

# Analiza przyczyn awarii kanałowej sieci ciepłowniczej w okresie przejściowym

Failure cause analysis of pipes in district heating network during spring and autumn season

MACIEJ CHORZELSKI, MICHAŁ PACHOCKI

DOI 10.36119/15.2021.7-8.1

W artykule dokonano analizy przyczyn awarii kanałowych sieci ciepłowniczych, zwłaszcza w okresie przejściowym. Omówiono siły działające na rurociągi ułożone w sieci kanałowej, podano wzory na wydłużenia termiczne i naprężenia w ściankach rur. Scharakteryzowano materiały, z których wykonywane są rury przewodowe. Zasygnalizowano możliwość wystąpienia zjawisk korozji w sieciach ciepłowniczych. Omówiono przyczyny pulsacji ciśnienia i hałasów w sieciach. Na tej podstawie przedstawiono uproszczony opis przyczyn awarii sieci – zwłaszcza w wiosennym okresie przejściowym.

*Słowa kluczowe: sieć ciepłownicza, korozja, wydłużenia termiczne, awarie*

In the article, materials used for district heating carrier pipes and corrosion phenomena are characterized. Causes of pressure pulsations and noise in pipe networks are described. In conclusion, a simplified description of pipeline failure causes (mainly in the transition spring time) is presented.

*Keywords: district heating network, corrosion, thermal elongation, failures*

## Wprowadzenie

Co roku, w okresie wiosennym i jesienym pojawiają się doniesienia medialne o awariach sieci ciepłowniczych. W okresie tym systemy ciepłownicze dostarczają ciepło na potrzeby centralnego przygotowania ciepłej wody oraz ciepło dla instalacji centralnego ogrzewania, aby zagwarantować właściwą temperaturę wewnętrzną w pomieszczeniach. Brak ciepłej wody w punktach czerpalnych jest natychmiast zauważalny i odnotowywany przez odbiorców. Ciepło na potrzeby ogrzewania w okresie przejściowym jest uzupełnieniem potrzeb cieplnych pomieszczeń w bilansie energetycznym, wynikającym z aktualnej temperatury zewnętrznej, ale również z zysków ciepła wewnątrz budynku. W efekcie większość z odbiorców nie zauważa czy instalacja c.o. nadal pracuje, czy jest wystudzona. Zmienność zapotrzebowania na ciepło systemowe w okresach przejściowych (czy okresie przejściowym) charakteryzuje się intensywną fluktuacją. Temperatura wody dopływającej do węzła ciepłowniczego jest tym wyższa, im niższa jest temperatura powietrza zewnętrznego. Zmienność zapotrzebowania na ciepło powoduje zatem zmienność temperatury wody zasilającej

węzły ciepłownicze. Budynek posiadają pewną akumulacyjność. Podobnie sieć ciepłownicza. W sieci należy uwzględnić opóźnienie transportowe (wynikające z odległości odbiorcy od źródła ciepła i niewielkiej – zwykle poniżej 2 m/s – prędkości przepływu wody). Powoduje to, że dobowe amplitudy zmian temperatury wody sieciowej są mniejsze niż wynikałoby to wprost z dobowej zmienności temperatury powietrza zewnętrznego. Zmienność temperatury wody zasilającej w sieci, w zależności od temperatury powietrza zewnętrznego (a czasem i od prędkości wiatru i zachmurzenia), to tak zwana tabela regulacyjna (tab. 3). Wynika z niej, że najwyższe temperatury wody sieciowej występują przy najniższych temperaturach powietrza zewnętrznego. Wydaje się, że wówczas powinno występować najwięcej awarii sieci. Odbiorcy potrzebują najwięcej ciepła i dlatego woda sieciowa musi posiadać najwyższą temperaturę, a ciśnienie na wyjściu ze źródła również osiąga maksimum. Wynika to z faktu, że należy wówczas dostarczyć do węzłów również największą ilość wody, a to generuje zwiększone spadki ciśnienia w sieci.

Wydaje się, że intensywność awarii w sieci ciepłowniczej powinna osiągać

maksimum w okresach największego zapotrzebowania na ciepło tj. podczas mroźnej zimy, czyli wówczas, gdy woda ciepłownicza osiąga najwyższą temperaturę, a ciśnienie jej zbliża się do obliczeniowego. Jest to ocena intuicyjna. W rzeczywistości, zagadnienie nie jest jednak proste i na intensywność awarii wpływ ma szereg czynników. Nieoczywisty jest chociażby fakt, że większość z nich będzie miała miejsce wówczas, gdy po okresie niskiej temperatury zewnętrznej nastąpi jej wzrost.

Należy pamiętać, że w Polsce blisko 50% sieci ciepłowniczych wykonanych jest w technologii kanałowej. Rurociągi preizolowane są od nich młodsze i w większości przypadków lepiej wykonane. Zazwyczaj wyposażone są też w systemy alarmowe, które pozwalają na bieżącą kontrolę stanu rur i łatwą lokalizację miejsca wymagającego naprawy. W efekcie rurociągi preizolowane są statystycznie w lepszym stanie i odnotowuje się na nich mniej awarii. Dziś nikt już nie buduje nowych sieci kanałowych i zapewne będą one sukcesywnie wymieniane na sieci preizolowane. Nie wolno jednak bagatelizować ich stanu, ponieważ znacząca większość awarii, w tym awarii w okresach

Dr inż. Maciej Chorzelski; <https://orcid.org/0000-0001-6291-2636>, mgr inż. Michał Pachocki; <https://orcid.org/0000-0002-0131-8083> – Zakład Systemów Ciepłowniczych i Gazowniczych, Wydział Instalacji Budowlanych, Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska, Politechnika Warszawska. Adres do korespondencji/Corresponding Author: [maciej.chorzelski@pw.edu.pl](mailto:maciej.chorzelski@pw.edu.pl)

przejściowych, dotyczy właśnie sieci wykonanych w tej technologii.

W uproszczeniu można powiedzieć, że siły działające na rurociąg ułożony w technologii kanałowej na podporach ślizgowych i statycznych to:

1. Siły od ciśnienia płynącego czynnika;
2. Siły wynikające z ograniczenia wydłużalności rurociągu poprzez montaż podpór statycznych;
3. Siły tarcia (podpory);
4. Momenty gnące (od obciążenia rur masą wody, masy samej rury i jej izolacji);
5. Inne obciążenia (np. siły skupione od masy zamontowanej armatury i kompensatorów).

Dla uproszczenia zagadnienia możemy się zająć tylko siłami wymienionymi w pkt. 1 i 2.

W tabeli 1. przedstawiono wyniki obliczeń wartości sił i naprężeń, przyjmując, że rurociąg może się swobodnie przemieszczać. Występują wówczas siły i naprężenia rozciągające. Jeśli jest zamocowany w podporach statycznych, to siły i naprężenia mają tę samą wielkość, ale przeciwny znak (siły i naprężenia ściskające). Nie uwzględniono oporów tarcia na podporach ślizgowych.

Przyjęto następujące oznaczenia:

- DN – średnica nominalna rury,  
 Pn – ciśnienie (nadciśnienie) czynnika w rurze,  
 Dz [m] – średnica zewnętrzna rury,  
 F [kN] – siła wzdłużna działająca na ściankę rury,  
 e [m] – grubość nominalna ścianki.

## Siła pochodząca od wydłużeń termicznych

Analizujemy pręt nieważki o długości L, zamocowany jednostronnie.

Pręt stalowy został zamontowany w temperaturze  $t_1$ . Miał długość  $L_1$ . Gdy został podgrzany do temperatury  $t_2$ , jego długość wzrosła do długości  $L_2$ .

Podgrzanie pręta o  $\Delta t = t_2 - t_1$  spowodowało wydłużenie pręta o  $\Delta L = L_2 - L_1$ .

Wydłużenie pręta wynosi:

$$\Delta L = L_1 \cdot \alpha \cdot \Delta t \quad (1)$$

$\alpha$  [m/(m·K)] – współczynnik wydłużalności liniowej materiału.

Podgrzanie swobodnego pręta spowodowało tylko wydłużenie (pręt nieważki).

Jednak, gdy taki pręt zostanie zamocowany sztywno z obu stron i podgrzany jak poprzednio, to nie wydłuży się, gdyż nie pozwala na to jego zamocowanie. Czy oszukaliśmy prawa fizyki? Nie. Można to rozpatrywać jako pręt swobodnie zamocowany i podgrzany jak poprzednio. Po wydłużeniu o  $\Delta L$  pręt zostanie ściśnięty siłą osiową taką, aby mógł powrócić do długości początkowej.

Znana z wytrzymałości materiałów zależność pozwoli określić wielkość siły, którą należy przyłożyć, aby odkształcić pręt o  $\Delta L$ :

$$\Delta L = \frac{P \cdot L}{E \cdot A} \quad (2)$$

P [N] – siła potrzebna do skrócenia pręta

L [m] – długość pręta,

E [MN/m<sup>2</sup>] – moduł Younga materiału pręta,

A [m<sup>2</sup>] pole przekroju pręta.

Ponieważ  $P/A = \sigma$  – to wielkość naprężeń w przekroju pręta, a wydłużenie względne pręta to  $\varepsilon = \Delta L/L$ . Można więc napisać, że:

$$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L} \quad (3)$$

skąd:

$$\sigma = \varepsilon \cdot E = \alpha \cdot E \cdot \Delta t \quad (4)$$

Na wielkość naprężeń nie ma wpływu długość pręta, a tylko własności materiału (E i  $\alpha$ ) oraz przyrost temperatury. Dla stali węglowych (materiał rur przewodowych w sieciach ciepłowniczych):

$\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$  [m/(m·K)], a moduł Younga  $E = 2,1 \cdot 10^5$  [MPa].

Gdy podgrzeje się pręt stalowy o  $\Delta t = 100$  [K], naprężenia osiągną wielkość:

$$\sigma = 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 100 = 252 \text{ [MN/m}^2\text{]}$$

Jest to wielkość naprężeń odpowiadających granicy plastyczności stali! (np. stali P235).

Na fragment ścianki rurociągu o przekroju 1 cm<sup>2</sup> będzie wówczas działała siła ściskająca równa 25200 [N], (czyli ok. 2,5 tony na cm<sup>2</sup>).

## Naciąg wstępny rurociągów ciepłowniczych

Dla zmniejszenia sił i naprężeń wywołanych zjawiskiem wydłużenia termicznego dla rur stalowych układanych w technologii kanałowej, stosuje się m.in. tzw. naciąg wstępny.

Jeśli wstępnie („na zimno”, czyli w temperaturze montażu rurociągu) wydłuży się rurociąg (np. mechanicznie) o wielkość  $\Delta L$ , to w rurociągu wywołamy naprężenia rozciągające. Następnie, po zamocowaniu w podporach statycznych, podgrzewa się rurociąg. Materiał rurociągu będzie się wydłużał na skutek wzrostu temperatury. Przy pewnej temperaturze naprężenia wynikające ze wstępnego naciągu (rozciągające) i naprężenia powodowane wzrostem temperatury (ściśkające) zrównają się – czyli nie będzie naprężeń wzdłużnych wywołanych przyrostem temperatury. Dopiero dalszy wzrost temperatury będzie powodował powstanie naprężeń ściskających. Jeśli przyjąć, że temperatura montażu to +10°C, a maksymalna temperatura pracy wynosi np. 117°C, to średnia temperatura

Tab.1 Siły wzdłużne i naprężenia wzdłużne (rozciągające) w rurociągu (od ciśnienia) – w obliczeniach nie uwzględniono odchyłek grubości ani odchyłek średnicy

DN	Dz	e	Aw	Pn	F	$\sigma$	Pn	F	$\sigma$	Pn	F	$\sigma$
	[mm]	[mm]	[m <sup>2</sup> ]	[bar]	[kN]	[MN/m <sup>2</sup> ]	[bar]	[kN]	[MN/m <sup>2</sup> ]	[bar]	[kN]	[MN/m <sup>2</sup> ]
50	60,3	3,2	0,002559	6	1,5	2,7	10	2,6	4,5	16	4,1	7,1
100	114,3	3,6	0,00962	6	5,8	4,6	10	9,6	7,7	16	15,4	12,3
200	219,1	4,5	0,036152	6	21,7	7,2	10	36,2	11,9	16	57,8	19,1
400	406,4	6,3	0,125663	6	75,4	9,5	10	125,7	15,9	16	201,1	25,4
500	508	6,3	0,197587	6	118,6	11,9	10	197,6	19,9	16	316,1	31,9
600	610	7,1	0,285338	6	171,2	12,7	10	285,3	21,2	16	456,5	34,0
800	813	8,8	0,507689	6	304,6	13,7	10	507,7	22,8	16	812,3	36,6
1000	1016	11	0,79287	6	475,7	13,7	10	792,9	22,8	16	1268,6	36,5

Tab. 2 Naprężenia obwodowe (rozrywające rurę wzdłuż tworzącej) pochodzące od ciśnienia

DN	Dz	e	P n	$\sigma$	Pn	$\sigma$	Pn	$\sigma$
	[mm]	[mm]	[bar]	[MN/m <sup>2</sup> ]	[bar]	[MN/m <sup>2</sup> ]	[bar]	[MN/m <sup>2</sup> ]
50	60,3	3,2	6	5,05313	10	8,421875	16	13,475
100	114,3	3,6	6	8,925	10	14,875	16	23,8
200	219,1	4,5	6	14,0067	10	23,34444	16	37,35111
400	406,4	6,3	6	18,7524	10	31,25397	16	50,00635
500	508	6,3	6	23,5905	10	39,31746	16	62,90794
600	610	7,1	6	25,1746	10	41,95775	16	67,13239
800	813	8,8	6	27,1159	10	45,19318	16	72,30909
1000	1016	11	6	27,1091	10	45,18182	16	72,29091

wyniesie 63,5°C. Przy maksymalnej temperaturze pracy równej 130°C średnia temperatura wyniesie 70°C. Są to jednocześnie temperatury odpowiadające (w przybliżeniu) okresowi pracy letniej sieci (od połowy maja do połowy września). Jeśli przyjmujemy, że wydłużenie wstępne było określone dla ww. temperatury (63,5°C) to znaczy, że przy temperaturze niższej od tej średniej w rurociągu mamy naprężenia rozciągające (naciąg wstępny) a powyżej – ściskające.

W miesiącach luty/marzec, temp. zewnętrzna w ciągu dnia plasuje się na poziomie ok +7°C a nocą np. – 2°C. W kwietniu amplituda zmian temperatury powietrza zewnętrznego waha się od temperatury ujemnej ok. – 2°C w nocy do ponad +12°C w ciągu dnia.

Z podanej powyżej zależności (4) można wyznaczyć zmianę naprężeń wywołanych temperaturą powietrza zewnętrznego. Przykładowe wielkości zmian naprężenia pokazano w tab. 4. Przy  $dT = 1K$  to tylko 2,52 [MN/m<sup>2</sup>], ale dla 15 K to już 37,8 [MN/m<sup>2</sup>]. Zgodnie z tabelą 3., dla  $t_{zewn} > +12^{\circ}C$  temperatura wody zasilającej wynosi 68°C. Dla – 2°C – temperatura wody winna wynosić 88,7°C. Teoretyczna zmiana tej temperatury winna wynosić 20,7°C. Jednak w rzeczywistości często temperatura wody zasilającej jest niższa – (a zatem mniejsza amplituda zmiany temperatury wody sieciowej w ciągu doby), co wynika np. z umów między dostawcą a odbiorcą ciepła.

Wielkość tych zmian jest porównywalna lub większa od wielkości naprężeń pokazanych w tab. 1. Przy stosowanych ciśnieniach (do 16 barów, a w rzeczywistości niższe) i temperaturach wody w okresie przejściowym dominujące znaczenie mają naprężenia obwodowe.

### Wpływ środowiska czyli gruntu

Zagadnienia związane z gruntem i jego destrukcyjnego (lub konserwującego) wpływu na infrastrukturę podziemną to złożone zagadnienia na pograniczu inżynierii chemicznej i inżynierii materiałowej. W uproszczeniu i skrótowo można wyróżnić cztery aspekty:

- Wpływ składu chemicznego gruntu.
- Wpływ nacisku i sił przenoszonych na konstrukcję kanału przez warstwy pokrycia gruntem od ruchu pieszego i kołowego.
- Wpływ sił wyporu działających w gruncie o wysokiej wilgotności i wysokim poziomie wód gruntowych na konstrukcję kanałów i zbiorników podziemnych.
- Wpływ zjawiska „brazylijskiego orze-

Tab.3. Tabela regulacyjna (wg Veolia Energia Warszawa – wyciąg)

Temperatura powietrza zewnętrznego $t_{zew}$ [°C]	Temperatura wody sieciowej w rurociągu zasilającym $T_z$ [°C]	Temperatura wody sieciowej w rurociągu powrotnym $T_p$ [°C]	Temperatura powietrza zewnętrznego $t_{zew}$ [°C]	Temperatura wody sieciowej w rurociągu zasilającym $T_z$ [°C]	Temperatura wody sieciowej w rurociągu powrotnym $T_p$ [°C]
12	68,0	38,0	- 4	92,0	46,5
11	68,5	38,0	- 5	94,0	47,0
10	69,0	38,5			
9	69,0	39,0	- 9	98,5	49,0
			- 10	101,0	49,5
3	80,0	42,2			
2	82,5	43,0	- 17	111,5	53,0
1	83,8	43,6	- 18	113,0	53,5
0	85,5	44,5	- 19	115,0	53,5
- 1	88,1	45,0	- 20	117,0	54,5

Tab.4. Zmiana wielkości naprężeń ściskających wywołanych wzrostem (lub spadkiem) temperatury wody (na zasilaniu)

dT [K]	E [MN/m <sup>2</sup> ]	alfa [1/K]	naprężenia [MN/m <sup>2</sup> ]
1	210000	0,000012	2,52
5	210000	0,000012	12,6
10	210000	0,000012	25,2
15	210000	0,000012	37,8

cha”. Z podobnym zjawiskiem mamy do czynienia na polach – rolnicy często mówią, że ziemia na wiosnę „rodzi kamienie”. Działają siły wyporu wynikające ze zmian objętości gruntu wynikającej głównie z zamarzania i rozmrażania charakterystyczne dla ziem piaszczystych i luźnej gleby.

Istotnym zagrożeniem dla konstrukcji kanałowych sieci ciepłowniczych, o którym należy pamiętać są nieprawidłowości, a często wręcz zaniedbania w pracach budowlanych. Jeśli grunt w trakcie budowy rurociągu miał naruszoną strukturę a nie został potem odpowiednio zagęszczony, czyli utwardzony, to łupiny kanału (obudowa kanału) mogły ulec przesunięciom, powodując jego rozszczelnienie. Podobnie prowadzone prace ziemne w głębokich wykopach mogą spowodować ruchy gruntu, tym bardziej nasilone, jeżeli w pobliżu odbywa się intensywny ruch kołowy, wywołujący dodatkowy nacisk i drgania.

Rozszczelnienie kanału od góry powoduje, że wody opadowe mogą łatwo przenikać do ścianki rurociągu, powodując jego korozję (zewnątrzną). W zależności od składu gleby, wody te mogą być bardziej lub mniej korozyjne. Gdy kanał biegnie pod jezdnią, na rurociąg w okresie zimowym może oddziaływać zasolona woda (odładzanie jezdni), powodując przyspieszoną korozję rurociągu. Rozszczelnienie kanału od dołu może wywoływać jego okresowe zalewanie. Nawet, gdy są to niewielkie ilości wody, powodują znaczący wzrost wilgotności, co powoduje

przyspieszoną korozję (zewnątrzną) rurociągu. Jeśli w rurociągu nastąpi wielomiejscowa perforacja, nieszczelny kanał odprowadza wodę bezpośrednio do gruntu. Woda pochodząca z zalewania kanału i nieszczelności rurociągu, nie pojawi się w studzienkach komór ciepłowniczych, a więc brak będzie informacji o istniejącej nieszczelności.

W okresie zimowym zagrożenie stanowią wody zasolone z jezdni. W okresie wiosny i jesieni zagrożenie stanowi poziom wód gruntowych, które poprzez oddziaływanie korozyjne zmniejszają sukcesywnie grubość ścianki rury, a tym samym powodują jej lokalne osłabienie.

### Wpływ jakości stali na wytrzymałość rur przewodowych w sieci

W latach 50-tych ub. wieku, gdy rozpoczęto budowę systemów ciepłowniczych, na rurociągi stosowano stale kotłowe, a następnie stale w gatunku R35 i R45 (rurowe). Były to stale niskowęglowe, dobrze spawalne. Na bardziej obciążone elementy (np. kolana) używano stali 18G2A. Następnie pojawiły się stale oznaczane jako G205 i G235, jako zamienniki stali w gatunku R, a obecnie mamy stale na rurociągi preizolowane w gatunkach P235 i P265.

Skład chemiczny ww. stali przedstawiono w tabeli 5.

Wymienione powyżej stale to stale niskowęglowe o dobrej spawalności, a ze względu na grubości ścianek rur <25 mm nie wymagające obróbki cieplnej, nawet gdy posiadają większe zawartości węgla i dodatków stopowych (18G2A, P265). Nie są natomiast odporne na korozję. Do przełomu lat 80 i 90 XX w. na rurociągi do DN500 starano się używać rur bez szwów, tzw. „kotłowych”. Wynikało to z faktu, że technologia wykonywania rur ze szwem nie była dopracowana, co skutkowało

Tab. 5. Skład stali do budowy rurociągów

Gatunek stali	Skład stali										Rm	Re/ Rp0,2
	C	Mn	Si	S	P	Cr	Ni	Cu	Mo			
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[MPa]	[MPa]
R35	0,07 – 0,16	0,40 – 0,75	0,12 – 0,35	0,040	0,040	-	-	0,25	-	-	345	235
R45	0,16 – 0,22	0,60 – 1,20	0,12 – 0,35	0,040	0,040	-	-	0,30	-	-	440	255
18G2A	max 0,20	1,0 – 1,50	0,20 – 0,55	0,040	0,040	0,30	0,30	0,30	-	-	510	350
G205*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	335	205
G235*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	375	235
P235	0,16	1,2	0,35	0,02	0,025	0,3	0,3	0,3	0,08	0,08	360	235
P265	0,2	1,4	0,4	0,02	0,025	0,3	0,3	0,3	0,08	0,08	410	265

G205\*; G235\* – brak danych

częstymi ich awariami. Przy średnicach rur ponad DN500 do dyspozycji były tylko rury ze szwem spiralnym. Jakość rur pogorszyła się znacznie w połowie lat 70-tych XX w. Słabą jakością rur w połączeniu ze złą jakością wody sieciowej doprowadziły na przełomie lat 70-tych i 80-tych do sytuacji, gdy roczna krotność wymiany wody w warszawskim systemie ciepłowniczym dochodziła do 60 – czyli praktycznie raz w tygodniu cała objętość wody w systemie (ponad 1600 km rurociągów) była zastępowana świeżą, uzdatnioną wodą. Wprowadzono wówczas do budowy rurociągów rury o tzw. pogrubionej ściance – grubszej niż w innych systemach, aby zmniejszyć liczbę awarii. Poprawa jakości wody w połączeniu z wymianą newralgicznych odcinków sieci, a następnie wprowadzenie rur preizolowanych zapobiegły zapaści systemu.

Obecnie, w wielu systemach ciepłowniczych większość awarii sieci ciepłowniczych powstaje na przyłączach, budowanych w latach 70-tych i 80-tych ub. wieku. Wynika to ze wspomnianego faktu, że jakość rur w tym okresie była niska. Dodatkowo przyłącza bardzo często były wykonywane z rur ze szwem, jakie stosowano na instalacje wewnętrzne, a ich wykonawstwo powierzano firmom instalacyjnym. Zła jakość materiału w połączeniu z niską jakością wykonania powodowały częste awarie.

## Zjawisko korozji

Jest wiele definicji korozji. Jedną z najprostszych to: „niszczenie materiałów pod wpływem chemicznej lub elektrochemicznej reakcji z otaczającym środowiskiem” [1]. Można ją różnie klasyfikować. Wydaje się jednak, że klasyfikacja według typów zniszczeń materiałów jest najwygodniejsza dla osób stykających się ze zjawiskami korozji, ale nie będącymi specjalistami od zjawisk korozyjnych. Mamy tu dwa podstawowe typy korozji: ogólną i lokalną [2]. Korozja ogólna (równomierna) to korozja zachodząca na całej powierzchni metalu wystawionego na

działanie korozyjne z mniej więcej jednokową szybkością. Można ją mierzyć np. w  $[g/(m^2 \cdot d)]$ , czyli w gramach ubytku materiału z 1  $m^2$  powierzchni metalu w ciągu doby, lub w  $[mm/a]$ , czyli wielkością ubytku przekroju poprzecznego materiału w okresie roku [6].

Lokalne rodzaje zniszczeń korozyjnych to:

- korozja wżerowa;
- korozja międzykrystaliczna;
- korozja naprężeniowa;
- korozja szczelinowa;
- korozja pod osadowa.

W ciepłownictwie mamy do czynienia z korozją w środowisku wodnym (korozja wewnętrzna rurociągów) oraz z korozją atmosferyczną (korozja zewnętrzna rurociągów w kanałach, komorach i węzłach ciepłowniczych). W szczególnych warunkach może też wystąpić korozja mikrobiologiczna [2].

Jedną z form korozji równomiernej jest korozja atmosferyczna. Niestety w przypadku tej korozji nie cała powierzchnia rurociągu jej podlega. Wynika to z faktu, że wilgoć w kanałach może pojawiać się lokalnie, powodując miejscowe zwiększenie szybkości procesów korozyjnych. „Wyraźne różnice w agresywności korozyjnej atmosfery występują w przypadku obecności różnych gazów ( $SO_2$ ,  $H_2S$ ,  $NH_3$ ,  $NO_2$ ), czy zawiesin tak soli, jak i pyłów” [3].

Również kontakt różnych metali w obiegu wodnym może powodować korozję (tzw. korozja galwaniczna). Brak izolacji elektrycznej pomiędzy elementami ze stali węglowej (rurociąg), a elementami z mosiądzu lub stali odpornej na korozję. Stal niestopowa będzie w tym przypadku ulegała korozji, a szybkość korozji będzie zależała m.in. od zawartości tlenu w otoczeniu styku tych metali [3].

Jedną z najczęstszych przyczyn awarii sieci ciepłowniczych jest korozja lokalna (wżerowa), wywołana dostępem do powierzchni zewnętrznej rury wody zawierającej jony chlorkowe (głównie zasolone wody z jezdni) i utleniacze (tlen z powietrza) [4].

Dzisiaj, gdy dostępność technik uzdatniania wody jest b. duża, korozja podosadowa czy tlenowa (zwłaszcza w sieciach ciepłowniczych) praktycznie nie występuje. Nadal jednak może dotyczyć instalacji wodociągowych [4]. Obecnie woda sieciowa w systemach ciepłowniczych jest właściwie przygotowana (uzdatniona) i odtleniona (odgazowywacze atmosferyczne, podciśnieniowe, odtleniacze wodorowe), często pracujące w układzie tzw. nerki ciepłowniczej (odgazowanie wody obiegowej).

Korozja naprężeniowa i międzykrystaliczna występują głównie w elementach ze stali odpornych na korozję, dlatego pominięto ich wpływ na korozję w sieciach ciepłowniczych. Dokładne omówienie zagadnień korozji w instalacjach sanitarnych można znaleźć w cyklu publikacji pana dr. inż. Andrzeja Góreckiego (Instal nr 2 do 8 z 2002 roku). Również na uwagę zasługują czasopisma: International Journal of Pressure Vessels and Piping wydawnictwa ELSEVIER czy krajowy miesięcznik: Ochrona przed korozją.

## Wpływ zmian ciśnienia roboczego

Na początku artykułu wspomniano o siłach wynikających z działania ciśnienia wewnętrznego na ścianki rurociągu. Jednak pokazano tam tylko statyczne działanie ciśnienia. W systemie ciepłowniczym ciśnienie, zarówno w rurociągu zasilającym, jak też powrotnym, ulega zmianie wzdłuż rurociągu. Wynika to z oporów hydraulicznych (liniowych i miejscowych).

W okresie letnim natężenie przepływu jest małe, a co za tym idzie również prędkość przepływu wody sieciowej jest mała. Spadki ciśnienia w sieci są niewielkie, a ciśnienie na wyjściu ze źródła niewiele wyższe od ciśnienia na wejściu do najbardziej oddalonych węzłów ciepłowniczych. Również opory przepływu przez węzeł w okresie letnim mogą być niższe niż zimą. Powoduje to, że w źródłach ciepła na okres letni wyłącza się pompy o dużych wysokościach podnoszenia i dużych wydatkach, a włącza tzw. „pompy letnie” o mniejszych wysokościach podnoszenia i mniejszych wydatkach. Gdy rozpoczyna się sezon grzewczy, następuje przełączenie z „letnich” pomp obiegowych na pompy „zimowe”. Rośnie wówczas natężenie przepływu wody sieciowej oraz wielkość spadków ciśnienia na rurociągach. Dla warunków obliczeniowych natężenie przepływu wody sieciowej jest najwyższe i najwyższe są też spadki ciśnienia w rurociągach.

Wraz z nadejściem marca, a zwłaszcza kwietnia (okres przejściowy), zaczyna

pojawiać się coraz więcej dni słonecznych, a temperatura powietrza zewnętrznego szybko rośnie. Wówczas tzw. „automatyka pogodowa” montowana w węzłach ciepłowniczych powoduje przemykanie zaworów automatycznej regulacji zamontowanych w obiegu c.o. Powoduje to zmniejszenie przepływu przez węzeł c.o. a czasem całkowite jego zamknięcie. Zwykle zamykają się węzły c.o. na danym obszarze – gdzie panują zbliżone warunki pogodowe (temperatura powietrza zewnętrznego, wiatr, zachmurzenie). W mniejszych systemach może to dotyczyć całego systemu. W dużych, rozległych systemach może to dotyczyć tylko jego fragmentów. Jeśli do tego dochodzi brak rozbiórów c.w. (zwykle w godz. 10-13) to przepływy w danym fragmencie sieci są prawie zerowe. Ciśnienie w rurociągu zasilającym rośnie (brak spadków ciśnienia). Ciśnienie w rurociągu powrotnym spada (brak wody – bo brak przepływu przez węzły). Pracują pompy „zimowe” – ciśnienie na zasilaniu jest wysokie. Różnica ciśnienia w węzłach jest duża – często ponad 10-12 barów. Siłowniki zaworów  $\Delta p$  lub  $\Delta p/v$  mają bardzo często ograniczenie pracy dla różnicy ciśnienia w wysokości 10-12 barów – pomimo, że zawór jest wykonany na PN16. Zawory te przestają pracować poprawnie – nie domykają się. Ponieważ brak jest przepływu, to ciśnienie za zaworem  $\Delta p$  lub  $\Delta p/v$  jest takie, jak w przewodzie zasilającym. Ale siłowniki zaworów regulacyjnych c.o. i c.w. mają podobne ograniczenie – ciśnienie różnicowe rzędu 10-12 barów. Przy większej różnicy ciśnienia uchylają się i powstaje niewielki przepływ. Ciśnienie za węzłem rośnie, gdy różnica ciśnienia spadnie poniżej wspomnianych 10-12 barów, zawór  $\Delta p/v$  jak i zawory regulacyjne zamykają się (spadła różnica ciśnienia). Cykl powtarza się. Pojawiają się bardzo silne pulsacje ciśnienia i hałas w węzłach.

Przykładowo, w węzłach ciepłowniczych Politechniki Warszawskiej usytuowanych w śródmieściu Warszawy, ciśnienie w rurociągu zasilającym w okresie zimowym wynosi 6-7 barów (nadciśnienie). W okresie przejściowym (marzec/kwiecień), gdy temperatura powietrza zewnętrznego osiąga w ciągu dnia  $t_{zewn} = 16-18^{\circ}\text{C}$ , ciśnienie na zasilaniu rośnie do ok. 10 barów. Jednocześnie rozpoczynają się omówione powyżej silne wahania ciśnienia od 6-7 do 10 barów. W przypadku, gdy zjawisko ma miejsce na sieci ciepłowniczej posiadającej głębokie wżery korozyjne, może dojść do rozszczelnienia miejscowego rury przewodowej.

Wielkość zmian naprężeń wzdłużnych i obwodowych w ścianie przewodu rurowego można oszacować korzystając z tab. 1 i 2. Mamy dużą amplitudę zmian naprężeń, a ich częstotliwość wynosi kilka – kilkanaście Hz. Jeśli przyjąć, że częstotliwość wynosi 5Hz a czas trwania zjawiska 8 godzin, to otrzymamy: w ciągu godziny 18000 cykli, a w ciągu dnia 144 000 cykli. Będą to obciążenia pulsujące o amplitudzie znacznie mniejszej od granicy plastyczności stali (tab. 5). Jednak liczba cykli, zwłaszcza gdy opisane zjawiska utrzymują się kilka dni, mogą wpływać na wytrzymałość materiału ścianki rury – zwłaszcza w miejscach osłabionych wżerami korozyjnymi (rys. 1 i 2).

### Podsumowanie

W niniejszym artykule zasygnalizowano główne czynniki wpływające na awaryjność sieci ciepłowniczych kanałowych. Wnioski przedstawiono w postaci poniższych punktów:

1. Rurociągi stalowe, a zatem sieci ciepłownicze, narażone są na występowanie zjawisk korozyjnych, zarówno korozyji zewnętrznej, jak i wewnętrznej.
2. Zjawiska korozyjne powodują zmniejszenie grubości ścianek rury: równomiernie (korozyja ogólna), jak i lokalnie (korozyja wżerowa).
3. Lokalny spadek grubości ścianki powoduje miejscowy wzrost naprężeń w materiale. Wzrost tych naprężeń ponad dopuszczalne dla danego materiału, z uwzględnieniem wpływu temperatury może powodować lokalne pęknięcia w ścianie rurociągu i powstanie nieszczelności.
4. Wpływ złej jakości wody sieciowej będzie powodował przyspieszenie zjawisk korozyjnych na powierzchni rurociągu – korozyja wewnętrzna.
5. W przypadku, gdy obudowa kanału, zwłaszcza jej górna część rozszczelni się, woda z solą drogową może wpływać do kanału i powodować zawilgocenie izolacji, a w konsekwencji lokalną korozyję wżerową.
6. Niewłaściwie umieszczone włazy mogą powodować korozyję rurociągów (zasolona woda z jezdni i chodników zwilża rurociągi i armaturę w komorach ciepłowniczych poprzez otwory w klapie włazu).
7. Po zimie rurociągi stalowe mogą posiadać zmniejszoną grubość ścianek, wywołaną ww. zjawiskami korozyjnymi. Po kilku czy kilkunastu okresach zimowych i kilkunastu (lub więcej) dniach opisanych powyżej pulsacji

ciśnienia, spowodowanych dużymi dobowymi zmianami temperatury powietrza zewnętrznego w okresie wiosennym (nieodpowiednie działanie zaworów regulacyjnych), materiał rurociągu może być tak uszkodzony, że ulegnie lokalnemu rozszczelnieniu.

8. Nie jest to zwykle pęknięcie rurociągu na całym obwodzie albo na dłuższym odcinku wzdłuż rurociągu, ale najczęściej ogranicza się do obszaru posiadającego znaczne ubytki korozyjne.

Zdecydowanie, dla sieci ciepłowniczych wykonanych w technologii kanałowej, zjawisko korozyji zewnętrznej jest dominującym czynnikiem prowadzącym do występowania nieszczelności. Żelbetonowe konstrukcje kanałów nie stanowią wystarczającej bariery dla penetrującej wilgoci pochodzącej od wód gruntowych, wód opadowych, jak również solanki z jezdni w okresie zimowym. Brak możliwości bieżącego monitorowania poziomu wilgotności izolacji w technologii układania rur ciepłowniczych w kanałach prowadzi to poważnych awarii w okresie przejściowym, wynikających z osłabienia długotrwałą korozyją zewnętrzną ścianki rury przewodowej i jednocześnie dużymi amplitudami zmian ciśnienia w sieci ciepłowniczej.

### Postscriptum

Awarie w sieci ciepłowniczej występują bardziej lub mniej równomiernie w ciągu całego roku. Natomiast awarie w okresie wiosennym są „bardziej odczuwalne” – chyba ze względów psychologicznych. Już idzie wiosna i lato, już w dzień jest tak przyjemnie, a tu nagle awaria i w nocy w domu robi się chłodno, a mycie też nie

Tab. 6. Liczba awarii w latach 2018-2020 w systemie ciepłowniczym.

miesiąc	Rok		
	2018	2019	2020
styczeń	1	2	1
luty	0	1	0
marzec	2	2	3
kwiecień	3	2	1
maj	1	0	0
czerwiec	0	0	0
lipiec	1	2	2
sierpień	1	1	2
wrzesień	3	2	1
październik	4	1	2
listopad	0	0	0
grudzień	2	0	0
Razem	18	13	12
luty + marzec + kwiecień	5	5	4
Udział (L+M+K)	0,278	0,385	0,33



**Rys.1.**  
Awaria rurociągu zasilającego – widoczny wizerunek korozyjny (zdj. M. Chorzeński). Przyczyna awarii – nieszczelne przykrycie kanału. Rurociąg z przełomu lat 80 i 90 ub. wieku

należy do najprzyjemniejszych, gdyż zimna woda jest autentycznie zimna (+5



**Rys.2.**  
Awaria rurociągu zasilającego budynek mieszkalny. Widoczne bardzo silne skorodowania zewnętrzne i perforacja rury. Widoczne strugi wody ciekącej z otworów w dolnej części rurociągu. (zdj. M. Chorzeński). Przyczyna awarii – nieszczelne przykrycie kanału (pod parkingiem). Rurociąg z przełomu lat 80 i 90 ub. wieku

do +10°C). W tabeli 6 pokazano statystykę wystąpień awarii w jednym z krajowych systemów ciepłowniczych o pojemności zładu około 30 000 m<sup>3</sup>. Awarie w okresie wiosennym wcale nie przeważają, co łatwo zauważyć.

Najwięcej awarii wystąpiło w okresie sierpień, wrzesień i październik – odpowiednio 44,4%, 30,7% i 41,6%. Jednak, aby wyciągać jakieś dalej idące wnioski należałoby mieć dane z dłuższego okresu (min 10 lat) i z kilku/kilkunastu firm.

Na rys. 1 i 2 zamieszczono zdjęcia fragmentów sieci ciepłowniczej, która podlegała korozji zewnętrznej w wyniku penetracji wód opadowych i solanki.

#### LITERATURA:

- [1] J. Baszkiewicz, M. Kamiński Podstawy korozji materiałów. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej.
- [2] Andrzej Górecki Korozja w instalacjach sanitarnych. Instal nr 2/2002.
- [3] Andrzej Górecki Korozja w instalacjach sanitarnych. Instal nr 3/2002
- [4] Andrzej Górecki Korozja w instalacjach sanitarnych. Instal nr 4/2002
- [5] Prezentacja: Korozja wizerowa rur stalowych. XXII Wiosenne spotkania Ciepłowników, Zakopane 28.04.2015 (materiał Veolia Energia Poznań S.A)