

Efekt Joule'a – Thomsona w procesie redukcji gazu ziemnego

The Joule-Thomson effect in the reduction of natural gas.

Michał Kwaśniewski^{*)}

Słowa kluczowe: aktywny system bezpieczeństwa instalacji gazowej, efekt Joule'a – Thomsona, kotłownia, podgrzewacz, podgrzew gazu, redukcja gazu, stacja gazowa, temperatura gazu, zapotrzebowanie na moc cieplną.

Streszczenie

W artykule wskazano wpływ Efektu Joule'a – Thomsona na zmiany temperatury gazu w zależności od wartości redukowanego ciśnienia. Wskazano również urządzenia możliwe do zamontowania w stacji gazowej, które eliminują negatywne skutki znacznego obniżenia temperatury gazu podczas procesu redukcji. Wskazano algorytm obliczeń umożliwiający dobór urządzeń o właściwych parametrach. Przedstawiono formy zabezpieczenia pracy urządzeń w przypadku awarii jednego z jej elementów. Opisano również Aktywny System Bezpieczeństwa Instalacji Gazowej, który zapewnia właściwą ochronę przed nieprzewidywanymi skutkami jej uszkodzeń.

Keywords: active gas installation safety system, Joule – Thomson effect, boiler room, heater, gas heating, gas reduction, gas reduction station, gas temperature, power demand

Abstract

The article presents the influence of the Joule-Thomson effect on changes in gas temperature depending on the value of negative pressure. Devices that can be installed at the natural gas reduction station, which eliminate the negative effects of a significant reduction in gas temperature during the reduction process, are also recommended. The algorithm of calculations was indicated, which enables the selection of devices with appropriate parameters. Ways of securing the operation of devices in the event of

1. Wprowadzenia

W myśl § 55 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie „Przed zamontowanym urządzeniem redukcyjnym o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) wejściowym powyżej 0,5 MPa należy zainstalować urządzenie do podgrzewania gazu ziemnego, o ile mogą wystąpić niekorzystne zjawiska mogące zakłócić proces redukcji ciśnienia tego gazu”[5]. Podczas redukcji gazu ziemnego na stacji gazowej, w wyniku rozprężania obniża się znacznie jego temperatura. Zjawisko to nazywane jest efektem Joule'a – Thomsona. Może powodować ono tworzenie się hydratów, kondensację czy oblodzenie wewnątrz urządzeń, która może być przyczyną niestabilnej pracy stacji gazowej, a nawet zaniku przepływu gazu. Chłodny gaz wywołuje również wykraplanie się pary wodnej, zamarzanie na zewnątrz orurowania układu redukcyjnego, co może przyczynić się do przyśpieszenia korozji. By przeciwdziałać temu zjawisku stosuje się podgrzewanie gazu przed redukcją do takiej temperatury, aby po redukcji ciśnienia, temperatura gazu wynosiła od +5 do +8°.

Brak podgrzewu wstępnego gazu w stacjach gazowych o MOP wejściowym powyżej 0,5 MPa jest dopuszczalny, jeżeli zastosowane rozwiązania technologiczne umożliwiają prawidłową pracę stacji.

W celu wyeliminowania ryzyka powstawania hydratów oraz oblodzeń wewnątrz urządzeń stacji redukcyjnej można zastosować również podgrzewanie przewodów impulsowych i/lub armatury (piloty reduktorów) za pomocą promienników podczerwieni, elektrycznych taśm grzejnych

lub innych efektywnych metod dopuszczonych do pracy w strefach zagrożenia wybuchem, np. wtrysku metanolu.

Do celów projektowych zaleca się przyjmować, temperaturę gazu po redukcji wynikającą z wymagań związanych z pomiarami rozliczeniowymi objętości gazu.

2. Efekt Joule'a – Thomsona

Dławienie gazu rzeczywistego daje zawsze efekt temperaturowy. Energia wewnętrzna oraz entalpia gazu rzeczywistego są funkcją wybranych dwóch parametrów stanu np. temperatury i ciśnienia.[8]

Rozprężaniu gaz rzeczywistego w warunkach adiabatycznych, bez wykonania pracy, towarzyszy zmiana temperatury układu. W procesie dławienia adiabatycznie izoentalpowego (redukcji) strumienia gazu rzeczywistego zachodzi warunek

$$h_1 = h_2, \\ p_1 > p_2 \text{ ale } T_1 \neq T_2$$

Ze względu na krótki czas procesu dławienia przyjęto założenie, że proces jest adiabatycznie izolowany[3].

Poniższe równanie przedstawia przybliżony stan początkowy i końcowy procesu, zakładając stan ustalony, zgodnie z równaniem zachowania energii:

$$u_2 - u_1 + p_2 v_2 - p_1 v_1 + \frac{w_2^2 - w_1^2}{2} + g(z_2 - z_1) = 0$$

^{*)} Michał Kwaśniewski – mgr inż., Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Warszawie, Zakład Inżynierii Środowiska – Państwowa Uczelnia Zawodowa w Ciechanowie.

gdzie:

- u – energia wewnętrzna właściwa,
- p – ciśnienie absolutne gazu,
- v – objętość właściwa,
- w – prędkość gazu,
- g – przyspieszenie grawitacyjne,
- z – wysokość położenia.

Przy założeniu jednakowej wysokości położenia wejścia i wyjścia reduktora i pomijając przyrost energii kinetycznej, proces dławienia przebiega przy przemianie izoentalpowej. [9]

$$h = u_2 + p_2 = u_1 + p_1 v_1 = idem$$

Entalpię możemy zapisać jako funkcję dwóch parametrów stanu ciśnienia i temperatury w postaci:

$$dh = \left(\frac{\partial h}{\partial T}\right)_p dt + \left(\frac{\partial h}{\partial p}\right)_T dp = 0$$

Stan układu opisują trzy parametry temperatura T, ciśnienie P i potencjał chemiczny μ związany ze składem ogólnym. Po podstawieniu zależności termodynamicznych

$$\left(\frac{\partial h}{\partial T}\right)_p = Cp, \quad \left(\frac{\partial h}{\partial p}\right)_T = v - T \left(\frac{\partial v}{\partial T}\right)_p$$

Gdzie Cp jest ciepłem właściwym zależnym od składu gazu otrzymujemy uogólnioną zależność na entalpię gazu:

$$dh = Cp dT + \left[v - T \left(\frac{\partial v}{\partial T}\right)_p \right] dp$$

Różniczkowy efekt Juule'a – Thompsona charakteryzuje nachylenie krzywej $h = \text{const}$ w układzie współrzędnych T-p tzw. współczynnik Juule'a – Thompsona:

$$\mu = \left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_h$$

Podstawiając reakcję cykliczności

$$\left(\frac{\partial h}{\partial T}\right)_h \left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_h \left(\frac{\partial p}{\partial h}\right)_T = -1$$

Podstawiając wyżej opisane zależności, współczynnik Juule'a – Thompsona można przedstawić jako:

$$\mu = \left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_h = - \frac{\left(\frac{\partial h}{\partial p}\right)_T}{\left(\frac{\partial h}{\partial T}\right)_h} = - \frac{T \left(\frac{\partial v}{\partial T}\right)_p - v}{Cp}$$

W stacjach gazowych redukcje gazu prowadzi się zazwyczaj w nie- zbyt wysokich temperaturach i od stosunkowo niewysokiego ciśnienia początkowego. Wtedy procesowi towarzyszy zmiana temperatury. Przy wyższych stopniach redukcji jej spadek – najczęściej w obszarze $\mu > 0$ [3].

Współczynnik μ jest funkcją temperatury oraz ciśnienia i jako taki zmienia swoją wartość w procesie redukcji. W przypadku skończonej redukcji, w której ciśnienie gazu spadło od wartości p_1 do p_2 , zmiana temperatury gazu jest całką:

$$\Delta T = \int_{p_1}^{p_2} \mu(p, T) dp$$

Stan termodynamiczny gazu został opisany wariálním równaniem stanu:

$$\frac{p}{\rho RT} = Z = 1 + B(T)\rho + C(T)\rho^2$$

Gdzie B, C są odpowiednio drugim i trzecim współczynnikiem wariálním.

$$\frac{p}{\rho RT} = Z = 1 + B'(T)\rho + C'(T)\rho^2$$

Porównując powyższe równania wyznaczam współczynnik w rozwinięciu współczynnika ściśliwości Z w szereg wariálny względem ciśnienia.

$$B' = \frac{B}{RT}$$

$$C' = \frac{C - B^2}{(RT)^2}$$

Wymagana postać równania stanu:

$$v = \frac{RT}{p} + B + (C - B^2) \frac{p}{RT}$$

Po zróżniczkowaniu i podstawieniu otrzymujemy:

$$\mu = \frac{B - T \frac{dB}{dT} + \frac{p}{R} \left(\frac{dC}{dT} - 2B \frac{dB}{dT} \right)}{Cp}$$

Równanie to określa całkowity efekt Joule'a – Thompsona w granicach p_1 - p_2 .

Wartość współczynnika μ wynoszą od 2 do 7 K/MPa

Wartość ciepła właściwego gazu rzeczywistego można wyznaczyć za pomocą funkcji resztkowej (residualnej), którą definiujemy jako:

$$y^R = y - y^D$$

y^R – resztkowa funkcja y,

y^D – szukana wartość funkcji termodynamicznej y dla warunków p-T,

y^D – wartość funkcji termodynamicznej y dla płynu doskonałego w tych samych warunkach p-T,

Zgodnie z powyższą definicją wartość ciepła właściwego przy stałym ciśnieniu gazu rzeczywistego wyznacza się z równania

$C_p = C_p^D + C_p^R$
 C_p^D – wartość ciepła właściwego dla gazu doskonałego,
 C_p^R – resztkowa wartość ciepła właściwego.

Resztkowa wartość ciepła właściwego określona jest wzorem:

$$C_p^R = -pT \frac{d^2 B}{dT^2} + \frac{p^2}{2R} \left[\frac{d^2 C}{dT^2} - 2 \left(\frac{dB}{dT} \right)^2 - 2B \frac{d^2 B}{dT^2} \right]$$

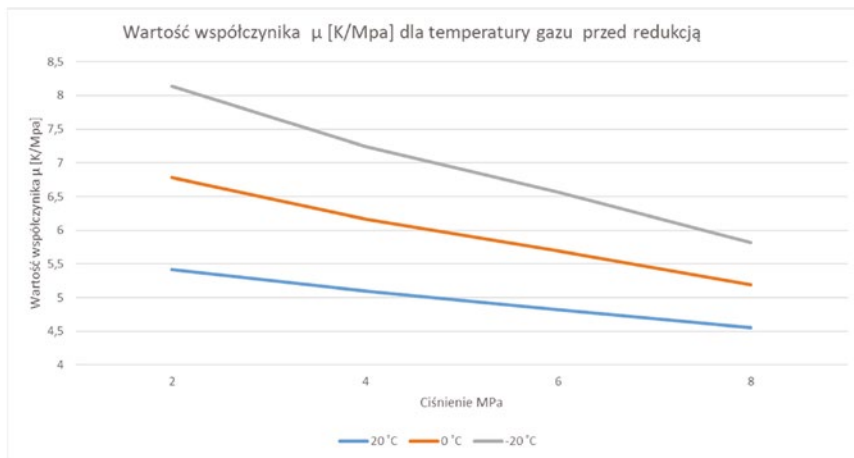
Wartości ciepła właściwego przy stałym ciśnieniu oraz współczynnika Joule'a – Thompsona jest zależna od ciśnienia i temperatury [1].

Wartość ciepła właściwego i współczynnik Joule'a – Thompsona przy stałym ciśnieniu zmienia się w zależności od składu gazu. W tab. 1 przedstawiono wyniki obliczeń ciepła właściwego, współczynnika Joule'a – Thompsona, w zależności od ciśnienia i temperatury dla gazu ziemnego wysokometanowego E. [3]

Tabela 1 Wartość ciepła spalania i współczynnika Joule'a – Thompsona dla gazu ziemnego wysokometanowego E.

Table 1. Heat of combustion value and Joule-Thomson coefficient for high-methane natural gas E.

| Lp | Ciśnienie Mpa | Ciepło właściwe | Temperatura °C | Wartość współczynnika μ |
|-----|---------------|-----------------|----------------|-----------------------------|
| 1. | 2 | 2,65 | -20 | 8,14 |
| 2. | 2 | 2,55 | 0 | 6,78 |
| 3. | 2 | 2,48 | 20 | 5,42 |
| 4. | 4 | 3,3 | -20 | 7,24 |
| 5. | 4 | 3,05 | 0 | 6,172 |
| 6. | 4 | 2,9 | 20 | 5,1085 |
| 7. | 6 | 4,1 | -20 | 6,57 |
| 8. | 6 | 3,52 | 0 | 5,69 |
| 9. | 6 | 3,32 | 20 | 4,81 |
| 10. | 8 | 5 | -20 | 5,82 |
| 11. | 8 | 4,2 | 0 | 5,19 |
| 12. | 8 | 3,6 | 20 | 4,55 |



Rys. 1. Wartość współczynnika Joule'a – Thompsona dla gazu ziemnego wysokometanowego E.
Fig. 1. The value of the Joule-Thomson coefficient for high-methane natural gas E

Tabela 2 Wartość efektu Joule'a – Thompsona dla gazu ziemnego wysokometanowego E (2MPa)
Table 2 The value of the Joule – Thomson effect for high-methane natural gas E (2MP)

| Lp | Ciśnienie Mpa | Ciśnienie po redukcji Mpa | Temperatura °C | Wartość współczynnika μ | Wartość efekt Joule'a – Thompsona ΔT [K] |
|----|---------------|---------------------------|----------------|-----------------------------|--|
| 1. | 2 | 0,3 | -20 | 8,141 | 13,8397 |
| 2. | 2 | 0,3 | -10 | 7,461 | 12,6837 |
| 3. | 2 | 0,3 | 0 | 6,781 | 11,5277 |
| 4. | 2 | 0,3 | 10 | 6,101 | 10,3717 |
| 5. | 2 | 0,3 | 20 | 5,421 | 9,2157 |

Tabela 3 Wartość efektu Joule'a – Thompsona dla gazu ziemnego wysokometanowego E (4MPa)
Table 3 The value of the Joule – Thomson effect for high-methane natural gas E (4 MPa)

| Lp | Ciśnienie Mpa | Ciśnienie po redukcji Mpa | Temperatura °C | Wartość współczynnika μ | Wartość efekt Joule'a – Thompsona ΔT [K] |
|----|---------------|---------------------------|----------------|-----------------------------|--|
| 1. | 4 | 0,3 | -20 | 31,5276 | 24,8196 |
| 2. | 4 | 0,3 | -10 | 6,708 | 24,8196 |
| 3. | 4 | 0,3 | 0 | 6,172 | 22,8364 |
| 4. | 4 | 0,3 | 10 | 5,636 | 20,8532 |
| 5. | 4 | 0,3 | 20 | 5,1 | 18,87 |

Tabela 4. Wartość efektu Joule'a – Thompsona dla gazu ziemnego wysokometanowego E (6 MPa)
Table 4 The value of the Joule – Thomson effect for high-methane natural gas E (6 MPa)

| Lp | Ciśnienie Mpa | Ciśnienie po redukcji Mpa | Temperatura °C | Wartość współczynnika μ | Wartość efekt Joule'a – Thompsona ΔT [K] |
|----|---------------|---------------------------|----------------|-----------------------------|--|
| 1. | 6 | 0,3 | -20 | 80,60961216 | 37,45803769 |
| 2. | 6 | 0,3 | -10 | 43,15157447 | 37,45803769 |
| 3. | 6 | 0,3 | 0 | 5,693536779 | 32,45315965 |
| 4. | 6 | 0,3 | 10 | 5,254512389 | 29,95072063 |
| 5. | 6 | 0,3 | 20 | 4,815487999 | 27,4482816 |

Tabela 5. Wartość efektu Joule'a – Thompsona dla gazu ziemnego wysokometanowego E (8MPa)
Table 5. The value of the Joule – Thomson effect for the high-methane natural gas E (8MPa)

| Lp | Ciśnienie Mpa | Ciśnienie po redukcji Mpa | Temperatura °C | Wartość współczynnika μ | Wartość efekt Joule'a – Thompsona ΔT [K] |
|----|---------------|---------------------------|----------------|-----------------------------|--|
| 1. | 8 | 0,3 | -20 | 5,823144135 | 44,83820984 |
| 2. | 8 | 0,3 | -10 | 5,506070964 | 42,39674643 |
| 3. | 8 | 0,3 | 0 | 5,188997793 | 39,95528302 |
| 4. | 8 | 0,3 | 10 | 4,871924623 | 37,51381961 |
| 5. | 8 | 0,3 | 20 | 4,554851452 | 35,0723562 |

Podgrzewacz gazu

W celu wyeliminowania niepożądanych niskich temperatur, przed zamontowaniem urządzenia redukcyjnym o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) wejściowym, powyżej 0,5 MPa należy zainstalować urządzenie do podgrzewania gazu ziemnego.

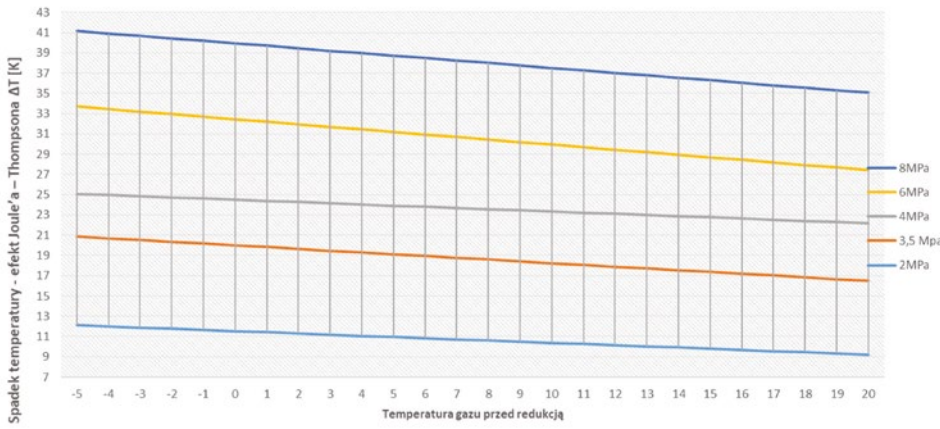
Do celów projektowych zaleca się przyjmować, temperaturę gazu po redukcji, wynikającą z wymagań związanych z pomiarami rozliczeniowymi objętości gazu. Klasa temperaturowa urządzeń zainstalowanych na wyjściu z systemu redukcji ciśnienia gazu powinna być dostosowana do temperatury gazu po redukcji. Przy obliczeniach zapotrzebowania ciepła dla urządzeń grzewczych, w celu wyrównania spadku temperatury dla gazu ziemnego wysokometanowego, można przyjąć średnią wartość współczynnika Joule'a-Thomsona równą 0,5 °C/0,1 MPa spadku ciśnienia. Podgrzewanie gazu urządzeniem zlokalizowanym w przestrzeni zagrożonej wybuchem może być realizowane tylko za pomocą urządzeń grzewczych, w których:

- komora spalania nie może mieć połączenia z przestrzeniami zagrożonymi wybuchem, z wyjątkiem spalania katalitycznego,

- temperatura powierzchni elementów grzewczych, w tym powierzchni katalitycznych spalania, będących bezpośrednio w przestrzeni zagrożonej wybuchem, nie powinna być wyższa niż 350° C. Podgrzewacz gazu należy zaprojektować i wykonać w taki sposób, aby był on zabezpieczony przed wybuchem i pożarem. W tym celu powinny być zastosowane zabezpieczenia, przeciwdziałające skutkom przedostania się gazu do medium grzewczego. Najczęściej stosowaną metodą podgrzewania gazu w stacji gazowej jest wykorzystanie przepływowego wymiennika ciepła, przy zastosowaniu płynu niezamarzającego jako czynnika grzewczego. Podgrzewanie gazu odbywa się poprzez wymianę ciepła pomiędzy czynnikiem grzewczym a gazem płynącym przez omywaną wiązkę rur stalowych, wspawanych w ścianę sitową wymiennika ciepła.

Na rys.4 przedstawiono przekrój podgrzewacza gazu. Jest to ciśnieniowy wymiennik ciepła, zasilany czynnikiem grzewczym z instalacji grzewczej. Podgrzewany gaz wpływa do komory wejściowej 1, skąd za pośrednictwem stalowych rur 3 przedostaje się do komory wyjściowej 7. Przestrzeń między rurkami a korpusem wymiennika (płaszczem 2) wypełniona jest czynnikiem grzewczym. Stalowe rury grzewcze wspawane są w dno sitowe, umieszczone pomiędzy kołnierzem komory gazowej a kołnierzem płaszcza czynnika grzewczego. W górnej części korpusu wymiennika znajduje się króciec do podłączenia zaworu upustowego, chroniącego część wodną przed nagłym wzrostem ciśnienia, w przypadku pęknięcia rurki prowadzącej gaz [2]. Pojedynczy podgrzewacz powinien zapewniać moc cieplną dla 100% przepustowości pojedynczego ciągu redukcyjnego. Układ zaworów zabudowany w układzie podgrzewu gazu, umożliwia wyłączenie jednego

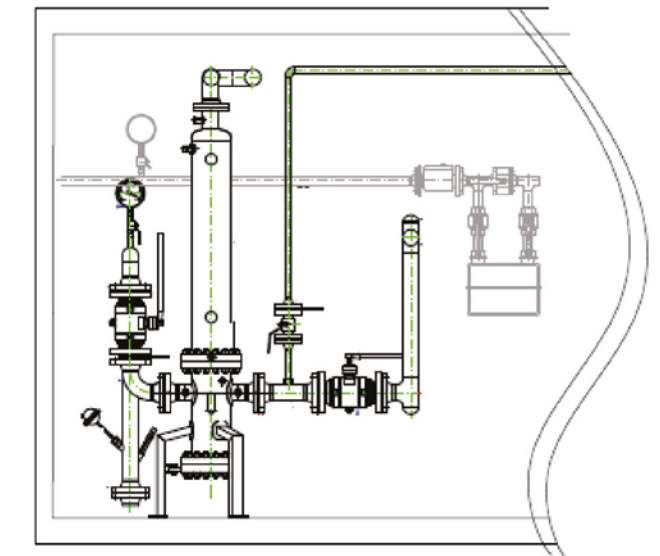
Wartość efekt Joule'a – Thompsona ΔT [K]



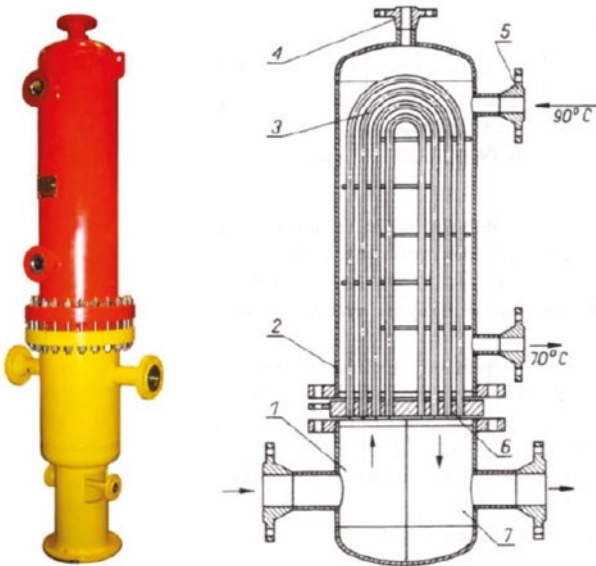
Rys. 2. Wartość efektu Joule'a – Thompsona dla gazu ziemnego wysokometanowego E dla temperatury gazu przed redukcją.
Fig. 2. The value of the Joule-Thompson effect for high-methane natural gas E for the gas temperature before reduction.



Rys. 3. Stacja gazowa bez podgrzewu gazu z zastosowaniem urządzeń umożliwiających prawidłową pracę stacji.
Fig. 3. Natural gas reduction station without heating with the use of devices enabling the correct operation of the station.



Rys. 5. Schemat montażowy filtropodgrzewacza na stacji gazowej.
Fig. 5. Installation diagram of the filter heater at the natural gas reduction station.



Rys. 4. Podgrzewacz gazu firmy Union. 1 – komora wlotowa, 2 – płaszcz wymiennika, 3 – pęk rurek kotłowych, 4 – króciec do zamocowania zaworu bezpieczeństwa, 5 – dopływ płynu niezamarzającego z kotła, 6 – dno sitowe, 7 – komora wyjściowa.
Fig. 4. Union gas heater. and – inlet chamber, 2 – exchanger shell, 3 – bundle of boiler pipes, 4 – connector for securing the safety valve, 5 – inflow of antifreeze from the boiler, 6 – tube sheet, 7 – output chamber.



Rys. 6. Podgrzewacz gazu na zamontowany na stacji gazowej.
Fig. 6. Gas heater installed on the natural gas reduction station.

podgrzewacza z eksploatacji, z zapewnieniem dostaw ciepła do każdego z ciągów redukcyjnych. Podgrzewacze mogą być zlokalizowane w obudowie stacji gazowej lub poza nią, z zastrzeżeniem konieczności ich odizolowania cieplnego, które zapobiega znacznej utracie energii cieplnej. Średnica króćca przyłączeniowego podgrzewacza powinna być dobrana do zapotrzebowania na ciepło. Podgrzewacze powinny mieć pełną dokumentację techniczną i w momencie odbioru zarejestrowane w UDT.

W celu zabezpieczenia układu przed skutkami pęknięcia rurki z gazem w podgrzewaczu i przedostania się gazu do przestrzeni medium grzewczego, na wyjściach z podgrzewaczy należy zamontować przewody wydmuchowe z wkładkami ciśnieniowymi, o ciśnieniu zniszczenia odpowiadającemu max ciśnieniu wyjściowemu ze stacji [12].

Możliwe jest również zintegrowanie podgrzewacza z filtrem tj. filtropodgrzewaczy, co ułatwi zaprojektowanie stacji w przypadku niewielkiej ilości miejsca a także podkreśli jej kompaktowy charakter i przyniesie oszczędność inwestycji.

Dobór podgrzewacza sprowadza się do obliczenia sumarycznej różnicy pomiędzy temperaturą gazu wpływającego i wypływającego z ciągów redukcyjnych, obliczenia zapotrzebowania na ciepło niezbędne do podgrzania strumienia gazu przepływającego przez stację oraz wyznaczenia powierzchni ogrzewalnej podgrzewacza gazu.[7]

W wersji uproszczonej można obliczyć sumaryczną różnicę temperatur pomiędzy gazem wpływającym do stacji i wypływającym można oznaczyć jako Δt_s – Sumaryczna różnica temperatur, którą można wyznaczyć za pomocą wzoru:

$$\Delta t_s = (p_1 - p_2) J + \Delta t \text{ [}^\circ\text{C]}$$

gdzie:

p_1 – ciśnienie gazu na wejściu do stacji, MPa,

p_2 – ciśnienie gazu na wyjściu ze stacji, MPa,

J – obniżenie temperatury przy rozprężaniu (dla gazu ziemnego = 4) $^\circ\text{C}/\text{MPa}$

Δt – różnica pomiędzy minimalną temperaturą gazu przed redukcją a wymagana temperatura po redukcji.

Przykład obliczeń:

– ciśnienie gazu na wejściu do stacji $p_1 = 5 \text{ MPa}$

– ciśnienie gazu na wyjściu ze stacji $p_2 = 0,4 \text{ MPa}$

Założona temperatura gazu pomiędzy wlotem a wylotem z reduktora $\Delta t = 5^\circ\text{C}$. [4]

Sumaryczna różnica temperatur wynosi:

$$\Delta t_s = (5 - 0,4)4 + 5 = 23,4^\circ\text{C}$$

Ilość ciepła potrzebna do podgrzania gazu Q oblicza się ze wzoru:

$$Q = V_n \gamma C_p \Delta t_s / \eta \text{ [kJ/h]}$$

gdzie:

V_n – objętość gazu przepływającego przez stację, $[\text{m}^3/\text{h}]$,

" γ " – gęstość właściwa gazu $[\text{kg}/\text{m}^3]$,

C_p – ciepło właściwe gazu pod stałym ciśnieniem (dla gazu ziemnego 1,89 $[\text{kJ}/\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}]$,

Δt_s – sumaryczna różnica temperatur $[\text{}^\circ\text{C}]$,

η – sprawność cieplna urządzenia grzewczego.

Przykład obliczeń:

Przepustowość stacji 5 000 $[\text{m}^3/\text{h}]$.

Gęstość właściwa gazu 0,831 $[\text{kg}/\text{m}^3]$.

– Ciepło właściwe gazu ziemnego 1,89 $[\text{kJ}/\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}]$,

– Sprawność cieplna urządzenia grzewczego 0,85.

Ilość ciepła potrzebna do podgrzania gazu wynosi:

$$Q = 5000 \cdot 0,831 \cdot 1,89 \cdot 23,4 / 0,85 = 218761 \text{ [kJ/h]}$$

Potrzebna powierzchnię ogrzewalną podgrzewacza można obliczyć za pomocą wzoru:

$$F = \frac{Q_1}{\lambda \Delta t_{sr}}$$

gdzie:

Q_1 – ilość ciepła potrzebna do podgrzania gazu z uwzględnieniem strat, $[\text{W}]$,

λ – współczynnik przenikania ciepła $[\text{W}/\text{m}^2 \cdot \text{K}]$,

Δt_{sr} – średnia logarytmiczna różnica temperatur $[\text{}^\circ\text{C}$ lub $\text{K}]$.

$$\Delta t_{sr} = \frac{t_1 - t_2}{2,3 \cdot \log \frac{t_1}{t_2}}$$

t_1 – różnica temperatur na wejściu do wymiennika i gazu na wyjściu $[\text{}^\circ\text{C}$ lub $\text{K}]$,

t_2 – różnica temperatur na wyjściu z wymiennika i gazu na wejściu $[\text{}^\circ\text{C}$ lub $\text{K}]$.

Maksymalna dopuszczalna prędkość przepływu gazu w rurkach wymiennika nie powinna przekraczać m/s , a maksymalny dopuszczalny spadek ciśnienia 50 kPa[2].

Tabela 6. Przykład obliczeń zapotrzebowania na moc cieplną

Table 6 .Example of calculating the demand for thermal power

| Zapotrzebowania na moc cieplną | |
|--|--|
| Dane wyjściowe: | |
| $Q_{max} = 4000 \text{ m}^3/\text{h}$ | $p_1 = 101325 \text{ Pa}$ |
| $P_{wej} = 6,3 \text{ MPa}$ | $T_{in} = 273,16 \text{ K}$ |
| $T_{wej} = 278,15 \text{ K}$ | $P_{wyj} = 0,2 \text{ MPa}$ |
| | $T_{wyj} = 278,15 \text{ K}$ |
| Średni współczynnik Joule'a Thomsona | |
| | $\xi = 4 \text{ K/MPa}$ |
| Średnie ciepło właściwe gazu: | |
| | $c_p = 2,14 \text{ kJ/kg} \cdot \text{K}$ |
| Gęstość gazu w warunkach normalnych: | |
| | $\rho_n = 0,75 \text{ kg/m}^3$ |
| Sprawność podgrzewaczy gazu: | |
| | $\eta_p = 0,9$ |
| Sprawność kotła (-ów) gazowych | |
| | $\eta_k = 0,906$ |
| Medium w obiegu grzewczym: | |
| | ERGOLID - A |
| Ciepłota właściwa medium grzewczego: | |
| | $c_w = 3,17 \text{ kJ/kg} \cdot \text{K}$ |
| Gęstość: | |
| | $\rho = 1052 \text{ kg/m}^3$ |
| Temperatura medium w obiegu grzewczym: | |
| | $T_{zp} = 353 \text{ K}$ |
| | $T_{fp} = 343 \text{ K}$ |
| Temperatura medium w obiegu kotła: | |
| | $T_{sk} = 358 \text{ K}$ |
| | $T_{pk} = 343 \text{ K}$ |
| Różnica temperatur obiegu grzewczego: | |
| | $\Delta T = T_{sk} - T_{fp} = 10 \text{ K}$ |
| Obliczenia: | |
| | $\Delta t_c = (P_{wej} - P_{wyj}) \cdot \xi + (T_{wyj} - T_{wej})$ |
| Zapotrzebowanie na moc cieplną: | |
| | $\Delta t_c = 24,4 \text{ K}$ |
| | $W_z = Q_{max} \cdot \rho_n \cdot c_p \cdot \Delta t_c / \eta_p$ |
| | $W_z = 174053,3 \text{ kJ/hr}$ |
| | $W_z = 48,35 \text{ kW}$ |
| Moc kotłowni: | |
| | $W_k = W_{zink}$ |
| | $W_k = 192111,8 \text{ kJ/hr}$ |
| | $W_k = 53,4 \text{ kW}$ |

Kotłownia

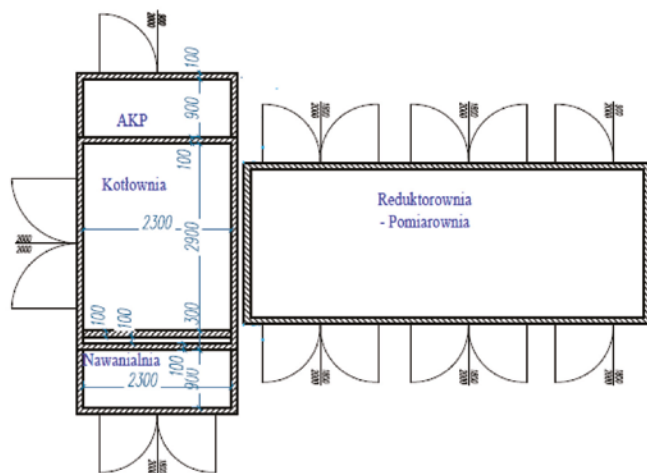
Kotłownie w stacji gazowej powinny spełniać wymagania normy PN-B-02431-1 oraz Standardu Technicznego ST-IGG-0501. Kotłownię należy wykonać w ocieplonym i wentylowanym pomieszczeniu, oddzielnym od pomieszczenia technologicznego za pomocą przegrody gazoszczelnej lub jako odrębny obiekt na terenie stacji gazowej. Wszystkie przewody instalacji grzewczej powinny być izolowane termicznie i zostać zabezpieczone powłokami antykorozyjnymi. Pomieszczenie kotłowni powinno mieć niezamykane otwory wentylacji nawiewnej i wywiewnej. Do kotłowni należy zaprojektować instalację zasilającą oraz punkt redukcyjno-pomiarowy niskiego ciśnienia z gazomierzem miechowym, wyposażony w nadajnik impulsów oraz rejestrator szczytów godzinowych. W przypadku kotłowni o łącznej mocy powyżej 60 kW, pomiędzy punktem gazowym a kotłem na instalacji zasilającej, należy

zamontować automatyczny zawór odcinający, przeznaczony do współpracy z systemem eksplozymetrycznym. [10]

Przewody spalinowe kotłów powinny być wykonane ze stali kwasoodpornej, izolowane termicznie z zabudowaną wyczystką i odprowadzeniem skroplin.

W kotłowni zaprojektowane powinny być co najmniej dwa kotły, które pracują w układzie zautomatyzowanym i pokrywać zapotrzebowanie ciepła do podgrzania gazu przed redukcją ciśnienia. Najczęściej stosowanym rozwiązaniem sterowania kotłami jest sterowanie w funkcji temperatury gazu po redukcji ciśnienia. Na kolektorze wylotowym w pomieszczeniu technologicznym redukcji ciśnienia i pomiaru przepływu gazu, montowana jest tuleja gwintowana na czujnik temperatury gazu do pomiaru temperatury gazu po redukcji ciśnienia. Jeden z zamontowanych kotłów powinien być prądowy i pracować jako podstawowy/wiodący w układzie pompowym, tj. z wymuszonym obiegiem czynnika grzewczego przez pompę obiegową. W przypadku zaniku zasilania elektrycznego z sieci energetycznej, pracę w obiegu grawitacyjnym przejmie kocioł drugi – rezerwowy bezprądowy. [6]

Kotłownia gazowa dla potrzeb podgrzewu gazu przed redukcją ciśnienia powinna być wyposażona w dwa kotły atmosferyczne ze sterownikami pracy kotłów w funkcji temperatury gazu po redukcji ciśnienia: – pierwszy prądowy, drugi bezprądowy (bez zewnętrznego źródła zasilania elektrycznego 220 – 230V).



Rys. 7. Przykład lokalizacji kontenera kotłowni na terenie stacji gazowej.

Fig. 7. An example of the location of a boiler room container in a natural gas reduction station.

Do całkowitego pokrycia mocy cieplnej stacje wyposaża się w dwa kotły: podstawowy i rezerwowy o takiej samej mocy cieplnej. Podgrzew gazu przewidziany jest w podgrzewaczach lub filtropodgrzewaczach gazu opisanych w pkt.2.

Pompa obiegowa, która jest obligatoryjnym elementem każdej kotłowni, wymusza obieg płynu grzewczego w podgrzewaczach/filtropodgrzewaczach i kotłach.

Aby zabezpieczyć urządzenia redukcyjne przed zamarznięciem, w trakcie pracy stacji redukcyjnej bez podgrzewania gazu, należy przewidzieć możliwość pracy kotłowni przy zaniku napięcia w sieci elektrycznej. W tym celu projektowany jest kocioł rezerwowy, który może pracować bez użycia energii elektrycznej. Zakładając takie rozwiązanie należy przewidzieć dwa tryby pracy kotłowni: Tryb normalny (z zasilaniem w energię elektryczną) Polega na pracy kotła podstawowego, który może być okresowo wspomagany przez rezerwową, w zależności od chwilowego zapotrzebowania na ciepło lub zastąpiony przez rezerwową w przypadku zakłóceń pracy lub awarii. Podczas takiej pracy obieg czynnika grzewczego wymusza pompa obiegowa, a pompa mieszająca służy do zabezpieczenia kotłów przed zbyt niską temperaturą czynnika grzewczego powracającego z podgrzewaczy/filtropodgrzewaczy gazu. Pracę kotła i pompy obiegowej nadzoruje sterownik

elektryczny, w oparciu o temperaturę gazu po jego redukcji oraz zadane parametry pracy. Pracę pompy mieszającej nadzoruje termostat połączony bezpośrednio z tą pompą. Tryb awaryjny (zanik napięcia) W przypadku zaniku napięcia pracuje tylko kocioł rezerwowy w obiegu grawitacyjnym utrzymując zadaną temperaturę czynnika grzewczego na zasilaniu podgrzewaczy/filtropodgrzewaczy gazu. Podtrzymanie obiegu grawitacyjnego umożliwia otwarcie się zaworu z napędem elektrycznym ze sprężyną otwierającą, zamontowanego jako obejście pompy obiegowej. Przy powrocie napięcia w sieci elektrycznej układ samoczynnie podejmuje i realizuje funkcje pracy trybu normalnego – zawór obejściowy samoczynnie zamyka się i obieg cieczy realizuje pompa obiegowa. Układ kotłowni i technologii podgrzewu gazu może być zaprojektowany jako układ otwarty, wyposażony w naczynie wzbiorcze lub zamknięty z przeponowym naczyniem wzbiorczym [11]. Wielkość naczynia dobierana jest do pojemności instalacji. Sterowanie pracą kotła podstawowego powinno odbywać się za pomocą sterownika programowalnego z panelem LCD.



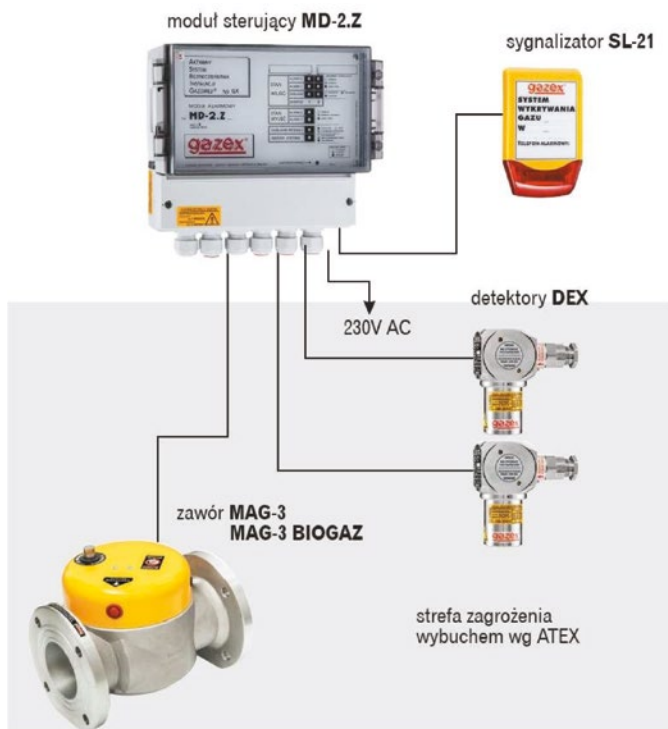
Rys. 8. Kotłownia na stacji gazowej.

Fig. 8. Boiler room at the natural gas reduction station.

Dla podniesienia bezpieczeństwa eksploatacji urządzeń i instalacji stacji, na wypadek pożaru w kotłowni, stosowane są Aktywne Systemy Bezpieczeństwa Instalacji Gazowej (ASBIG). Aktywny System Bezpieczeństwa Instalacji Gazowej składa się z:

- detektora gazu ziemnego o konstrukcji przeciwybuchowej (ATEX) zamontowanego pod stropem kotłowni,
- modułu alarmowego, sterującego pracą systemu – w pomieszczeniu AKP,
- zaworu odcinającego klapkowego MAG-3,
- sygnalizatora akustyczno-optyczny – zamontowanego na zewnętrznej ścianie kotłowni. ASBIG pozwala na odpowiednie ustawienie bezpiecznej granicy stężenia gazu, przekroczenie której spowoduje natychmiastowe zadziałanie czujnika gazu, z jednoczesnym przesłaniem impulsu do głowicy, która automatycznie – samoczynnie odcina dopływ gazu. Równocześnie zostaje uruchomiona sygnalizacja dźwiękowa i akustyczna. Dla ASBIG zakłada się dwa progi zadziałania:
- pierwszy próg na poziomie 10% dolnej granicy wybuchowości (DGW) dla gazu ziemnego,
- drugi próg na poziomie 30% DGW dla gazu ziemnego,

Po osiągnięciu pierwszego progu następuje uruchomienie sygnalizacji świetlnej. W przypadku osiągnięcia drugiego progu nastąpi uruchomienie sygnalizacji dźwiękowej z równoczesnym odcięciem dopływu gazu przez zawór klapkowy MAG3. W celu zabezpieczenia układu przed skutkami pęknięcia rurki w podgrzewaczu i przedostania się gazu do przestrzeni medium grzewczego, na przewodach wydmuchowych z podgrzewaczy należy zamontować wkładki ciśnieniowe ciśnieniu zniszczenia równym max ciśnieniu wyjściowemu ze stacji.



Rys. 9. Przykład systemu eksplozometrycznego oferowanego przez firmę GAZEX.
Fig. 9. An example of an explosimetric system offered by the GAZEX company.

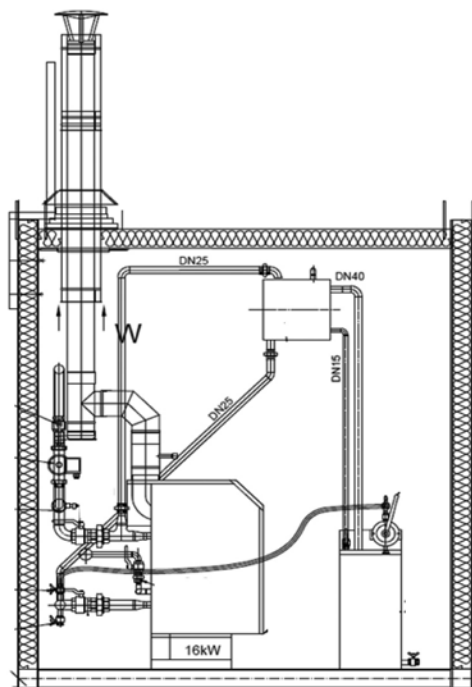
Kontener kotłowni powinien posiadać odpowiednią wentylację.

– Wentylacja nawiewna:

Zapotrzebowanie powietrza do spalania wynosi 1,6 Nm³ na 1 kW mocy. Do wentylacji kubatury kotłowni krotność wymiany 3 x na godzinę i prędkość przepływu powietrza wentylacyjnego wynosi 1,5 Nm³/s.

Kanał nawiewny zazwyczaj znajduje się w drzwiach kotłowni. Zakłada się sprawność wentylacji na poziomie 50 %.

Instalację grzewczą należy zaprojektować w układzie otwartym lub zamkniętym z wymuszonym obiegiem czynnika grzewczego. W zależności od wyboru zastosowanego układu należy dla niego przewidzieć odpo-



Rys. nr 10. Schemat kotłowni zlokalizowanej na stacji gazowej.
Fig. 10. Diagram of the boiler room located at the natural gas reduction station

wiedni rodzaj zabezpieczeń, niezbędną ilość armatury i przyrządów pomiarowych oraz dodatkowe wyposażenie. W każdym z układów wymiana pompy cyrkulacyjnej powinna odbywać się bez konieczności opróżniania instalacji. Jako czynnik grzewczy należy stosować płyn niezamarzający dopuszczony przez producenta kotła. W układzie otwartym należy zastosować zamknięte beciśnieniowe naczynie zbiorcze z płynowskazem i przewodem odpowietrzającym wyprowadzonym ponad dach obiektu.

W układzie zamkniętym należy zaprojektować naczynie przeponowe, optymalne do ilości czynnika grzewczego w instalacji, z uwzględnieniem przepisów i formy dozoru UDT w późniejszym okresie eksploatacji.

W pomieszczeniu kotłowni należy zamontować stały zbiornik z układem pompowym i zaworem odcinającym do ręcznego uzupełniania cieczy w instalacji.

5. Podsumowanie

Opisany efektu Joule'a – Thomsona ma istotny wpływ na zmiany temperatury gazu zachodzące w procesie redukcji. Proces ten obniża znacznie jego temperaturę. Niewłaściwie dobrane elementy stacji gazowej mogą spowodować niestabilną pracę urządzeń, a w ekstremalnych przypadkach doprowadzić do wstrzymania przepływu gazu. W celu wyeliminowania tego zjawiska, konieczne jest zastosowanie rozwiązania technologicznego umożliwiającego prawidłową pracę stacji, bez podgrzewu w warunkach tzw. „zimnej redukcji” lub wyposażenie jej w urządzenia odpowiedzialne za podgrzew gazu przed redukcją. Najczęściej stosowanym rozwiązaniem jest wyposażenie tego typu obiektów w podgrzewacze/filtropodgrzewacze, instalacje gazową, kotłownie wraz z Aktywnym Systemem Bezpieczeństwa. Urządzenia powinny zostać dobrane do potrzeb konkretnej stacji z wykorzystaniem algorytmu obliczeń, dzięki którym możliwe jest oszacowanie zapotrzebowania na moc cieplną urządzeń stacji gazowej. Dzięki tym rozwiązaniom możliwe jest wyeliminowanie negatywnych skutków spadku temperatury podczas redukcji gazu ziemnego. W celu zachowania optymalnej temperatury na wyjściu ze stacji, powszechnie stosowanym rozwiązaniem jest zastosowanie sterowania kotłami w funkcji temperatury gazu po redukcji ciśnienia. Analizując dostępne na rynku urządzenia i aktualne ceny energii warto poszukać rozwiązań ograniczających ilość gazu wykorzystywanego na cele podgrzania gazu przed redukcją lub alternatywnego, tańszego sposobu umożliwiającego właściwe prowadzenie procesu redukcji gazu ziemnego. ■

LITERATURA

- [1] Barczyński Andrzej. 2005. Procesy termodynamiczne zachodzące w reduktorze gazu. Nowoczesne Gazownictwo, nr 4(X).
- [2] Bąkowski Konrad. 2010. „Gazyfikacja gazociągi, stacje redukcyjne instalacje i urządzenia gazowe”.
- [3] Osładcz Andrzej J., Chaczykowski Maciej. 2010. „Stacje Gazowe. Teoria projektowanie, eksploatacja”, Fluid System sp. z o.o. Warszawa.
- [4] Ratasiewicz Witalis. 2006. ”Stacje gazowe w systemach dostaw gazu”. Polskie Zrzeszenie Inżynierów i Techników Sanitarnych. Warszawa.
- [5] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie.
- [6] Standard Techniczny ST – IGG – 501 Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10MPa włącznie. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania.
- [7] Rosiński Marian. 2012. „Odzyskiwanie ciepła w wybranych technologiach inżynierii środowiska”. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa
- [8] Szargut Jan. 1990. Termodynamika. Wydawnictwo Naukowe PWN. Warszawa.
- [9] Wiśniewski Stefan. 2017. ”Termodynamika techniczna” Wydawnictwo Naukowe PWN. Warszawa.
- [10] Zespół autorów pod redakcją dr. inż. Mariusza Łaciaka. 2011. ”Instalacje i sieci gazowe dla praktyków Tom II” Verlag Dashöfer, Bratislava.
- [11] Wiśniewski Stefan. 2017. ”Termodynamika techniczna” Wydawnictwo Naukowe PWN. Warszawa.
- [12] Żuchowicki Antoni Waldemar, Żuchowicki Jakub. 2012. ”Systemy Sieci Gazowych”. Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Koszalińskiej. Koszalin.