

А.І. Компан

ТОВ «Регіональна газова компанія»

А.О. Редько

д-р техн. наук

ХНУБА

С.Б. Шелест

Качанівський ГПЗ

**Когенераційна схема використання
ВЕР газопереробного заводу**

УДК 662.99

У статті описано теплову схему використання ВЕР для вироблення електроенергії, а також приведено технологічну схему утилізаційної енергетичної установки. Наведено результати чисельного дослідження термодинамічної ефективності циклів енергетичної установки з різними робочими речовинами. Показано, що використання ВЕР забезпечує вироблення значного об'єму електроенергії, необхідної для власних потреб підприємства.

В статье описана тепловая схема использования ВЭР для выработки электроэнергии, а также показана технологическая схема утилизационной энергетической установки. Приведены результаты численного исследования термодинамической эффективности циклов энергетической установки с различными рабочими веществами. Показано, что использование ВЭР обеспечивает выработку значительного объема электроэнергии, необходимой для собственных нужд предприятия.

This article describes the thermal protection schemes application of the secondary resources to generate electricity, as well as the technological plan for energy disposal plant is given. The analyses of numerous research works in the sphere of thermodynamic effectiveness of power plant cycles with different working substances were presented. It is shown that the application of secondary resources provides a considerable volume of electricity for balance-of-plant needs.

Важливою проблемою нафтопереробної промисловості є використання застарілих енергоємних і економічно недосконалих технологій, що потребують модернізації. Питомі витрати енергоресурсів на заводах, що діють, удвічі–утричі перевищують зарубіжні аналоги. На сьогодні помітні тенденції зростання питомого споживання електроенергії на 2,5–3,0 %, теплової енергії – на 8,5–9,0 %, при цьому вживання утилізованої теплоти знижується [1–6].

Аналіз робіт із підвищення енергоефективності газопереробних підприємств показав актуальність і необхідність комплексного вирішення проблеми. Обґрунтовано технічні рішення щодо створення джерела теплоенергозбереження на базі ПГУ–ТЕЦ [6].

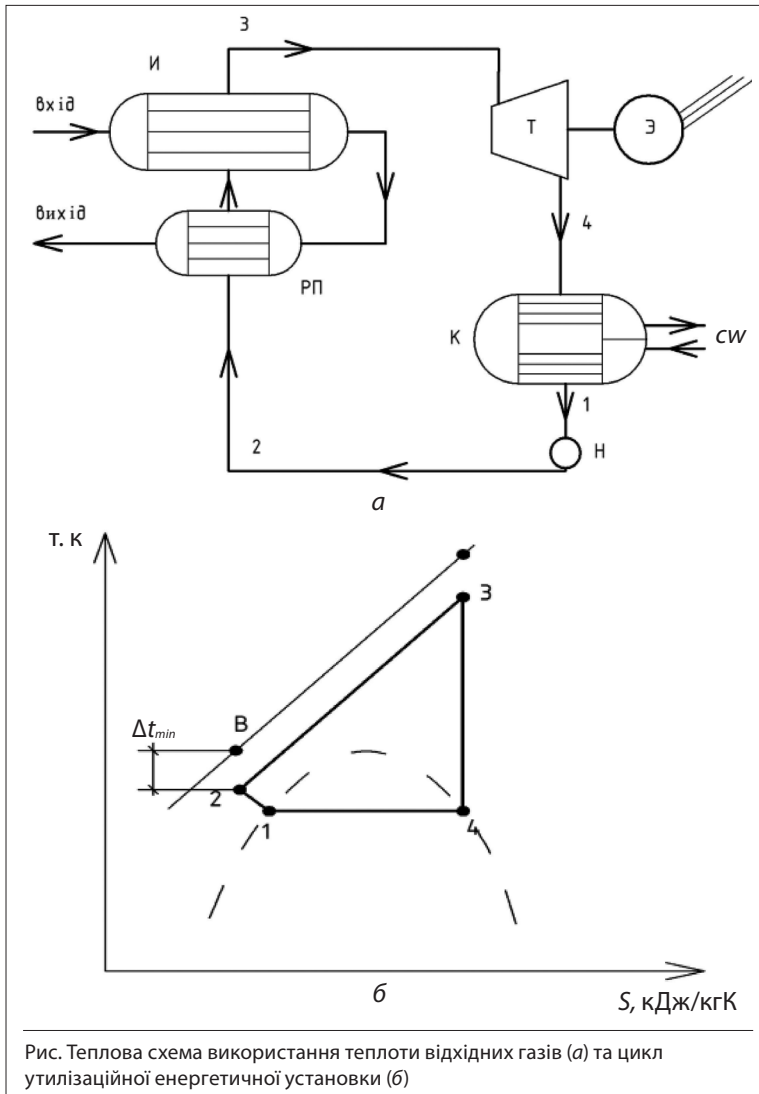
Організація систем енерготехнологічного комбінювання дає змогу виробляти технологічний і енергетичний продукт у рамках одного виробництва. Пріоритетним напрямом у розвитку енергогосподарств підприємств нафтохімічного комплексу є перехід до замкнених систем енергозабезпечення.

Сучасне нафтохімічне виробництво забезпечує свої потреби в тепловій енергії на 50 % за рахунок власних джерел, при цьому питання електропостачання опрацьоване недостатньо. Температурний потенціал високотемпературних ділянок виробництв органічного синтезу становить близько 800 °С, що допускає можливість використання парогазових технологій.

На нафто- та газопереробних заводах використовують технологічні установки – радіаційно-конвективні печі для підігрівання нафти, газу та інших рідин у системах нафтогазозбору. Теплова ефективність таких печей недостатньо висока, термічний ККД становить близько 0,5–0,6. Заміна пальників на ефективніші дає можливість підвищити ККД сучасних печей до 0,7–0,8. Проте температура відхідних газів сягає близько 400–500 °С, і це дає змогу застосовувати вторинні енергоресурси (ВЕР) для тепло- і енергопостачання підприємств. Використання ВЕР у системах теплопостачання ускладнюється обмеженням теплової потужності протягом року. Іншим напрямом використання ВЕР є когенераційне вироблення теплоти і електроенергії для власних потреб підприємств.

Мета роботи – підвищення енергоефективності паливовикористовуючого устаткування газопереробного підприємства шляхом комплексного перетворення теплоти відхідних газів в електроенергію.

Використання енергетичних установок із низькотемпературним циклом Ренкіна (the Organic Rankine Cycle – ORC) забезпечує глибоке охолодження продуктів згоряння і конденсацію водяної пари. Установки поширені в промисловості як нові технології утилізації скидної теплоти різних процесів. ККД енергетичних утилізаційних установок становить 0,13–0,17, а кількість потужності, що додатково виробляється, близько 130–150 кВт на МВт встановленої теплової потужності



паливовикористовуючої установки, що забезпечує вироблення і споживання електроенергії на власні потреби. Реконструкція опалювальних котельних у міні-ТЕЦ із використанням газотурбінних або газопоршневих установок забезпечує вироблення на 1 МВт установленної електричної потужності 1,5–2 МВт теплоти. При цьому знижуються витрати на споживання електроенергії, підвищується надійність систем тепlopостачання, виключаючи аварійні зупинки під час мережевого електропостачання. Проте є проблеми розміщення газотурбінних надбудов у котельних установках. У разі використання інших палив (вугілля, мазут) можливе також застосування парових турбін або паропоршневих двигунів для вироблення електроенергії, але їх ККД значно нижчий, ніж у газотурбінних [6–13].

У низькотемпературних ORC різного призначення (геотермальні, когенераційні і утилізаційні та ін.) використовують різні робочі речовини – органічні речовини та озонобезпечні хладони, тому що вибір робочої речовини циклу (з урахуванням ефективності теплообмінного

устаткування, ККД турбіни і насоса) багато в чому визначає ефективність установки утилізації в цілому [7, 14–17].

Застосування знаходять нові озонобезпечні речовини, – фреони, що не містять хлору і бром. Перевагу надають природним холодоагентам (вуглекислота (R 744), аміак (R 717), вуглеводи – пропан (R 290), ізобутан (R 600a), пентан (R 601) та їх суміші). Ефективними в холодильних машинах є суміші вуглеводнів із аміаком і діоксидом вуглецю [16].

У статті наведено результати досліджень докритичних (цикл Ренкіна) і надкритичних (трикутний цикл) циклів одноступеневих енергетичних установок. Як робочі теплоносії вивчали робочі речовини R 600, R 600a, R 601a, R 602, R 13в, R 134a, R 142в, R 143a, R 404a, R 407a, R 410a, R 503в, R 600a/R 161, R 600a/R 141, R 600a/R 601, NH₃/R 170, ін. органічні речовини та їх суміші.

Термодинамічна ефективність циклів визначається термічним ККД циклів або коефіцієнтом термомеханічного перетворення (COP – Coefficient of Performance), а також ексергетичним ККД (коефіцієнтом утилізації). Термічний ККД (або COP) визначається згідно з виразом:

$$\eta_r = \frac{W_{\text{кор}}}{Q_{2-3}} = \frac{l_{3,4} - l_{1,2}}{Q_{2-3}}, \quad (1)$$

де $W_{\text{кор}}$ – корисна робота циклу; $l_{1,2}$ та $l_{3,4}$ – відповідно робота адиабатичного стискування та розширення в насосі і турбіні в оборотному процесі; Q_{2-3} – підведена теплота.

Робота підвищення тиску, що виконується насосом, дорівнює:

$$l_{1,2} = m(i_2 - i_1) = m(i_{2s} - i_1) / \eta_n, \quad (2)$$

де m – витрата робочої речовини; стан 2 і 2S відповідають реальному процесу і ізоентропному; η_n – дійсний ККД насоса.

Робота розширення пари в турбіні визначається з виразу:

$$l_{3,4} = m(i_3 - i_4) = \eta_T m(i_3 - i_{4s}), \quad (3)$$

де η_T – дійсний ККД турбіни; стан 4 і 4S відповідають реальному та ізотропному процесам. Ексергетичний ККД або коефіцієнт утилізації визначається як відношення дійсної корисної потужності установки до максимальної теоретичної потужності, яку можна отримати від охолодження продуктів згорання:

Таблиця 1

Об'єми димових газів залежно від потужності печі

Показник, м ³ /год	Теплова потужність печі	
	12 гкал/год	14 гкал/год
Об'єм димових газів за нормальних умов	19 762,0	23 016,9
Об'єм димових газів при $t=300$ °C	43 287,5	49 063,4
Об'єм димових газів при $t=400$ °C	46 721,8	52 955,9

Таблиця 2

Потужності, що виробляються в утилізаційних установках

Робоча речовина	$N_{\text{т}}$, кВт/(кг/с)	$\eta_{\text{ц}}$, %	m , кг/с
H ₂ O	17,78	10,4	0,057
C ₇ H ₁₆ (гептан)	106,5	18,4	0,53
C ₈ H ₁₈ (октан)	109,6	18,9	0,54
C ₁₀ H ₂₂ (декан)	114,7	19,4	0,59
C ₇ H ₁₆ (80 %)+H ₂ O(20 %)	138,9	24,3	0,38

$$\eta_e = \frac{W_{\text{кор}}}{m_{\text{пр зг}} [(i - i_0) - T_0 (S - S_0)]}, \quad (4)$$

де $m_{\text{пр зг}}$ – витрата продуктів згоряння теплогенератора; i , i_0 , S , S_0 – відповідно ентальпія та ентропія продуктів згоряння при температурі на вході в установку і при температурі довкілля; T_0 – температура довкілля.

Термічний ККД циклу (або COP) змінюється у вузькому діапазоні 0,13–0,16, що недостатньо повно характеризує ефективність циклів, а тому більш показовим критерієм вибору робочої речовини є робота, що отримується внаслідок розширення пари в турбіні.

Розрахунки виконували за таких припущень: перепад температур між продуктами згоряння і робочою речовиною $\Delta t_{\text{мін}}=3; 5$ °С; ККД турбіни – 0,7–0,8; ККД насоса 0,75–0,80; процес розширення пари в турбіні завершується в однофазній області; конденсація пари після турбіни відбувається у повітряному конденсаторі; температура атмосферного повітря 15 °С (288,15 К).

У результаті дослідження та оптимізації циклів із багатьма робочими речовинами як у докритичному, так і в надкритичному циклах в одноступеневій енергетичній установці було встановлено, що максимальне вироблення електроенергії забезпечується в надкритичному циклі.

Як джерело ВЕР розглядається піч підігрівання стабільного конденсату в десорбері К-230 у складі маслоабсорбційної установки.

На Качанівському ГПЗ в експлуатації знаходиться піч тепловою потужністю 12,0 МВт. Тип пальників – ГБПш; РГПЗ (радіаційні) або ECO-FLAME, витрата газу – 40 м³/год (на пальник); коефіцієнт надлишку повітря – 1,05; теплова потужність пальника – 395 кВт.

Витрата паливного газу на піч – 2640 м³/год. Об'єм продуктів згоряння ($\alpha_c=1,05$) – 27 720 м³/год; масова витрата продуктів згоряння ($t_{\text{пр}}=400$ °С) – 4 кг/с.

Дані вимірів теплотехнічних параметрів печі показують, що температура відхідних газів сягає близько 400÷500 °С, а термічний ККД печі – близько 0,45÷0,5 (сучасних до 0,8).

Теплоносій-абсорбент з температурою 210 °С потрапляє до конвективної камери печі, де нагрівається до 250 °С, а потім – радіаційної камери, де підігрівається до 310÷330 °С.

Як паливо печі П-201 використовується паливний газ високого тиску, заздалегідь відсепарований і підігрітий.

Вміст кисню в димових газах визначається за допомогою газоаналізаторів А 172, А 173, переносного

TESTO-350. Витрата паливного газу на піч 0,38–0,44 кг/с (1360÷1584 кг/год). Кількість димових газів, що залежить від режиму роботи печі та їх температури, приведено в табл. 1 (ККД 0,8).

Теплова схема когенераційної установки включає додаткове розміщення теплообмінника-випарника в газоході печі. Схему енергетичної установки утилізації теплоти показано на рисунку.

Значення параметрів енергетичної установки приведено в табл. 2.

Аналізуючи чисельні результати, можемо побачити, що потужність, що виробляється, у турбіні з водяною парою у декілька разів менша, ніж у турбіні з органічними робочими речовинами.

Порівнявши різні органічні речовини, можемо сказати, що вироблення питомої електричної потужності в турбіні з деканом становить 114,7 кВт/(кг/с). При цьому суміш C₇H₁₆ (80 %)+H₂O (20 %) дає змогу збільшити питому електричну потужність до 138,9 кВт/(кг/с), тобто на 17,2 %.

Результати порівняння питомого перепаду ентальпії пари в турбінах із різними робочими речовинами при $t_h=347$ °С показують, що для гептанової турбіни питомий перепад ентальпії пари становить 208,6 кДж/кг, а для суміші гептан (80 %)+H₂O (20 %) – 375,7 кДж/кг. У [7] приведено значення перепаду ентальпії в *n*-пентановій турбіні близько 200 кДж/кг при температурі пари близько 350 °С.

Таким чином, властивості робочої речовини істотно впливають на ефективність циклів енергетичних установок.

Використання енергетичної установки в технологічній схемі утилізації ВЕР газопереробного заводу за витрати продуктів згоряння печі у 6,7–7,7 кг/с (зі збільшенням потужності печі до 11,9–14,7 кг/с) забезпечує вироблення електроенергії в об'ємі 904–1070 кВт та більше, яка може бути використана на власні потреби підприємства (привід насосів, вентиляторів, компресорних установок), та теплоти водяного конденсатора в об'ємі (2,5–3)·10³ МДж/год, яка може бути використана в системах опалення чи гарячого водопостачання підприємства.

Результати чисельного дослідження показують можливість застосування утилізаційних енергоустановок із органічними робочими речовинами, що використовують теплоту відхідних газів паливовикористовуючих агрегатів, для вироблення електроенергії та теплоти.

Список літератури

1. **Лейтес Н.Л.** Теория и практика химической энерготехнологии / Н.Л. Лейтес, М.Х. Сосна, В.П. Семенов. – М.: Химия, 1998. – 280 с.
2. **Писаренко Б.И.** Использование вторичных энергоресурсов на НПЗ / Б.И. Писаренко. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1982. – 47 с.
3. **Лисицын Н.В.** Оптимизация нефтеперерабатывающего производства / Н.В. Лисицын. – СПб: Химиздат, 2003. – 184 с.
4. **Конь М.Я.** Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая

промышленность за рубежом / М.Я. Конь, Е.М. Зелькинд, В.Г. Шершун. – М.: Химия, 1996. – 184 с.

5. **Нормы** технологического проектирования газоперерабатывающих заводов. – РД 51-1-95.

6. **Долотовский И.В.** Энергетический комплекс газоперерабатывающих предприятий. Системный анализ, моделирование, нормирование / Е.А. Ларин, И.В. Долотовский, Н.В. Долотовская. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 440 с.

7. **Пятничко В.А.** Утилизация низкопотенциального тепла в энергетических установках с органическими теплоносителями / В.А. Пятничко // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2002. – № 5. – С. 10–14.

8. **Утилизационные** энергетические установки с органическими теплоносителями / Г.В. Шварц, С.В. Голубев, Б.П. Левыкин [и др.] // Газовая промышленность. – 2000. – № 6. – С. 14–18.

9. **Басок Б.И.** Анализ когенерационных установок. Ч. 1. Классификация и основные показатели / Б.И. Басок, Е.Г. Базеев, В.М. Диденко, Д.А. Коломейко // Промышленная теплотехника. – 2006. – Т. 28. – № 3. – С. 83–89.

10. **Басок Б.И.** Анализ когенерационных установок Ч. 2. Анализ энергетической эффективности / Б.И. Басок, Д.А. Коломейко // Промышленная теплотехника. – 2006. – Т. 28. – № 4. – С. 79–83.

11. **Степаненко В.** Реконструкция промышленной энергетики Украины в 21 веке / В. Степаненко // ЭСКО. – 2005. – № 7.

12. **Долинский А.А.** Эффективность когенерационных тепловых схем / А.А. Долинский, Б.И. Басок, Д.А. Коломейко. – К.: ИТТФ, 2008. – Т. 61. – Вып. 4в. – С. 30–38.

13. **Барков В.М.** Когенераторные технологии: возможности и перспективы / В.М. Барков // ЭСКО – электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». – 2004. – № 7.

14. **DiPirro R.** Geothermal Power Plants: Principles, Application and Case Studies. – Oxford OX51GB, UK. – 2005. – 450 p.

15. **Алхасов А.Б.** Геотермальная энергетика: проблемы, ресурсы, технологии / А.Б. Алхасов. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2008. – 376 с.

16. **Редько А.А.** Методы повышения эффективности систем геотермального теплоснабжения. – Макеевка: ДонНАСА, 2010. – 302 с.

17. **Артеменко С.В.** Выбор рабочих тел для низкотемпературных циклов Ренкина на органических веществах. Ч. II. Фторированные эфиры / С.В. Артеменко, Д.Н. Никитин // Холодильная техника и технология. – 2010. – № 1 (9123). – С. 6–10.

Автори статті



Компан Артем Ігорович

Аспірант кафедри теплогазопостачання, вентиляції та використання теплових вторинних енергоресурсів Харківського національного університету будівництва і архітектури (ХНУБА). Закінчив Полтавський Національний технічний університет ім. Ю. Кондратюка, спеціальність – обладнання нафтогазового промислу. Наукові інтереси: облік і

раціональне використання природного газу, енергозбереження в промисловості.

Редько Андрій Олександрович

Доктор технічних наук, професор кафедри теплогазопостачання, вентиляції та використання теплових вторинних енергоресурсів Харківського національного університету будівництва і архітектури (ХНУБА). Наукові інтереси: низькопотенційна енергетика, альтернативні джерела енергії, термодинаміка процесів перетворення енергії.



Шелест Сергій Борисович

Начальник технічного відділу Качанівського газопереробного заводу ПАТ «Укрнафта». Закінчив Український заочний політехнічний інститут, м. Харків. За фахом – інженер-механік. Виробничі інтереси пов'язані з енергозбереженням.



НОВИНИ

Аргентина планує видобувати нафту і газ із нетрадиційних колекторів

Компанія Шеврон підписала угоду з аргентинською компанією YPF щодо інвестування 1,24 млрд дол. США в освоєння сланцевої нафти і газу на найбільшій у Південній Америці площі Vaca Muerta в Аргентині. Таким чином ця держава хоче нарощувати видобуток нафти і газу, який протягом тривалого часу продовжує знижуватися.

На початковому етапі компанії планують пробурити 100 свердловин на ділянках Loma La Lata Norte і Loma Satrana площею 2 тис. га. На другому етапі планується пробурити 1500 свердловин. За оцінками американського Департаменту енергетики, запаси газу в сланцевих породах в Аргентині, здебільшого на площі Vaca Muerta, становлять 21,9 трлн м³, що більше, ніж в Європі загалом.

Pipeline & Gas Journal/August 2013, p. 16