

ЕНЕРГЕТИЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY SAVINGS

УДК 621.438

В.М. Горбов, к.т.н., проф., ORCID 0000-0002-9697-8083
Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова
С.М. Мовчан, нач. відділу, ORCID 0000-0002-2893-7597
Державне підприємство "Науково-виробничий комплекс газотурбобудування "Зоря"-
"Машпроект"
Д.М. Соломонюк, к.т.н., ORCID 0000-0002-3479-9397
Державне підприємство "Науково-виробничий комплекс газотурбобудування "Зоря"-
"Машпроект"

ПЕРСПЕКТИВИ МОДЕРНІЗАЦІЇ ГТС УКРАЇНИ РЕГЕНЕРАТИВНИМИ ГАЗОТУРБІННИМИ УСТАНОВКАМИ

Визначена економія паливного газу у газотурбінних приводах газоперекачувальних агрегатів газотранспортної системи України за рахунок використання ГТУ з регенерацією теплоти. Заміна в існуючих регенеративних газотурбінних установках пластинчастих регенераторів новими трубчастими теплообмінниками з підвищенням ККД до 31,2 % (замість існуючих 20–21,3 %), зменшить загальну витрату палива на привідні ГТУ на 7,4 %. Заміна застарілих ГТУ новими регенеративними установками з ККД 40,3 %, дозволить знизити загальну витрату палива на 3,0 %, при модернізації ГТУ потужністю 16 МВт, на 18,1 % – при модернізації установок потужністю 10 МВт і на 4,2 % при модернізації установок потужністю 6 МВт. Рекомендовані параметри регенераторів для модернізації існуючих ГТУ: тепла ефективність 0,82, сумарні відносні втрати тиску робочого тіла 0,035, для нових установок – 0,837 і 0,032 відповідно. За рахунок використання трубчастих поверхонь, профільованих лунками, можливо знизити масу трубчастого регенератора на 15-20 % і наблизити його показники до показників пластинчастих регенераторів.

Ключові слова: газотранспортна система, газотурбінні установки, регенерація теплоти, регенератор, коефіцієнт корисної дії, витрата палива.

Вступ

Газотранспортна система (ГТС) України – одна з найбільших у світі інфраструктур для транзиту газу і друга в Європі: пропускна здатність на вході 304,0 млрд. м³/рік, на виході – 145,8 млрд. м³/рік. На сьогодні компанія Укртрансгаз експлуатує 702 газоперекачувальні агрегати (ГПА) загальною потужністю 5440 МВт. Вони розміщені на 72 компресорних станціях, у складі яких знаходиться 108 компресорних цехів [1, 2]. Основним приводом, що використовується у ГПА, є газотурбінні установки (ГТУ) – ними обладнано 448 агрегатів (64 %), їх загальна потужність – 4535 МВт (тобто 83,4 % від потужності всіх приводних двигунів). Більша частина цих ГТУ вичерпала свій ресурс, фізично й морально застаріла. Середній їх коефіцієнт корисної дії (ККД) знаходиться на рівні 24–25 %. Річна витрата палива на ГТУ складає 8,4 млрд. м. куб на рік (9 % від загального обсягу транзиту), а витрати на паливо – 80 % від загальних експлуатаційних витрат. Таким чином, ГТС є найбільшим споживачем газоподібного палива в Україні, тому задача зменшення експлуатаційних витрат на паливо шляхом підвищення ефективності приводних двигунів є актуальною задачею [2– 5].

Поточний стан газотранспортної системи потребує вживання негайних заходів, спрямованих на підвищення її надійності й ефективності роботи. З 1992-го року у середньому модернізувалось, приблизно, чотири ГПА на рік, хоча для модернізації ГТС темпами, які б випереджали зношення обладнання, необхідно модернізувати 20 и більше агрегатів на рік [2– 4, 6].

У зв'язку з цим було розпочато масштабний проект з модернізації та реконструкції газотранспортної системи, основними задачами якого є впровадження комплексних рішень, які знижують енергозатрати з одночасним підвищенням надійності і ефективності. Кінцевою метою є збільшення комерційної привабливості транспортних маршрутів через територію України і мінімізація ризиків постачання ними природного газу до Європейського Союзу [1, 2].

© В.М. Горбов, С.М. Мовчан, Д.М. Соломонюк, 2019

В останні десятиріччя були запропоновані декілька шляхів модернізації ГТС, таких як, наприклад [3–7], проте всі вони з різних причин не були реалізовані. На сьогодні Укртрансгаз розробив концепцію модернізації ГТС України згідно, до якої розпочато реконструкцію компресорних станцій шляхом заміни ГПА, що відпрацювали свій моторесурс, на вискоефективні двигуни потужністю 6, 10, 16 та 25 МВт з високим (36 % і більше) коефіцієнтом корисної дії [1]. Необхідно зазначити, що ККД сучасних ГТУ досягає 34–36 %, подальше його збільшення до 40 % і вище пов'язано з істотними проблемами [4–6, 8]. Це викликано тим, що на сьогодні можливості основного методу вдосконалення ГТУ шляхом підвищення початкової температури газу (t_3) майже вичерпані. Значення t_3 досягло величини 1250 °С, і подальше її збільшення вимагає впровадження нових складних систем охолодження проточної частини двигуна, що приводить до збільшення його вартості та може знизити надійність і термін експлуатації. Перспективним є другий метод: впровадження ГТУ складних циклів, у тому числі і з регенерацією теплоти, яка дозволяє досягти високих значень ККД вже при помірних значеннях t_3 (900–1100 °С) [4, 6, 9].

Мета та завдання. Мета: оцінити рівень економії паливного газу у газотурбінних приводах газоперекачувальних агрегатів ГТС України за рахунок використання ГТУ з регенерацією теплоти.

Досягнення вказаної мети обумовлено рішенням наступних задач:

1. Проаналізувати склад газотурбінних ГПА, що експлуатуються у ГТС України, визначити перспективні напрямки модернізації.
2. Визначити економію паливного газу за рахунок модернізації регенеративних ГТУ промислового типу шляхом заміни регенераторів.
3. Визначити параметри регенераторів, призначених для модернізації існуючих регенеративних ГТУ промислового типу, їх вплив на економію паливного газу та масові показники установок.
4. Визначити зміну витрати палива, обумовлену заміною газотурбінних приводів ГПА новими регенеративними ГТУ.

Матеріал і результати досліджень

Із аналізу парку газотурбінних установок ГТС України (таблиця 1) виходить, що найбільшою групою за кількістю (45,3 % від загальної кількості агрегатів), потужністю (45,5 % від загальної потужності) і рівню споживання палива (46,0 % від загальної витрати) є газотурбінні установки агрегатною потужністю 10–10,3 МВт. Їх середній ККД складає 27,5 %, і, таким чином, ця група є найбільш перспективною для модернізації.

Таблиця 1 – Загальні характеристики ГПА з газотурбінним приводом, що встановлені у ГТС України [7, 8, 11, 13, 14]

Назва ГПА	Номінальна потужність у станційних умовах, МВт	Витрата паливного газу нм ³ /год	ККД, %	Кількість ГПА	Сумарна потужність ГПА, МВт	Сумарна витрата паливного газу тис. нм ³ /год
Центавр (С-304)	2,62	1080	25,0	3	7,86	3,2
ГТ-6-750	6	2575	24,0	3	18	7,7
ГТ-750-6 (регенеративний)	6	2290	27,0	35	210	80,2
ГПА-Ц-6,3 (НК-12СТ)	6,3	2595	25,0	48	302,4	124,6
ГПА-Ц-6,3-А	6,3	2160	30,0	20	126	43,2
ГПА-Ц-6,3-С	6,3	2070	31,3	22	138,6	45,5
ГТН-6	6,3	2702	24,0	44	277,2	118,9
ГПА-Ц-8А	8	2590	31,8	3	24	7,8
ГПА-10	10	3885	26,5	8	80	31,1

Продовження таблиці 1

ГПА-10-01	10	3591	28,7	35	350	125,7
ГТК-10-2 (регенеративний)	10	3675	28,0	16	160	58,8
ГТК-10-4 (регенеративний)	10	3550	29,0	43	430	152,7
ГТК-10-АИ	10	4790	21,5	1	10	4,8
ГТК-10С	10	4790	21,5	2	20	9,6
ГТК-10И	10,3	4095	25,9	83	854,9	339,9
ГТНР-10	10,5	3380	32,0	15	157,5	50,7
ГПА-Ц-16С (НК-16)	16	5600	29,4	5	80	28,0
ГПА-Ц-16	16	5885	28,0	16	256	94,2
ГПУ-16	16	5490	30,0	8	128	43,9
ГПУ-16 К "Водолій"	16	3895	42,3	1	16	3,9
ГТН-16	16	5750	28,6	4	64	23,0
ГПА-25С	25	7440	34,6	12	300	89,3
ГТК-25И	25	9192	28,0	21	525	193,0
Всього	–	–	–	448	4535,5	1679,5

Наступними за рівнем споживання палива є:

- ГТУ агрегатною потужністю 6 МВт (24,6 % від загальної витрати палива, середній ККД 26,3 %);
- ГТУ агрегатною потужністю 25 МВт (16,8 % від загальної витрати палива, середній ККД 30,1 %);
- ГТУ агрегатною потужністю 16 МВт (11,5 % від загальної витрати палива, середній ККД 29,0 %);

Слід зазначити, що на 94 ГПА, що експлуатуються у ГТС України, встановлені регенеративні газотурбінні установки промислового типу (ГТ-750-6 і ГТК-10), загальною потужністю 800 МВт (17,6 % від загальної потужності всіх ГТУ). Проектний ККД цих установок складає 27–29 %, в результаті чого на них приходиться 17,4 % палива, що споживають всі ГТУ. В процесі експлуатації теплообмінна матриця цих регенераторів втрачала герметичність внаслідок термоциклічних навантажень і великих перепадів температур у теплообмінних пластинах. З'являлись протікання повітря, які приблизно через 40 тис. годин напрацювання перевищували 10 % від загальної витрати [10, 12, 15, 16, 17]. Потужність ГТУ при цьому знижувалась на 30–50 %, ККД – до 20–21 % [17]. Повністю усунути протікання шляхом заварювання тріщин не вдалось: через 1000–1500 годин втрали робочого тіла повертались на попередній рівень [10, 12]. Виходячи з цього, при подальшій експлуатації регенератори виключались з роботи байпасуванням по повітрю і згодом демонтувались.

Величину збільшення витрати палива у регенеративних ГТУ внаслідок виведення регенератора з експлуатації можна оцінити за допомогою залежності, яка виражає ККД регенеративної ГТУ (η) через ККД ГТУ без регенерації (η') і безрозмірний комплекс, до якого входять параметри регенератора [18]. Для ГТУ з простою регенерацією вказана залежність матиме вид:

$$\eta = C_{\eta} \eta' = \frac{1 - C_P \cdot \delta P_{P\Sigma}}{1 - C_t \cdot C_Q \cdot \varepsilon} \eta', \quad (1)$$

де ε – теплова ефективність регенератора, яка є відношенням теплового потоку в регенераторі (Q_P) до максимального теплового потоку, що можна передати від гарячого теплоносія до холодного (Q_{\max}); $\delta P_{P\Sigma}$ –

сумарні відносні втрати тиску, $\delta P_{P\Sigma} = \delta P_{P_x} + \delta P_{P_r}$; ΔP_{P_r} і ΔP_{P_x} та $\delta P_{P_x} = \Delta P_{P_r} / P_{Г\text{ вх}}$ і $\delta P_{P_x} = \Delta P_{P_x} / P_{Г\text{ вх}}$ – абсолютні і відносні втрати тиску гарячого і холодного теплоносіїв у регенераторі; $P_{Г\text{ вх.}}$, $P_{Г\text{ вх.}}$, Па – тиск холодного і гарячого теплоносіїв на вході до регенератора, $Q_{\text{max}} = W_{P\text{ min}}(t_4 - t_2)$, Вт – максимальний тепловий потік; $W_{P\text{ min}}$ і $W_{P\text{ max}}$, Вт/К – найменший і найбільший з водяних еквівалентів холодного ($W_x = G_x \cdot c_{p_x}$) і гарячого ($W_r = G_r \cdot c_{p_r}$) теплоносіїв; $t_4, t_2, ^\circ\text{C}$ – температура газів та повітря перед регенератором.

Величини, що розраховуються за параметрами ГТУ без регенерації теплоти:

$$C_Q = Q_{\text{max}} / Q'_{\text{КЗ}} \quad (2)$$

– показує, яка максимальна частина теплоти, що підводиться у камері згоряння (КЗ), може бути передана у регенераторі при повній регенерації теплоти ($\varepsilon = 1$);

$$C_t = \left[1 - \left((L_0 + 1) \cdot c_{p\text{пз } 0-3} - L_0 \cdot c_{p\text{п } 0-3} \right) \cdot t_3 / Q_p^H \right]^{-1} \quad (3)$$

– враховує вплив на ККД зміни витрати робочого тіла, що виходить із КЗ; $C_p = m_{T3} \cdot C_v$ – показує, на скільки зменшиться потужність ГТУ при збільшенні сумарних втрат тиску у регенераторі на 1 %;

$$C_v = 1 / \left(\pi'_{T2}^{-m_{T2}} - 1 \right) \cdot N'_{T2} / N'_e \quad (4)$$

– характеризує вплив втрат тиску на потужність ГТУ.

Величини, що входять до вказаних залежностей: N'_{T2} , Вт – потужність процесу розширення між камерою згоряння та регенератором (зі ступенем зниження тиску π_{T2}), $m = R/c_p$; R , Дж / (кг К) – газова стала робочого тіла; $Q'_{\text{КЗ}} = G'_{\text{пал}} \cdot \eta_{\text{КЗ}} \cdot Q^H_p$, Вт – кількість теплоти, що підводиться за 1 с до робочого тіла у камерах згоряння ГТУ без регенерації; Q^H_p , Дж/кг – нижча робоча теплота згоряння палива, $c_{p\ t_1-t_2}$, Дж/кг – питома середня масова ізобарна теплоємність робочого тіла у діапазоні температур t_1 і t_2 ; L_0 , кг/кг – теоретично необхідна кількість окислювача для спалення 1 кг палива; $G_{\text{пал}}$, кг/с – витрата палива; $\eta_{\text{КЗ}}$ – ККД камери згоряння; $t_3, ^\circ\text{C}$ – початкова температура газу у процесі розширення. Параметри зі штрихом відносяться до безрегенеративного циклу.

Розрахунок показав, що виключення регенератора із складу установки призводить до зменшення ККД у 1,36 разу (з 27–29 % до 20–21,3 %), внаслідок чого сумарна витрата палива на ГПА з газотурбінним провідом зростає на 6,3 %. Якщо прийняти, що ГПА працюють при повному завантаженні, а витрати палива на інші привідні ГТУ залишилися незмінними, то за рік це приведе до втрат у 842 млн. нм^3 . При цьому частка палива, що споживається регенеративними ГТУ, зростає до 22,2 % від загального споживання палива.

У [10] було показано, що заміна всіх застарілих ГПА агрегатами нового покоління вимагає великих фінансових вкладень, в той же час вартість модернізації існуючих ГПА у 5–8 разів менша. Цим шляхом вже пішли у Російській Федерації, де проблема модернізації ГТС є такою ж гострою, як і в Україні. Зпочатку XXI сторіччя на компресорних станціях Росії почалася модернізація старих газоперекачувальних агрегатів типу ГТК-10-4 виробництва Невського заводу (НЗЛ). Конструктивні рішення, що були прийняті при їх модернізації, дозволили за рахунок заміни окремих вузлів поліпшити характеристики цих ГПА і подовжити їх ресурс на 150–180 тис. годин [10, 12]. Пластинчасті регенератори були замінені на більш надійні трубчасті теплообмінники, основні параметри яких приведені у таблиці 2 [10, 12, 15– 17], яка містить також значення ККД і витрати палива на установку ГТК-10, що очікуються після встановлення нових регенераторів (розраховані за залежністю (1)).

Таблиця 2 – Проектні параметри регенераторів для установки ГТК-10 і очікувана паливна економічність установок після модернізації

Регенератор, фірма-проектант	Тип поверхні теплообміну	ε	$\delta P_{P\Sigma}$	Маса регенератора, т	ККД ГТУ, %	Витрата палива на ГТУ, $\text{нм}^3/\text{год}$
Базовий, НЗЛ	пластинчаста	0,7	0,05	38,7	28,0	3645
Модернізований, НЗЛ	пластинчаста	0,7	0,0642	32,1	27,4	3725
Моноблоковий, ВНВО «Союзпромгаз»	орєбрєні труби	0,7	0,053	67	27,9	3658

Продовження таблиці 2

Секційний, ВНВО «Союзпромгаз»	орєбрєні труби	0,7	0,057	70,1	27,7	3685
ВПТ-1400, ЗАО «ОРМА»	гладкі труби	0,72	0,042	54	28,8	3544
РВП-ТАРК-10-1, НПП ТАРК	гладкі труби	0,8	0,049	61,2	30,3	3369
РГ-10, НВЦ «Анод»	гладкі спіральні труби	0,77	0,053	58	29,5	3460
РГ-10БМ, НВЦ «Анод»	гладкі спіральні труби	0,78	0,056	58	29,6	3448
РВП-3600 -01, «ЗіО-Подольск»	гладкі труби	0,81	0,0442	100	31,0	3293
РВП-3600 -02, «ЗіО-Подольск»	гладкі труби	0,81	0,0463	106	30,9	3303
РВП-3600 -03, «ЗіО-Подольск»	гладкі труби	0,81	0,05	96	30,7	3325
РВП-3600 -04, «ЗіО-Подольск»	гладкі труби	0,81	0,05	55,4	30,7	3325
РГУ-1800, «ЗіО-Подольск»	труби з інтенсифікаторами	0,68	0,0417	48	27,9	3658
РГУ-1800-1, «ЗіО-Подольск»	труби з інтенсифікаторами	0,73	0,05	47	28,7	3556
РВП-3000БС «ЗіО-Подольск»	гладкі труби	0,73	0,05	44	28,7	3556
РВП-3000БС-01 «ЗіО-Подольск»	гладкі труби	0,73	0,05	56	28,7	3556

Слід зазначити, що при виборі параметрів цих регенераторів та їх проектуванні не враховувався їх вплив на ККД ГТУ та не було проведено їх оптимізації. У [18] отримані залежності, що пов'язують параметри регенератора та його поверхні теплообміну з паливною ефективністю ГТУ і розроблені рекомендації з пошуку їх раціональних значень. Виходячи з цих рекомендацій було проведено розрахунок регенераторів ГТУ для установки ГТК-10. За основу взята конструкція трубчастого змійовикового регенератора [9], розробленого Державним підприємством «Науково виробничий комплекс газотурбобудування «Зоря»-«Машпроект» для установки ГТУ-16Р (рис. 1). Для різних значень ККД були визначені раціональні значення теплової ефективності та сумарних втрат тиску (рис. 2) і геометричні параметри регенератора (зовнішній діаметр теплообмінної труби $d_3 = 18-20$ мм, відносні кроки труб у шаховому пучку: поперечний $s_1/d_3 = 1,43-1,45$, повздовжній $s_2/d_3 = 1,1$), які забезпечують його мінімальну масу (рис. 3).

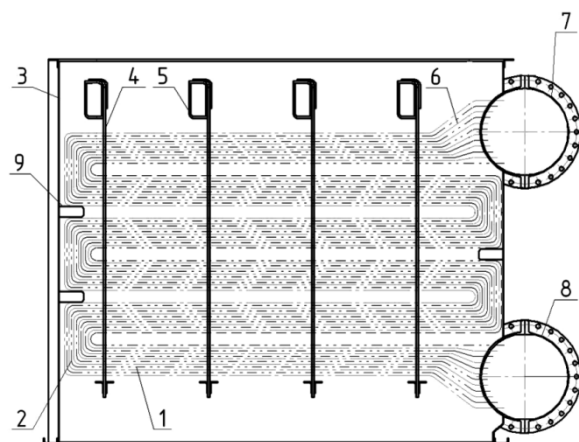


Рисунок 1 – Секція регенератора для ГТУ-16Р (ДП НВКГ «Зоря»-«Машпроект») [9]:

1 – теплообмінний пакет із плоских змійовиків; 2 – калачі; 3 – корпус; 4 – проставки; 5 – балки; 6 – відводи; 7 – роздавальний повітряний колектор; 8 – збиральний повітряний колектор; 9 – витискувач

Таким чином (рис.3), розроблені у [9] рекомендації з вибору ефективності, втрат тиску та геометричних параметрів теплообмінної матриці гладкотрубчастого регенератора дозволили при однакових значення ККД отримати регенератор для модернізації газоперекачувального агрегату ГТК-10 з масою на 10–50 % меншою маси більшості регенераторів, що запропоновані для модернізації цієї установки (рис. 3 безперервна лінія). Маса ГТУ при цьому буде меншою на 5-20 %, ніж у аналогів.

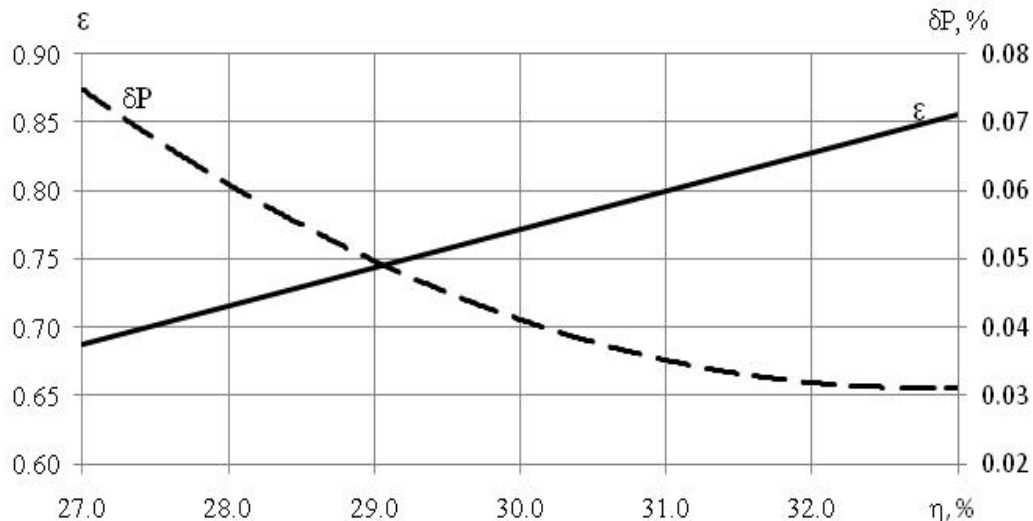


Рисунок 2 – Залежність раціональних параметрів гладкотрубчастого змійовикового регенератора для ГТК-10 від ККД установки.

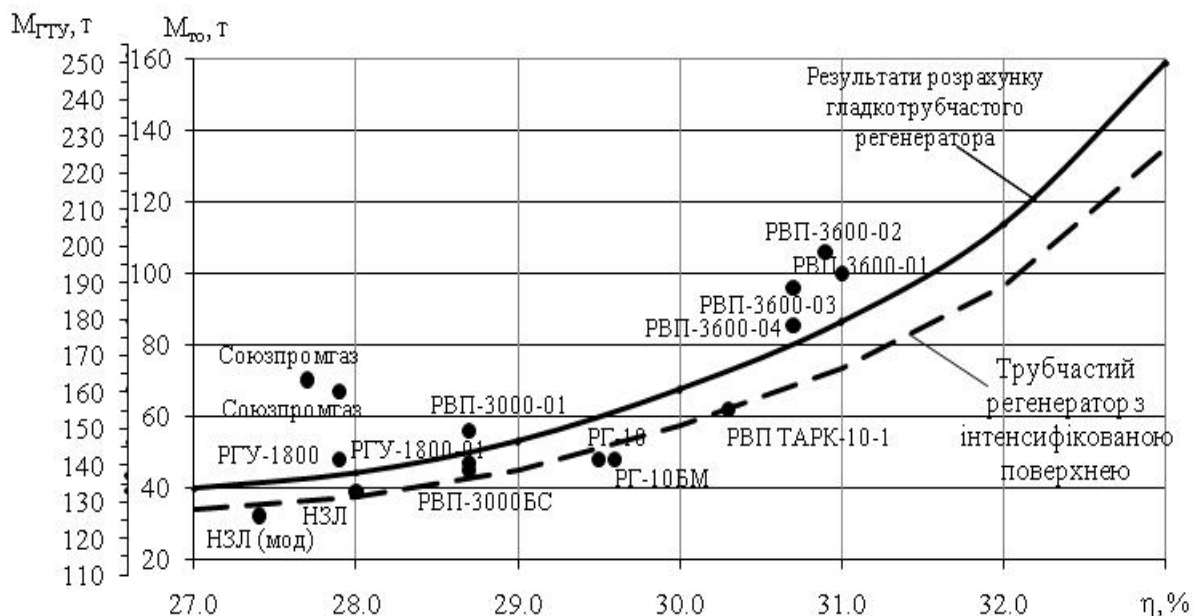


Рисунок 3 – Зміна маси регенератора для модернізації ГТК-10 і маси установки від її ККД.

Із розглянутих регенераторів (таблиця 2) при однаковому збільшенні ККД меншу масу мають (наведено на рис. 3):

- пластинчасті регенератори НЗЛ, виконані із тонких штампованих пластин товщиною 0,2 мм, матеріал нержавіюча сталь. У експлуатації продемонстрували низьку надійність, тому наразі замість них впроваджують регенератори з гладких труб;

- регенератори РГ-10 і РГ-10БМ ВАТ «Анод» з теплообмінними матрицями із спіральних змійовиків із нержавіючої сталі з малим діаметром і товщиною стінок (10×0,8 мм);

– ТАРК-10-1. На відміну від проектного регенератора він має велику (до 7,5 м) ширину, що приводить до великого кута розкриття вхідного дифузора, зростання втрат тиску і проблем при розміщенні регенератора на станції. Розрахунки змійовикового регенератора проводились з обмеженням його габаритів, що привело до збільшення його маси порівняно з регенератором ТАРК;

– регенератори РГУ-1800 та РГУ-1800-01 з теплообмінними матрицями із труб з інтенсифікацією тепловіддачі.

Використання поверхонь, інтенсифікованих лунками, [19] приведе до зниження маси теплообмінної матриці регенератора до 33 %, маси всього теплообмінника до 15–20 % (при цьому вона може стати меншою, ніж маса пластинчастого), а маса установки зменшиться на 6–14 % (рис. 3, штрихова крива).

Із рис. 3 виходить, що маса змійовикового регенератора зростає при збільшенні ККД за залежністю, близькою до експоненціальної, і вже при ККД ГТУ 30,3–31,2 % маса установки збільшиться на 25–40 % порівняно з масою ГТУ з пластинчастим регенератором НЗЛ. При цьому теплова ефективність регенератора буде 0,78–0,82; сумарні відносні втрати тиску робочого тіла 0,035–0,04 %. Якщо прийняти в якості максимально рівня ККД при встановленні нового регенератора величину 31,2 %, отримаємо витрату палива у модернізованому ГТК-10 на рівні 3300 нм³/год, а у модернізованому ГТ-750–6 на рівні 2000 нм³/год. Внаслідок цього сумарна витрата палива на ГПА з газотурбінним приводом зменшиться на 7,4 %, що за рік приведе до економії у 1 063 млн. нм³.

Наступним етапом модернізації ГТС можна вважати заміну агрегатів, що відробили свій ресурс, на агрегати нового покоління з більшою економічністю (36 % і вище). Це приводить до необхідності створення і використання для транспортування газу сучасних високоефективних ГТУ [3, 4, 6]. Так, ДП НВКГ «Зоря»-«Машпроект» було розроблено технічний проект регенеративної газотурбінної установки потужністю 16 МВт для приводу нагнітачів природного газу з ККД 40,3 % (таблиця 3) [9, 19]. При заміні нею застарілих установок потужністю 16 МВт (табл. 1) сумарна витрата палива на ГПА з газотурбінним приводом зменшиться на 3,0 %.

Таблиця 3 – Основні розрахункові параметри ГТУ для приводу нагнітача природного газу проекту ДП НПКГ «Зоря»-«Машпроект» [9, 19]

Величина	Значення
Потужність на вихідному валу, МВт	16
ККД ГТД, %	40,3
Ступінь підвищення тиску	5,75
Початкова температура газу, °С	980
Витрата повітря на вході до ГТД, кг/с	74,9
Теплова ефективність регенератора	0,85
Температура повітря на вході до регенератора, °С	223
Температура газів на вході до регенератора, °С	590
Сумарні відносні втрати тиску	0,04
Маса теплообмінника, т	92,6

Поліпшення масогабаритних показників установки ГТУ-16Р можна виконати шляхом вибору раціональних значень ϵ і $\delta P_{P\Sigma}$, як рекомендується у [18]. Спочатку за формулою (1) визначаються значення ϵ і $\delta P_{P\Sigma}$, які забезпечують потрібне значення ККД (рис. 4), а потім за ними розраховується маса регенератора (рис. 5). Таким чином (рис. 5), для вказаного регенератора оптимальними параметрами є $\epsilon=0,837$ і $\delta P_{P\Sigma}=0,032$, які, порівняно з базовим варіантом ($\epsilon=0,85$ і $\delta P_{P\Sigma}=0,04$), забезпечать зниження маси

теплообмінника приблизно на 3 %. З іншого боку, нераціональний вибір вказаних величин міг привести до зростання маси регенератора більше, ніж на 10 %.

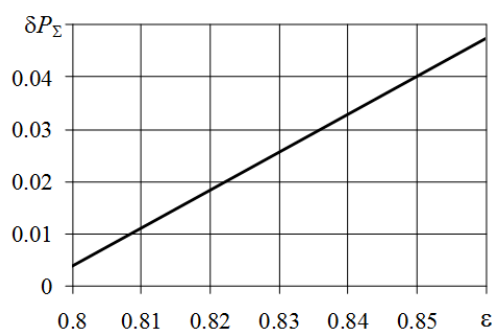


Рисунок 4 – Зв'язок між параметрами регенератора для ГТУ-16Р (ϵ і δP_{Σ}) що забезпечує задане значення ККД ГТУ

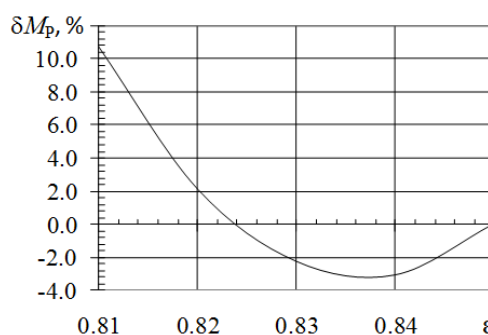


Рисунок 5 – Зміна маси регенератора для ГТУ-16Р від ϵ і δP_{Σ} при $\eta=40,3\%$

При модернізації ГТУ потужністю 10 МВт частину їх планується замінити на сучасні ГТУ рівної потужності, частину на ГТУ потужністю 16 МВт. Якщо при цьому використовувати регенеративні ГТУ з ККД на рівні 40,3 %, то економія палива складе ще 18,1 %. При заміні ГТУ потужністю 6 МВт регенеративними установками з ККД 40,3 % економія палива буде 4,2 %. Модернізація установок потужністю 25 МВт шляхом впровадження регенерації теплоти не виглядає перспективною з наступних причин. По-перше, ККД сучасних ГТУ потужністю 25 МВт вже досягло рівня 34–36 % [8]. По-друге, очікується суттєве зростання маси регенератора: у ГТУ-16Р маса регенератора досягла 92,6 т [9], а для ГТУ потужністю 25 МВт вона оцінюється на рівні 115–130 т.

Таким чином, впровадження регенеративних ГТУ на ГТС України дозволить зменшити витрату палива на привід газотурбінних ГПА від 10,4 % до 25,3 %.

Висновки

1. Модернізацію парку газотурбінних установок ГТС України доцільно проводити двома шляхами. Перший: подовження ресурсу регенеративних ГТУ промислового типу (ГТ-750-6, ГТК-10) на 50-60 тис. годин із заміною їх регенераторів. Другий: заміна застарілих ГТУ сучасними високоекономічними установками.

2. Пластинчасті регенератори, що використовувались у складі установок ГТ-750-6 і ГТК-10 продемонстрували під час експлуатації низьку надійність і були виведені із роботи. Внаслідок цього ККД вказаних ГТУ зменшився з 27–29 % до 20–21,3 %, що привело до збільшення загальної витрати палива на ГПА з газотурбінним приводом на 6,3 %.

3. Для модернізації регенеративних ГТУ доцільно використовувати більш надійні трубчасті регенератори. Рекомендуються наступні параметри трубчастого змієвикового регенератора: тепла ефективність регенератора 0,82; сумарні відносні втрати тиску робочого тіла 0,035, що дозволить отримати ККД модернізуємих ГТУ промислового типу на рівні 31,2 %, при цьому маса установки зростає на 40 % порівняно з ГТУ з базовим пластинчастим регенератором. Подальше збільшення ККД не є доцільним, оскільки приводить до різкого збільшення маси. Проведення такої модернізації дозволить зменшити витрати палива на привідні ГТУ на 7,4 %.

4. За рахунок використання трубчастих поверхонь, профільованих лунками, можливо зменшити масу регенератора на 15-20 %, при цьому її значення можуть наблизитись до показників пластинчастих регенераторів. Маса установки при цьому зменшиться на 6–14 %.

5. Використання при модернізації ГТУ потужністю 16 МВт нової регенеративної установки з ККД 40,3 % дозволить знизити витрату палива на ГТУ ГТС України на 3,0 %. Рекомендовані параметри регенератора $\varepsilon=0,837$ і $\delta P_{P\Sigma}=0,032$ забезпечать зниження маси теплообмінника на 3 % порівняно з базовою конструкцією.

6. Перспективним є використання регенеративних ГТУ при модернізації установок потужністю 10 МВт. При ККД нової установки 40,3 %, витрата палива на привідні ГТУ ГТС України знизиться на 18,1 %. Заміна існуючих ГТУ потужністю 6 МВт на регенеративні установки знизить витрату палива на 4,2 %.

7. Загальна економія палива на привід газотурбінних ГПА за рахунок використання регенеративних ГТУ може бути оцінена у діапазоні від 10,4 % до 25,3 %.

Список використаної літератури

1. Укртрансгаз. [Електронний ресурс]: Офіційний сайт АТ Укртрансгаз – Режим доступу до документу: <http://utg.ua>.

2. Михалевич О. Т. Модернізація газотранспортної системи України [Текст] // Трубопровідний транспорт – №6 (90) – 2014 – С. 12–13.

3. Халатов А. А. Вопросы реконструкции компрессорных станций газотранспортной системы Украины [Текст]/ А.А. Халатов, В.П. Парафейник, А.В. Смирнов, Д.А. Костенко // Компрессорное и энергетическое машиностроение – 2009 – № 4 (18) – 8–13 с.

4. Халатов, А. А. Какие газотурбинные двигатели необходимы газотранспортной системе Украины? [Текст]/ А. А. Халатов, Д. А. Костенко // Газотурбинные технологии. – 2008. – № 7. – С. 22–24.

5. Халатов А.А. Состояние и проблемы развития механического привода для ГТС Украины/ А.А. Халатов, А.А. Долинский, Д.А. Костенко, В.П. Парафейник // Промышленная теплотехника. – 2010. – Том. 32. – №1 – С. 44-53

6. Патон Б. Концепція (проект) державної науково-технічної програми "Створення промислових газотурбінних двигунів нового покоління для газової промисловості та енергетики" [Текст] / Б. Патон, А. Халатов, Д. Костенко, Б. Білека, Є. Письменний, А. Боцула, В. Парафійник, В. Коняїн // Вісн. НАН України. – 2008. – № 4. – С. 3–9.

7. Кравченко И. Ф. Создание газотурбинного двигателя АИ-312 для модернизации ГТС Украины импортозамещающим оборудованием [Текст] / И. Ф. Кравченко, С. А. Смирнов, В. В. Кубатин // Вісник НТУ «ХП». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – Харків : НТУ «ХП», 2016. – № 9(1181). – С. 56–64. – Бібліогр.: 5 назв. – ISSN 2078-774X. – doi: 10.20998/2078-774X.2016.09.08.

8. Установки для газотранспортной системы [Електронний ресурс]: Офіційний сайт ДП НВКГ «Зоря»-«Машпроект» – Режим доступу до документу : <http://zmturbines.com/ru/equipment-for-the-gas-transportation-system>

9. Спицын, В. Е. Регенеративная газотурбинная установка для ГПА мощностью 16 МВт / В. Е. Спицын, А. Л. Боцула, С. Н. Мовчан, В. Н. Чобенко, Д. Н. Соломонюк // Турбины и дизели – 2010. – № 5. – С. 28-31.

10. Сударев А. В. Рекуперативные подогреватели для ГПА компрессорных станций: опыт России [Текст] / А. В. Сударев // Промышленная теплотехника. – 2009. – Т.31. – № 4. С. 34–43.

11. Крук І. С. Експлуатаційні, технологічні та метрологічні характеристики газоперекачувальних агрегатів – база основа ефективності газотранспортної системи [Текст] / І.С. Крук, Ю.Б. Бурбела // Метрологія-2014. – 2014. – с. 433–434.

12. Виноградов В.В. Опыт внедрения трубчатых регенераторов на КС [Текст] / В.В. Виноградов, А.Н. Торбег, В.Б. Сударев, Е.П. Шевченко// Газовая промышленность. – 2002. – №11. – С. 69 – 71

13. Поршаков Б.П. Газотурбинные установки [Текст] / Б.П. Поршаков, А.А. Апостолов, В.И. Никишин. - М: ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 240 с.

14. Компрессорное оборудование и газоперекачивающие агрегаты. Технический каталог [Електронний ресурс]: Офіційний сайт ПАО "Сумское НПО" – Режим доступу до документу : <http://snpo.ua/ru/produkts/oborudovanie-tehnologicheskoe-nefteg/gazoperekachivayushhie-i-turbokompressornye-agregaty/gpa-s-gazoturbinnym-privodom-harakteristiki/>

15. Теплообменники-регенераторы (воздухонагреватели) трубчатые [Електронний ресурс]: Официальный сайт ВАТ "Факел": <http://www.fakel.ua/ru/products/gts/75/83/>

16. Белоусов В.Д. Трубчатые регенераторы ОАО «ЗиО-Подольск» [Текст] / В. Д. Белоусов, В. Г. Даниленко, Н. И. Мишустин, В. П. Рыбаков // Газотурбинные технологии. – 2004. – № 5 (сентябрь). – С. 44-45.

17. Аношкин Ю. И. Результаты работы по внедрению регенератора змеевикового типа для газотурбинной установки ГТК-10 [Текст] / Ю.И.Аношкин, Т.Т. Алиев, С.Б.Походяев, А.О.Прокопец // Газотурбинные технологии. – 2006. – № 5 (сентябрь). – С. 26-28.

18. Gorbov V. Decreasing the mass indices of gas turbine engines regenerators by means of choosing rational parameters [Текст] / V. Gorbov, D. Solomonuk // Восточно-европейский журнал передовых технологий. – 2016 – №6/8(84)– С. 12 – 23.

19. Мовчан, С. М. Перспективи використання у регенераторах ГТУ поверхонь теплообміну з інтенсифікацією теплообміну виступами та западинами / С. М. Мовчан, Д. М. Соломонюк // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – Харків : НТУ «ХПІ», 2017. – № 9(1231). – С.45–51. – Бібліопр. : 13 назв. – ISSN 2078-774X. – doi: 10.20998/2078-774X.2017.09.07.

V.Gorbov, Cand. Sc. (Eng.), Prof, **ORCID** 0000-0002-9697-8083

Admiral Makarov National University of Shipbuilding

S. Movchan, chief of department, **ORCID** 0000-0002-2893-7597

State enterprise "Zorya"-"Mashproekt" Gas Turbine Research and Development Complex"

D. Solomonuk, Cand. Sc. (Eng.) **ORCID** 0000-0002-3479-9397

State enterprise "Zorya"-"Mashproekt" Gas Turbine Research and Development Complex"

PROSPECTS OF MODERNIZATION OF THE UKRAINIAN GAS TRANSPORT SYSTEM WITH REGENERATIVE GAS TURBINE POWER PLANTS

Nearly 64% of gas compressor units (GCU) of the Ukrainian Gas Transport System (GTS) are equipped with gas turbine power plants (GTPPs), and their total capacity amounts to 83,4% of the power of all drive motors. Most of these GTPPs have already exceeded a life cycle and become out-of-date. Their average performance efficiency stands at 24-25%. The current state of the Gas Transport System demands immediate measures aimed at increasing its reliability and efficiency.

At the first stage of modernization of the gas turbine power plants park, it is reasonable to extend the life of regenerative gas turbine power plants by 50-60 thousand hours, replacing their plate regenerators with new high-efficiency and reliable tubular heat exchangers. Recommended regenerator parameters: thermal efficiency 0.82; total relative loss of working fluid pressure 0.035. This will increase the efficiency to 31.2 % (instead of the existing 20–21.3 %), resulting in decreasing of the total fuel consumption for drive gas turbine power plants by 7.4%. At the same time, the weight of the plant will increase by 40% compared to the GTPPs with a base plate regenerator, but it can be reduced by using tubular surfaces profiled with dimples (the weight of the regenerator will decrease by 15-20%, the weight of the plant – by 6-14%).

Replacement of the out-of-date GTPPs with modern high-efficiency plants is the second stage of modernization. The use of new regenerative plants with an efficiency of 40.3% will reduce the total fuel consumption on GCU by 3.0% at modernization of the 16 MW GTPPs, by 18.1 % at modernization of the 10 MW GTPPs, and by 4.2 % at modernization of the 6 MW GTPPs. Recommended regenerator parameters: thermal efficiency 0.837; total relative loss of working fluid pressure 0.032.

The total fuel economy for the gas turbine drive of the GCU due to the use of the regenerative GTPPs can be estimated within the range from 10.4 % to 25.3 %.

Key words: Ukrainian Gas Transport System, gas turbine power plants, heat regeneration, performance efficiency, total fuel consumption.

References

1. PJSC Ukrtransgaz. Official site. [Online]. Available: <http://utg.ua>. Accessed on: March 04, 2019.
2. O. T. Mykhalevych, "Modernization of the gas transport system of Ukraine", Pipeline transport, no. 6 (90), pp. 12–13, 2014.
3. A.A. Khalatov, V.P. Parafeinyk, A.V. Smyrnov, D.A. Kostenko, "Problems of reconstruction of the compressor stations of the gas transport system of Ukraine", Compressor and power machinebuilding, no. 4 (18), pp. 8–13, 2009.
4. A.A. Khalatov, D.A. Kostenko, "What gasturbine engines do need the gas transport system of Ukraine?", Gas-turbine technologies. no. 7, pp. 22–24, 2008.
5. A.A. Khalatov, A.A. Dolynskiy, D.A. Kostenko, V.P. Parafeinyk, "State and problems of development of mechanical drive for gas transport system of Ukraine ", Industrial Heat Engineering, vol. 32, no. 1, pp. 44–53, 2010.

6. B. Paton, A. Khalatov, D. Kostenko, B. Bileka, Ye. Pysmennyi, A. Botsula, V. Parafeinyk, V. Koniakhin "Conception (project) of the government scientific and technical program "Creation of industrial gasturbine engines of new generation for gas industry and energy"", Bulletin of the National Academy of Sciences of Ukraine, no 4, pp. 3–9, 2008.
7. I. Kravchenko, S. Smirnov, V. Kubatin, "Development of the AI-312 gas turbine engine for the modernization of the Ukrainian gas transport system with import-substituting equipment", Bulletin of NTU "KhPI" Series: Power and heat engineering processes and equipment, no. 9(1181), pp. 56–64, 2016, ISSN 2078-774X, doi: 10.20998/2078-774X.2016.09.08.
8. Units for gas pipeline system. Zorya-Mashproekt Gas Turbine Research and Development Complex. Official site. [Online]. Available: <http://zmturbines.com/ru/equipment-for-the-gas-transportation-system>. Accessed on: March 04, 2019.
9. V. Ye. Spitsyn, A.L. Botsula, S. N. Movchan, V. N. Chobenko, D. N. Solomoniuk "Regenerative gas turbine plant for gas pumping unit rated at 16 MW". Turbines & Diesels Magazine, no.5, pp. 28-31, 2010.
10. A. V. Sudarev. "Recuperative heaters for gascompressor units of the compressor stations: experience of Russia", Industrial Heat Engineering, vol. 31, no. 4, pp. 34–43, 2009.
11. I.S. Kruk, Yu.B. Burbela "Operating, technological and metrology characteristics of gascompressor units are basic foundation of efficiency of the gas transport system" Metrology-2014. – 2014. – с. 433–434.
12. V.V. Vinogradov, A. N. Torbeh, V. B. Sudarev, E. P. Shevchenko "Experience of instalation of tubular regenerators on compressor stations", Gas industries, no. 11, pp. 69 – 71, 2002.
13. B.P. Porshakov, A.A. Apostolov, V.I. Nikishyn. Gasturbine plants, Moscow, Russian: Publishing house «Oil and gas» of Russian state oil and gas university by name I.M. Hubkin, 2003/
14. Compressor equipment and gascompressor units. Technical catalogue. "Sumy NPO". Official site. [Online]. Available: <http://snpo.ua/ru/produkts/oborudovanie-tehnologicheskoe-nefteg/gazoperekachivayushhie-i-turbokompressornye-agregaty/gpa-s-gazoturbinnym-privodom-harakteristiki/> Accessed on: March 04, 2019.
15. Pipe heat exchangers – regenerators (Air Heaters). PJSTC "Fakel". Official site. [Online]. Available: <http://www.fakel.ua/ru/products/gts/75/83/>, Accessed on: March 04, 2019.
16. V. D. Bielousov, V. H Danylenko, N. I. Mishustyn, V. P. Rybakov. Pipe regenerators of JSC "ZiO-Podolsk", Gas-turbine technologies, no. 5, pp. 44-45, 2004.
17. Yu.I. Anoshkin, T.T. Aliiev, S.B. Pokhodiaev, A.O. Prokopets "Work results on introduction of regenerator of worm-pipe type performances for the gas-turbine setting of GTK-10", Gas-turbine technologies, no.5, pp. 26-28, 2006.
18. V. Gorbov, D. Solomonuk. "Decreasing the mass indices of gas turbine engines regenerators by means of choosing rational parameters", Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, no. 6/8(84), pp. 12 – 23, 2016.
19. S. M. Movchan, D. M. Solomonuk, "Prospects of the use of heat-exchange surfaces for the gas turbine plant regenerators intensifying the heat release by the ridges and cavities", Bulletin of NTU "KhPI". Series: Power and heat engineering processes and equipment, No. 9(1231), pp. 45–51, 2017, ISSN 2078-774X, doi: 10.20998/2078-774X.2017.09.07.

УДК 621.438

В.М. Горбов, к.т.н, проф., ORCID 0000-0002-9697-8083

Национальный университет кораблестроения имени адмирала Макарова

С.Н. Мовчан, нач. отдела, ORCID 0000-0002-2893-7597

**Державне підприємство "Науково-виробничий комплекс газотурбобудування "Зоря"-
"Машпроект"**

Д.Н. Соломонюк, к.т.н., ORCID 0000-0002-3479-9397

**Государственное предприятие "Научно-производственный комплекс газотурбостроения
"Зоря"- "Машпроект"**

ПЕРСПЕКТИВЫ МОДЕРНИЗАЦИИ ГТС УКРАИНЫ РЕГЕНЕРАТИВНЫМИ ГАЗОТУРБИНЫМИ УСТАНОВКАМИ

Определена экономия топливного газа в газотурбинных приводах газоперекачивающих агрегатов газотранспортной системы Украины за счет применения ГТУ с регенерацией теплоты. Замена в существующих регенеративных газотурбинных установках пластинчатых регенераторов новыми трубчатыми теплообменниками с повышением КПД до 31,2 % (вместо существующих 20–21,3 %), уменьшит общий расход топлива на приводные ГТУ на 7,4 %. Замена устаревших ГТУ новыми регенеративными установками с КПД 40,3 %, позволит снизить общий расход топлива на 3,0 %, при

модернізації ГТУ потужністю 16 МВт, на 18,1 % – при модернізації установок потужністю 10 МВт і на 4,2 % при модернізації установок потужністю 6 МВт. Рекомендовані параметри регенераторів для модернізації існуючих ГТУ: теплова ефективність 0,82, сумарні відносні втрати тис. робочого тіла 0,035, для нових установок – 0,837 і 0,032 відповідно. За рахунок застосування трубчастих поверхонь, профільованих лунками, можна знизити масу трубчатого регенератора на 15-20 % і наближити його показники до показників пластинчастих регенераторів.

Ключові слова: газотранспортна система, газотурбінні установки, регенерація теплоти, регенератор, коефіцієнт корисної дії, витрати палива.

Надійшла 17.05.2019

Received 17.05.2019

УДК 622.27:005.336.1:622.34.012

С.М. Стовпник, к.т.н, доц., ORCID 0000-0001-5664-8680

О.А. Темченко, д.т.н., проф., ORCID 0000-0003-0020-2430

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Криворізький економічний інститут ДВНЗ

«Київський національний економічний університет ім. В. Гетьмана»

ПРОБЛЕМИ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ГЕОТЕХНОЛОГІЙ НА ГІРНИЧОРУДНИХ ПІДПРИЄМСТВАХ

Розглянуто проблеми низької енергоефективності на гірничорудних підприємствах та перспективи впровадження конкурентоспроможних геотехнологій виробництва залізомісткої продукції на Україні. Систематизовані передумови формування та перспективи впровадження ефективних геотехнологій підземної та відкритої розробки залізрудних родовищ в умовах трендів сталого розвитку. Наведено науково-технічні проблеми видобутку залізних руд, що впливають на економічну доцільність подальшої розробки родовищ корисних копалин України відкритим способом на глибоких горизонтах кар'єрів (понад 400 м). Запропоновані пріоритетні напрями досліджень щодо впровадження стратегій підвищення енергоефективності вітчизняних гірничорудних підприємств в умовах невизначеності.

Ключові слова: енергоефективність, геотехнологія, гірничорудні підприємства, спосіб розробки залізрудних родовищ.

Вступ

В теперішній час цілком зрозуміло, що перед людством стоїть проблема вичерпання запасів горючих копалин, які є одночасно найціннішою хімічною сировиною. При цьому застосування всіх видів палива супроводжується інтенсивним забрудненням навколишнього середовища. Дефіцит енергії змушує людство залучати до енерговиробництва більш широке коло природних явищ, шукати надійні шляхи і способи підвищення коефіцієнту корисної дії, виробництва і використання енергії, а також ширше впроваджувати ресурсозберігаючі екологічно безпечні геотехнології, зокрема на енергоємних технологічних процесах видобутку, транспортування, дроблення та збагачення залізної руди на потужних гірничозбагачувальних комбінатах [1-3]. Сучасні тенденції збільшення споживання енергоресурсів призводять до вражаючих негативних наслідків з одночасним ускладненням екологічного навантаження на довкілля. Виконані дотепер дослідження показують, що, незважаючи на певні досягнення в області енергозбереження [4-7], є значний нереалізований потенціал науково обгрунтованого управління енергетичними ресурсами на підземних гірничих роботах для підвищення їх енергоефективності [8-12].

© С.М. Стовпник, О.А. Темченко, 2019