

УДК 536.7

О.А. ШРАЙБЕР, д-р. техн. наук, проф.,
В.Б. РЕДЬКІН, канд. техн. наук, ст. наук. співр.
Інститут загальної енергетики НАН України,
вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

ВИЗНАЧЕННЯ ДОЦІЛЬНОГО ОБСЯГУ ВИКОРИСТАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ТЕРМОХІМІЧНОЇ РЕГЕНЕРАЦІЇ ДЛЯ ГАЗОТУРБІННИХ УСТАНОВОК ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ СТАНЦІЙ УКРАЇНИ

На основі термодинамічних та техніко-економічних розрахунків визначено доцільний обсяг впровадження схеми термохімічної регенерації на газотурбінних установках газоперекачувальних станцій України. Вартість палива, що може бути зекономлено, сягає 420 млн грн/рік.

Ключові слова: термохімічна регенерація, газотурбіна установка, теплообмін, техніко-економічні характеристики, термін окупності.

Енергозощадження часто називають нетрадиційним джерелом енергії, яке у кілька разів дешевше, ніж її виробництво традиційними методами. Серед різних технологій економії енергії мабуть найбільш важливим є використання вторинних енергоресурсів (ВЕР), перш за все, ентальпії відпрацьованих газів різноманітних теплоенергетичних та теплотехнологічних установок, що працюють на природному газі. Такі продукти згоряння часто мають досить високу температуру і, незважаючи на це, скидаються в атмосферу. Традиційний і найбільш розповсюджений метод утилізації таких ВЕР – це повітряна регенерація, але цей метод має істотні недоліки: вдається використати не всю енергію відпрацьованих газів, нагрівання повітря збільшує емісію NO_x , та є випадки, коли такий спосіб взагалі неприйнятний (наприклад, для двигунів внутрішнього згорання).

Принципово відмінний метод ефективного використання ВЕР полягає у термохімічній регенерації (ТХР), яка базується на ендотермічній реакції вихідного палива з відповідним агентом, що призводить до отримання нового, значно більш калорійного, конвертованого палива (КП). Свого часу в Інституті загальної енергетики НАН України було проведено серію досліджень термодинамічних характеристик схем ТХР для різних теплових установок. Ці розра-

хунки показали, що метод ТХР при певних умовах може зекономити до 10% (або навіть більше) вихідного палива [1]. Але для розроблення рекомендацій щодо впровадження ТХР треба визначити економічну ефективність методу, яку можна, наприклад, характеризувати терміном окупності τ капіталовкладень у спорудження термохімічного реактора.

Наскільки нам відомо, подібні дослідження проведено в єдиній статті [2], де представлено результати параметричних числових експериментів і з'ясовано вплив вихідних даних на техніко-економічні характеристики ТХР. Дану роботу присвячено визначенню таких характеристик стосовно до конкретних теплових пристроїв, а саме газотурбінних установок (ГТУ) для приводу газоперекачувальних станцій України.

Схема ТХР для ГТУ представлена на рис. 1. Тут для підвищення температури теплоносія термохімічний реактор встановлюється «в розсічку» (точка *c* на рис. 1), а для охолодження робочого тіла перед циліндром високого тиску у реактор подається певна кількість баласту – продуктів згоряння (замість повітря, щоб виключити негативний вплив кисню на конверсію). Розрахунок складається із чотирьох етапів: визначення складу КП, його ентальпії і калорійності; обчислення термодинамічних характеристик схеми ТХР; проведення термодинамічного розрахунку такої ж установки без ТХР; визначення техніко-економічних характе-

© О.А. ШРАЙБЕР, В.Б. РЕДЬКІН, 2018

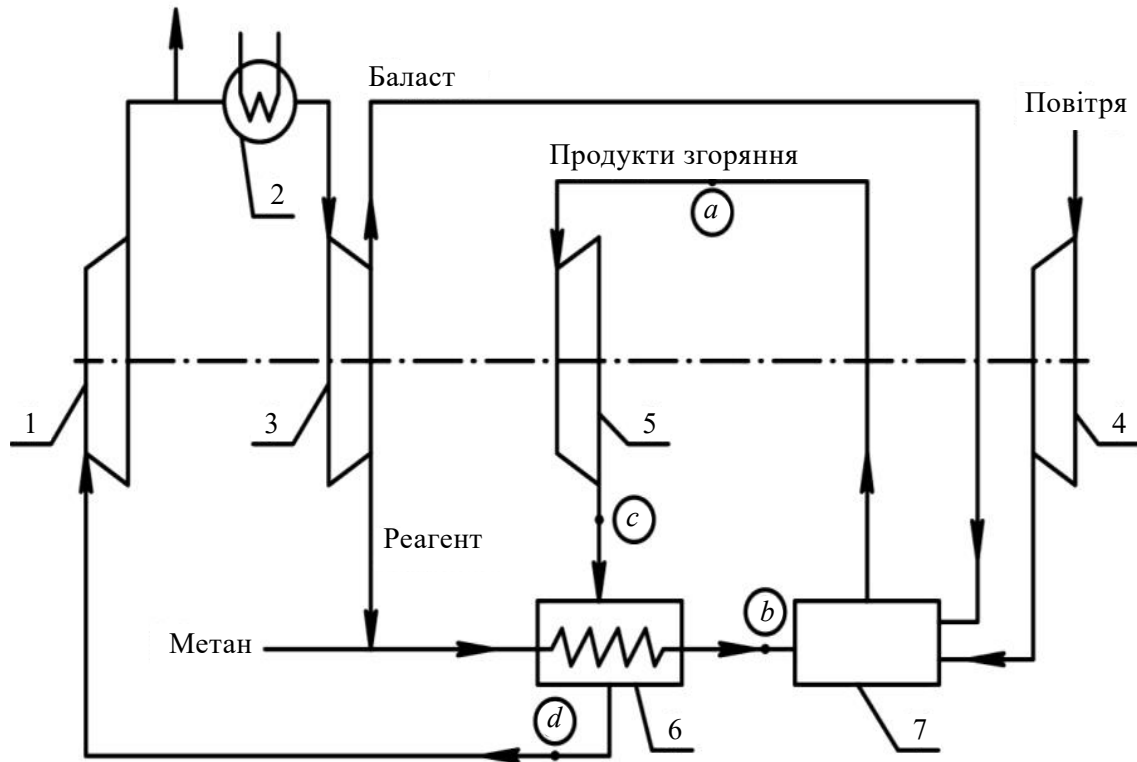


Рисунок 1. Схема газотурбінної установки з ТХР:

1 – циліндр низького тиску; 2 – холодильник; 3 – компресор для ПЗ; 4 – повітряний компресор; 5 – циліндр високого тиску; 6 – реактор-теплообмінник; 7 – камера згоряння

ристик схеми ТХР. Метод розрахунку описано в [1–5] досить детально і тут не наводиться. Вихідні дані для розрахунків узяті із книги [6].

Приклад отриманих результатів для 12 моделей ГТУ представлено у табл. 1. Тут T – температура; P – тиск; індекси при T та P відповідають літерам у кружечках на рис. 1; x_i – кількість речовини i в КП (кмоль/кмоль CH_4); $i = 1-6$ відповідають CH_4 , N_2 , H_2 , CO_2 , CO , H_2O ; η – ККД схеми ТХР; Q – кількість теплоти, що передається в реакторі (МДж/кмоль CH_4); η_0 – ККД ГТУ без регенерації; $\Delta\eta(a)$, $\Delta\eta(r)$ – приріст ККД за рахунок ТХР абсолютний і відносний; ΔT – середній температурний напір у реакторі; K_{th} – коефіцієнт теплопередачі у реакторі (кВт/м² К); F – теплообмінна поверхня; W , W_0 – витрати на паливо із та без ТХР (10⁶ грн/рік); K – капіталовкладення у спорудження реактора (10⁶ грн); τ – термін їх окупності. Для зручності у табл. 1 прийнято, що потужність кожної установки дорівнює $N = 10$ МВт, і потім перераховано на її реальну потужність. Аналіз цих даних дозволяє зробити такі висновки.

За винятком варіанта 1, термін окупності капіталовкладень τ – не більше півроку, отже,

розрахунки підтвердили високу ефективність технології ТХР, зокрема, схеми рис. 1. Слід зазначити, що реалізація схеми не вимагає великої теплообмінної поверхні, і навіть у кращому варіанті 12 маємо усього $F = 213$ м², тобто при типових геометричних характеристиках пакета труб об'єм реактора-теплообмінника порядку 8 м³.

Техніко-економічні характеристики схеми сильно залежать від початкових температури та тиску, і велике значення τ для варіанта 1 пояснюється саме цим. Найбільш високими показниками характеризується варіант 12, де температура та тиск робочого тіла перед турбіною максимальні із розглянутих, – маємо $\Delta\eta(a) = 3,82\%$, $\Delta\eta(r) = 8,7\%$. Відповідно і термін окупності тут мінімальний.

У варіантах 4 і 5, незважаючи на невеликий термін окупності капіталовкладень, через дуже низьку температуру T_a абсолютний приріст ККД менше відсотка, і тому застосування технології ТХР тут можна вважати недоцільним. Крім того, установки за варіантами 6, 7, 9 – 11 фізично і морально зношені, і нема сенсу їх реконструювати. Отже, доцільно впровадити технологію ТХР для варіантів 2, 3, 8, 12. Потужність

Таблиця 1 – Деякі результати розрахунків техніко-економічних характеристик ТХР схеми для газоперекачувальних станцій України

Номер варіанта	1	2	3	4	5	6
Модель ГТУ	ГТН-6	ГПА-Ц-6,3А	ГПА-Ц-6,3С	ГТК-10	ГПУ-10	ГТК-10И
T_a , К	1033	1280	1295	1053	1058	1216
P_a , МПа	0,57	1,59	1,34	1,01	1,01	1,01
T_b , К	759,2	867	897,5	725,5	729,7	860,3
T_c , К	859,2	967,1	997,4	825,6	829,7	960,3
T_d , К	816,5	904,6	917,3	799,8	803	890,3
x_1	0,907	0,804	0,792	0,948	0,945	0,82
x_2	2,507	2,507	2,507	2,507	2,507	2,507
x_3	0,329	0,504	0,628	0,19	0,20	0,560
x_4	0,384	0,357	0,337	0,368	0,37	0,357
x_5	0,043	0,137	0,204	0,017	0,019	0,15
x_6	0,523	0,483	0,455	0,58	0,577	0,463
η , %	29,3	41,79	40,73	34,95	35,04	37,32
Q	70,9	88,8	108,7	46,7	48	100,4
η_0 , %	28,84	39,85	38,78	33,98	34,06	35,84
$\Delta\eta(a)$, %	0,46	1,94	1,95	0,97	0,98	1,48
$\Delta\eta(r)$, %	1,58	4,88	5,0	2,8	2,8	4,1
ΔT , К	195	186,8	194,8	171,6	172,5	198,6
K_{th}	0,051	0,0901	0,0838	0,0684	0,0685	0,0719
F , м ²	302	157,4	204	141,9	144,5	234,7
W	180,1	126,3	129,6	151,0	150,6	141,4
W_0	183	132,4	136,1	155,3	154,9	147,2
ΔW	2,9	6,1	6,5	4,3	4,3	5,8
K	3,39	1,77	2,29	1,59	1,62	2,64
τ , місяців	14,2	3,45	4,22	4,44	4,49	5,42
Номер варіанта	7	8	9	10	11	12
Модель ГТУ	ГПА-Ц-16	ГПА-Ц-16С	ГТН-16	ГПУ-16	ГТК-25-И	ГПА-25/76
T_a , К	1130	1343	1193	1135	1200	1518
P_a , МПа	0,97	1,9	1,15	1,27	0,82	2,18
T_b , К	793,3	900,1	828,5	771,8	867,2	1023,0
T_c , К	893,3	1000,1	928,5	871,8	967,2	1122,9
T_d , К	848,6	928,7	874,8	838,5	890,5	977,9
x_1	0,901	0,821	0,872	0,933	0,791	0,594
x_2	2,507	2,507	2,507	2,507	2,507	2,507
x_3	0,342	0,546	0,421	0,249	0,642	1,107
x_4	0,376	0,324	0,371	0,37	0,35	0,223
x_5	0,057	0,171	0,091	0,034	0,192	0,517
x_6	0,524	0,479	0,501	0,56	0,441	0,371
η , %	35,77	43,89	38,08	37,94	35,14	47,59
Q	70,2	96,2	80,1	54,9	109,0	173,0
η_0 , %	34,72	41,56	36,71	36,65	33,78	43,77
$\Delta\eta(a)$, %	1,05	2,33	1,37	1,29	1,36	3,82
$\Delta\eta(r)$, %	3,03	5,6	3,73	3,5	4,0	8,7
ΔT , К	187,7	188,2	190,0	175,3	205,3	191,9
K_{th}	0,0685	0,0989	0,076	0,0824	0,065	0,111
F , м ²	190,3	149,2	182,7	124,8	290,0	212,9
W	147,5	120,2	138,6	139,1	150,2	110,9
W_0	152,0	127,0	143,7	144,0	156,2	120,6
ΔW	4,46	6,75	5,17	4,9	6,04	9,68
K	2,137	1,676	2,055	1,402	3,25	2,39
τ , місяців	5,75	2,98	4,76	3,44	6,46	2,96

та кількість цих установок на газоперекачувальних станціях України наводяться нижче:

Варіант	2	3	8	12
N , МВт	6,3	6,3	16	25
n	16	9	3	12

Таким чином, загальна кількість ГТУ, де використання ТХР рекомендується, становить 40, їх сумарна потужність – 505 МВт, а вартість палива, що можна зекономити, – 420 млн грн/рік.

ВИСНОВКИ

Проведено термодинамічні та техніко-економічні розрахунки схеми термохімічної регенерації (на основі конверсії природного газу з продуктами згорання) для 12 моделей газотурбінних установок газоперекачувальних станцій України. Встановлено, що для переважної більшості моделей термін окупності капіталовкладень у схему ТХР не перевищує кількох місяців. Рекомендується впровадження схеми ТХР на 40 газотурбінних установках із сумарною потужністю 505 МВт, при цьому вартість палива, що може бути зекономлена, становить 420 млн грн/рік.

1. Шрайбер О.А. Використання теплових вторинних енергоресурсів методом термохімічної

регенерації. Метод розрахунку газотурбінної установки. *Проблеми загальної енергетики*. 2013. № 3(34). С. 47–51.

2. Шрайбер О.А. Визначення економічної ефективності схем термохімічної регенерації для теплових двигунів. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. № 3(54). С. 48–53. <https://doi.org/10.15407/pge2018.03.048>.

3. Шрайбер О.А. Використання теплових вторинних енергоресурсів методом термохімічної регенерації. Розрахунок конверсії палива. *Проблеми загальної енергетики*. 2013. № 2(33). С. 39–42.

4. Шрайбер О.А. Визначення оптимальних умов реалізації процесу термохімічної регенерації для використання теплоти відпрацьованих газів газотурбінної установки. *Проблеми загальної енергетики*. 2015. № 3(42). С. 36–49. <https://doi.org/10.15407/pge2015.03.036>.

5. Шрайбер О.А., Антоненко І.В. Метод розрахунку динаміки процесу конверсії природного газу. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. № 2(49). С. 65–74. <https://doi.org/10.15407/pge2017.02.065>.

6. Волков М.М., Михеев Л.А., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. М.: Недра, 1975. 286 с.

Надійшла до редколегії 29.10.2018