

## ЕКОЛОГІЯ

УДК 621.692.3

DOI: 10.30977/BUL.2219-5548.2026.112.0.94

**ТУРБОДЕТАНДЕРНА ЕНЕРГОТЕХНОЛОГІЧНА  
УСТАНОВКА ПІДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ  
ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ****Соловей В. В.<sup>1</sup>, Внукова Н. В.<sup>2</sup>, Зіпунніков М. М.<sup>1</sup>, Котенко А. Л.<sup>1</sup>****<sup>1</sup>Інститут енергетичних машин і систем ім. А. М. Підгорного НАН України****<sup>2</sup>Харківський національний автомобільно-дорожній університет**

***Анотація.** У статті подано спосіб низькотемпературного оброблення природного газу способом зменшення надходження тепла до турбодетандера. Розглянуто принципову схему підготовки природного газу до транспортування. Цей спосіб дозволяє реалізувати технологію низькотемпературної сепарації незалежно від співвідношення тисків у газових колекторах, що підвищує ефективність роботи установки та збільшує діапазон її застосування.*

***Ключові слова:** природний газ, газотурбінна установка, турбодетандер, регенератор, газовий компресор.*

**Вступ**

Нині газовидобувна галузь опинилась у скрутному становищі через цілеспрямовані ракетно-дронові атаки. Видобуток власного газу зменшився до критично низького рівня. У зв'язку з цим актуальною проблемою є не тільки відновлення обладнання, а й його модернізація.

Важливою складовою інфраструктури газовидобувної галузі є системи підготовки газу на етапі його видобутку та подачі до газотранспортної системи.

Природний газ є корисною копалиною, яка часто є побічним газом під час видобутку нафти. В умовах залягання в земних надрах природний газ перебуває в газоподібному стані у вигляді окремих скупчень (газові поклади) або газової шапки нафтогазових родовищ – це вільний газ або в розчиненому стані в нафті, або у воді (у пластових умовах), а в стандартних умовах (0,101325 МПа і 20 °С) – тільки в газоподібному стані. На відміну від інших видів викопних палив під час спалювання природного газу в продуктах згоряння міститься значно менше шкідливих речовин, зокрема оксидів вуглецю, за майже повної відсутності діоксиду сірки, золи та пилу [1].

Через високі споживчі якості природного газу, зокрема його високу теплотворну здатність, що сягає  $50 \cdot 10^3$  кДж/кг, з аномально високим вмістом водню 25 % мас., у світі закріпилася тенденція до збільшення його використання для енерготехнологічних потреб, внаслідок чого він потіснив нафту і став

символом сучасного етапу розвитку енергетики, який в спеціальній літературі має назву «газова пауза», що дає потенційну можливість забезпечити потребу сучасного суспільства в енергії [2–4].

Підземні сховища природного газу є одним із найважливіших технологічних елементів газотранспортної системи, який забезпечує її надійну та безперебійну роботу. Підземні сховища газу створені на основі виснажених газових і газоконденсатних родовищ. З технічного погляду промислові майданчики видобутку газу є надзвичайно складними системами, основними елементами яких є пласт-колектор, зв'язаний з поверхневим обладнанням свердловинами. Режим роботи цих об'єктів на відміну від газових родовищ нестабільні в часі, що ускладнює їхню надійну експлуатацію.

Дослідження особливостей експлуатації систем видобутку та підготовки газу спрямовані на вивчення формування газонасиченого об'єму покладу, виявлення особливостей прояву пружноводонапірного режиму під час циклічної експлуатації сховища, визначення впливу покладу на водоносну зону пласта, вирішення актуальних проблем підвищення надійності газопостачання.

Підземне зберігання газу є засобом регулювання постачання газу газотранспортними підприємствами, які експлуатують протяжні системи газопроводів і забезпечують поставки газу місцевим розподільчим підприємствам, крупним промисловим підприємствам, електростанціям.

Підземні газосховища України забезпечують зберігання газу об'ємом 31,95 млрд.м<sup>3</sup> з добовою продуктивністю 250 млн.м<sup>3</sup>/добу.

Україна має одну з найпотужніших газотранспортних систем в Європі. Її надбанням є система розвитку транспортних газопроводів, загальна довжина якої становить орієнтовно 33 тис. км, з яких приблизно 40 % – це унікальні трубопроводи високого тиску (5,5 і 7,5 МПа) діаметром 1020–1420 мм і 80 компресорних станцій із загальною встановленою потужністю газоперекачу-вальних агрегатів приблизно 5,4 млн кВт. Особливо цінною є система, що складається з 12 великих підземних сховищ з обсягом акумульованого газу 35,5 млрд м<sup>3</sup>.

Для підвищення ефективності управління та експлуатації доцільним є об'єднання всіх елементів газової інфраструктури в межах консорціуму, зокрема видобутку та транспортування, розподілу та зберігання, для забезпечення комплексного управління системою газової енергогенерації на якісно новому рівні.

У період «газової паузи» це дозволить здійснити модернізацію енергетичної галузі України завдяки впровадженню нових більш ефективних та екологічно чистих методів отримання енергії.

### Аналіз публікацій

З огляду на наявність у нафтогазовій галузі потреби подальшої експлуатації енергоємних об'єктів та об'єктів, що вичерпали свій нормативний ресурс або близькі до його повного вичерпання, їхню високу вартість та незаперечну важливість цієї сфери для енергетичної та економічної безпеки України, основною ідеєю її роботи є максимально можливе підвищення ефективності використання енергії на енергоємних об'єктах нафтогазової галузі через впровадження енергоощадних технологій і ресурсу безпечної експлуатації зазначених об'єктів [5, 6].

Кількість вологи в природному газі безпосередньо залежить від режимів експлуатації нафтогазових родовищ і походження газу. У процесі створення груп вуглеводнів переміщення бульбашок газу в надрах Землі відбувається в рідкому середовищі, внаслідок чого газ стає насиченим водою залежно від температури та тиску на різних глибинах. Під час видобування газу з родовищ знижується тиск у покладах – це призводить до проникнення пластових вод, які можуть насичувати природний газ вологою [7, 8].

Природні гази, що видобувають із нафтогазових родовищ, зазвичай насичені водяною парою. Волога, яка є в складі природного газу, перешкоджає його транспортуванню газовими шляхами [9–12]. Перед транспортуванням природного газу його очищують від конденсату важких вуглеводневих фракцій, вологи та механічних домішок. Навіть незначне відхилення від потрібного рівня вологості може призвести до зниження пропускної спроможності газошляхів, що є наслідком втрати газопостачання.

Транспортування не потребує повного усунення вологи з газу, але потребує підтримки температури точки роси вологи [10, 11], що не перетворює газ за умови зниження його температури з ненасиченого до насиченого стану, за якого можливе утворення вологи. Для уникнення таких процесів потрібно достовірно визначати та прогнозувати гідравлічні й теплові режими газошляхів, оптимальну вологість природного газу, що транспортується. Перед подачею газу на газопереробні заводи або до газотранспортної системи необхідне його попереднє очищення від крапельної рідини та механічних домішок. Тому завдання вдосконалення технологій підготовки газу та розроблення ресурсозберігального газопромислового обладнання є актуальною проблемою нафтогазової промисловості [13, 14].

### Мета та постановка задачі

Метою розроблення є підвищення ефективності та параметричної надійності роботи енерготехнологічної системи для низькотемпературного оброблення газу перед подачею його широкому колу споживачів. Зокрема для комунально-побутових потреб.

Для досягнення поставленої мети пропонується вдосконалення енерготехнологічної схеми обладнання для вилучення з газу супутніх сполук на всіх етапах експлуатації свердловин для видобутку пластового газу незалежно від зміни тиску в газових колекторах у процесі тривалого терміну видобутку.

### Основний матеріал дослідження

Технологічна схема установки низькотемпературного оброблення природного газу, наведена на рисунку 1, [15] дозволяє реалізувати підвищення тиску у вхідному колекторі низького тиску та подовжити термін експлуатації низьконапірних свердловин без використання дотискної компресорної станції, завдяки чому досягнуто підвищення ефективності роботи

установки за одночасного видобутку газу з високо- та низьконапірних свердловин та поліпшення якості низькотемпературної підготовки для транспортування газу.

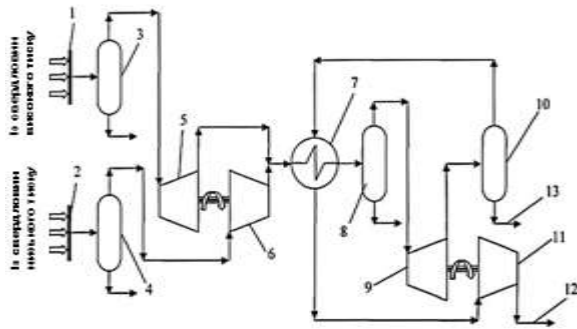


Рис. 1. Схема установки низькотемпературного оброблення природного газу: 1 – колектори високого тиску; 2 – колектори низького тиску; 3, 4 – сепаратори попереднього очищення; 5 – детандер; 6 – компресор; 7 – рекуперативний низькотемпературний теплообмінник; 8 – сепаратор другого ступеня очищення; 9 – детандер; 10 – сепаратор низькотемпературної сепарації; 11 – компресор; 12, 13 – вихідні колектори

Наведена схема установки дозволяє реалізувати підвищення тиску у вхідному колекторі низького тиску та подовжити строк експлуатації низьконапірних свердловин без використання дотискної компресорної станції, завдяки чому досягнуто підвищення ефективності роботи установки за одночасного видобутку газу з високо- та низьконапірних свердловин і поліпшення якості низькотемпературної підготовки для транспортування газу.

Недоліком роботи за такою схемою є зниження холодопродуктивності за зменшення різниці тисків газу у високому та низькотемпературному колекторах.

Для усунення цієї проблеми запропоновано вдосконалену технологічну схему установки низькотемпературного оброблення природного газу, яку наведено на рис. 2.

Продукти в камері згоряння надходять до газової турбіни, газова турбіна приводить до дії газовий компресор, який забезпечує збільшення тиску газу, що подається на турбодетандер до розрахункового рівня, що забезпечує максимальну ефективність роботи турбодетандера, а отже, підвищує ефективність роботи енерготехнологічної установки. Крім того, для усунення процесу надходження тепла до турбодетандера пропонується на його корпусі встановити додаткову оболонку, яка утворює на відстані 25–30 мм від зовнішньої поверхні турбодетандера порожнину, поєднану з одного кінця з магістраллю

холодного газу після детандера, а з іншого – до рекуператора, який крізь поверхню передає холод до потоку газу на вході до турбодетандера.

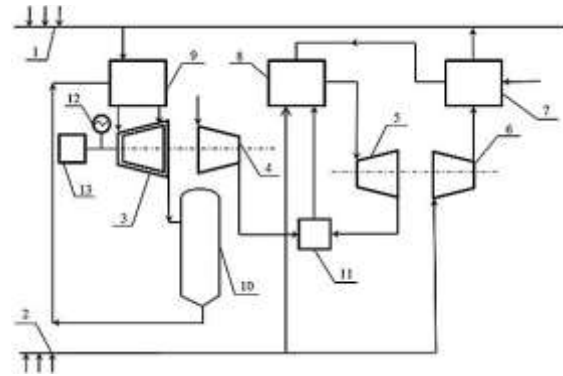


Рис. 2. Установка підготовки природного газу до транспортування: 1 – колектор високого тиску; 2 – колектор низького тиску; 3 – турбодетандер; 4 – повітряний компресор; 5 – газова турбіна; 6 – газовий компресор; 7 – газоповітряний регенератор; 8 – камера згоряння; 9 – рекуператор холоду; 10 – сепаратор; 11 – теплообмінник; 12 – датчик тиску; 13 – система керування

В установці низькотемпературного оброблення природного газу пропонується на лінії низького тиску розташувати газотурбінну установку, яка використовує газ низького тиску як паливо, що спалюється в камері згоряння з використанням повітря, яке стиснуто в повітряному компресорі, розташованому на одному валу з турбодетандером.

Завдяки зменшенню теплопритоків до внутрішнього корпусу турбодетандера на 7–10 % до потоку газу у внутрішньому корпусі підвищення адіабатності теплоізоляційної оболонки турбодетандера забезпечує зниження температури вихідного газу на 3–5 °С, що збільшує сепараційний ефект, а отже, і продуктивність роботи системи.

Для визначення потужності турбодетандера, який приводить до дії повітряний компресор газової турбіни внаслідок використання надлишкового тиску в агрегаті, можна отримати додаткову потужність, що розраховується за формулою

$$N^D = \frac{(m \cdot R \cdot T_2^{ГТУ})}{[(k-1) \cdot (1 - \pi_D^{(k-1)/k})]},$$

де  $T_2^{ГТУ}$  – температура вихідних газів ГТУ;  $m$  – витрати паливного газу, кг/с;  $k = c_p/c_v$  – показник адіабати;  $\pi_D$  – перепад тиску в турбодетандері.

Для контролю тиску газу в низьконапірній магістралі потрібно встановити датчики тиску, які поєднані системою керування енерготехнологічною установкою, забезпечуючи автоматичну підтримку тиску на вході до турбодетандера на необхідному рівні.

Газ з магістралі високого тиску 1 крізь рекуператор 9 надходить до турбодетандера 3, де він розширюється й охолоджується з виробленням механічної енергії, яка приводить до дії повітряний компресор 4, стиснуте повітря нагрівається в теплообміннику 11 завдяки відбору тепла відпрацьованих газів із газової турбіни 5, повітря після підігріву в теплообміннику 11 спрямовуються до камери згоряння 8, що підвищує ефективність використання палива. Робота розширення газу в турбіні 5 використовується на привід газового компресора 6, який завдяки відбору газу з магістралі низького тиску 2 крізь газоповітряний регенератор 7 підвищує тиск газу перед турбодетандером 3 до рівня, який забезпечує максимальну холодопродуктивність агрегата.

Для виділення газового конденсату та подальшої осушки газу вихід з турбодетандера 3 сполучено з низькотемпературним сепаратором 10, де відбувається відділення рідкої фази від газової.

Для контролю тиску газу в низьконапірній магістралі встановлено датчик тиску 12 на лінії підводу газу до турбодетандера, який поєднано системою керування енерготехнологічною установкою 13, що забезпечує автоматичну підтримку тиску на вході до турбодетандера на необхідному рівні.

Очищений газ може бути використаний для подальшого транспортування. Завдяки цьому процесу забезпечується безперервна робота установки незалежно від співвідношення тиску газу у свердловинах під час видобутку. У процесі експлуатації газового родовища спостерігається падіння тиску в гирлі свердловини газу, що подається для низькотемпературного енерготехнологічного перероблення.

Це призведе до зниження холодопродуктивності турбодетандера, а отже, до зниження ефективності процесу осушення та виділення газового конденсату.

Таким чином, під час експлуатації газового родовища зі свердловинами різного напору, зокрема низьконапірними, використання запропонованого пристрою з технологічною схемою, оснащеною додатковими елементами об'ємного стиснення, розширення та сепарації, дозволяє реалізувати техно-

логію низькотемпературної сепарації незалежно від співвідношення тисків у газових колекторах, що підвищує ефективність роботи установки та розширює діапазон її застосування.

### Висновок

Розглянуто установку підготовки природного газу до транспортування, оснащену додатковими елементами об'ємного стиснення, розширення та сепарації, що дозволяє реалізувати технологію низькотемпературної сепарації незалежно від співвідношення тисків у газових колекторах та підвищує ефективність її роботи і розширює діапазон її застосування.

Для підвищення ефективності роботи установки через зменшення надходження тепла до турбодетандера пропонується на його корпусі встановити додаткову оболонку, яка утворює на відстані 25–30 мм від зовнішньої поверхні турбодетандера порожнину, поєднану з одного кінця з магістраллю холодного газу після детандера, а з іншого до рекуператора, який крізь поверхню передає холод до потоку газу на вході до турбодетандера. Завдяки зменшенню теплопритоків до внутрішнього корпусу турбодетандера на 7–10 % до потоку газу у внутрішньому корпусі підвищення адіабатності теплоізоляційної оболонки турбодетандера забезпечується зниження температури вихідного газу на 3–5 °С, що збільшує її сепаратійний ефект, а отже, і продуктивність роботи системи.

Наведено систему контролю тиску газу, яку встановлено в низьконапірній магістралі, де також встановлено датчик тиску на лінії підводу газу до турбодетандера, що поєднаний системою керування енерготехнологічною установкою, яка забезпечує автоматичну підтримку тиску на вході до турбодетандера на необхідному рівні.

### Література

1. ТОВАЖНЯНСЬКИЙ Л. Л., ЛЕВЧЕНКО Б. О. Паливно-енергетичний комплекс. Стратегія розвитку. Харків: НТУ «ХПІ», 2009. 400 с.
2. Природний газ – головне джерело енергії в XXI в. / В. Г. Кучеров та ін. Газова промисловість. 2015. № 716. С. 8–12.
3. Перспективи енергетичних технологій. На підтримку плану дій G8. Стратегії та сценарії до 2050 р. Міжнародне енергетичне агентство, 2008. URL: [http://www.iea.org/techno/etp/ETP\\_2008\\_Exec\\_Sum\\_russian.pdf](http://www.iea.org/techno/etp/ETP_2008_Exec_Sum_russian.pdf).
4. Про основи функціонування ринку природного газу: Закон України від 08.07.2001 № 2467-VI.
5. Врагов А. П. Масообмінні процеси та обладнання хімічних і газонафтопереробних вироб-

- ництв. Суми: ВТД «Університетська книга», 2007.
6. Склабінський В. І., Ляпошенко О. О., Артюхов А. Є. Технологічні основи нафто- та газопереробки. Суми: СумДУ, 2011. 187 с.
  7. Проекування розробки та облаштування газових (газоконденсатних) родовищ: навч. посібник / О. Ф. Редько та ін. Харків: БУРУН і К, 2009. 304 с.
  8. Топільницький П. Технологія первинної переробки нафти і газу. Львів: Львівська політехніка, 2014. 468 с.
  9. Склабінський В. І., Ляпошенко О. О., Артюхов А. Є. Технологічні основи нафто- та газопереробки. Суми: Сумський державний університет, 2011. 186 с.
  10. Врагов А. П. Масообмінні процеси та обладнання хімічних і газонафто-переробних виробництв: навч. посібник. Суми: ВТД «Університетська книга», 2007. 284 с.  
<https://essuir.sumdu.edu.ua/bitstream-download/123456789/1573/1/Vragov2.pdf>
  11. Врагов А. П., Михайловський Я. Е., Якушко С. І. Матеріали до розрахунків процесів та обладнання хімічних і нафтопереробних виробництв: навч. посібник. Суми: СумДУ, 2008. 170 с.  
<http://essuir.sumdu.edu.ua/handle/123456789/865>
  12. Хімія і технологія паливно-мастильних матеріалів. Хімія сировини: навчальний посібник / В. Новікова та ін. Київ: Національний авіаційний університет, 2005. 106 с.
  13. Найдьонов Г. Ф. Про природний газ. Київ, 1962. <https://uk.wikipedia.org/wiki/>
  14. Склабінський В. І., Ляпошенко О. О., Артюхов А. Є. Технологічні основи нафто- та газопереробки. Суми: Сумський державний університет, 2011. 187 с.
  15. Установа низькотемпературної обробки природного газу: пат. 97282 Україна: МПК<sup>51</sup> F 25B 11/00. № 201409036; заявл. 11.08.2014; опубл. 10.03.2015, Бюл. № 5. 3 с.
- of Oil and Gas Processing. Sumy: Sumy State University, 187 p.
7. Diachuk, V. V., Bikman, Ye. S., Kyselova, S. O. (2009). Design of Development and Arrangement of Gas (Gas-Condensate) Fields: Study Guide. Edited by Prof. O. F. Redko. Kharkiv: BURUN i K, 304 p.
  8. Topilnytskyi, P. (2014). Technology of Primary Oil and Gas Processing. Lviv Polytechnic Publishing House, 468 p.
  9. Sklabinskyi, V. I., Liaposhchenko, O. O., Artiukhov, A. Ye. (2011). Technological Fundamentals of Oil and Gas Processing. Sumy: Sumy State University, 186 p.
  10. Vragov, A. P. (200). Mass Transfer Processes and Equipment of Chemical and Oil-and-Gas Processing Industries: Study Guide. Sumy: VTD "Universytetska Knyha", 284 p.  
<https://essuir.sumdu.edu.ua/bitstream-download/123456789/1573/1/Vragov2.pdf>
  11. Vragov, A. P., Mykhailovskiy, Ya. Ye., Yakushko, S. I. (2008). Materials for Calculations of Processes and Equipment of Chemical and Oil Processing Industries: Study Guide. Sumy: Sumy State University, 170 p.  
<http://essuir.sumdu.edu.ua/handle/123456789/865>
  12. Novikova, V. F., Ivanov, S. V., Poliakova, O. V., Yefimenko, V. V. (2005). Chemistry and Technology of Fuels and Lubricants. Chemistry of Raw Materials: Study Guide. Kyiv: National Aviation University, 106 p.
  13. Naidonov, G. F. (1962). On Natural Gas. Kyiv. [https://uk.wikipedia.org/wiki](https://uk.wikipedia.org/wiki/)
  14. Sklabinskyi, V. I., Liaposhchenko, O. O., Artiukhov, A. Ye. (2011). Technological Fundamentals of Oil and Gas Processing. Sumy: Sumy State University, 187 p.
  15. Patent 97282, Ukraine, IPC F25B 11/00. Installation for Low-Temperature Processing of Natural Gas. № 201409036; filed 11.08.2014; published 10.03.2015, Bull. №. 5, 3 p.

#### References

1. Tovazhnyanskyi, L. L., Levchenko, B. O. (2009). Fuel and Energy Complex. Development Strategy. Kharkiv: NTU "KhPI". 400 p.
2. Kucherov, V. G., Zolotukhin, A. B., Bessel, V. V., Lopatin, A. S., Martynov, V. G. (2015). Natural Gas as the Main Energy Source in the 21st Century. Gas Industry, № 716, pp. 8–12.
3. Energy Technology Perspectives. In Support of the G8 Plan of Action. Strategies and Scenarios to 2050. International Energy Agency, 2008. [http://www.iea.org/techno/etp/ETP\\_2008\\_Exec\\_Sum\\_russian.pdf](http://www.iea.org/techno/etp/ETP_2008_Exec_Sum_russian.pdf)
4. Law of Ukraine of 08.07.2001 No. 2467-VI "On the Fundamentals of Natural Gas Market Functioning".
5. Vragov, A. P. (2007). Mass Transfer Processes and Equipment of Chemical and Oil-and-Gas Processing Industries. Sumy: VTD "Universytetska Knyha".
6. Sklabinskyi, V. I., Liaposhchenko, O. O., Artiukhov, A. Ye. (2011). Technological Fundamentals

- Соловей Віктор Васильович**<sup>1</sup>, д.т.н., проф., провідний науковий співробітник відділу термогазодинаміки енергетичних машин, ORCID 0000-0002-5444-8922, [solovey\\_v\\_v@ukr.net](mailto:solovey_v_v@ukr.net), тел. +38 050-576-36-10,
- Внукова Наталія Володимирівна**<sup>2</sup>, д.т.н., проф., завідувач кафедри екології, ORCID 0000-0002-4097-864X, [vnukovanv@ukr.net](mailto:vnukovanv@ukr.net), тел. +38 057-707-37-97,
- Зіпунніков Микола Миколайович**<sup>1</sup>, к.т.н., с.н.с. відділу термогазодинаміки енергетичних машин, ORCID 0000-0002-0579-2962, [zipunnikov\\_n@ukr.net](mailto:zipunnikov_n@ukr.net), тел. +38 066-695-68-72,
- Котенко Анатолій Леонідович**<sup>1</sup>, провідний інженер відділу термогазодинаміки енергетичних машин, ORCID 0000-0003-2715-634X, [kotenko19580820@gmail.com](mailto:kotenko19580820@gmail.com), тел. +38 066-454-73-64.

<sup>1</sup>Інститут енергетичних машин і систем ім. А.М. Підгорного НАН України, вул. Комунальна, 2/10, Харків, 61046, Україна,

<sup>2</sup>Харківський національний автомобільно-дорожній університет, вул. Ярослава Мудрого, 25, Харків, 61002, Україна.

### **Turboexpander Energy-Technological Unit for the Preparation of Natural Gas for Transportation**

**Problem.** The article proposes a method for low-temperature processing of natural gas by reducing the heat input to the turboexpander. **Goal.** Development of a schematic diagram of natural gas preparation for transportation. **Methodology.** This method allows the implementation of the technology of low-temperature separation regardless of the pressure ratio in the gas collectors, which increases the efficiency of the installation and expands the range of its application. **Results.** The proposed method allows the implementation of the technology of low-temperature separation regardless of the pressure ratio in the gas collectors. **Originality.** To increase the efficiency of the installation by reducing the heat input to the turboexpander, it is proposed to install an additional shell on its body, which forms a cavity at a distance of 25–30 mm from the outer surface of the turboexpander, connected at one end to the cold gas main after the expander, and at the other to the recuperator, which transfers the cold through the surface to the gas flow at the inlet to the turboexpander. By reducing the heat inflow to the inner casing of the turboexpander by 7–10 % to the gas flow in the inner casing, increasing the adiabaticity of the heat-insulating shell of the turboexpander provides a decrease in the temperature of the outlet gas by 3–5 °C, which increases the separation effect and, as a result, the system performance. To ensure the operation of the installation in an optimal mode, a gas pressure control system is used, which is installed in the low-pressure main, a pressure sensor is installed on the gas supply line to the turboexpander, which is connected to the control system of the energy-technological installation, which ensures automatic maintenance of the pressure at the inlet to the

turboexpander at the required level. **Practical significance.** When operating a gas field with wells of different pressures, including low-pressure ones, the use of the proposed device with a technological scheme equipped with additional elements of volumetric compression, expansion and separation allows the implementation of low-temperature separation technology regardless of the pressure ratio in the gas collectors, which increases the efficiency of the installation and extends the range of its application.

**Key words:** natural gas, gas turbine plant, turboexpander, regenerator, gas compressor.

**Solovey Victor Vasilyevich**<sup>1</sup>, Dr., prof., Leading Researcher, Department of Thermogasdynamics of Power Machines, ORCID 0000-0002-5444-8922, [solovey\\_v\\_v@ukr.net](mailto:solovey_v_v@ukr.net),

**Vnukova Nataliya Volodymyrivna**<sup>2</sup>, Dr., prof., head of the Department of Ecology, ORCID 0000-0002-4097-864X, [vnukovanv@ukr.net](mailto:vnukovanv@ukr.net),

**Zipunnikov Mykola Mykolayovych**<sup>1</sup>, Ph.D., senior research associate, Department of Thermogasdynamics of Power Machines, ORCID 0000-0002-0579-2962, [zipunnikov\\_n@ukr.net](mailto:zipunnikov_n@ukr.net),

**Kotenko Anatolii Leonidovych**<sup>1</sup>, leading engineer, Department of Thermogasdynamics of Power Machines, ORCID 0000-0003-2715-634X, [kotenko19580820@gmail.com](mailto:kotenko19580820@gmail.com).

<sup>1</sup>Anatolii Pidhornyi institute of power machines and systems of the National academy of sciences of Ukraine, Communal str., Kharkiv, 61046, Ukraine.

<sup>2</sup>Kharkiv National Automobile and Highway University, 25, Yaroslava Mudroho str., Kharkiv, 61002, Ukraine.

Стаття надійшла до редакції / Received: 11.01.2026.

Прийнята до друку після рецензування / Revised and Accepted: 17.01.2026.

Дата публікації статті / Published: 11.05.2026.