

**ВІДБІР ТЕПЛА ІЗ ЛІНІЇ ТРУБОПРОВІДІВ ОХОЛОДЖУЮЧОГО МАСЛА
ГАЗОПЕРЕКАЧУЮЧОГО АГРЕГАТУ ТА СПОСОБИ ЙОГО ЕФЕКТИВНОГО ВИКОРИСТАННЯ****І. В. Рибіцький, В. І. Трофімчук**

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна. E-mail: rybitsky@gmail.com; dreksbar@gmail.com

Представлено результати досліджень енергоефективності відбору тепла із лінії трубопроводів охолоджуючого масла газоперекачуючого агрегату під час роботи з транспортування природного газу та використання його в системах тепlopостачання приміщень. Показано технічну можливість відбору тепла із системи охолодження масла газоперекачуючого агрегату за допомогою вбудованого теплообмінника та обґрунтовано ефективність його використання для підігріву теплоносія у системі опалення компресорної станції. Показано ефективність підігріву масла на газоперекачуючих агрегатах, які знаходяться у «гарячому резерві» шляхом передачі тепла від теплоносія до масла. Виконано розрахунок кількості теплоти, яку можна отримати від теплообмінника при роботі одного газоперекачуючого агрегату порівняно із кількістю теплоти від природного газу, яка витрачається на роботу котельні для підігріву приміщень в опалюваний період. Здійснено розрахунок кількості паливного газу, який витрачається для подолання опору при роботі утилізатора тепла вихлопних газів газоперекачуючого агрегату. Здійснено розрахунок економії електричної енергії від впровадження згаданого вище заходу на прикладі однієї із компресорних станцій та проведено оцінку викидів парникових газів в атмосферу.

Ключові слова: енергоефективність, теплообмінник, компресорна станція.**ОТБОР ТЕПЛА ИЗ ЛИНИИ ТРУБОПРОВОДОВ ОХЛАЖДАЮЩЕГО МАСЛА
ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА И СПОСОБЫ ЕГО ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ****И. В. Рибіцький, В. И. Трофімчук**

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

ул. Карпатская, 15, Ивано-Франковск, 76019, Украина. E-mail: rybitsky@gmail.com; dreksbar@gmail.com

Представлены результаты исследований энергоэффективности отбора тепла с линии трубопроводов охлаждающего масла газоперекачивающего агрегата во время работы по транспортировке природного газа и использования его в системах теплоснабжения помещений. Показано техническую возможность отбора тепла из системы охлаждения масла газоперекачивающего агрегата с помощью встроенного теплообменника и обоснована эффективность его использования для подогрева теплоносителя в системе отопления компрессорной станции. Показана эффективность подогрева масла на газоперекачивающих агрегатах, которые находятся в «горячем резерве» путем передачи тепла от теплоносителя к маслу. Выполнен расчет количества теплоты, которое можно получить от теплообменника при работе одного газоперекачивающего агрегата по сравнению с количеством теплоты от природного газа, которая расходуется на работу котельной для обогрева помещений в отопительный период. Произведен расчет количества топливного газа, который расходуется для преодоления сопротивления при работе утилизатора тепла выхлопных газов газоперекачивающего агрегата. Осуществлен расчет экономии электроэнергии от внедрения упомянутого выше мероприятия на примере одной из компрессорных станций и проведено оценку выбросов парниковых газов в атмосферу.

Ключевые слова: энергоэффективность, теплообменник, компрессорная станция.

АКТУАЛЬНІСТЬ РОБОТИ. АТ «Укртрансгаз» є однією з найбільших і найпотужніших газотранспортних систем у Європі і включає понад 35 тис. км. газопроводів (20,6 тис. км. – магістральних газопроводів, 12,6 тис. км. – газопроводів-відводів, 1,8 тис. км. – газопроводи низького тиску). Транспортування здійснюють 75 компресорних станцій (КС), 705 газоперекачувальними агрегатами (ГПА) загальною потужністю 5496 МВт.

Основним викликом для ГТС України є великий ризик зменшення транзиту через територію України починаючи із 2020 року у зв'язку із будівництвом газопроводів в обхід території України таких як «Північний потік» та «Південний потік». Зменшення товаро-транспортної роботи приведе до зменшення рентабельності підприємства, а при недостатньому завантаженні до його збитковості. Тому на сьогодні як ніколи стає актуальним питання підвищення енергоефективності та пошук альтернативних джерел живлення.

У даній статті проаналізовано енергоефективність використання енергоресурсів необхідних для

опалення приміщень КС в опалюваний період як за допомогою котельні так і за допомогою утилізаторів тепла, що використовують енергію відпрацьованих газів газоперекачуючого агрегату. Показано вплив енергозберігаючих заходів на кількість використаного газу для обігріву приміщень в опалюваний період.

Запропоновано здійснювати відбір тепла із лінії трубопроводів охолоджуючого масла ГПА під час роботи з транспортування природного газу за допомогою вбудованого теплообмінника. Також змодельовано схему роботи системи охолодження масла ГПА із вбудованим теплообмінником та запропоновано відібране тепло передавати у систему опалення компресорної станції у опалюваний період через передачу тепла від масла до теплоносія та підтримання непрацюючих ГПА у «гарячому резерві» через передачу тепла від теплоносія до масла. На випадок аварійної зупинки одного із працюючих ГПА на КС один або декілька резервних ГПА знаходяться у так званому «гарячому резерві». На них всі системи знаходяться в готовності до пуску в

тому числі підтримується температура масла близько 40 °С.

Метою статті є дослідження можливості та ефективності використання надлишкової температури масла на лінії трубопроводів охолодження масла ГПА для опалення приміщень КС шляхом встановлення теплообмінників

МАТЕРІАЛ І РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ.

На сьогоднішній день обігрів приміщень компресорних станцій у опалюваний період здійснюється котельнями за допомогою котлів, що працюють на природному газі або утилізаторами тепла, що використовують енергію відпрацьованих газів ГПА. Як

перший так і другий спосіб опалення потребують використання природного газу. Газові котли використовують природний газ як паливо, а використання утилізаторів у вихлопних шахтах призводить до збільшення опору вихлопних газів на виході із ГПА і як наслідок до зменшення ККД та збільшення витрати паливного газу [1, 2].

Аналіз динаміки цін на природний газ (рис. 1) для промисловості України за останніх п'ять років показує стрімкий ріст у період із 2014 по 2018 роки, коли середня ціна газу для промисловості України виросла на 92% [3].

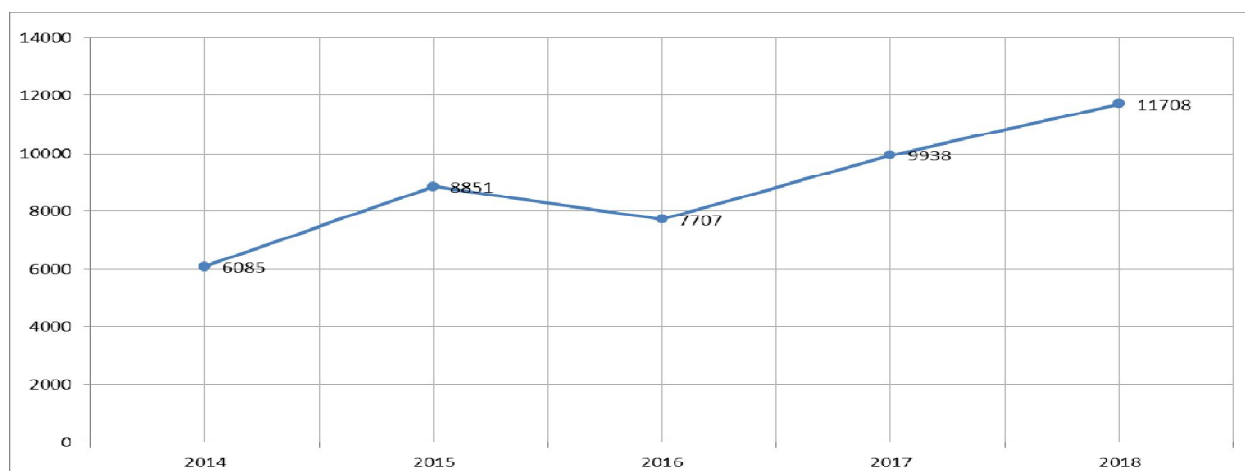


Рисунок 1 – Динаміка цін на природний газ для промисловості України 2014-2018 рр. грн./тис. м³

Суттєве здороження енергетичних ресурсів змушує компанії шукати шляхи підвищення енергетичної ефективності їх використання.

Одне із найбільш важливих завдань паливно-енергетичного комплексу – проведення активної енергоефективної політики, що забезпечує досягнення необхідного результату при мінімальних витратах енергії.

У АТ «Укртрансгаз» експлуатуються ГПА різних типів, потужністю від 6 до 25 МВт. Конструктивно ГПА складаються із двох частин: двигуна та відцентрового нагнітача. Двигуни можуть бути електропривідними та газопривідними, які у свою чергу поділяються на газотурбінні чи газомотокомпресорні. У статті розглянуто можливість використання вторинного тепла охолоджуючого масла газопривідного ГПА на КС для опалення приміщень в опалюваний період та підтримання не працюючих ГПА у «гарячому резерві».

Не працюючі ГПА, що знаходяться у готовності до пуску підтримуються у «гарячому резерві». Температура масла у системі маслопостачання, за допомогою електричних нагрівачів, підтримується на рівні 40 °С [4].

Під час роботи ГПА перетворює енергію паливного газу на роботу відцентрованого нагнітача. Середній ККД ГПА, що експлуатуються в АТ «Укртрансгаз» складає ≈ 25-33%, залежно від виду двигуна та його технічного стану. Тобто корисна робота становить у середньому 30% інші 70% енергії втрачаються. Більша частина виходить через вихлопний

тракт, разом із вихлопними газами, а частина використовується на нагрів деталей, що обертаються (підшипники, ротори та ін.). Відвід тепла від них здійснюється маслом, яке охолоджується у системі автоматичного повітряного охолодження (АПО) масла.

В основу ідеї покладено завдання підвищення енергоефективності споживання енергоресурсів за рахунок відбору тепла із лінії трубопроводів системи охолодження масла газоперекачуючого агрегата. Система відбору тепла із лінії системи автоматичного повітряного охолодження масла на компресорній станції містить теплообмінник «теплоносій -масло» із підвідними та відвідними трубопроводами масла і теплоносія.

Технічний результат досягається за рахунок встановлення теплообмінника на лінії трубопроводів системи охолодження масла ГПА та підігріву теплоносія системи опалення компресорної станції за рахунок передачі тепла «масло-теплоносій», яке буде використовуватись для обігріву приміщень в опалюваний період, та підтримання ГПА у «гарячому резерві» за рахунок передачі тепла «теплоносій-масло» на не працюючих ГПА.

Таке конструктивне виконання системи дозволяє поєднати три технологічних процеси за допомогою теплообміну:

1) підігрів теплоносія для обігріву приміщень КС в опалюваний період, забезпечує максимально енергоефективний підігрів так як надлишкове тепла

масла – дає можливість мінімізувати використання котельнь ;

2) підігрів масла на ГПА, що знаходяться у резерві забезпечує економію електроенергії на роботу електричних нагрівачів для підігріву масла;

3) здійснення утилізації тепла гарячого масла, відведеного з підшипникових вузлів газотурбінного двигуна і нагнітача ГПА, забезпечує економію електроенергії для роботи двигунів вентиляторів системи охолодження масла.

Система відбору тепла із лінії системи автоматичного повітряного охолодження масла працює наступним чином.

На рис. 2 приведена теплова схема системи відбору тепла із лінії системи автоматичного повітряного охолодження масла на компресорній станції. Гаряче масло із підшипникових вузлів газотурбінного двигуна та нагнітача ГПА 1 подається через лінію трубопроводів системи охолодження масла 2 у теплообмінник «масло-теплоносій» 3, у якому передає частину теплової енергії теплоносію та нагріває його до 75 °С, який подається через трубопровід 4 та

через трубопровід 5 відводить підігрітий теплоносій у систему трубопроводів опалення КС 6. Якщо температура масла після теплообмінника 3 буде вищою ніж 45 °С масло по трубопроводах системи охолодження масла 6 потрапляє у апарат повітряного охолодження масла 7 охолоджується до відповідної температури та через зворотні трубопроводи системи охолодження масла 8 та 9 потрапляє у газотурбінний двигун. Якщо температура масла після теплообмінника 3 буде нижчою ніж 45 °С масло через зворотній трубопровід системи охолодження масла потрапляє назад у маслобак. Крім того теплоносій по системі трубопроводів опалення КС 6 потрапляє у підвідний трубопровід сусіднього не працюючого ГПА 4а через який підводиться до теплообмінника 3а у якому передає тепло від теплоносія до масла, яке циркулює по малому колу обігріву – ГПА 1а, трубопровід 2а, теплообмінник 3а, трубопровід 9а. За рахунок цього не працюючі ГПА підтримуються у «гарячому резерві».

Для проведення розрахунку виберемо КС із ГПА потужністю 10 МВт.

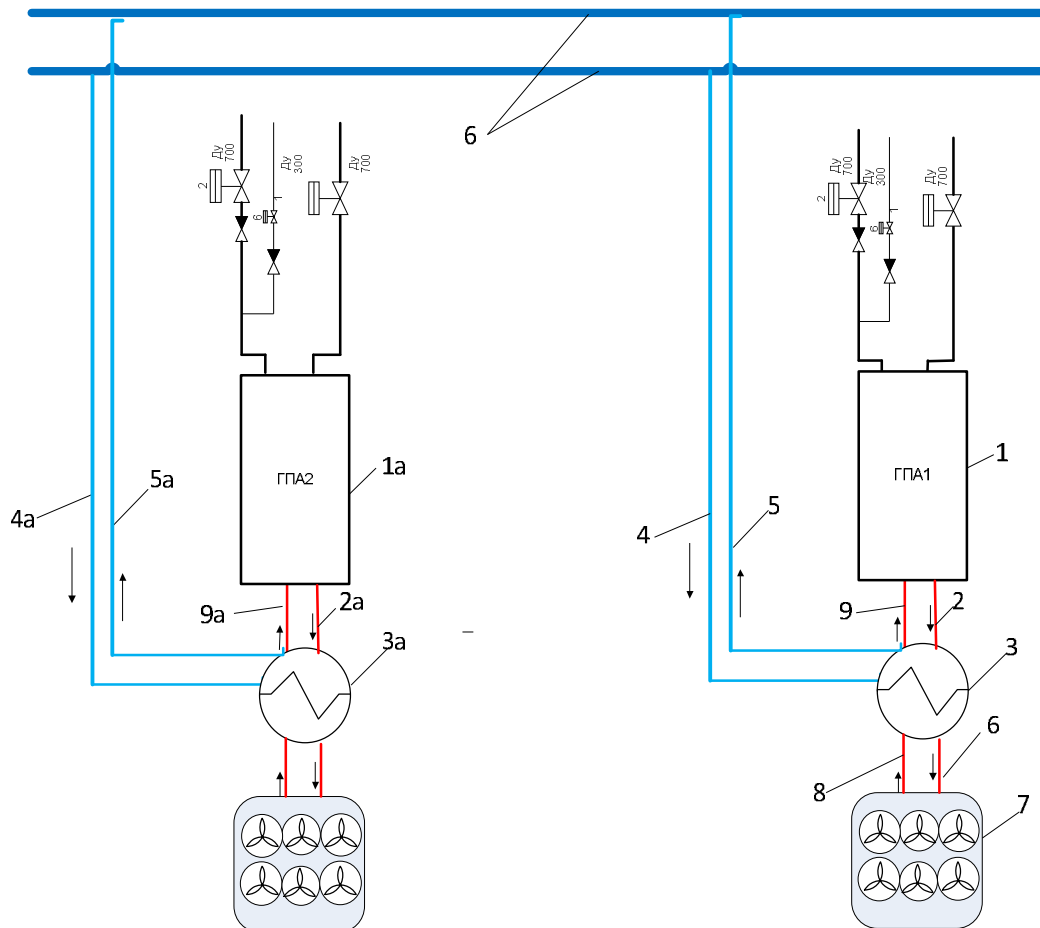


Рисунок 2 – Теплова схема системи відбору тепла із лінії системи автоматичного повітряного охолодження масла на компресорній станції

Кількість теплоти, яку можливо виробити на теплообміннику за даних умов знайдемо за формулою:

$$Q = Ct(T_1 - T_2), \quad (1)$$

де C – теплоємність масла 1974 Дж/кг $^{\circ}\text{K}$; T_1 – температура масла на вході в АПО масла 65 $^{\circ}\text{C}$; T_2 – температура масла на виході із АПО масла 40 $^{\circ}\text{C}$; m – масовий розхід масла через АПО масла.

Масовий розхід газу знаходимо за формулою:

$$m = \rho q = 70 \cdot 875 = 61250 \text{ кг/год.}, \quad (2)$$

де ρ – густина масла 875 кг/м³; q – об’ємний розхід масла через АПО масла 70 м³/год.

Підставивши отримані дані у формулу (1) отримаємо:

$$Q = 1974 \cdot 61250 \cdot (65 - 40) = 3022687500 \text{ Дж/год.} = 0,722 \text{ Гкал/год.} = 3023 \text{ МДж/год.} = 839 \text{ кВт/год.}$$

Згідно із [5–6] кількість теплоти, яка необхідна для обігріву приміщень КС коливається від 489 кВт/год. до 520 кВт/год. Так як один теплообмінник може виробити 839 кВт/год., одного працюючого ГПА вистачить для обігріву опалюваних приміщень КС.

Згідно із [7] за опалюваний сезон 2018 року середня кількість газу, що споживає котельня для обігріву приміщень КС магістрального газопроводу «Союз» (експлуатуються ГПА 10 МВт) становить 182,3 тис. м³.

Згідно із [3] середня ціна газу для промисловості за 2018 рік становила 11096 грн.

Знаходимо вартість витраченого роботу котельні газу на за формулою:

$$B = Q \cdot C = 182313 \cdot 11,096 = 2023148 \text{ грн} \quad (3)$$

де C – середня ціна газу для промисловості за 2018 р. згідно із [6]; Q – витрата природного газу.

Отже, економія на роботі котельні, при умові роботи ГПА, буде становити більше 2 млн. грн.

Так як на деяких КС встановлені утилізатори тепла вихлопних газів, то при працюючих ГПА котельня не працює, а використовується вторинне тепло відпрацьованих газів. Але використання утилізаторів у вихлопних шахтах призводить до збільшення опору вихлопних газів на виході із ГПА і як наслідок до зменшення ККД та збільшення витрати паливного газу.

Для проведення розрахунку виберемо одну із компресорних станцій МГ «Кременчук-Ананьїв-Богородчани». Конструкція утилізаторів на даній КС не передбачає їх демонтаж у не опалюваний період, тому перевитрата паливного газу відбувається постійно не залежно чи виробляє утилізатор тепло чи ні.

Згідно із [8] економія газу внаслідок зменшення опору на вихлопі та відповідного підвищення ККД ГПА розраховується за формулою:

$$\Delta q = \overline{\Delta q_{306}} \cdot \Delta P, \quad (4)$$

де: $\overline{\Delta q_{306}}$ – економія паливного газу (тис. т умов. палив/мм вод. ст./рік) від зменшення опору вихлопу на 1 мм вод. ст. визначається за середньостатистичними даними, отриманими за результатами контрольних теплотехнічних випробувань парку різних типів ГТУ за окремою методикою, наведеною в табл. 1; ΔP – зниження опору вихлопу після впровадження змінної конструкції, мм вод. ст.

Таблиця 1 – Економія газу $\overline{\Delta q_{306}}$ на 1 агрегат від зменшення опору вихлопу

Тип агрегату	Економія газу, тис. т умов. палив /мм вод. ст./рік
ГТ-750-6	0,00320
ГТ-6-790 (ГТН-6)	0,00415
ГТК-10	0,00545
ГПА-Ц-6,3	0,00370

Згідно із паспортними даними заводу виробника [9] гідравлічний опір утилізатора ГТК -10 120.00.000 складає 41,5 мм вод. ст.

Вибравши із табл. 1 тип відповідного агрегату та підставивши дані у формулу (4) отримаємо:

$$\Delta q = 0,00545 \cdot 41,5 = 0,226175 \text{ тис. т умов. палив / рік.}$$

Фактична економія газу визначається за формулою:

$$Q_E = \frac{\Delta q}{8760} \cdot \tau_{\phi}, \quad (5)$$

де Δq – економія природного газу за умови роботи 8760 годин на рік від впровадження енергозберігаючого заходу, тис. т умов. палив/рік; τ_{ϕ} – фактичний час роботи обладнання за звітний період, годин.

Згідно [9] ГПА на досліджуваній КС відпрацювали 14513 годин.

Підставивши дані у формулу (5) отримаємо:

$$Q_E = 0,226175 / 8760 \cdot 14513 = 0,374712 \text{ тис. т умов. палив / рік.}$$

Коефіцієнт переводу із умовного палива у м³ згідно із фізико-хімічними властивостями газу [10] за досліджуваний період становить 1,157.

Здійснивши перерахунок отримаємо економію у 323,865 тис. м³/ рік.

Далі знаходимо вартість витраченого газу за формулою (3):

$$B = 323865 \cdot 11,096 = 3593606 \text{ грн.}$$

В опалюваний період система відбору тепла із лінії трубопроводів охолоджуючого масла ГПА дає змогу через систему опалення КС підтримувати непрацюючі ГПА у «гарячому резерві» та не використовувати електричні підігрівачів масла. Так як масло буде віддавати тепло теплоносію, тому його не потрібно охолоджувати, що приведе до економії

електроенергії, яка витрачалась на роботу двигунів вентиляторів АПО масла.

Під час роботи компресорної станції один із ГПА в обов'язково знаходиться у «гарячому резерві» на випадок аварійної зупинки та можливості швидкого його запуску для підтримання заданого режиму транспортування газу. Згідно із [12] досліджувана КС в опалюванні місяці 2018 року була у роботі 3301 год. Сумарна потужність підігрівачів масла на одному ГПА складає 32,6 кВт/год.

Знаходимо вартість зекономленої електроенергії за формулою:

$$B = t * N * P, \quad (6)$$

де t – час, який КС перебувала в роботі в опалюванні місяці 2018 року%; N – сумарна потужність підігрівачів масла; P – середня ціна електроенергії по ПрАТ «Кіровоградобленерго» у 2018 згідно із [12].

$$B = 3301 * 32,6 * 2,82 = 303467 \text{ грн.}$$

У результаті відбору тепла з лінії охолодження масла, масло поступає у АПО із температурою близько 40°C та не потребує додаткового охолодження обдувом повітря вентилятором. Система АПО масла на досліджуваних ГПА включає в себе шість вентиляторів із двигунами приводу 5,5 кВт кожен. Система АПО масла працює весь час роботи кожного ГПА, але у холодний опалюваний період для охолодження масла вистачає роботи двох вентиляторів. Згідно із [11] сумарне напрацювання ГПА в опалюванні місяці 2018 року становить 11621 год. Тому вартість зекономленої електроенергії за формулою (6) буде:

$$B = t * N * P = 11621 * 11 * 2,82 = 360483 \text{ грн.}$$

де t – сумарне напрацювання ГПА в опалюванні місяці 2018 року; N – сумарна потужність двох двигунів приводів вентиляторів АПО масла; P – середня ціна електроенергії по ПрАТ «Кіровоградобленерго» у 2018 згідно із [12].

Розрахунок викидів забруднюючих речовин та парникових газів в атмосферу при спалюванні природного газу. Поряд із економічним ефектом впровадження даних заходів мають і екологічний ефект. При спалюванні природного газу утворюються такі сполуки як оксид вуглецю, оксид азоту та інші легкі не метанові сполуки.

Масова витрата природного газу на рік розраховується за формулою:

$$B = X * \rho, \quad (7)$$

де X – загальний об'єм спожитого газу (м^3); ρ – густина природного газу при нормальних умовах, $\text{кг}/\text{м}^3$, $\rho = 0,696 \text{ кг}/\text{м}^3$ [10].

Загальний об'єм спожитого газу розраховуємо за формулою:

$$X = X_1 + X_2 = 323865 + 182313 = 511178 \text{ м}^3 \quad (8)$$

де X_1 – об'єм спожитого газу потрачений на подолання гідравлічного опору утилізатора тепла (м^3);

X_2 – середній об'єм спожитого газу котельнею для обігріву приміщень КС магістрального газопроводу «Союз» (м^3).

Обчислена за (7) масова витрата становить:

$$B = 511178 * 0,696 = 355779,888 \text{ кг} = 355,8 \text{ т.}$$

Валовий викид забруднюючої речовини E_j (т), що надходить в атмосферу з димовими газами за звітний період знаходимо за формулою:

$$E_j = 10^{-6} * k_j * B * Q^r, \quad (9)$$

де E_j – валовий викид забруднювальної речовини під час спалювання природного газу за звітний рік, т; k_j – показник емісії j -ї забруднювальної речовини для природного газу, $\text{г}/\text{ГДж}$; B – витрата природного газу за звітний рік, т; Q^r – нижча робоча теплота згоряння природного газу, $\text{МДж}/\text{кг}$.

Нижча робоча теплота згоряння природного газу за вказаний період 49,05 $\text{МДж}/\text{кг}$ [10].

Показники емісії забруднюючих речовин [13]:

$$\begin{aligned} k_{\text{NO}_x} &= 64,311 \text{ г}/\text{ГДж}; \\ k_{\text{CO}} &= 248,75 \text{ г}/\text{ГДж}; \\ k_{\text{CO}_2} &= 58748,13 \text{ г}/\text{ГДж}; \\ k_{\text{CH}_4} &= 1,0 \text{ г}/\text{ГДж}. \end{aligned}$$

1. Валовий викид оксидів азоту:

$$E_{\text{NO}_x} = 10^{-6} k_{\text{NO}_x} Q^r B = 10^{-6} \cdot 64,311 \cdot 49,05 \cdot 355,8 \text{ т} = 1,122 \text{ т.}$$

2. Валовий викид оксиду вуглецю:

$$E_{\text{CO}} = 10^{-6} k_{\text{CO}} Q^r B = 10^{-6} \cdot 248,75 \cdot 49,05 \cdot 355,8 \text{ т} = 4,341 \text{ т.}$$

3. Валовий викид діоксиду вуглецю:

$$E_{\text{CO}_2} = 10^{-6} k_{\text{CO}_2} Q^r B = 10^{-6} \cdot 58748,13 \cdot 49,05 \cdot 355,8 \text{ т} = 1025,271 \text{ т.}$$

4. Валовий викид метану:

$$E_{\text{CH}_4} = 10^{-6} k_{\text{CH}_4} Q^r B = 10^{-6} \cdot 1,0 \cdot 49,05 \cdot 355,8 \text{ т} = 0,017 \text{ т.}$$

Податкові зобов'язання (ПЗ) за викиди забруднюючих речовин та парникових газів в атмосферу за звітний період розраховуються за формулою:

$$\text{ПЗ} = \sum E_j c_j, \quad (10)$$

де ПЗ – податкові зобов'язання за викиди забруднюючих речовин та парникових газів в атмосферу при спалюванні природного газу (грн., коп.); E_j – валовий викид j -ї забруднюючої речовини (т); c_j – ставка j -ї забруднюючої речовини (грн./т) [14].

$$\begin{aligned} \text{ПЗ} &= 1,119 \text{ т} \times 2454,81 \text{ грн./т} + 4,341 \text{ т} \times 92,37 \text{ грн./т} \\ &+ 1025,271 \text{ т} \times 10 \text{ грн./т} + 0,017 \text{ т} \times 138,57 \text{ грн./т} \\ &= 13411,3 \text{ грн.} \end{aligned}$$

ВИСНОВКИ. У статті обґрунтовано технічну можливість відбору тепла із лінії охолодження масла ГПА та розраховано економічний ефект від впровадження такого заходу. Із проведених розрахунків можна зробити висновок, що відібраного тепла із лінії АПО масла вистачить для обігріву приміщень КС у опалюваний період, а при працюючому ГПА дана система здатна зекономити більше 2 млн. грн. у рік. Економія від демонтажу утилізаторів тепла відп-

рацьованих газів становить близько 3,5 млн. грн. у рік. Сумарна економія електроенергії, яка використовується на роботу підігрівачів масла та двигунів приводу вентиляторів АПО масла складає близько 664 тис. грн.

ЛІТЕРАТУРА

1. А. В. Смирнов, А. Н. Щедренков, О. Н. Щербаків, А. Ю. Каруцький, В. П. Парафейник. Численное исследование течения газа в выхлопных трактах газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом на базе двигателя дУ80л1. *Вестник двигателестроения*. Вып. 12/2015. 119 с.
2. Апанасенко А. И., Крившич Н. Г., Федоренко Н. Д. Монтаж, испытания и эксплуатация газоперекачивающих агрегатов в блочно-контейнерном исполнении. Л: Недра. 1991. 361 с.
3. Ціна газу для промисловості URL:<http://www.naftogaz.com>
4. СОУ 49.5-30019801-115:2014 Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів. [Чинний від 2014-08-15]. Київ. ПАТ Укртрансгаз, 2014. 23 с.
5. Технічний звіт за результатами тепло-технічного аудиту будівель та споруд проммайданчика КС 19 «Бар» Барського ЛВУМГ філії управління магістральних газопроводів «Черкаситрансгаз». Черкаси 2018. с. 263.
6. Технічний звіт за результатами теплотехнічного аудиту будівель та споруд проммайданчика КС 20 «Гусятин» Барського ЛВУМГ філії управління магістральних газопроводів «Черкаситрансгаз». Черкаси 2018. с. 258
7. Звіт про використання паливо енергетичних ресурсів філією УМГ «Черкаситрансгаз» АТ «Укртрансгаз» за 2018 рік АТ «Укртрансгаз».
8. СОУ 60.3-30019801-096:2012 Економія паливно-енергетичних ресурсів від впровадження енергозберігаючих заходів в ДК «Укртрансгаз». Методи визначення. [Чинний від 2012-03-17]. Київ ДК Укртрансгаз, 2012. 17 с.
9. Технічний паспорт утилізатора ГТК -10 120.00.000.
10. Якість газу URL: <http://utg.ua/utg/business-info/yakst-gazu.html>.
11. Річний звіт роботи компресорних станцій філії УМГ «Черкаситрансгаз» АТ «Укртрансгаз» за 2018 рік.
12. Інформація щодо роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, на території України, на 2018 рік URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=34869>.
13. ГКД 34.02.305-2002 "Викиди забруднюючих речовин в атмосферу від енергетичних установок". Методика визначення. Київ, 2002 р.
14. Податковий кодекс України № 2755-IV від 20.10.2019 *Відомості Верховної Ради України*. 2019. С. 243–244.

COOLING HEAT FROM THE COOLING OIL PIPELINE GAS PUMPING UNIT AND METHODS FOR ITS EFFECTIVE USE

I. Rybitsky, V. Trofimchuk

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
vul. Carpathian, 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine. E-mail: rybitsky@gmail.com; dreksbar@gmail.com

Purpose. The paper provides for the results of energy efficiency studies for heat removal from gas compressor unit cooling oil lines, during transportation of non-associated gas and its use in heat supply systems of premises of gas compressor station. **Methodology.** The authors present the technical capability of heat removal from the cooling oil system of compressor units by means of a built-in heat exchanger and prove the efficiency of its use for heating of the heat-transfer fluid in the heat supply system of a compressor station. They clearly demonstrate the efficiency of oil heating-up at gas compressor units, which are in the "hot stand-by" mode, by transfer of heat from the heat-transfer fluid to the oil. **Results.** The calculation of the heat amount that is possible to obtain from a heat exchanger when operating a gas compressor unit compared to the heat amount from non-associated gas consumed to operate a boiler plant of gas compressor station for heating the premises during the heating period has proved the efficiency of the technology implementation. The calculation of the gas fuel amount consumed to overcome the resistance of the heat regenerator for the compressor unit exhaust gas showed the low efficiency of this unit. Calculation of the energy savings due to the implementation of the abovementioned method on the example of one of compressor stations and estimation of the greenhouse gas emission reduction by virtue of the method, prove the efficiency of this technology use. **Originality.** The authors first proposed to obtain heat from gas compressor unit cooling oil lines at a compressor station by means of heat exchangers and to use it in heat supply systems for premises. In addition, the paper shows the efficiency of oil heating-up at gas compressor units, which are in the "hot standby" mode. **Practical value.** The calculations prove the possibility and efficiency of the use of heat exchangers for heat removal from gas compressor unit cooling oil lines. The authors have calculated the economic benefits of implementing the method. References - 14, tables - 1, figures - 2.

Key words: Energy efficiency, heat exchanger, compressor station.

REFERENCES

1. Smirnov, A.V., Shchedrenkov, A.N., Shcherbakov, O.N., Karutsky, A. Yu., Parafeinik, V. P. (2015), Numerical study of gasflow in exhaustlines of gascompressor units with a gas turbinedrive based on the engine dv8011, *Vestnik dvigatelestroeniya (News of engine construction industry)*, Vol.12, 119 p.
2. Апанасенко, А. И., Крившич, Н. Г., Федоренко, Н. Д. (1991), Installation, testing and operation of gascompressor units in a modular containerized version, L: Nedra, 361 p.
3. Gas price for industries URL: <http://www.naftogaz.com>

4. SOU (Standard of Ukrainian Company) 49.5-30019801-115:2014 Rules for the technical operation of main gas pipelines. [Valid since 2014-08-15], Kyiv, PJSC Ukrtransgaz, 2014, 23 p.

5. Technical report on the results of the heat engineering audit of buildings and structures of the industrial site KS 19 "Bar" of Barsky Gas Pipeline Operation Management Directorate of the Cherkasytransgaz branch of the Gas Pipeline Management Directorate. Cherkasy, 2018, p. 263.

6. Technical report on the results of the heat engineering audit of buildings and structures of the industrial site KS 20 "Gusyatin" of Barsky Gas Pipeline Operation Management Directorate of the Cherkasytransgaz branch of the Gas Pipeline Management Directorate. Cherkasy 2018, p. 258.

7. Report on the use of fuel and energy resources by the branch of Gas Pipeline Management Directorate Cherkasytransgaz of PJSC Ukrtransgaz for 2018, PJSC Ukrtransgaz

8. SOU (Standard of Ukrainian Company) 60.3-30019801-096: 2012 Saving fuel and energy resources

from the introduction of energy-saving measures in the Ukrtransgaz subsidiary. Determination methods. [Valid since 2012-03-17], Kyiv, PJSC Ukrtransgaz subsidiary, 2012, 17 p.

9. Technical passport of the GTK-10 regenerator 120.00.000

10. Gasquality URL: <http://utg.ua/utg/business-info/yakst-gazu.html>

11. Annual report on the operation of compressor stations of the Cherkasytransgaz branch of the Gas Pipeline Management Directorate of PJSC Ukrtransgaz for 2018.

12. Information on retail rates for electric energy sold to reach category of consumers, except for the households in Ukraine, for 2018 URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=34869>.

13. GKD (Industry Guidelines) 34.02.305-2002 "Emissions of pollutants into the air from power plants." Method of determination, Kyiv, 2002

14. Tax Code of Ukraine No. 2755-IV of 10.20.2019 "Vedomosti Verkhovnoy Rady Ukrainy" (News of the Verkhovna Rada of Ukraine), 2019, pp. 243–244.

Стаття надійшла 05.12.2019.