

ХОЛОДИЛЬНА ТЕХНІКА ТА ЕНЕРГОТЕХНОЛОГІЇ

УДК 621.564.25:551.510.534

Гібридні тригенераційні установки для багатоцільових енерготехнологічних комплексів

Б. В. Косой^{1✉}, Б. Г. Грудка², Д. Б. Босий³¹⁻³Одеський національний технологічний університет, вул. Канатна 112, м. Одеса, 65039, Україна✉ e-mail: ¹bkosoy@yahoo.comORCID: ¹<https://orcid.org/0000-0001-5353-8881>; ²<https://orcid.org/0000-0003-1200-5442>

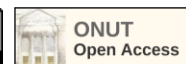
Більшість електроенергії у світі виробляється на конденсаційних електростанціях. Це означає, що теплова енергія перетворюється на електричну за допомогою парової турбіни. Середній коефіцієнт корисної дії традиційних електростанцій становить приблизно 38 %, а понад 60 % виробленої енергії втрачається у навколишнє середовище у вигляді невикористаного відпрацьованого тепла. Тригенераційна установка являє собою крок у напрямку енергетичної децентралізації та підвищення ефективності. Вона використовує відпрацьоване тепло, щоб підвищити загальну ефективність системи. Діоксид вуглецю та азот необхідні для інтенсифікації нафто- та газовидобутку. Їх можна отримувати з димових газів, що утворюються після спалювання природного газу. Аналіз показує, що в тригенераційній установці, що працює на природному газі, вигідніше спочатку виробити електроенергію та теплоту, а потім виділити діоксид вуглецю та азот. У когенераційній установці двигун внутрішнього згоряння, що працює на газі, приводить в дію генератор, який виробляє електроенергію. При цьому утворюється надлишкове тепло, і його можна використати за допомогою теплообмінника. При цьому виникають дві проблеми, що важко вирішувати: продукти згоряння після когенераційної установки містять 8-10% кисню; потенціал одержуваної теплоти виявляється низьким. Запропоновано декілька варіантів усунення недоліків. Це дозволило створити автономно та ефективно діючі багатоцільові енерготехнологічні комплекси, що використовують тільки природний газ, з метою вироблення електроенергії, теплоти, рідкого низькотемпературного діоксиду вуглецю та чистого газоподібного або рідкого азоту. Енерготехнологічні комплекси дозволяють включати до свого складу також і повітродільні установки, що сприяє розширенню номенклатури вироблених продуктів, зокрема, за рахунок кисню. У цих комплексах повністю реалізується високий енергетичний потенціал газу.

Ключові слова: Багатоцільовий енерготехнологічний комплекс; Природний газ; Електрична енергія; Теплота; Рідкий низькотемпературний діоксид вуглецю; Газоподібний азот; Рідкий азот; Кисень; Повітродільна установка; Нафто- та газовидобуток

doi: <https://doi.org/10.15673/ret.v60i4.3003>

© The Author(s) 2024. 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

Актуальним напрямком розвитку енергетичного сектору є вдосконалення технологічних рішень в галузі енергоефективності та охорони довкілля. Особливо актуально це для підприємств, які займаються видобутком вуглеводневих газів. У

ході цих робіт доцільно застосовувати діоксид вуглецю та азот. Ці гази можуть використовуватися для інтенсифікації нафто- та газовидобутку. Розроблені енерготехнологічні комплекси, що споживають тільки природний газ, можуть одночасно з виробництвом CO₂ і N₂ вирішувати ще дві гострі проблеми забезпечення зазначених об'єктів елек-

тричною та тепловою енергією [1-10].

Діоксид вуглецю доцільно одержувати у вигляді низькотемпературної рідини. Це дозволить його накопичувати та зберігати тривалий час у великих кількостях при відносно низьких тисках (0,8...1,5 МПа). За допомогою насоса та наступної газифікації його можна використовувати під тиском до 40 МПа для збільшення нафто-або газовидобутку. Крім цього, рідкий низькотемпературний CO_2 є ідеальним засобом для пожежогасіння та створення інертних середовищ. За допомогою N_2 також можна створювати інертні середовища. Його можна зріджувати і під необхідним тиском застосовувати для інтенсифікації зазначених процесів.

Аналіз показує, що найбільш ефективно діоксид вуглецю та азот можна отримувати з димових газів. Діоксид вуглецю виробляють з димових газів, утворених переважно після згоряння природного газу, методом абсорбції/десорбції із застосуванням розчинів моноетаноламінів. Для забезпечення цього процесу використовують технологічні процеси, пов'язані як з виробництвом, так і без виробництва водяної пари, необхідної для забезпечення теплою процесу десорбції CO_2 з розчину абсорбенту.

У таких схемах недостатньо ефективно використовують теплову енергію природного газу. Так як природний газ є високоенергетичним паливом, то доцільніше його застосовувати спочатку для виробництва електроенергії та теплоти, а потім виділити з димових газів газоподібні азот та CO_2 для подальшого його зрідження [12,13]. Електричну енергію та теплоту можна виробляти в газопоршневих когенераційних установках, що споживають природний газ [13]. Безперечною перевагою сучасних систем когенерації є те, що вони можуть виробляти електричну енергію та теплоту з більш високим комплексним ККД, ніж великі теплові електричні станції.

Однак при створенні таких систем виникають дві досить складні для вирішення проблеми: продукти згоряння після тригенераційної установки містять до 8 ... 10% кисню; потенціал одержуваної теплоти виявляється низьким (90 °C). Наявність в димовому газі кисню не дозволяє використовувати відомі процеси абсорбції/десорбції CO_2 для його вилучення за допомогою водних розчинів моноетаноламінів.

З метою максимального зниження вмісту кисню в димових газах або повного його видалення

(як наслідок – збільшення концентрації CO_2) пропонується використовувати блок каталітичної конверсії природного газу та каталітичного очищення димових газів від O_2 , CO та NO_x [14,15]. Реалізація цього дозволить одночасно вирішити проблему підвищення потенціалу теплоти з виробництвом водяної пари (або без її виробництва), яка необхідна для здійснення процесу десорбції CO_2 розчину моноетаноламіну.

Виробництво чистого газоподібного азоту можна організувати лише за умови повного видалення кисню з димових газів та використання блоку комплексного очищення та осушення його від слідів CO_2 та водяної пари.

Поряд із використанням когенераційної установки, блоків каталітичної конверсії природного газу та каталітичного очищення вдається застосувати двоконтурну паротурбінну установку для утилізації та перетворення виробленої теплоти в електроенергію [16].

При необхідності надлишок електричної потужності, що виробляється в комплексі, можна використовувати для виробництва рідкого азоту, додатково обладнавши комплекс зріджувачем азоту. В результаті комплекс, споживаючи тільки природний газ, буде автономно виробляти електричну і теплову енергію, рідкий низькотемпературний діоксид вуглецю і рідкий азот, чого так потребують підприємства, що займаються нафто-і газовидобутком. Спочатку коротко розглянемо особливості та характеристики необхідного для цього енерготехнологічного комплексу, а потім перейдемо до розгляду комплексу, що виробляє рідкий низькотемпературний діоксид вуглецю та рідкий кисень.

2. Засоби підвищення енергоефективності енерготехнологічних комплексів

Принципова схема енерготехнологічного комплексу, що виробляє CO_2 та N_2 , представлена на рис. 1. Особливість комплексу полягає в тому, що для виробництва азоту повітороздільна установка не потрібна, так як продукти згоряння природного газу після їх осушення являють собою двоконпонентну суміш CO_2 та N_2 . Інша особливість комплексу – виробництво додаткової кількості електроенергії в паротурбінній установці (як зазначалося раніше) за рахунок утилізації наявних у ньому теплових потоків.

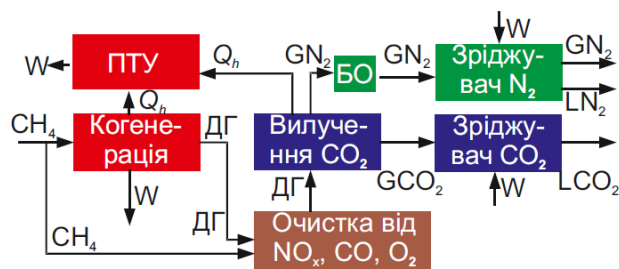


Рисунок 1 – Схема енерготехнологічного комплексу, що виробляє електроенергію (W), теплоту (Q_h), рідкий діоксид вуглецю (LCO_2) і газоподібний (GN_2) або рідкий азот (LN_2):

ПТУ – паротурбінна установка;

БО – блок осушення та очищення

На рис. 1 схематично показано підведення теплоти (Q_h), у вигляді стрілок від когенераційної установки та вуглекислотної установки до паротурбінної установки. Завдяки ефективній утилізації всіх джерел теплової енергії у ПТУ можна одержати додатково ще 30% електроенергії. Газоподібний азот після цього може попередньо осушуватися в адсорбційних блоках осушування та очищення. Наведемо у табл. 1 характеристики енерготехнологічного комплексу, зображеного на рис. 1, у порівнянні з характеристиками традиційної установки, яка виробляє тільки рідкий CO_2 з продуктів згоряння природного газу.

Таблиця 1 – Показники енерготехнологічного комплексу, що виробляє рідкі CO_2 та N_2

Найменування	ТУ	ЕК-1
Витрата природного газу:	510	510
- у когенераційній установці, м ³ /год		306
- у генераторі CO_2 , м ³ /год		204
Виробництво електроенергії:		1950
- у когенераційній установці, кВт		1170
- у паротурбінній установці, кВт		780
Продуктивність по рідкому діоксиду вуглецю, кг/год.	1000	1000
Продуктивність газоподібного азоту, м ³ /год		5250 ¹
Продуктивність по рідкому азоту, кг/год		850 ²
Споживання електроенергії, кВт	340	350 ¹ /1950 ²
Ексергетичний ККД	3,5	41,4 ¹ / 6,8 ²

Примітка: ТУ – традиційна установка; ЕК-1 – енерготехнологічний комплекс (CO_2 та N_2); 1) – режим виробництва газоподібного азоту (GN_2); 2) – режим виробництва газоподібного (GN_2) та рідкого азоту (LN_2).

З даних, поданих у табл. 1, можна зробити висновок, що ефективність енерготехнологічного комплексу вища порівняно з установкою, в якій використовується традиційна схема виробництва діоксиду вуглецю.

Такі енерготехнологічні комплекси мають здатність інтегруватися в стандартні вуглекислотні установки. Пропоновані рішення можна врахувати при створенні нових вуглекислотних станцій, які були б розраховані на використання тригенераційної та паротурбінної установок.

Енерготехнологічні комплекси можуть виробляти до 2000 кВт електроенергії; 1000 кг/год рідкого низькотемпературного діоксиду вуглецю, 5250 м³/год чистого газоподібного азоту або 850 кг/год рідкого азоту. Вони характеризуються високим ексергетичним ККД (до 40%), і низьким емісійним ефектом, пов'язаним з виробництвом електричної енергії на місці та утилізацією діоксиду вуглецю з продуктів згоряння, що свідчить

про їх високу екологічну ефективність [17-20], із димових газів від сторонніх джерел.

Тепер коротко розглянемо характеристики енерготехнологічного комплексу, що виробляє рідкі низькотемпературні діоксиди вуглецю і кисень.

Комплекс представлений на рис. 1, не може виробляти азот високої чистоти. Це визначено як мінімум двома обставинами. Перша визначається тим, скільки кисню міститься в димовому газі, що надходить в абсорбер вуглекислотної станції, де CO_2 поглинається розчином абсорбенту. Кисень же, якщо він був у димовому газі, весь надходить у азот, що відводиться з абсорбера. Друга обставина залежить від ступеня комплексного очищення азоту після абсорбера. Потрібно враховувати, що газоподібний азот навіть у разі утворення стехіометричного згоряння природного газу може містити не лише вологу вихідного газового палива.

Тому в тих випадках, коли потрібний особливо чистий газоподібний або рідкий азот, його раціо-

нально отримувати за допомогою криогенної повітророздільної установки. Такий комплекс може знайти ширше застосування, ніж перший варіант.

У тих випадках, коли природний газ є достатнішим, ніж електроенергія, комплекси можуть з використанням процесів когенерації крім рідкого низькотемпературного CO_2 , виробляти або рідкий азот, або рідкий кисень.

Принципова схема енерготехнологічного комплексу, що виробляє CO_2 та O_2 , представлена на рис. 2. У ній для виробництва кисню використовується повітророздільна установка. Газоподібний азот після осушення та очищення від CO_2 можна використовувати як інертний газ для продувок обладнання, створення захисних атмосфер, гасіння пожеж та ін.

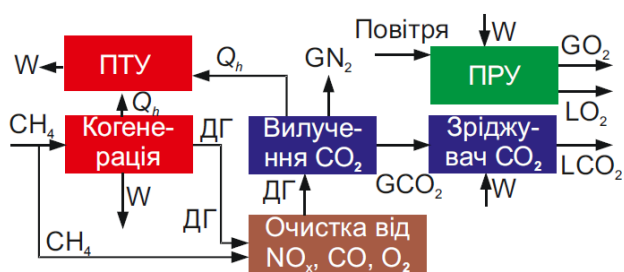


Рисунок 2 – Схема енерготехнологічного комплексу, що виробляє електроенергію (W), теплоту (Q_h), рідкі діоксид вуглецю (LCO_2) і кисень (LO_2)

Цей енерготехнологічний комплекс може знайти ширше застосування. Рідкі кисень і діоксид вуглецю є ліквідними продуктами. Замість повітророздільної установки (ПРУ) може виступати будь-яке наявне технологічне виробництво, яке потребує електричної енергії та теплоти.

Енерготехнологічний комплекс, що виробляє рідкі CO_2 та O_2 , працює наступним чином. З природного газу після його використання в когенераційній установці отримують електричну енергію та теплоту, а з продуктів згоряння виробляють CO_2 та газоподібний N_2 . Надлишки теплоти димових газів та системи охолодження комплексу утилізуються у паротурбінній установці, яка виробляє додаткову кількість електроенергії. Вся вироблена електрична енергія розподіляється між власними споживачами – повітророздільною установкою та вуглекислотною станцією, забезпечуючи автономну роботу комплексу. Теплота низького температурного рівня використовується для опалення приміщень підприємства.

Наведемо у табл. 2 характеристики енерготехнологічного комплексу, зображеного на рис. 2. Він порівнюється з показниками традиційної установки, яка виробляє лише рідкий CO_2 із продуктів згоряння природного газу.

З даних, поданих у табл. 2, можна зробити висновок, що ефективність енерготехнологічного

Таблиця 2 – Показники енерготехнологічного комплексу, що виробляє рідкі CO_2 та O_2

Найменування	ТУ	ЕК-2
Витрата природного газу:	510	510
- у когенераційній установці, $\text{м}^3/\text{год}$		306
- у генераторі CO_2 , $\text{м}^3/\text{год}$		204
Виробництво електроенергії:		1950
- у когенераційній установці, кВт		1170
- у паротурбінній установці, кВт		780
Продуктивність по діоксиду вуглецю, $\text{кг}/\text{год}$	1000	1000
Продуктивність газоподібного азоту, $\text{м}^3/\text{год}$		5250
Продуктивність по рідкому кисню, $\text{кг}/\text{год}$		1000
Споживання електроенергії, кВт	340	1950
Ексергетичний ККД	3,5	8,2

Примітка: ТУ – традиційна установка; ЕК-2 – енерготехнологічний комплекс (CO_2 та O_2).

комплексу в 2,3 рази більша в порівнянні з установкою, що реалізує традиційну схему виробництва діоксиду вуглецю.

Енерготехнологічний комплекс ЕК-2, споживаючи лише природний газ у кількості $510 \text{ м}^3/\text{год}$, може автономно виробляти до 2000 кВт елек-

троенергії; 1000 $\text{кг}/\text{год}$ рідкого низькотемпературного діоксиду вуглецю, 5250 $\text{м}^3/\text{год}$ газоподібного азоту та 1000 $\text{кг}/\text{год}$ рідкого кисню.

У випадках, коли багаторежимна ПРУ у складі комплексу виробляє особливо чистий рідкий азот замість рідкого технічного кисню, його ефектив-

ність мало відрізняється від зазначеної в табл. 2.

3. Висновки

Створення автономно та ефективно діючих багатоцільових енерготехнологічних комплексів, що використовують лише природний газ, з метою вироблення електроенергії, теплоти, рідкого низькотемпературного діоксиду вуглецю та газоподібного азоту – перспективний напрямок в енергетиці, нафто- та газодобувній промисловості. Такі комплекси дозволяють повністю використати значний енергетичний потенціал природного газу; забезпечити високий рівень утилізації виробленої теплоти; виробити додатковий продукт – чистий газоподібний чи рідкий азот; забезпечити споживача своєю електроенергією, теплою; розвинути інфраструктуру підприємства; інтенсифікувати нафто- та газовидобуток.

При врахуванні приблизної оціночної вартості таких комплексів (ЕК-1 та ЕК-2), які електроенергію, рідкі низькотемпературний діоксид вуглецю та азот продавали б споживачам або використовували для власних потреб, термін їхньої окупності становитиме від 2 до 3 років, що є переконливим показником їх високої рентабельності.

Зазначені терміни окупності витрат за створення енерготехнологічних комплексів можуть бути істотно знижено. На це можуть вплинути дві обставини, які виявляють себе по-різному. По-перше, слід врахувати, що за розрахунками враховувалася відносно висока вартість природного газу, за якою він поставляється в Україні на підприємства загальнопромислового призначення. При використанні комплексів у регіонах газовидобутку вартість газу буде близькою до його собівартості. По-друге, в розрахунки необхідно вводити економічний ефект, зумовлений зростанням нафто- та газовидобутку від застосування продуктів, що виробляються за допомогою енерготехнологічних комплексів.

Розроблені енерготехнологічні комплекси при використанні природного газу в кількості 510 м³/год та інших однакових умовах можуть виробляти 1000 кг/год рідкого низькотемпературного діоксиду вуглецю, 850 кг/год рідкого азоту або 1000 кг/год рідкого кисню в залежності від схеми реалізації комплексу. Унікальність комплексу полягає в його інтегрованості у будь-який технологічний процес виробництва.

Слід зазначити, що ексергетичний ККД енерготехнологічного комплексу в 2,3 рази вищий при автономному виробництві рідких продуктів – азоту або кисню і в 10 разів більше при виробництві електроенергії та газоподібного азоту порівняно з традиційними, що виробляють лише діоксид вуглецю.

Таким чином, застосовуючи тільки природний газ з додатковим виробництвом теплової та електричної енергії, можна отримувати такі затребувані продукти як рідкий діоксид вуглецю та чистий газоподібний або рідкий азот, які потрібні для організації процесів нафто- та газовидобутку. Розроблені комплекси є екологічно чистими та не мають викидів в атмосферу CO₂, шкідливих домішок, що не викличе потреби впровадження складного менеджменту CO₂.

Особистий внесок авторів CRediT

Косой Б.В.: концептуалізація ідеї, формальний аналіз, написання – огляд та редагування, адміністрування. **Грудка Б.Г.:** методологія, дослідження, формальний аналіз, написання – оригінальний проект. **Босий Д.Б.:** перевірка, інформаційний пошук, обробка даних

Acknowledgment

This project has received funding through the EURIZON project, which is funded by the European Union under grant agreement No.871072.

Література

1. **Дункан Р.** Методи збільшення нафтовіддачі: практика проектування, закачування та експлуатації свердловин // Нафтогазові технології – 1995. – № 2. – С. 1-16.
2. **Дункан Р.** Реалізація методів збільшення нафтовіддачі: проектування, закачування, видобуток // Нафтогазові технології. – 1995. – № 3. – С. 7-11.
3. **Дункан Р.** Реалізація методів збільшення нафтовіддачі: практика проектування, закачування та експлуатації свердловин // Нафтогазові технології. – 1995. – № 6. – С. 7-16.
4. **Дункан Р., Стемплер Ф.** Реалізація методів збільшення нафтовіддачі: практика проектування, закачування та експлуатації свердловин // Нафтогазові технології. – 1996. – № 4. – С. 25-29.
5. **J.M.F. de Almeida-Couto, K.K.B. Abrantes, N. Stevanato, W.R. da Silva, A. Wisniewski Jr., C. da**

- Silva, V.F. Cabral, L. Cardozo-Filho.** Oil recovery from defective coffee beans using pressurized fluid extraction followed by pyrolysis of the residual biomass: Sustainable process with zero waste // *The Journal of Supercritical Fluids*. – 2022. – Vol. 180. – P. 105432. <https://doi.org/10.1016/j.supflu.2021.105432>.
6. **A.-M. Ecker, H. Klein, A. Peschel.** Systematic and efficient optimisation-based design of a process for CO₂ removal from natural gas // *Chemical Engineering Journal*. – 2022. – Vol. 445. – P. 136178. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2022.136178>.
7. **S.B. Walker, D. van Lanen, U. Mukherjee, M. Fowler.** Greenhouse gas emissions reductions from applications of Power-to-Gas in power generation // *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. – 2017. – Vol. 20. – P. 25-32. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2017.02.003>.
8. **F. Gholami, M. Tomas, Z. Gholami, M. Vakili.** Technologies for the nitrogen oxides reduction from flue gas: A review // *Science of The Total Environment*. – 2020. – Vol. 714. – P. 136712. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.136712>
9. **Z. Sun, S. Liu, Y. Xu, J. Lu, H. Shi, S. Li, C. Luo, Q. Dong.** Urea impregnation into fungus pretreated corn stover to perform pyrolysis for production of nitrogen-containing bio-oil and nitrogen-doped biochar // *Bioresource Technology*. – 2023. – Vol. 376. – P. 128921. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2023.128921>.
10. **A. Widodo, Y. Muharam.** Simulation of boil-off gas recovery and fuel gas optimization for increasing liquefied natural gas production // *Energy Reports*. – 2023. – Vol. 10. – P. 4503-4515. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.11.003>.
11. **N. Li, H. Zhang, X. Ren, J. Wang, J. Yu, C. Jiang, H. Zhang, Y. Li.** Development status of supercritical carbon dioxide thickeners in oil and gas production: A review and prospects // *Gas Science and Engineering*. – 2024. – Vol. 125. – P. 205312. <https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2024.205312>.
12. **Лавренченко Г.К., Копитін О.В.** Ефективність виробництва газоподібного діоксиду вуглецю та азоту з димових газів з використанням процесів абсорбції-десорбції // *Технічні гази*. – 2004. – № 3. – С. 12 - 22.
13. **M. Prathaban, R. Prathiviraj, R. Mythili, N. Sharmila Devi, M. Sobanaa, J. Selvin, C. Varadharaju.** Integrated bioprocess for carbon dioxide sequestration and methanol production // *Bioresource Technology*. – 2024. – Vol. 404. – P. 130847. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2024.130847>
14. Довідник азотчика у двох томах. Том 1. За ред. **С.Я. Мельникова**. – М.: Хімія, 1967. – 492 с.
15. Довідник азотчика у двох томах. Том 2. За ред. **С.Я. Мельникова**. – М.: Хімія, 1967. – 444 с.
16. **G.E. Marin, B.M. Osipov, A.V. Titov, A.R. Akhmetshin.** Gas turbine operating as part of a thermal power plant with hydrogen storages // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2023. – Vol. 48, Is. 86. – P. 33393-33400. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.109>.
17. United Nations on Climate Change. Global Warming General Convention. Kyoto, 1997. – 8 p.
18. **Лавренченко Г.К., Копитін О.В.** Енерготехнологічні комплекси на природному газі з когенераційною та паротурбінною установками для виробництва електричної енергії, рідкого діоксиду вуглецю та газоподібного азоту // *Технічні гази*. – 2005. – № 2. – С. 11-21.
19. **Лавренченко Г.К., Копитін О.В.** Енерготехнологічні комплекси на природному газі з когенераційною установкою та тепловим насосом для виробництва електричної енергії, рідкого діоксиду вуглецю та газоподібного азоту // *Технічні гази*. – 2005. – № 3. – С. 15-24.
20. **Косой Б.В., Грудка Б.Г., Гайдук С.В., Чубенко В.В.** Автономні комплекси з гібридними тригенераційними установками // *Холодильна техніка та технологія*. – 2024. – № 3. – С. 179-188.

Отримана в редакції 05.10.2024, прийнята до друку 28.11.2024

Hybrid trigeneration units for multi-purpose energy technological complexes

Boris Kosoy^{1✉}, Bohdan Hrudka², Dmytro Bosyi³

¹⁻³Odesa National University of Technology, 112 Kanatna str., Odesa, 65039, Ukraine

✉ e-mail: ¹bkosoy@yahoo.com

ORCID: ¹<https://orcid.org/0000-0001-5353-8881>; ²<https://orcid.org/0000-0003-1200-5442>

Most of the world's electricity is produced in condensing power plants. This means that thermal energy is converted into electricity using a steam turbine. The average efficiency of traditional power plants is

around 38%, and more than 60% of the energy produced is lost to the environment as unused waste heat. The trigeneration unit represents a step towards energy decentralization and efficiency. It uses waste heat to increase the overall efficiency of the system. Carbon dioxide and nitrogen are needed to intensify oil and gas production. They can be obtained from the flue gases formed after burning natural gas. Analysis shows that in a trigeneration unit operating on natural gas, it is more profitable to first produce electricity and heat and then separate the carbon dioxide and nitrogen. In a cogeneration unit, an internal combustion engine running on gas drives a generator that produces electricity. This produces excess heat, which can be used with the help of a heat exchanger. This poses two problems that are difficult to solve: the combustion products after the cogeneration unit contain 8-10% oxygen; the potential of the heat obtained is low. Several options for eliminating the shortcomings have been proposed. This has made it possible to create autonomously and effectively operating multi-purpose energy technological complexes that use only natural gas to produce electricity, heat, liquid low-temperature carbon dioxide and pure gaseous or liquid nitrogen. Energy technological complexes can also include air separation units, which helps to expand the range of products produced, in particular, due to oxygen. In these complexes, the high energy potential of gas is fully realized.

Keywords: Multipurpose energy technological complex; Natural gas; Electric energy; Heat; Liquid low-temperature carbon dioxide; Gaseous nitrogen; Liquid nitrogen; Oxygen; Air separation unit; Oil and gas production

References

1. **Duncan, R.** (1995) Methods of increasing oil recovery: practice of designing, pumping and operating wells. *Oil and gas technologies*, 2, 1-16.
2. **Duncan, R.** (1995) Implementation of methods for increasing oil recovery: design, injection, production *Oil and gas technologies*, 3, 7-11.
3. **Duncan, R.** (1995) Implementation of methods of increasing oil recovery: practice of designing, pumping and operating wells. *Oil and gas technologies*, 6, 7-16.
4. **Duncan R., Stampl F.** (1996) Implementing Enhanced Oil Recovery Methods: The Practice of Well Design, Injection, and Operation *Oil and gas technologies*, 4, 25-29.
5. **de Almeida-Couto, J.M.F. et al.** (2022) Oil recovery from defective coffee beans using pressurized fluid extraction followed by pyrolysis of the residual biomass: Sustainable process with zero waste. *The Journal of Supercritical Fluids*, 180, 105432.
6. **Ecker, A.-M. et al.** (2022) Systematic and efficient optimisation-based design of a process for CO₂ removal from natural gas. *Chemical Engineering Journal*, 445, 136178.
7. **Walker, S.B. et al.** (2017) Greenhouse gas emissions reductions from applications of Power-to-Gas in power generation. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 20. 25-32.
8. **Gholami, F. et al.** (2020) Technologies for the nitrogen oxides reduction from flue gas: A review. *Science of The Total Environment*, 714, 136712.
9. **Sun, Z. et al.** (2023) Urea impregnation into fungus pretreated corn stover to perform pyrolysis for production of nitrogen-containing bio-oil and nitrogen-doped biochar. *Bioresource Technology*, 376, 128921.
10. **Widodo, A. et al.** (2023) Simulation of boil-off gas recovery and fuel gas optimization for increasing liquefied natural gas production. *Energy Reports*, 10, 4503-4515.
11. **Li, N. et al.** (2024) Development status of supercritical carbon dioxide thickeners in oil and gas production: A review and prospects. *Gas Science and Engineering*, 125, 205312.
12. **Lavrenchenko, G.K. et al.** (2004) Efficiency of production of gaseous carbon dioxide and nitrogen from flue gases using absorption-desorption processes. *Industrial gases*, 3, 12-22.
13. **Prathaban, M. et al.** (2024) Integrated bioprocess for carbon dioxide sequestration and methanol production. *Bioresource Technology*, 404, 130847.
14. (1967) The handbook of nitrogen engineer in two volumes. Volume 1. Edited by **E.Ya. Melnikov. M.:** Chemistry, 492.
15. (1967) The handbook of nitrogen engineer in two volumes. Volume 2. Edited by **E.Ya. Melnikov. M.:** Chemistry, 444.
16. **Marin, G.E. et al.** (2023) Gas turbine operating as part of a thermal power plant with hydrogen storages. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48, 86, 33393-33400.
17. (1997) United Nations on Climate Change. Global Warming General Convention. Kyoto, 8.

18. **Lavrenchenko, G.K. et al.** (2005) Energy technological complexes running on natural gas with cogeneration and steam turbine plants for the production of electricity, liquid carbon dioxide and gaseous nitrogen. *Industrial gases*, 2, 11-21.
19. **Lavrenchenko, G.K. et al.** (2005) Energy technological complexes running on natural gas with a cogeneration unit and a heat pump for the production of electricity, liquid carbon dioxide and gaseous nitrogen. *Industrial gases*, 3, 15-24.
20. **Kosoy, B. et al.** (2024) Autonomous complexes with hybrid trigeneration units // *Refrigeration engineering and technology*, 3, 179-188.
-

Received 05 October 2024
Approved 28 November 2024
Available in Internet 30 December 2024