

Rafał GRĄDZKI<sup>1</sup>, Karol GOLAK<sup>1</sup>, Paweł LINDSTEDT<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Białystok University of Technology (Politechnika Białostocka)

<sup>2</sup>Air Force Institute of Technology (Instytut Techniczny Wojsk Lotniczych)

## ANALYSIS OF POSSIBILITY OF PHASE SHIFT MODEL USAGE FOR IDENTIFICATION OF GAS LEAKAGE FROM PIPELINE WITH CORRECTIVE ELEMENTS

### Analiza możliwości wykorzystania modelu w postaci przesunięcia fazowego do widmowej identyfikacji wypływu gazu z gazociągu z badawczymi korektorami

**Abstract:** Proposed method of leakage identification uses a parametric model in the form of signals phase shift ( $\varphi$ ). Signals from the test stand will be used:  $r_1$ ,  $r_2$  - signals from the corrective elements connected to the tested pipeline, pressure signals  $x$ , mass flow  $y$  and simulated mass flow  $y_w$ . For these signals, their auto and cross power spectral densities are determined:  $S_{xx}$ ,  $S_{yy}$ ,  $S_{rr}$ ,  $S_{xy}$ ,  $S_{xr}$ ,  $S_{yr}$ , which are the basis to determine spectral transfer functions described as the relations between these signals and next the phase shifts ( $\varphi$ ). Thanks that, we get a large set of transfer functions, hence a large set of phase shifts between the measured.

**Keywords:** diagnostics, corrective element, weak interactions, amplitude gain, phase shift

**Streszczenie:** Zaproponowana metoda wykorzystuje model parametryczny w postaci różnicy przesunięć fazowych sygnałów ( $\varphi$ ). Wykorzystane zostaną sygnały ze stanowiska laboratoryjnego:  $r_1$  i  $r_2$  – sygnały z korektorów dołączonych do rurociągu, ciśnienie  $x$ , masowe natężenie przepływu  $y$  oraz symulowane masowe natężenie wypływu  $y_w$ . Dla tych sygnałów wyznacza się gęstości widmowe mocy własne i wzajemne:  $S_{xx}$ ,  $S_{yy}$ ,  $S_{rr}$ ,  $S_{xy}$ ,  $S_{xr}$ ,  $S_{yr}$  itp., a następnie transmitancje widmowe opisujące relacje między tymi sygnałami oraz ich przesunięcia fazowe ( $\varphi$ ). Dzięki temu otrzymuje się liczny zbiór transmitancji, a stąd liczny zbiór przesunięć fazowych między mierzonymi sygnałami.

**Słowa kluczowe:** diagnostyka, korektor, słabe interakcje, wzmocnienie amplitudowe, przesunięcie fazowe

## 1. Introduction

Diagnosing the technical condition of pipelines transmitting gases is a difficult, time-consuming, cost-intensive process and at the same time extremely important due to the often catastrophic consequences of making a bad technical diagnosis.

The entire process of gas leaks from pipelines diagnosing could be classified as four sub-processes [9, 19, 21, 23, 24]:

- determining the occurrence of the leak,
- locating the place of its occurrence,
- determining whether the outflow is intentional (gas withdrawal) whether it is the result of pipeline damage,
- estimating of the outflow rate.

The most difficult process to carry out is not the detecting of the leak, but to determine its location, especially when the leak is small. This is due to the lack of diagnostic information resulting from the considerable size of pipelines, often numerous branches and equipment, as well as the dynamic characteristics of the pressing process.

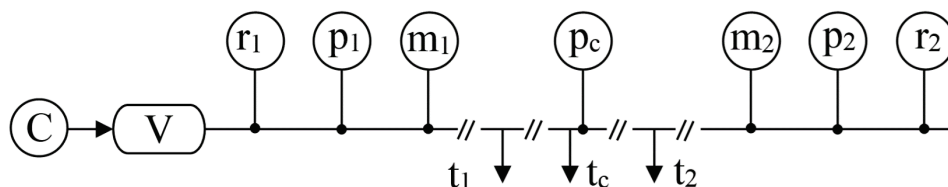
There are numerous methods for detecting, locating and estimating of the gas leaks from pipelines. Among them could be distinguished: acoustic methods [2, 23], direct observations (e.g. thermovision, use of trained dogs) [21, 23], pressure and flow observations [3, 4, 5, 8, 11, 12, 18, 20, 22, 23], use of computer methods (neural networks, Kalman filters) [1, 9, 10, 17, 23, 25].

All of these methods have their weaknesses and strengths. Due to the need for accurate and reliable detection of leaks, usually at least two methods are used at the same time.

The methods based on monitoring the flows and pressures of the medium in the pipeline are very popular and often used. Their unquestionable advantage is the use of accessories that are normally attached to the pipeline during its operation, but their disadvantages are false alarms and the inability to accurately locate the outflow. One of the ways to get additional diagnostic signals, and thus increase the accuracy of leak detection, is to connect additional devices (correctors) to the pipelines. In the previous articles [6, 7] the authors showed the possibility of switching from signal diagnostics [14, 15, 16] to more accurate parametric diagnostics [7, 13] using the amplitude gain  $A^2$  model [7, 13]. This model can be supplemented by phase shift model  $\varphi$  which was presented in this article.

## 2. Signals registered during leakage simulation on the test stand

The simplified diagram of the test stand with the registered signals is shown in fig. 1 [5, 6].



**Fig. 1.** Scheme of the test stand for the to simulate the gas leaks from the pipeline, where: C – compressor, V – vessel tank, r – corrective elements, p – pressure sensor, m – mass flow sensors, t – valves [6]

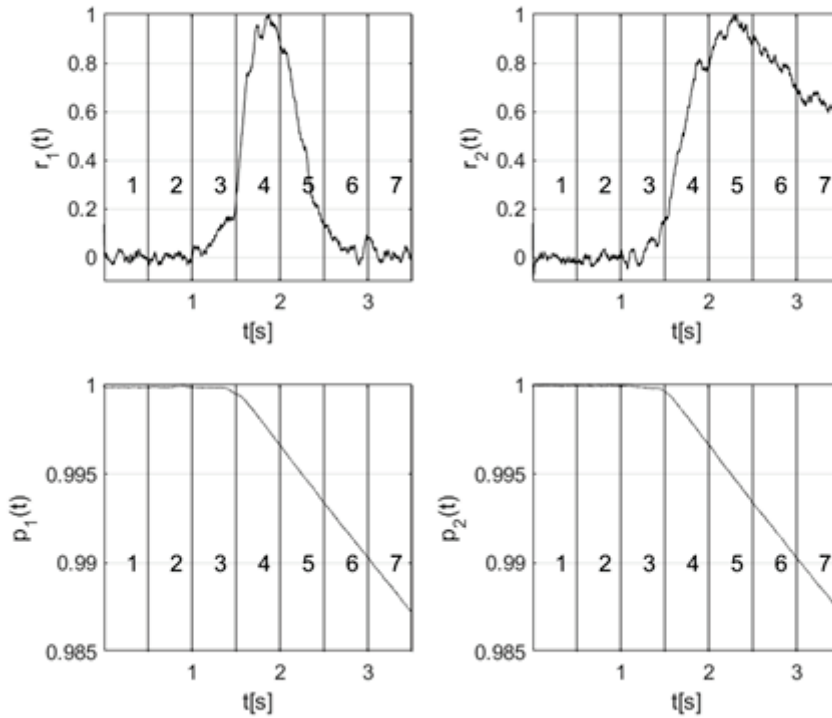
For the needs of the research, the test stand was built according to the diagram in fig. 1. Simulation of the leakage of the compressed air is carried out by opening valves installed at the beginning ( $t_1$ ), in the middle of the length ( $t_c$ ) and at the end of the pipeline ( $t_2$ ). During the test were registered signals of the correctors membrane displacement ( $r_1, r_2$ ) and gas pressure in the pipeline ( $p_1, p_2$  and  $p_c$ ).

Figure 2 presents exemplary test results for the simulation of the leakage from the valve ( $t_1$ ).

The waveforms of recorded signals were divided into observation periods (1-7) every 0.5 seconds. From the fig. 2 it could be clearly seen that the simulated leak occurs in about 1.3 s - in the 3rd observation period (there was a pressure drop and membrane dislocation occurred) The reference point is 1st observation period - from 0 to 0.5 s - the state in which the diaphragm it's still - it's not vibrating.

It should be emphasized that the simulated leakage is very small (the flow after the  $t_1$  valve is near  $0.0002 \text{ m}^3/\text{s}$ ), hence the pressure drop is small (on the order of 0.01 within 2 s).

Under real circumstances, it would be unbelievable to say that there was a leak only on the basis of such a small change in pressure. Therefore, in the assessment of the leak, one would have to use signals from other sensors or these signals should be examined in other domains.



**Fig. 2.** Normalized signals of membrane displacement in correctors  $r_1$  and  $r_2$  and signals of air pressure in the pipeline  $p_1$  and  $p_2$  registered during the leakage simulation from valve  $t_1$ , 1-7 – signals observation periods [3]

### 3. Theoretical basis of the diagnostic method using the model in the form of phase shift

The methods of diagnosis used so far are based on the signals specified:

- in the time domain " $t$ " (registered sensor signals, for example:  $y$  – signal from the sensor,  $x$  – environment signal)
- in the time domain " $\tau$ ": correlation functions of registered signals e.g.  $R_{xx}$ ,  $R_{yy}$ ,  $R_{xy}$ ,
- in the frequency domain " $\omega$ ": power spectral functions of the registered signals e.g.  $S_{xx}$ ,  $S_{yy}$ ,  $S_{xy}$

Using the theory of signal processing, we can move from the signals in the time " $\omega$ " domain, through the time domain " $\tau$ " to the signals in the frequency domain  $\omega$ . Thanks to this approach, follows the transition from signal diagnostics to parametric diagnostics, which is more effective.

The relations between the  $y$  and  $x$  signals in the frequency domain can be expressed in the form of a phase shift  $\varphi$ .

$$\varphi = \text{Arg} \frac{S_{xy}}{S_{xx}} \quad (1)$$

where:  $\text{Arg}$  – argument of function,  $S$  – power spectral density,  $y$  – signal from the selected sensor,  $x$  – environment signal.

In the proposed method of gas outflow identification, in addition to the standard signals (pressure -  $p$  and mass flow rate -  $m$ ), will be additionally used a new signal coming from the equalizer  $r$  (displacement of the membrane).

On the basis of three signals, we can determine many variants of signals defined in the frequency domain  $\omega$ : the auto power spectral density of the signals  $S_{pp}$ ,  $S_{mm}$ ,  $S_{rr}$  and cross  $S_{pm}$ ,  $S_{pr}$ ,  $S_{mr}$ .

The determined power spectral density are the basis for the determination of power spectral transfer function describing the relations between these signals:

$$G_{r_2 r_1} = \frac{S_{r_2 r_1}}{S_{r_2 r_2}} \quad (2)$$

$$G_{r_1 p_1} = \frac{S_{r_1 p_1}}{S_{r_1 r_1}} \quad (3)$$

Spectral transfer functions are the basis for determining of the phase shifts ( $\varphi$ ).

$$\varphi_{r_2 r_1} = \text{Arg} G_{r_2 r_1} \quad (4)$$

$$\varphi_{r_1 p_1} = \text{Arg} G_{r_1 p_1} \quad (5)$$

We receive big collection of transfer functions, and thus large sets of phase shifts between the measured signals.

The above models can also be saved in parameterized form, for formula 5 it will have the form:

$$\varphi_{r_1 p_1} = \text{Arg} \frac{S_{r_1 p_1}}{S_{r_1 r_1}} = \text{Arg} \frac{L_0^* + L_1^* s + L_2^* s^2 + \dots + L_n^* s^n}{M_0^* + M_1^* s + M_2^* s^2 + \dots + M_n^* s^n} \quad (6)$$

where:

$s$  – complex variable,  $s=j\omega$ ,

$L_i^*$ ,  $i = 0, 1, \dots, n$  – estimates parameters of cross power spectral density of the signals,  
e.g.  $r_l$  and  $p_l$ ,

$M_i^*$ ,  $i = 0, 1, \dots, n$  – estimates parameters of auto power spectral density of the signals  
e.g.  $r_l$ .

#### 4. Parametric analysis of the simulated leak.

The calculations were made on several variants of the parametric diagnostic model in the form of a phase shift:

$$\text{a) } \varphi_{r_l r_l} = \text{Arg } G_{r_l r_l}(j\omega) \quad (7)$$

$$\text{b) } \varphi_{r_l p_l} = \text{Arg } G_{r_l p_l}(j\omega) \quad (8)$$

$$\text{c) } \varphi_{p_l p_l} = \text{Arg } G_{p_l p_l}(j\omega) \quad (9)$$

In the case of a) (the same signal, coming from the equalizer  $r_l$ ), the power spectral density is determined in consecutive time periods. In the case of b) and c) (various signals), the power spectral density is determined in the same time periods (Figure 2).

Thus for case a) where  $r_{l2}$  – signal in time 0,5 – 1s and  $r_{l1}$  – signal in time 0 – 0,5s, the diagnostic model  $\varphi$  will take the following form:

$$\varphi_{r_{l2} r_{l1}} = \frac{S_{r_{l2} r_{l1}}}{S_{r_{l2} r_{l2}}} \quad (10)$$

In the case of b) i c) for signal in time 0,5 – 1s the diagnostic model  $\varphi$  will take the following form:

$$\varphi_{r_{l2} p_{l2}} = \frac{S_{r_{l2} p_{l2}}}{S_{r_{l2} r_{l2}}} \quad (11)$$

$$\varphi_{p_{l2} p_{l2}} = \frac{S_{p_{l2} p_{l2}}}{S_{p_{l2} p_{l2}}} \quad (12)$$

In tab. 1 is presented parameters for the model  $\varphi_{r_l r_l}$ , tab. 2 for model  $\varphi_{r_l p_l}$ , and tab. 3 for  $\varphi_{p_l p_l}$ .

**Table 1**

**Coefficients for the model  $\varphi_{r1r1}$  for the signals from the first correctors ( $r_1$ ) in successive periods of observation**

|                 | $L_0$<br>[e-15] | $L_1$<br>[e-12] | $L_2$<br>[e-09] | $L_3$<br>[e-06] | $L_4$<br>[e-04] | $L_5$<br>[e-01] | $M_0$<br>[e-14] | $M_1$<br>[e-11] | $M_2$<br>[e-08] | $M_3$<br>[e-06] | $M_4$<br>[e-04] | $M_5$<br>[e-01] |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| $\Phi_{r12r11}$ | -270            | 270             | -120            | 27              | -30             | -0,99           | -35             | 39              | -20             | 62              | -120            | 12              |
| $\Phi_{r13r12}$ | 32              | -35             | 16              | -3,7            | -1,1            | 3,9             | -13             | 14              | -7,8            | 26              | -60             | 8,7             |
| $\Phi_{r14r13}$ | 1,9             | -17             | 18              | -8,5            | 12              | 9,0             | 5,2             | -6,3            | 3,4             | -9,3            | 3,1             | 9,8             |
| $\Phi_{r15r14}$ | -7,5            | -5,4            | 12              | -7,0            | 11              | 9,2             | 2,1             | -3,2            | 2,1             | -7,1            | 3,3             | 9,8             |
| $\Phi_{r16r15}$ | 9,1             | -21             | 17              | -6,7            | 5,4             | 9,3             | 2,5             | -3,6            | 2,3             | -7,4            | 3,2             | 9,9             |
| $\Phi_{r17r16}$ | 81              | -83             | 38              | -9,6            | 11              | 1,9             | -3,7            | 2,9             | -0,8            | 1,1             | -9,6            | 10              |

**Table 2**

**Coefficients for the model  $\varphi_{r1p1}$  for the signals from the first correctors ( $r_1$ ) and from first pressure sensor ( $p_1$ ) at different periods of observation**

|                 | $L_0$<br>[e-15] | $L_1$<br>[e-12] | $L_2$<br>[e-09] | $L_3$<br>[e-06] | $L_4$<br>[e-04] | $L_5$<br>[e-01] | $M_0$<br>[e-14] | $M_1$<br>[e-11] | $M_2$<br>[e-08] | $M_3$<br>[e-06] | $M_4$<br>[e-04] | $M_5$<br>[e-01] |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| $\Phi_{r11p11}$ | -1,9            | 5,7             | -4,8            | 2,1             | -5,8            | 1,8             | -35             | 39              | -20             | 62              | -120            | 12              |
| $\Phi_{r12p12}$ | 6,5             | -16             | 14              | -6,3            | 13              | 1,9             | -13             | 14              | -7,8            | 26              | -60             | 8,7             |
| $\Phi_{r13p13}$ | -15             | 1,7             | 9,7             | -6,7            | 12              | 8,8             | 5,2             | -6,3            | 3,4             | -9,3            | 3,1             | 9,8             |
| $\Phi_{r14p14}$ | 12              | -23             | 18              | -6,8            | 4,8             | 9,8             | 2,1             | -3,2            | 2,1             | -7,1            | 3,3             | 9,8             |
| $\Phi_{r15p15}$ | 27              | -35             | 19              | -5,2            | -2,9            | 9,6             | 2,5             | -3,6            | 2,3             | -7,4            | 3,2             | 9,9             |
| $\Phi_{r16p16}$ | 24              | -31             | 17              | -4,1            | -4,9            | 8,8             | -3,7            | 2,9             | -0,8            | 1,1             | -9,6            | 10              |
| $\Phi_{r17p17}$ | 21              | -23             | 12              | -3,3            | 3,0             | 2,5             | -34             | 37              | -18             | 52              | -92             | 9,2             |

**Table 3**

**Coefficients for the model  $\varphi_{p1p2}$  for the signals from the first ( $p_1$ ) and second ( $p_2$ ) pressure sensor at different periods of observation**

|                 | $L_0$<br>[e-15] | $L_1$<br>[e-12] | $L_2$<br>[e-09] | $L_3$<br>[e-06] | $L_4$<br>[e-04] | $L_5$<br>[e-01] | $M_0$<br>[e-14] | $M_1$<br>[e-11] | $M_2$<br>[e-08] | $M_3$<br>[e-06] | $M_4$<br>[e-04] | $M_5$<br>[e-01] |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| $\Phi_{p11p21}$ | 13              | -23             | 17              | -6,2            | 2,8             | 9,8             | 1,3             | -2,3            | 1,7             | -6,2            | 2,8             | 9,8             |
| $\Phi_{p12p22}$ | 13              | -23             | 17              | -6,2            | 2,8             | 9,8             | 1,3             | -2,3            | 1,7             | -6,2            | 2,8             | 9,8             |
| $\Phi_{p13p23}$ | 13              | -23             | 17              | -6,2            | 2,8             | 9,8             | 1,3             | -2,3            | 1,7             | -6,2            | 2,8             | 9,8             |
| $\Phi_{p14p24}$ | 13              | -23             | 17              | -6,2            | 2,8             | 9,8             | 1,3             | -2,3            | 1,7             | -6,2            | 2,8             | 9,8             |
| $\Phi_{p15p25}$ | 13              | -23             | 17              | -6,2            | 2,8             | 9,8             | 1,3             | -2,3            | 1,7             | -6,2            | 2,8             | 9,8             |
| $\Phi_{p16p26}$ | 13              | -23             | 17              | -6,2            | 2,8             | 9,8             | 1,3             | -2,3            | 1,7             | -6,2            | 2,8             | 9,8             |
| $\Phi_{p17p27}$ | 13              | -23             | 17              | -6,2            | 2,8             | 9,8             | 1,3             | -2,3            | 1,7             | -6,2            | 2,8             | 9,8             |

From fig. 2 it can be seen that the leak occurred in the 3rd time interval - between 1 and 1.5 seconds. Based on the analysis of tab. 1 also the simulated leak can be seen in the change of parameters of the  $\varphi_{r13r12}$  (1s ÷ 1.5) model, the change of the sign of most  $L$  parameters compared to the parameters in previous observation periods of time.

In the case of tab. 2, the value and sign of the parameters  $\varphi_{r12p12}$  also changed at the time when the leakage was simulated.

In the case of tab. 3 there are no differences between the parameters of the model  $\varphi_{p1p2}$  during the entire test - this is due to the use of only pressure signals  $p_1$  and  $p_2$  whose change is low during the small leakages. Therefore, this model should not be used in this configuration.

## 5. Summary

The transition to the time-frequency signals analysis through the use of a parameterized model in the form of a phase shift  $\varphi$  gives much greater possibilities than using methods based on quality indicators, the number of which is limited. But it is important to remember that not every model is suitable for use.

The use of signals from the correctors attached to the test stand significantly increases the sensitivity of the method used (observed changes in tab. 1 and 2, no changes in tab. 3).

The method of diagnosing based on the phase shift  $\varphi(j\omega)$  is a development method. The parametric method described here in the developed approach (many parameters  $L$  and  $M$ ) can be presented in synthetic terms: the real part in the numerator ( $P_L$ ) and the imaginary part in the numerator  $Q_L$  and the real part in the denominator ( $P_M$ ) and the imaginary part in the  $Q_M$  denominator. Finally, the amplitude and phase characteristics of the transmittance  $G(j\omega) = A(\omega)e^{i\varphi(\omega)}$  can be determined and interpreted in accordance with the principles of automation.

### **Acknowledgement**

*The research was realized as part of the research work no. WZ/WM/1/2019 (Grądzki Rafał) and S/WM/2/2017 (Golak Karol) at the Białystok University of Technology and financed from the subsidy provided by the Minister of Science and Higher Education.*

## 6. References

1. Abdulimen K.E., Susu A.A.: Liquid pipeline leak detection system: model development and numerical simulation. Chemical Engineering Journal, Vol. 97, Iss. 1, 2004.
2. Colombo A.F., Lee P., Karney B.W.: A selective literature review of transient-based leak detection methods. Journal of Hydro-Environment Research, Vol. 2, No. 4, 2009.



3. Ferrante M., Brunone B.: Pipe system diagnosis and leak detection by unsteady-state tests. 2. Wavelet analysis. *Advances in Water Resources*, Vol. 26, No. 1, 2003.
4. Ghazali M.F., Beck S.B.M., Shucksmith J.D., Boxall J.B., Staszewski W.J.: Comparative study of instantaneous frequency based methods for leak detection in pipeline networks. *Mechanical Systems and Signal Processing*, Vol. 29, 2012.
5. Grądzki R., Golak K., Lindstedt P., Bartoszewicz B.: Reasons for the experimental research of gas outflows based on the signals of weak interactions between the tested model of the gas pipeline, and tested equalizer. *Journal of KONBiN*, Vol. 34, Iss. 1, 2015, DOI 10.1515/jok-2015-0022.
6. Grądzki R., Golak K., Lindstedt P.: Basics of the Corrective - Resonant Spectral Method of Gas Flow Identification from the Damaged Pipeline and its Experimental Verification. *Journal of KONBiN*, Vol. 44, 2017, DOI 10.1515/jok-2017-0066.
7. Grądzki R., Golak K., Lindstedt P.: Parametric and nonparametric diagnostic models for blades in the rotating machinery with environment elimination. *Journal of KONES* Vol. 23, nr 2, 2016.
8. Hao J., Zhang L., Wei L., Ding Q.: Integrated leakage detection and localization model for gas pipelines based on the acoustic wave method. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, Vol. 27, 2014.
9. Kowalczyk Z., Gunawickrama K.: Detekcja i lokalizacja wycieków w rurociągach przesyłowych. In: J. Korbicz, J. Kościelny, Z. Kowalczyk, W. Cholewa (red.): *Diagnostyka procesów. Modele metody sztucznej inteligencji, zastosowania*. WNT, Warszawa, 2002.
10. Laurentys C.A., Bomfim C.H.M., Menezes B.R., Caminhas W.M.: Design of a pipeline leakage detection using expert system: A novel approach. *Journal Applied Soft Computing*, Vol. 11, Iss. 1, 2011.
11. Lee P.J., Vítkovský J.P., Lambert M.F., Simpson A.R., Liggett J.A.: Frequency domain analysis for detecting pipeline leaks. *Journal of Hydraulic Engineering*, Vol. 131, No. 7, 2005.
12. Li S., Wen Y., Li P., Yang J.: Leak location in gas pipelines using cross-time frequency spectrum of leakage-induced acoustic vibrations. *Journal of Sound and Vibration*, Vol. 333, No. 17, 2014.
13. Lindstedt P., Grądzki R.: Model for blade diagnosis in a working rotor machine employing the method of virtual elimination of stochastic environment. *Archive of Mechanical Engineering*, Vol. 58, Nr 3, 2011.
14. Lindstedt P.: Słabe interakcje w procesie diagnozowania wycieków z układów hydraulicznych. *Prace Naukowe Instytutu Technicznego Wojsk Lotniczych*, nr 10, 2000.
15. Lindstedt P.: The method of complex worthiness assessment of an engineering object in the process of its use and service. *Solid State Phenomena*, Vol. 144/2009, Trans Tech Publications, Switzerland 2009.

16. Lindstedt P.: Weak interactions between objects in the signal-based and parametric diagnostics of transport-dedicated complex engineering systems. *Aircraft Engineering and Aerospace Technology*, Vol. 77, Nr 3, 2005.
17. Liu P.T., Gong R.K., Gong Y.H., Wang C.H.: A Gas Pipeline Leakage Diagnosis of Fusing BP Neural Network Basing on WSN and D-S Theory. *Applied Mechanics and Materials*, V. 541-542, 2014.
18. Ostapkowicz P.: Signals of weak interobject interactions in diagnosing of leakages from pipelines. *Eksploracja i niezawodność*, nr 33, 1/2007.
19. Rajtar J.M., Muthiah R.: Pipeline leak detection system for oil and gas flowlines. *Journal of Manufacturing Science and Engineering, Transactions of the ASME*, Vol. 119, no. 1, 1997.
20. Rashid S., Qaisar S., Saeed H., Felemban E.: Performance analysis of leak detection algorithm in long range pipeline networks using transform analysis. *Proceedings of the IEEE Conference on Systems, Process and Control (ICSPC '13)*.
21. Saeed H., Ali S., Rashid S., Qaisar S., Felemban E.: Reliable monitoring of oil and gas pipelines using wireless sensor network (WSN), *Proceedings of the IEEE 9th International System of Systems Engineering Conference*, 2014.
22. Scott S.L., Barrufet M.A.: *Worldwide Assessment of Industry Leak Detection Capabilities for Single & Multiphase Pipelines*. Project Report Prepared for the Minerals Management Service, OTRC Library Number: 8/03A120, University of Texas, Austin, 2003.
23. Sivathanu Y.: *Natural Gas Leak Detection in Pipelines*. U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, 2003.
24. Sobczak R.: Lokalizacja nieszczelności w rurociągach metodą śledzenia czół fal ciśnienia, *Przemysł Chemiczny*, nr 83, 6/2004.
25. Yang Z., Liu M., Shao M., Ji Y.: Research on Leakage Detection and Analysis of Leakage Point in the Gas Pipeline System, *Open Journal of Safety Science and Technology* Vol. 1, No. 3, Pub. Date: December 30, 2011.

# **ANALIZA MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA MODELU W POSTACI PRZESUNIĘCIA FAZOWEGO DO WIDMOWEJ IDENTYFIKACJI WYPŁYWU GAZU Z GAZOCIĄGU Z BADAWCZYMI KOREKTORAMI**

## **1. Wprowadzenie**

Diagnozowanie stanu technicznego rurociągów przesyłających gazy jest procesem trudnym, czasochłonnym, kosztochłonnym i zarazem niezwykle ważnym ze względu na często katastroficzne skutki złej diagnozy.

Cały proces diagnozowania wycieków gazu z rurociągów dzieli się na cztery podprocesy [9, 19, 21, 23, 24]:

- stwierdzenie wystąpienia wycieku,
- lokalizacja miejsca jego wystąpienia,
- stwierdzenie, czy wypływ jest celowy (pobranie gazu) czy jest skutkiem uszkodzenia rurociągu,
- oszacowanie wielkości wypływu.

Najtrudniejsze i wymagające najwięcej środków jest nie wykrycie wycieku, a jego lokalizacja, szczególnie kiedy wyciek jest mały. Jest to spowodowane niedoborem informacji diagnostycznych wynikającym ze znacznych rozmiarów rurociągów, często licznych rozgałęzień i osprzętu oraz charakterystyki dynamicznej procesu tłoczenia.

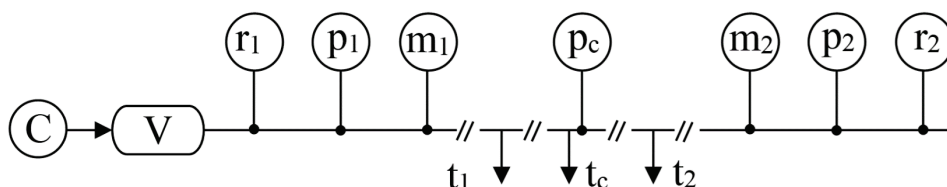
Istnieją liczne metody wykrywania, lokalizacji i oszacowywania wycieków gazu z rurociągów. Można spośród nich wyróżnić metody akustyczne [2, 23], obserwacje bezpośrednie (np. termowizyjne, wykorzystanie tresowanych psów) [21, 23], obserwacje ciśnień i przepływów [3, 4, 5, 8, 11, 12, 18, 20, 22, 23], wykorzystanie metod komputerowych (sieci neuronowe, filtry Kalmana) [1, 9, 10, 17, 23, 25]. Wszystkie te metody mają swoje słabe i mocne strony. Ze względu na konieczność dokładnego i niezawodnego wykrycia wycieków często równolegle jest stosowanych kilka metod diagnostycznych.

Bardzo popularne i często stosowane są metody opierające się na monitorowaniu przepływów i ciśnień medium w rurociągu. Ich niewątpliwą zaletą jest korzystanie z osprzętu, który jest standardowo dołączony do rurociągu w trakcie jego eksploatacji, jednak ich wadami są fałszywe alarmy oraz brak możliwości dokładnej lokalizacji wypływu. Jednym ze sposobów uzyskania dodatkowych sygnałów diagnostycznych, a przez to zwiększenia dokładności lokalizacji wycieków jest dołączenie do rurociągów dodatkowych urządzeń (korektorów). W poprzednich pracach [6, 7] autorzy pokazali

możliwość przejścia z diagnostyki sygnałowej [14, 15, 16] do dokładniejszej diagnostyki parametrycznej [7, 13], wykorzystując model w postaci wzmocnienia amplitudowego  $A^2$  [7, 13]. Model ten może zostać uzupełniony przez różnicę przesunięć fazowych  $\varphi$ , co zostało zaprezentowane w tym artykule.

## 2. Sygnały zarejestrowane podczas symulacji wycieków na stanowisku badawczym

Uproszczony schemat połączeń wraz z wykorzystywanymi sygnałami został przedstawiony na rys. 1 [5, 6].



**Rys. 1.** Schemat stanowiska do badania wycieków z długich rurociągów: C – sprężarka, V – zbiornik ciśnieniowy, r – korektory, p – czujniki ciśnienia, m – czujniki masowego natężenia przepływu, t – zawory upustowe [6]

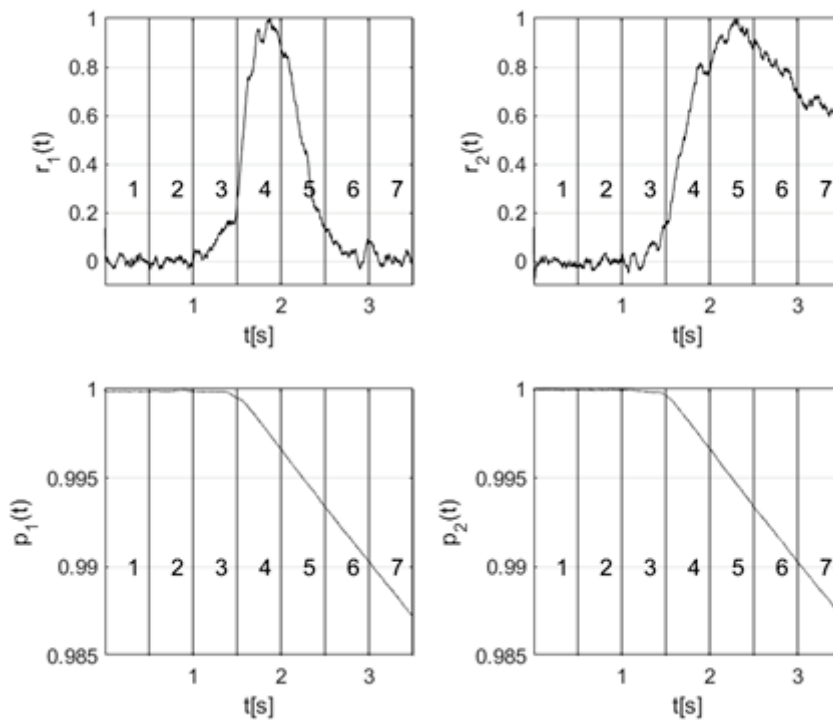
Na potrzeby badań zostało zbudowane stanowisko badawcze wg schematu z rys. 1. Symulacja wycieku medium (sprężonego powietrza) odbywa się za pomocą otwieranych zaworów upustowych (kraników) zamontowanych na początku ( $t_1$ ), w środku długości ( $t_c$ ) i na końcu rurociągu ( $t_2$ ). W trakcie pomiarów rejestrowane były przemieszczenia membrany ( $r_1$ ,  $r_2$ ) oraz ciśnienia medium w rurociągu ( $p_1$ ,  $p_2$  i  $p_c$ ).

Na rys. 2 zaprezentowano przykładowe wyniki badań podczas symulacji wycieku z dolnego upustu – dolnej części rurociągu ( $t_1$ ).

Przebiegi zarejestrowanych sygnałów zostały podzielone na okresy obserwacji (1–7) co 0,5 sekundy. Z wykresów jednoznacznie można odczytać miejsce symulowanego wycieku, który nastąpił ok. 1,3 s – w 3. okresie obserwacji (nastąpił spadek ciśnienia i wystąpiło przemieszczenie membrany). Punktem odniesienia jest 1. okres obserwacji – od 0 do 0,5 s – czyli stan, w którym membrana jest nieruchoma – nie drga.

Należy podkreślić, że symulowany wyciek jest bardzo mały (przepływ za zaworem  $t_1$  wynosi 0,0002 m<sup>3</sup>/s), stąd też spadek ciśnienia jest niewielki (rzędu 0,01 w ciągu 2 s).

W rzeczywistych warunkach stwierdzenie, że nastąpił wyciek tylko na podstawie tak małej zmiany ciśnienia byłby niewiarygodny. Dlatego w ocenie wycieku należałoby skorzystać z sygnałów pochodzących z innych czujników lub sygnały te zbadać w innych domenach.



**Rys. 2.** Przebieg sygnałów drgań membrany w korektorach  $r_1$  i  $r_2$  oraz sygnałów ciśnienia  $p_1$  i  $p_2$  w instalacji podczas wypływu powietrza z zaworu  $t_1, 1-7$  – okresy obserwacji sygnałów [3]

### 3. Podstawy teoretyczne metody diagnozowania wykorzystującej model w postaci przesunięcia fazowego

Dotychczas stosowane metody diagnozowania bazują na sygnałach określonych:

- w domenie (przestrzeni) czasu  $t$  (zarejestrowane sygnały z czujników np.  $y$  – sygnał z wybranego czujnika,  $x$  – sygnał otoczenia),
- przestrzeni czasu  $\tau$ : funkcje korelacji zarejestrowanych sygnałów np.  $R_{xx}, R_{yy}, R_{xy}$ ,
- w przestrzeni częstotliwości  $\omega$ : funkcje widmowe mocy zarejestrowanych sygnałów np.  $S_{xx}, S_{yy}, S_{xy}$ .

Wykorzystując teorię przetwarzania sygnałów, można przejść od sygnałów w przestrzeni czasu  $t$  poprzez przestrzeń czasu  $\tau$  do sygnałów w domenie częstotliwości  $\omega$ . Dzięki takiemu podejściu następuje przejście od diagnostyki sygnałowej do diagnostyki parametrycznej, która jest skuteczniejsza.

Relacje między sygnałami  $y$  i  $x$  w dziedzinie częstotliwości można wyrazić w postaci przesunięcia fazowego  $\varphi$ .

$$\varphi = \text{Arg} \frac{S_{xy}}{S_{xx}} \quad (1)$$

gdzie:  $\text{Arg}$  – argument funkcji,  $S$  – gęstość widmowa mocy,  $y$  – sygnał z wybranego czujnika,  $x$  – sygnał otoczenia.

W zaproponowanej metodzie identyfikacji wpływu gazu oprócz standardowych sygnałów (ciśnienie  $p$  i masowe natężenie przepływu  $m$ ) dodatkowo wykorzystany zostanie nowy sygnał pochodzący z korektora  $r$  (przemieszczenie membrany). Na podstawie trzech sygnałów można wyznaczyć wiele wariantów sygnałów określonych w domenie częstotliwości  $\omega$ : gęstości widmowe mocy sygnałów własne  $S_{pp}$ ,  $S_{mm}$ ,  $S_{rr}$  i wzajemne  $S_{pm}$ ,  $S_{pr}$ ,  $S_{mr}$ .

Wyznaczone moce widmowe są podstawą do wyznaczenia transmitancji widmowych opisujących relacje między tymi sygnałami:

$$G_{i_2 i_1} = \frac{S_{i_2 i_1}}{S_{i_2 i_2}} \quad (2)$$

$$G_{r_1 p_1} = \frac{S_{r_1 p_1}}{S_{r_1 r_1}} \quad (3)$$

Transmitancje widmowe są podstawą do wyznaczania kolejnych przesunięć fazowych ( $\varphi$ ).

$$\varphi_{i_2 i_1} = \text{Arg} G_{i_2 i_1} \quad (4)$$

$$\varphi_{r_1 p_1} = \text{Arg} G_{r_1 p_1} \quad (5)$$

Otrzymujemy liczny zbiór transmitancji, a stąd liczny zbiór przesunięć fazowych między mierzonymi sygnałami.

Powyższy model można również zapisać w postaci sparametryzowanej, dla wzoru 5 będzie on miał postać:

$$\varphi_{r_1 p_1} = \text{Arg} \frac{S_{r_1 p_1}}{S_{r_1 r_1}} = \text{Arg} \frac{L_0^* + L_1^* s + L_2^* s^2 + \dots + L_n^* s^n}{M_0^* + M_1^* s + M_2^* s^2 + \dots + M_n^* s^n} \quad (6)$$

gdzie:

$s$  – zmienna zespolona,  $s=j\omega$ ,

$L_i^*$ ,  $i = 0, 1, \dots, n$  – estymaty parametrów gęstości widmowej mocy wzajemnej sygnałów  
np.  $r_1$  i  $p_1$ ,

$M_i^*$ ,  $i = 0, 1, \dots, n$  – estymaty parametrów gęstości widmowej mocy własnej sygnału  
np.  $r_1$ .

#### 4. Analiza parametryczna symulowanych wycieków

Obliczenia zostały przeprowadzone dla kilku wariantów parametrycznego modelu diagnostycznego w postaci przesunięcia fazowego:

$$\text{a) } \varphi_{r_1 r_1} = \text{Arg } G_{r_1 r_1}(j\omega) \quad (7)$$

$$\text{b) } \varphi_{r_1 p_1} = \text{Arg } G_{r_1 p_1}(j\omega) \quad (8)$$

$$\text{c) } \varphi_{p_1 p_2} = \text{Arg } G_{p_1 p_2}(j\omega) \quad (9)$$

W przypadku a (ten sam sygnał, pochodzący z korektora  $r_1$ ) gęstość widmowa mocy wyznaczana jest w kolejno następujących po sobie odcinkach czasowych. W przypadkach b i c (różne sygnały) gęstość widmową mocy wyznacza się w tych samych odcinkach czasowych (rys. 2).

Zatem dla przypadku a, gdzie  $r_{12}$  – sygnał w czasie 0,5 – 1 s i  $r_{11}$  – sygnał w czasie 0 – 0,5 s, model diagnostyczny  $\varphi$  będzie przyjmował następującą postać:

$$\varphi_{r_{12} r_{11}} = \frac{S_{r_{12} r_{11}}}{S_{r_{12} r_{12}}} \quad (10)$$

W przypadkach b i c dla odcinka czasu 0,5 – 1 s modele diagnostyczne  $\varphi$  będą przyjmować następujące postacie:

$$\varphi_{r_{12} p_{12}} = \frac{S_{r_{12} p_{12}}}{S_{r_{12} r_{12}}} \quad (11)$$

$$\varphi_{p_{12} p_{22}} = \frac{S_{p_{12} p_{22}}}{S_{p_{12} p_{12}}} \quad (12)$$

W tab. 1 przedstawione zostały parametry dla modelu  $\varphi_{r_{1r_1}}$ , dla  $\varphi_{r_{1p_1}}$  w tab. 2, a dla  $\varphi_{p_{1p_2}}$  w tab. 3.

Tabela 1

Współczynniki modelu  $\Phi_{r1r1}$  dla sygnałów pochodzących z pierwszego korektora ( $r_1$ ) w kolejno następujących po sobie okresach obserwacji

|                 | L <sub>0</sub><br>[e-15] | L <sub>1</sub><br>[e-12] | L <sub>2</sub><br>[e-09] | L <sub>3</sub><br>[e-06] | L <sub>4</sub><br>[e-04] | L <sub>5</sub><br>[e-01] | M <sub>0</sub><br>[e-14] | M <sub>1</sub><br>[e-11] | M <sub>2</sub><br>[e-08] | M <sub>3</sub><br>[e-06] | M <sub>4</sub><br>[e-04] | M <sub>5</sub><br>[e-01] |
|-----------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| $\Phi_{r12r11}$ | -270                     | 270                      | -120                     | 27                       | -30                      | -0,99                    | -35                      | 39                       | -20                      | 62                       | -120                     | 12                       |
| $\Phi_{r13r12}$ | 32                       | -35                      | 16                       | -3,7                     | -1,1                     | 3,9                      | -13                      | 14                       | -7,8                     | 26                       | -60                      | 8,7                      |
| $\Phi_{r14r13}$ | 1,9                      | -17                      | 18                       | -8,5                     | 12                       | 9,0                      | 5,2                      | -6,3                     | 3,4                      | -9,3                     | 3,1                      | 9,8                      |
| $\Phi_{r15r14}$ | -7,5                     | -5,4                     | 12                       | -7,0                     | 11                       | 9,2                      | 2,1                      | -3,2                     | 2,1                      | -7,1                     | 3,3                      | 9,8                      |
| $\Phi_{r16r15}$ | 9,1                      | -21                      | 17                       | -6,7                     | 5,4                      | 9,3                      | 2,5                      | -3,6                     | 2,3                      | -7,4                     | 3,2                      | 9,9                      |
| $\Phi_{r17r16}$ | 81                       | -83                      | 38                       | -9,6                     | 11                       | 1,9                      | -3,7                     | 2,9                      | -0,8                     | 1,1                      | -9,6                     | 10                       |

Tabela 2

Współczynniki modelu  $\Phi_{r1p1}$  dla sygnałów pochodzących z pierwszego korektora ( $r_1$ ) i pierwszego czujnika ciśnienia ( $p_1$ ) w tych samych okresach obserwacji

|                 | L <sub>0</sub><br>[e-15] | L <sub>1</sub><br>[e-12] | L <sub>2</sub><br>[e-09] | L <sub>3</sub><br>[e-06] | L <sub>4</sub><br>[e-04] | L <sub>5</sub><br>[e-01] | M <sub>0</sub><br>[e-14] | M <sub>1</sub><br>[e-11] | M <sub>2</sub><br>[e-08] | M <sub>3</sub><br>[e-06] | M <sub>4</sub><br>[e-04] | M <sub>5</sub><br>[e-01] |
|-----------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| $\Phi_{r11p11}$ | -1,9                     | 5,7                      | -4,8                     | 2,1                      | -5,8                     | 1,8                      | -35                      | 39                       | -20                      | 62                       | -120                     | 12                       |
| $\Phi_{r12p12}$ | 6,5                      | -16                      | 14                       | -6,3                     | 13                       | 1,9                      | -13                      | 14                       | -7,8                     | 26                       | -60                      | 8,7                      |
| $\Phi_{r13p13}$ | -15                      | 1,7                      | 9,7                      | -6,7                     | 12                       | 8,8                      | 5,2                      | -6,3                     | 3,4                      | -9,3                     | 3,1                      | 9,8                      |
| $\Phi_{r14p14}$ | 12                       | -23                      | 18                       | -6,8                     | 4,8                      | 9,8                      | 2,1                      | -3,2                     | 2,1                      | -7,1                     | 3,3                      | 9,8                      |
| $\Phi_{r15p15}$ | 27                       | -35                      | 19                       | -5,2                     | -2,9                     | 9,6                      | 2,5                      | -3,6                     | 2,3                      | -7,4                     | 3,2                      | 9,9                      |
| $\Phi_{r16p16}$ | 24                       | -31                      | 17                       | -4,1                     | -4,9                     | 8,8                      | -3,7                     | 2,9                      | -0,8                     | 1,1                      | -9,6                     | 10                       |
| $\Phi_{r17p17}$ | 21                       | -23                      | 12                       | -3,3                     | 3,0                      | 2,5                      | -34                      | 37                       | -18                      | 52                       | -92                      | 9,2                      |

Tabela 3

Współczynniki modelu  $\Phi_{p1p2}$  dla sygnałów pochodzących z pierwszego czujnika ciśnienia ( $p_1$ ) i drugiego czujnika ciśnienia ( $p_2$ ) w tych samych okresach obserwacji

|                 | L <sub>0</sub><br>[e-15] | L <sub>1</sub><br>[e-12] | L <sub>2</sub><br>[e-09] | L <sub>3</sub><br>[e-06] | L <sub>4</sub><br>[e-04] | L <sub>5</sub><br>[e-01] | M <sub>0</sub><br>[e-14] | M <sub>1</sub><br>[e-11] | M <sub>2</sub><br>[e-08] | M <sub>3</sub><br>[e-06] | M <sub>4</sub><br>[e-04] | M <sub>5</sub><br>[e-01] |
|-----------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| $\Phi_{p11p21}$ | 13                       | -23                      | 17                       | -6,2                     | 2,8                      | 9,8                      | 1,3                      | -2,3                     | 1,7                      | -6,2                     | 2,8                      | 9,8                      |
| $\Phi_{p12p22}$ | 13                       | -23                      | 17                       | -6,2                     | 2,8                      | 9,8                      | 1,3                      | -2,3                     | 1,7                      | -6,2                     | 2,8                      | 9,8                      |
| $\Phi_{p13p23}$ | 13                       | -23                      | 17                       | -6,2                     | 2,8                      | 9,8                      | 1,3                      | -2,3                     | 1,7                      | -6,2                     | 2,8                      | 9,8                      |
| $\Phi_{p14p24}$ | 13                       | -23                      | 17                       | -6,2                     | 2,8                      | 9,8                      | 1,3                      | -2,3                     | 1,7                      | -6,2                     | 2,8                      | 9,8                      |
| $\Phi_{p15p25}$ | 13                       | -23                      | 17                       | -6,2                     | 2,8                      | 9,8                      | 1,3                      | -2,3                     | 1,7                      | -6,2                     | 2,8                      | 9,8                      |
| $\Phi_{p16p26}$ | 13                       | -23                      | 17                       | -6,2                     | 2,8                      | 9,8                      | 1,3                      | -2,3                     | 1,7                      | -6,2                     | 2,8                      | 9,8                      |
| $\Phi_{p17p27}$ | 13                       | -23                      | 17                       | -6,2                     | 2,8                      | 9,8                      | 1,3                      | -2,3                     | 1,7                      | -6,2                     | 2,8                      | 9,8                      |



Z rys. 2 widać, że wyciek nastąpił w 3 odcinku czasu – pomiędzy 1 a 1,5 sekundy. Na podstawie analizy tab. 1 również dany wyciek widać w zmianie parametrów modelu  $\varphi_{r13r12}$  (1 s=1,5 s) zmiana znaku większości parametrów  $L$  w porównaniu do parametrów czasie poprzedzającym.

W przypadku tab. 2 również nastąpiła zmiana wartości i znaku parametrów w momencie symulowanego wycieku  $\varphi_{r12p12}$ .

W przypadku tab. 3 nie ma zaobserwowanych różnic pomiędzy parametrami modelu w ciągu całego badania – wynika to z wykorzystania tylko sygnałów ciśnienia  $p_1$  i  $p_2$  których zmiana jest mała przy małych wyciekach. Zatem modelu tego nie należy wykorzystywać w tej konfiguracji.

## 5. Podsumowanie

Przejsie na czasowo-częstotliwościową analizę sygnałów poprzez zastosowanie sparametryzowanego modelu w postaci różnicy przesunięć fazowych  $\varphi$  daje dużo większe możliwości niż stosowanie metod bazujących na wskaźnikach jakości, których liczba jest ograniczona.

Wykorzystanie sygnałów z dołączonych do stanowiska badawczego korektorów znacznie zwiększa czułość stosowanej metody (obserwowane zmiany w tab. 1 i 2, brak zmian w tab. 3).

Metoda diagnozowania bazująca na przesunięciu fazowym  $\varphi(j\omega)$  jest metodą rozwojową. Opisana tu metoda parametryczna w ujęciu rozwiniętym (wiele parametrów  $L$  i  $M$ ) mogą być przedstawione w ujęciu syntetycznym: część rzeczywista w liczniku ( $P_L$ ) i część urojona w liczniku  $Q_L$  oraz część rzeczywista w mianowniku ( $P_M$ ) i część urojona w mianowniku  $Q_M$ . Ostatecznie mogą być wyznaczone charakterystyki amplitudowo-fazowe transmitancji  $G(j\omega) = A(\omega)e^{i\varphi(\omega)}$  i być interpretowane zgodnie z zasadami automatyki.

### **Podziękowania**

*Badania zostały zrealizowane w ramach pracy badawczej nr WZ/WM/1/2019 (Grądzki Rafał) oraz S/WM/2/2017 (Golak Karol) w Politechnice Białostockiej i sfinansowane z subwencji przekazanej przez Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego.*

## 6. Literatura

1. Abdulimen K.E., Susu A.A.: Liquid pipeline leak detection system: model development and numerical simulation. *Chemical Engineering Journal*, Vol. 97, Iss. 1, 2004.
2. Colombo A.F., Lee P., Karney B.W.: A selective literature review of transient-based leak detection methods. *Journal of Hydro-Environment Research*, Vol. 2, No. 4, 2009.
3. Ferrante M., Brunone B.: Pipe system diagnosis and leak detection by unsteady-state tests. 2. Wavelet analysis. *Advances in Water Resources*, Vol. 26, No. 1, 2003.
4. Ghazali M.F., Beck S.B.M., Shucksmith J.D., Boxall J.B., Staszewski W.J.: Comparative study of instantaneous frequency based methods for leak detection in pipeline networks. *Mechanical Systems and Signal Processing*, Vol. 29, 2012.
5. Grądzki R., Golak K., Lindstedt P., Bartoszewicz B.: Reasons for the experimental research of gas outflows based on the signals of weak interactions between the tested model of the gas pipeline, and tested equalizer. *Journal of KONBiN*, Vol. 34, Iss. 1, 2015, DOI 10.1515/jok-2015-0022.
6. Grądzki R., Golak K., Lindstedt P.: Basics of the Corrective - Resonant Spectral Method of Gas Flow Identification from the Damaged Pipeline and its Experimental Verification. *Journal of KONBiN*, Vol. 44, 2017, DOI 10.1515/jok-2017-0066.
7. Grądzki R., Golak K., Lindstedt P.: Parametric and nonparametric diagnostic models for blades in the rotating machinery with environment elimination. *Journal of KONES* Vol. 23, nr 2, 2016.
8. Hao J., Zhang L., Wei L., Ding Q.: Integrated leakage detection and localization model for gas pipelines based on the acoustic wave method. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, Vol. 27, 2014.
9. Kowalczyk Z., Gunawickrama K.: Detekcja i lokalizacja wycieków w rurociągach przesyłowych. W: J. Korbicz, J. Kościelny, Z. Kowalczyk, W. Cholewa (red.): *Diagnostyka procesów. Modele metody sztucznej inteligencji, zastosowania*. WNT, Warszawa, 2002.
10. Laurentys C.A., Bomfim C.H.M., Menezes B.R., Caminhas W.M.: Design of a pipeline leakage detection using expert system: A novel approach. *Journal Applied Soft Computing*, Vol. 11, Iss. 1, 2011.
11. Lee P.J., Vítkovský J.P., Lambert M.F., Simpson A.R., Liggett J.A.: Frequency domain analysis for detecting pipeline leaks. *Journal of Hydraulic Engineering*, Vol. 131, No. 7, 2005.
12. Li S., Wen Y., Li P., Yang J.: Leak location in gas pipelines using cross-time frequency spectrum of leakage-induced acoustic vibrations. *Journal of Sound and Vibration*, Vol. 333, No. 17, 2014.
13. Lindstedt P., Grądzki R.: Model for blade diagnosis in a working rotor machine employing the method of virtual elimination of stochastic environment. *Archive of Mechanical Engineering*, Vol. 58, Nr 3, 2011.

14. Lindstedt P.: Słabe interakcje w procesie diagnozowania wycieków z układów hydraulicznych. Prace Naukowe Instytutu Technicznego Wojsk Lotniczych, nr 10, 2000.
15. Lindstedt P.: The method of complex worthiness assessment of an engineering object in the process of its use and service. Solid State Phenomena, Vol. 144/2009, Trans Tech Publications, Switzerland 2009.
16. Lindstedt P.: Weak interactions between objects in the signal-based and parametric diagnostics of transport-dedicated complex engineering systems. Aircraft Engineering and Aerospace Technology, Vol. 77, Nr 3, 2005.
17. Liu P.T., Gong R.K., Gong Y.H., Wang C.H.: A Gas Pipeline Leakage Diagnosis of Fusing BP Neural Network Basing on WSN and D-S Theory. Applied Mechanics and Materials, V. 541-542, 2014.
18. Ostapkowicz P.: Signals of weak interobject interactions in diagnosing of leakages from pipelines. Eksploatacja i niezawodność, nr 33, 1/2007.
19. Rajtar J.M., Muthiah R.: Pipeline leak detection system for oil and gas flowlines. Journal of Manufacturing Science and Engineering, Transactions of the ASME, Vol. 119, no. 1, 1997.
20. Rashid S., Qaisar S., Saeed H., Felemban E.: Performance analysis of leak detection algorithm in long range pipeline networks using transform analysis. Proceedings of the IEEE Conference on Systems, Process and Control (ICSPC '13).
21. Saeed H., Ali S., Rashid S., Qaisar S., Felemban E.: Reliable monitoring of oil and gas pipelines using wireless sensor network (WSN), Proceedings of the IEEE 9th International System of Systems Engineering Conference, 2014.
22. Scott S.L., Barrufet M.A.: Worldwide Assessment of Industry Leak Detection Capabilities for Single & Multiphase Pipelines. Project Report Prepared for the Minerals Management Service, OTRC Library Number: 8/03A120, University of Texas, Austin, 2003.
23. Sivathanu Y.: Natural Gas Leak Detection in Pipelines. U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, 2003.
24. Sobczak R.: Lokalizacja nieszczelności w rurociągach metodą śledzenia czół fal ciśnienia, Przemysł Chemiczny, nr 83, 6/2004.
25. Yang Z., Liu M., Shao M., Ji Y.: Research on Leakage Detection and Analysis of Leakage Point in the Gas Pipeline System, Open Journal of Safety Science and Technology Vol. 1, No. 3, Pub. Date: December 30, 2011.

