗ для приводу електрогенератора, в якій як паливо використовується метан з вентиляційного повітря шахтних стовбурів з тиском, близьким до атмосферного.

ВИСНОВКИ

1. Визначені технічний вигляд і параметри перспективної когенераційної ГТУ з ВКЗ, в якій як паливо використовується залишковий шахтний метан, що міститься у вентиляційному повітрі шахтних стовбурів. 2. Перспективна когенераційна ГТУ з ВКЗ може забезпечити електричну потужність 3000 кВт з електричним $\eta_{\text{ел}} = 33,4\%$, теплову потужність 3670 кВт і високонадійну роботу протягом не менше 100000 год. 3. У конструкції перспективної ГТУ використовується вакуумна камера згоряння, що дозволяє застосовувати як паливо залишковий шахтний метан, який міститься у вентиляційному повітрі шахтних стовбурів. 4. У конструкції перспек-

тивної ГТУ використовується вакуумна камера згоряння, що створює сприятливі передумови для проектування регульованої камери згоряння з наднизькими шкідливими викидами і не вимагає застосування дотискного паливного компресора. 5. У схему ГТУ з ВКЗ для надійної роботи повинен входити концентратор шахтного газу, який автоматично підтримує концентрацію метану у вентиляційному повітрі на постійному рівні, що не досягає вибухонебезпечних значень і утворює гомогенну повітряну для палива суміш. 6. Газотурбінна установка з ВКЗ має бути побудована на базі високонадійного регенератора з ресурсом не менше 100000 год і мірою регенерації не менше 0,85. 7. Надійність роботи перспективної ГТУ з ВКЗ протягом ресурсу 100000 год досягається за рахунок отримання помірного значення температури газу на виході з камери згоряння, низького значення міри підвищення тиску, а також застосування ретельно відпрацьованого компресора і трубчастої конструкції регенератора.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] **Белошицкий, М. В.** Использование шахтного метана в качестве энергоносителя [Текст] / М. В. Белошицкий, А. А. Троицкий // Турбины и дизели. — 2006. Ноябрь–декабрь. — С. 2–9.
- [2] Выбор температуры газа перед турбиной ГТУ КС [Текст] / И. А. Барский, А. К. Иванов, Сеху Умар Сиссе, И. К. Шаталов // Газовая промышленность. — 1999. — № 2. — С. 51–52.
- [3] **Меерван, П. Бойс.** Новые эффективные ГТД могут иметь очень высокую трудоемкость технического обслуживания [Текст] / П. Бойс Меерван // Turbomachinery International. — 2004. Сентябрь–октябрь. — С. 16–19.
- [4] **Микаэлян, Е. А.** Совершенствование современных газотурбинных ГПА [Текст] / Е. А. Микаэлян // Газовая промышленность. — 2005. — № 2. — С. 64–67.
- [5] **Отрошенко, В.** Как превратить взрывоопасный газ в ценный ресурс? [Текст] / В. Отрошенко // Теплоэнергетический комплекс. — 2007. — № 3. — С. 104–112.
- [6] Прогноз начальной температуры газа газотурбинного привода ГПА [Текст] / А. Н. Орберг, В. Б. Сударев, Б. В. Сударев, М. В. Лазарев // Газовая промышленность. — 2005. — № 5. — С. 62–65.
- [7] **Харченко, В. И.** Утилизация шахтного метана в газотурбинных установках с вакуумной камерой сгорания [Текст] / В. И. Харченко, А. А. Филоненко, О. С. Кучеренко // Зб. наук. пр. НУК. — Миколаїв : НУК, 2008. — № 4 (421). — С. 93–100.