

Michał SYFERT, Marcin STACHURA

Instytut Automatyki i Robotyki

Politechnika Warszawska, Warszawa

BIEŻĄCA DIAGNOSTYKA TORÓW POMIAROWYCH ORAZ NIESZCZELNOŚCI SIECI GAZOWEJ

Słowa kluczowe

Bieżąca detekcja uszkodzeń, walidacja torów pomiarowych, systemy diagnostyczne.

Streszczenie

W artykule przedstawiono pilotażowe wdrożenie systemu bieżącej diagnostyki torów pomiarowych oraz detekcji nieszczelności wykonane dla testowego odcinka sieci gazowej. Aplikacja zrealizowana została z wykorzystaniem modułów systemu zaawansowanego monitorowania i diagnostyki AMandD. Na początku przedstawiono krótki opis procesu oraz zrealizowany symulator sieci gazowej wraz z opisem możliwości jego zastosowania w opisywanym systemie. Następnie opisano strukturę systemu oraz podano szczegóły realizacji algorytmów detekcji i lokalizacji uszkodzeń. Na zakończenie zaprezentowano wyniki pierwszych testów systemu oraz podsumowano jakość działania systemu oraz możliwy zakres zastosowania.

Wprowadzenie

W rozległych instalacjach wykorzystywanych do transportu gazu oraz ropy istotnym problemem jest bieżące monitorowanie stanu instalacji zarówno w zakresie prawidłowego działania urządzeń pomiarowych, jak i występowania nieszczelności (powstających w sposób naturalny lub w wyniku próby kradzieży

surowca). Wiele ośrodków badawczych podejmuje próby monitorowania tego typu sieci. Ze względu na właściwości fizyczne uzyskuje się dosyć dobre rezultaty dla ropociągów. Natomiast monitorowanie sieci przesyłowej gazu ziemnego jest znacznie bardziej skomplikowane ze względu na zupełnie inne właściwości transportowanego medium.

W niniejszym artykule przedstawiono pilotowe wdrożenia systemu zaawansowanego monitorowania i diagnostyki AMandD [3] opracowanego w Instytucie Automatyki i Robotyki Politechniki Warszawskiej do realizacji zadań bieżącego monitorowania fragmentu sieci gazociągowej. Omówiono kolejne etapy realizacji systemu włącznie z pierwszymi wynikami przeprowadzonych testów.

Zastosowane podejście do realizacji algorytmów detekcyjnych zakładało odtwarzanie zmiennych procesowych na podstawie modelu globalnego lub zbioru modeli cząstkowych pokrywających całą instalację. Na podstawie porównywania wyjść z modeli z rzeczywistymi wielkościami procesowymi generowane są klasyczne residua wykorzystywane do detekcji uszkodzeń. W pierwszej fazie realizacji systemu opracowano model analityczny sieci gazowej, w którego strukturze modelowane są poszczególne fragmenty gazociągu. Model ten wykorzystany został na dwa sposoby: (a) jako narzędzie pomocnicze odtwarzające wartość skumulowanego przepływu w głównym rurociągu w poszczególnych jego fragmentach, oraz jako (b) zbiór cząstkowych modeli analitycznych odtwarzających ciśnienie w poszczególnych stacjach poborów gazu. Dodatkowo uzyskany model może pełnić rolę wzorcowego procesu. Pozwoli to na symulacje wycieków oraz badanie algorytmów detekcji i lokalizacji uszkodzeń w warunkach laboratoryjnych.

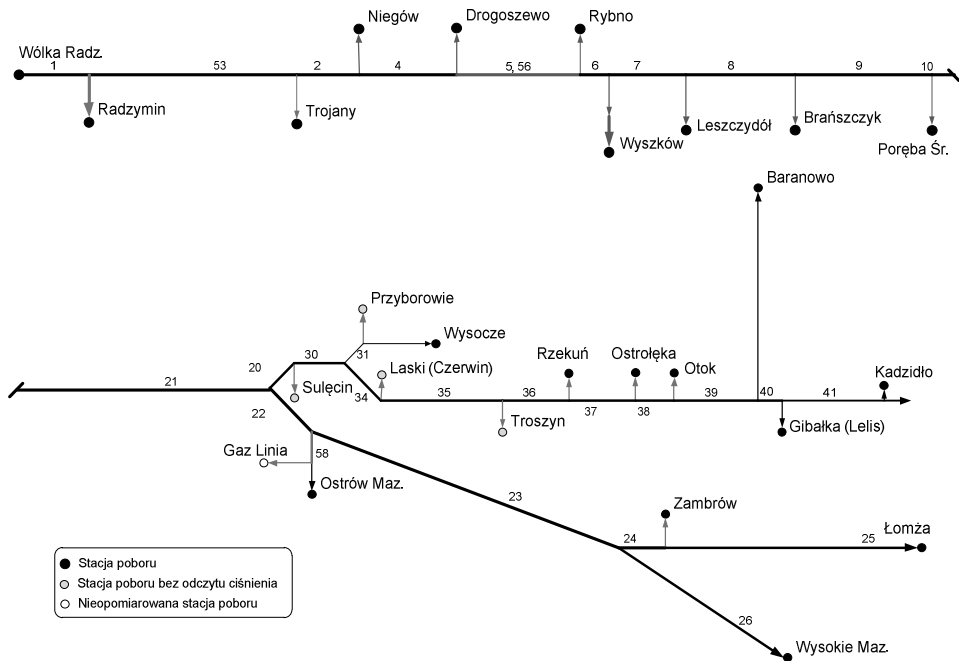
Na kolejnym etapie przystąpiono do konfiguracji modułów detekcji i lokalizacji uszkodzeń systemu diagnostycznego. Do oceny residuów zastosowano logikę rozmytą, która umożliwi łatwe uwzględnienie niepewności związanej z oceną wartości residuów wahającej się wokół zera podczas normalnej pracy. Wiedza o relacji diagnostycznej wiążącej występujące uszkodzenia z obserwowanymi symptomami pozyskana została na podstawie wiedzy eksperckiej na temat występujących zależności pomiędzy parametrami gazu w poszczególnych węzłach sieci oraz struktury modeli wykorzystywanych do generowania residuów. Relacja diagnostyczna wykorzystywana jest do lokalizacji uszkodzeń.

W ostatniej fazie skonfigurowano interfejs graficzny operatora systemu (wersja dedykowana do monitorowania uszkodzeń torów pomiarowych ciśnień oraz detekcji nieszczelności), sprzęgnięto system diagnostyczny z systemem monitorowania sieci gazowej w trybie bieżącej wymiany danych, przeprowadzono podstawowe testy systemu oraz oszacowano jego zdolność realizacji postawionych celów.

Opis poszczególnych etapów zamieszczono w kolejnych rozdziałach.

1. Opis procesu

Odcinek sieci objęty wdrożeniem obejmował fragment rzeczywistego gazociągu zasilanego ze stacji w Wólce Radzyńskiej wraz z całą siecią występujących dalej stacji poborów. Stacje poborów są jedynymi punktami poboru gazu, nie ma odcinka prowadzącego do dalszego fragmentu gazociągu. W najdłuższej linii długość monitorowanej sieci wynosi 162 km przy sumarycznej długości gazociągu wynoszącej 257 km (uwzględniając doprowadzenia do stacji poborowych). Średnica gazociągu głównego wynosi 250 i 200 mm. Pozostałe odcinki mają średnice 50, 100 i 150 mm.



Rys. 1. Schemat monitorowanej sieci gazowej (w skali) wraz z oznaczeniem stacji poborów

W tym fragmencie sieci znajdują się 24 stacje poboru. W większości stacji dostępne są pomiary strumieni pobieranego gazu (ozn. $Q_{wy[stacja]}$) oraz wartości ciśnień (ozn. $P_{wy[stacja]}$) w rurociągu zasilającym w części wysokociśnieniowej. Cztery węzły, w których nie ma dostępnych pomiarów ciśnień oznaczono na rys. 1. Strumień pobieranego gazu w stacji nieopomiarowanej (Gaz Linia) musi być traktowany jako niemierzalne zakłócenie. Stanowi ono istotną przeszkodę w monitorowaniu nieszczelności z określonego fragmentu instalacji. Niedostępność sygnału pomiarowego ciśnienia w stacji poboru ogranicza jedynie możliwość zastosowania modeli odtwarzających tę wartość. Ogranicza to

możliwość prowadzenia detekcji nieszczelności do dłuższych fragmentów gazociągu.

Na wejściu analizowanego odcinka dostępny jest pomiar przepływu (ozn. QweWolkaRadz) oraz ciśnienia zasilania (ozn. PweWolkaRadz). Wartość ciśnienia na wejściu utrzymywana jest, poprzez działanie układu regulacji, na stałym poziomie. W ten sposób wartość ta uniezależniana jest od aktualnych wartości strumieni poboru gazu w poszczególnych stacjach.

Wszystkie dane pomiarowe dostępne są z okresem próbkowania równym 60 s. Okres ten został specjalnie ujednolicony na potrzeby realizowanego projektu.

2. Symulator analityczny sieci gazowej

W wykonanej aplikacji wykorzystano analityczny model sieci gazowej. Poniżej przedstawiono podsumowanie jego struktury, metod wykorzystanych do stronienia parametrów oraz dwa główne cele wykorzystania w realizowanej aplikacji.

2.1. Struktura modelu

Analityczny symulator sieci modeluje ciśnienie wyjściowe w poszczególnych odcinkach gazociągu. Model całej instalacji podzielony został na odcinki (podsystemy w modelu symulatora) odpowiadające fragmentom gazociągu pomiędzy kolejnymi stacjami odbiorczymi. Poszczególne modele cząstkowe (czyli bloki funkcyjne) symulują zjawiska fizyczne zachodzące w odcinkach rurociągu pomiędzy kolejnymi stacjami.

Sygnalami wejściowymi do modelu każdego odcinka rurociągu są: ciśnienie oraz przepływ wyjściowy z modelowanej części instalacji:

$$p_2 = \sqrt{p_1^2 - \frac{1,62114 q_{v,n}^2 \rho_n^2 ZRT \lambda L}{D^5}} \quad (1)$$

gdzie: $q_{v,n}$ – strumień objętości w warunkach normalnych [m^3/h], ρ_n – gęstość gazu w warunkach normalnych [kg m^3], p_1 i p_2 – ciśnienia absolutne na wlocie i wylocie rozpatrywanego gazociągu [Pa], D – średnica wewnętrzna gazociągu [m], Z – współczynnik ściśliwości, R – stała gazowa [$\text{J}/(\text{molK})$], T – temperatura bezwzględna [K], L – długość rozpatrywanego odcinka gazociągu [m], λ – współczynnik strat liniowych [-].

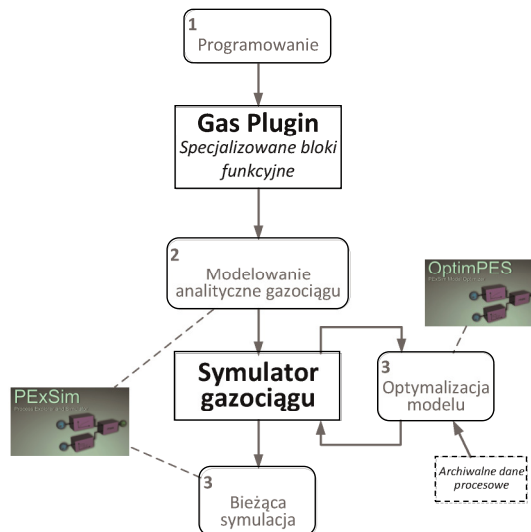
Statyczny model spadku ciśnienia uzupełniono uproszczonym modelem dynamiki przepływu oraz zmianami natężenia przepływu spowodowanymi akumulacją gazu w objętości rurociągu [5].

Koncepcja zastosowanego opisu matematycznego nie polega na tworzeniu modelu uniwersalnego. Proponowane podejście opiera się na założeniu, że opracowany symulator będzie narzędziem wspomagającym diagnostykę. Przyjęty opis zawiera wiele uproszczeń oraz zależności wyznaczonych na drodze empirycznej, bazując na dostępnych bieżąco pomiarach.

Opracowany model wzbogacono o możliwość symulowania przecieków w instalacji, co umożliwi testowanie algorytmów diagnostycznych w trybie off-line. Wprowadzany przeciek może znajdować się w dowolnym punkcie modelowanego odcinka i mieć dowolną wartość natężenia przepływu.

2.2. Strojenie parametrów

Budowę symulatora można przedstawić jako proces iteracyjny, składający się z kilku kroków. Po pierwsze równania opisujące zjawiska fizyczne zaimplementowano w postaci specjalistycznej biblioteki (Gas Plugin) modułu obliczeniowego PExSim (Syfert i Wnuk, 2010) środowiska AMandD. Następnie z dostępnych w bibliotece bloków funkcyjnych zbudowano strukturę modelowanej sieci zgodnie z jej rzeczywistą konfiguracją. Ostatnim etapem było dopasowanie zbudowanego modelu do rzeczywistego obiektu. W tym celu zastosowano moduł PExSim Optimizer (OptimPES). Moduł ten wykorzystuje algorytmy optymalizacji statycznej do zadania optymalizacji modelu, tj. takiego doboru współczynników występujących w równaniach opisujących przepływ gazu przez rurociąg, aby minimalizować zadaną funkcję celu, którą jest zgodność modelu z procesem (czyli pomiarami ciśnień w poszczególnych punktach pomiarowych).



Rys. 2. Etapy procesu konfiguracji oraz strojenia modelu analitycznego

2.3. Odtwarzanie skumulowanego przepływu

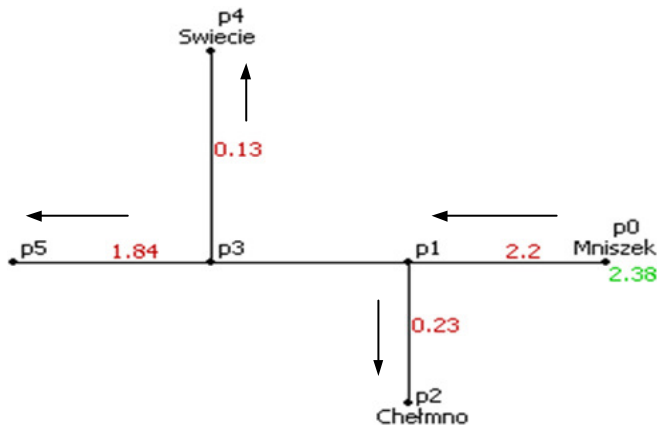
Zarejestrowane pomiary natężenia przepływu gazu obejmują jego pobory w poszczególnych stacjach. Całkowite natężenie przepływu gazu przez kolejne odcinki gazociągu nie jest dostępne pomiarowo. Może być ono jednak obliczone na podstawie zależności:

$$Q_{we} = Q_{wy} + Q_L + Q_C \quad (2)$$

gdzie: Q_{we} [m^3/h] – natężenie przepływu gazu przepływające przez rozpatrywany odcinek rurociągu, Q_{wy} [m^3/h] – natężenie wypływu gazu z rurociągu, Q_L [m^3/h] – natężenie przepływu przecieku na rozpatrywanym odcinku, Q_C [m^3/h] – lokalna konsumpcja gazu.

Na podstawie powyższej zależności można obliczyć ilość gazu, wpływającą do rozpatrywanego odcinka na podstawie poborów w kolejnych stacjach. Przykładowo, w odcinku pomiędzy punktami p_1 i p_3 (rys. 3) natężenie przepływu wynika z zależności:

$$Q_{p0} = Q_{p3} + Q_{p1} + Q_{Lp0} + Q_{Cp0} \quad (3)$$



Rys. 3. Przykładowy fragment instalacji

Opracowany symulator może więc służyć także do oszacowania ilości gazu płynącego przez wybrany odcinek instalacji. Wartość tę nazwać będziemy skumulowanym przepływem (ozn. QID[nr_odcinka]).

2.4. Odtwarzanie skumulowanego przepływu

Opracowany model gazociągu może być wykorzystywany w dwóch wersjach:

- jako model globalny – GAM (ang. *Global Analytical Model*), w którym sygnał ciśnienia wejściowego czerpany był z pomiarów jedynie dla pierwszej stacji instalacji (Wólka Radzyńska – wlot do całego gazociągu), w pozostałych stacjach sygnał ciśnienia wejściowego do odcinka rurociągu był sygnałem wyjściowym ze stacji poprzedniej, obliczonym na podstawie modelu,
- jako zbiór modeli cząstkowych – PAM (ang. *Partial Analytical Model*), w tym przypadku sygnał ciśnienia wejściowego, w każdym odcinku gazociągu, czerpany był z zarejestrowanych pomiarów.

Badano możliwość wykorzystania obu powyższych struktur do zadań generacji residuów na potrzeby detekcji i lokalizacji uszkodzeń. Ze względu na postać uzyskiwanej relacji diagnostycznej ostatecznie wykorzystano zbiór modeli cząstkowych PAM. W tym przypadku uzyskuje się znacznie rzadszą macierz diagnostyczną, co jest korzystne ze względu na wrażliwość algorytmów na błędy modelowania oraz ewentualną błędną ocenę residuów. Dodatkowo zbiór modeli cząstkowych charakteryzował się nieco lepszym odwzorowaniem ciśnień, szczególnie w dalszych fragmentach gazociągu.

3. Struktura systemu diagnostyki

W skład skonfigurowanego i uruchomionego systemu bieżącej diagnostyki sieci gazociągowej wchodzi kilka niezależnych jednostek obliczeniowych. Ogólna struktura systemu została pokazana na rys. 4.

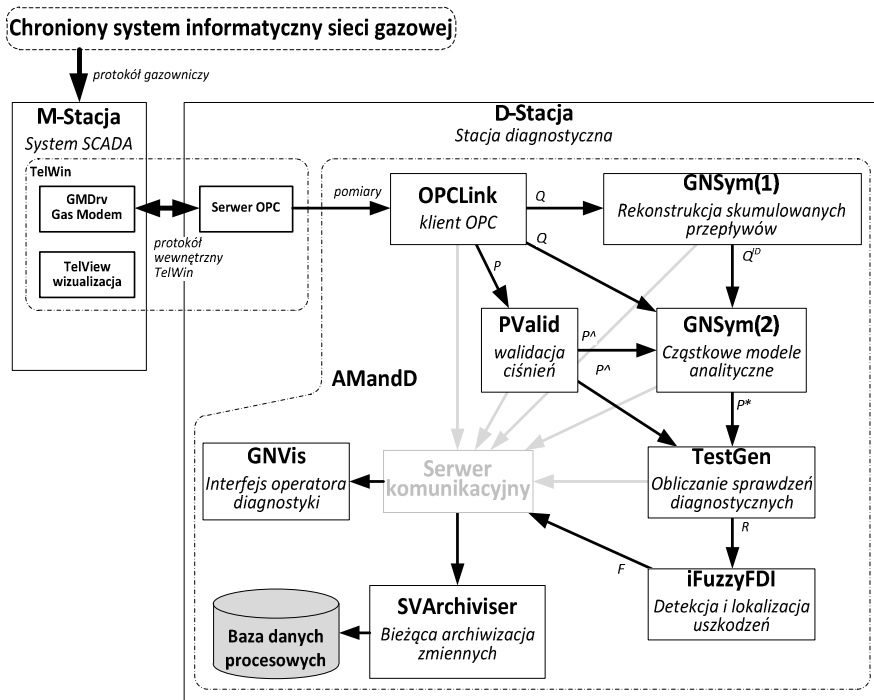
Systemem wykorzystywanym do monitorowania pracy sieci przez przedsiębiorstwo zajmujące się jej utrzymaniem jest system SCADA o nazwie TelWin. System ten umożliwia wymianę danych z systemami zewnętrznymi, między innymi poprzez serwer OPC. Pobieranie danych z zabezpieczonej sieci zakładowej możliwe jest jedynie z poziomu specjalnie przygotowanej stacji systemu TelWin (M-stacja) poprzez wykorzystanie protokołu gas modem. Następnie dane pobierane są przez klienta OPC (D-stacja: OPCLink) do systemu AMandD.

Pobierane zmienne procesowe przekazywane są następnie do dwóch modułów pomocniczych:

- modułu PValid zajmującego się walidacją sygnałów pomiarowych. Ze względu na występujące nieskalibrowanie przetworników pomiarowych wykonywane jest przesunięcie wartości sygnałów o współczynniki wyznaczone podczas procesu konfiguracji systemu diagnostycznego. Odpowiada to procesowi kalibracji sygnałów. W ten sposób na wejścia modeli wykorzystywanych do detekcji uszkodzeń podawana jest prawidłowa (w stosunku do stanu

procesu z chwili konfiguracji systemu diagnostycznego) wartość ciśnień w poszczególnych stacjach poborów gazu (ozn. P^\wedge);

- modułu GNSym(1) odpowiedzialnego za wyznaczanie skumulowanych wartości przepływu gazu w poszczególnych odcinkach głównej nitki gazociągu (ozn. QID).



Rys. 4. Moduły systemu diagnostyki oraz połączenie z zewnętrznym systemem monitorowania sieci

Modułami odpowiedzialnymi za właściwe obliczenia są:

- moduł GNSym(2) odpowiedzialny za symulację zbioru cząstkowych modeli analitycznych odtwarzających wartości ciśnień w poszczególnych stacjach poboru (ozn. P^*),
- moduł TestGen obliczający oraz filtrujący wartości residuów (ozn. R),
- moduł iFuzzyFDI odpowiedzialny za rozmytą ocenę residuów oraz właściwe wnioskowanie diagnostyczne. Na wyjściu tego modułu pojawiają się współczynniki pewności obecności poszczególnych uszkodzeń (ozn. P^\wedge) oraz sformułowana ostateczna diagnoza.

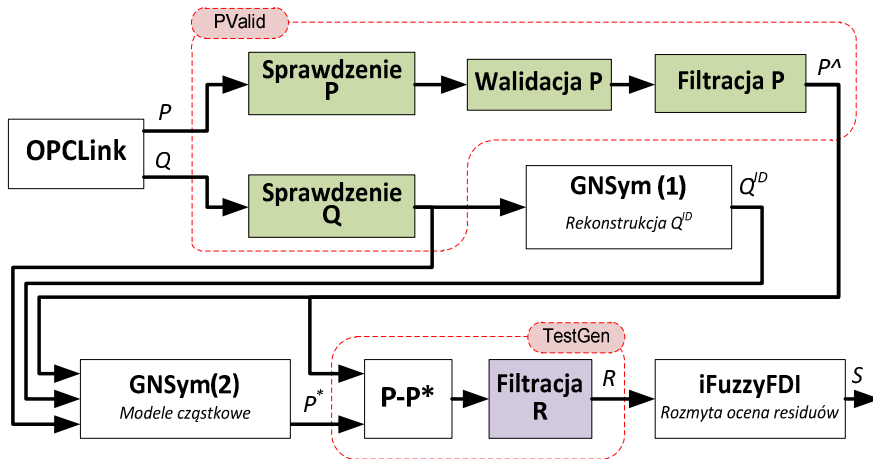
W systemie AMandD został także zrealizowany moduł graficznego interfejsu operatora GNVIs. Za jego pomocą system przekazuje informacje o wypra-

cowanej diagnozie. Przygotowano także kilka dodatkowych ekranów pozwalających na wykonanie bardziej wnikliwej analizy pracy sieci gazociągowej.

Dodatkowo uruchomiono moduł archiwizacji zmiennych procesowych SVArchiviser. Odpowiedzialny jest on za tworzenie lokalnych (w systemie AMandD) archiwów zmiennych procesowych oraz zmiennych wyliczanych (sygnałów modelowanych, residuów itp.).

4. Algorytmy detekcji uszkodzeń

Schemat blokowy wstępnego przetwarzania sygnałów oraz wyznaczania residuów przedstawiony został na rys. 5.



Rys. 5. Schemat wstępnego przetwarzania zmiennych oraz wyznaczania residuów

Na pierwszym etapie zmienne procesowe poddawane są wstępnemu przetwarzaniu. W tym zakresie realizowane są:

- **Sprawdzanie – uzupełnianie brakujących danych.** Dane pozyskiwane z systemu monitoringu sieci gazowej zawierają wiele nieciągłości pomiarowych spowodowanych brakiem (wartości zerowe) lub błędami (sygnalizacja statusem) pomiaru. System diagnostyczny ma możliwość oznaczenia brakujących danych poprzez ustawienie odpowiedniego statusu zabezpieczającego przed ich uwzględnieniem w dalszym etapie przetwarzania. Niestety, takie próbki propagują się w strukturze przetwarzania i na dłuższą chwilę uniemożliwiają prowadzenie obliczeń. Aby zminimalizować skalę tego zjawiska oraz umożliwić ciągłą pracę cząstkowych modeli analitycznych, brakujące wartości sygnałów ciśnień zastępowane są, w zadanym oknie czasowym, wartościami aproksymowanymi. Aproksymacja wykonywana jest poprzez

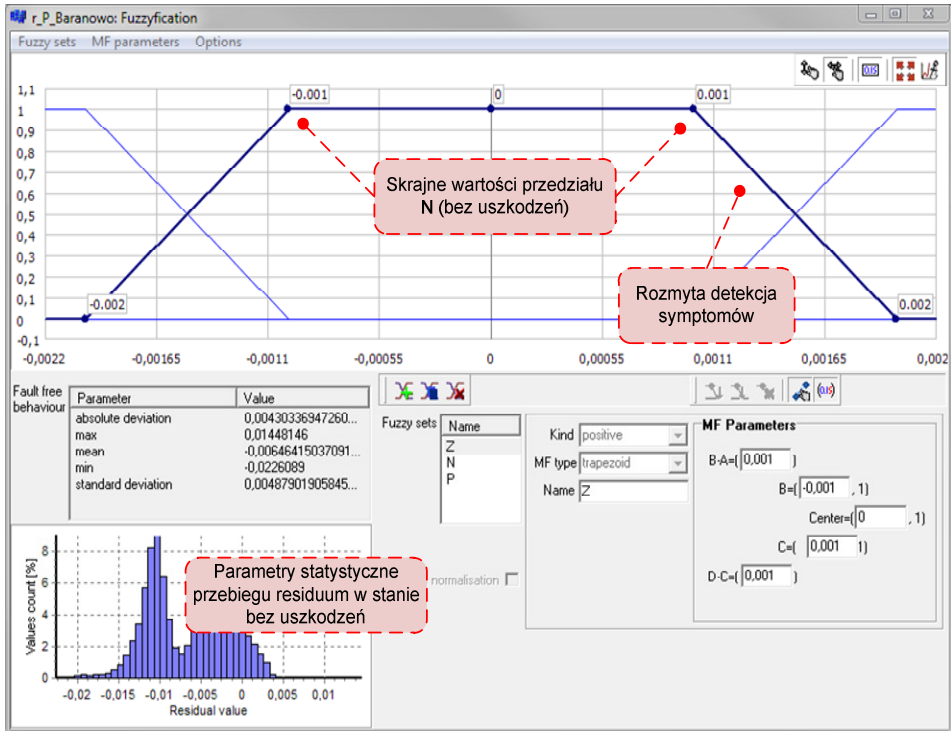
wyznaczenie prostej dla n ostatnich wartości sygnału wejściowego według metody LS (najmniejszej sumy kwadratów). Kolejne wartości sygnału pomiarowego wyznaczane są jako przedłużenie wyznaczonej prostej.

- **Walidacja pomiaru ciśnień Pwy w stacjach poborów gazu.** Odpowiednia kalibracja czujników pomiarowych na instalacji dokonywana jest w sposób ciągły przez służby utrzymania ruchu. Niestety, ze względu na liczbę punktów pomiarowych oraz rozległy obszar, który pokrywa instalacja, w procesie właściwie cały czas występują nieskalibrowane pomiary. Kalibracja sygnałów dokonana po uruchomieniu systemu diagnostycznego powodowałaby konieczność jego rekonfiguracji. Aby uodpornić algorytmy systemu diagnostycznego wprowadzono walidację torów pomiarowych polegającą na przesunięciu sygnału (odpowiednik zerowania) o wskazaną wartość. W takim przypadku, po wykonaniu kalibracji należy jedynie uaktualnić wartości współczynników przesunięcia. W ten sposób zapewniona jest prawidłowa praca algorytmów diagnostycznych.
- **Filtracja sygnałów ciśnień Pwy.** Ze względu na duże wartości zakłóceń wartości ciśnień poddawane są filtracji metodą średniej kroczącej, zwykle w oknie czasowym o długości 5 próbek. Dla kilku szczególnie zasumionych pomiarów zastosowano filtrację w oknie o szerokości 7 i 10 próbek.

W kolejnym kroku: (a) wyznaczane są skumulowane wartości przepływu gazu w poszczególnych odcinkach głównego gazociągu (moduł GNSym(1)) według wcześniej opisanych zasad oraz (b) symulowane cząstkowe modele analityczne odtwarzające wartości ciśnień w poszczególnych stacjach poboru. Na tej podstawie wyznaczany jest zbiór R 20 residuów wyliczanych jako różnica pomiędzy sygnałem pomiarowym ciśnienia a wartością odtwarzaną z modelu.

Wartości residuów także poddawane są filtracji metodą średniej kroczącej w oknie czasowym o długości 10 próbek. Zabieg taki wprowadza stosunkowo niewielkie opóźnienie detekcji (zupełnie bez znaczenia w przypadku wykrywania niewyzerowania przetworników), natomiast pozwala zminimalizować liczbę fałszywych diagnoz spowodowanych chwilowymi, zwiększonymi błędami modelowania.

Do detekcji wykorzystano trójwartościową, rozmytą ocenę residuów. Wartości progowe oceny ustalono na podstawie analizy parametrów statystycznych oraz charakteru przebiegów residuum w stanie bez uszkodzeń. Krańcowe wartości przedziału zmienności w stanie bez uszkodzeń (ozn. Z) wahają się w granicach od ± 14 kPa do ± 30 kPa (przy ciśnieniu roboczym około 4,3 MPa). W dwóch skrajnych przypadkach granice te wynoszą ± 120 kPa. Na rys. 6 pokazano dobór parametrów rozmytej oceny na przykładzie residuum dla pomiaru ciśnienia w Baranowie (w skali 1/10 dla testów off-line).



Rys. 6. Dobór parametrów rozmytej oceny residuum – przykład dla stacji w Baranowie

5. Algorytmy detekcji uszkodzeń

Zbiór rozpatrywanych uszkodzeń obejmował: (a) uszkodzenia przetworników pomiarowych ciśnienia w poszczególnych stacjach poboru oraz (b) nieuszczelności poszczególnych fragmentów gazociągu (zarówno nitki głównej, jak i odcinków bocznych). W sumie zdefiniowano 55 uszkodzeń.

Relacja diagnostyczna wiążąca obserwowane symptomy z wywołującymi je uszkodzeniami została określona na podstawie wiedzy eksperckiej dotyczącej zależności fizycznych pomiędzy parametrami opisującymi przepływ gazu w gazociągu oraz znajomości struktury algorytmów sprawdzeń diagnostycznych. Na rys. 7 pokazano fragment macierzy diagnostycznej dla pierwszego odcinka sieci Wólka Radzymańska-Brańszczyk), według której prowadzone jest wnioskowanie.

Zaprojektowany algorytm diagnostyczny teoretycznie pozwala na uzyskanie dosyć dużej rozróżnialności uszkodzeń, przy czym lokalizacja nieuszczelności prowadzona jest z dokładnością do pojedynczego odcinka. Zgodnie z macierzą diagnostyczną teoretycznie uzyskano: 49 uszkodzeń rozróżnialnych, jedną parę uszkodzeń warunkowo rozróżnialnych oraz 4 pary uszkodzeń nierozróżnialnych.

	f_dQ_ID01	f_dQ_ID05	f_dQ_ID03	f_dQ_ID11	f_dQ_ID02	f_dQ_ID12	f_dQ_ID04	f_dQ_ID13	f_dQ_ID05-56	f_dQ_ID14	f_dQ_ID06	f_dQ_ID15-57	f_dQ_ID07	f_dQ_ID16	f_dQ_ID08	f_dQ_ID17	f_P_Radzymin	f_P_Radzymin	f_P_Trojany	f_P_Trojany	f_P_Niegow	f_P_Niegow	f_P_Drogoszewo	f_P_Drogoszewo	f_P_Rybno	f_P_Rybno	f_P_Wyszkw	f_P_Wyszkw	f_P_Leszczydol	f_P_Leszczydol	f_P_Branszczyk	f_P_Branszczyk
r_P_Radzymin	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	P															
r_P_Trojany		P	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	P	N	P													
r_P_Niegow				P	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N																← N
r_P_Drogoszewo						P	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N																← P
r_P_Rybno								P	N	N	N	N	N	N	N	N									P	N	N	P				
r_P_Wyszkw										P	N	N	N	N	N	N									P	N	N	P				
r_P_Leszczydol												P	N	N	N	N											P	N	N	P		
r_P_Branszczyk														P	N	N													P	N	N	P

Rys. 7. Wybrany fragment macierzy diagnostycznej dla pierwszego odcinka sieci

W odniesieniu do uszkodzeń pomiarów można liczyć na dużą dokładność systemu. Ograniczona jest ona oczywiście ogólną dokładnością przetworników pomiarowych. W stosunku do lokalizacji nieszczelności niestety należy liczyć się ze znacznie gorszymi rezultatami. Fakt wykrycia poszczególnych symptomów jest bardzo zależny od wielkości nieszczelności oraz miejsca jego wystąpienia. Przeprowadzone testy pokazują, że zaimplementowane algorytmy detekcji wykrywają stosunkowo duże nieszczelności. Dodatkowo, jeżeli nieszczelność umiejscowiona jest na początku danego odcinka, to prawdopodobnie test odpowiedzialny za ten odcinek nie wykryje takiego uszkodzenia. Istnieje zatem duże prawdopodobieństwo, że pewne symptomy uszkodzenia nie będą obserwowane. Nie powinny się natomiast pojawiać symptomy fałszywe.

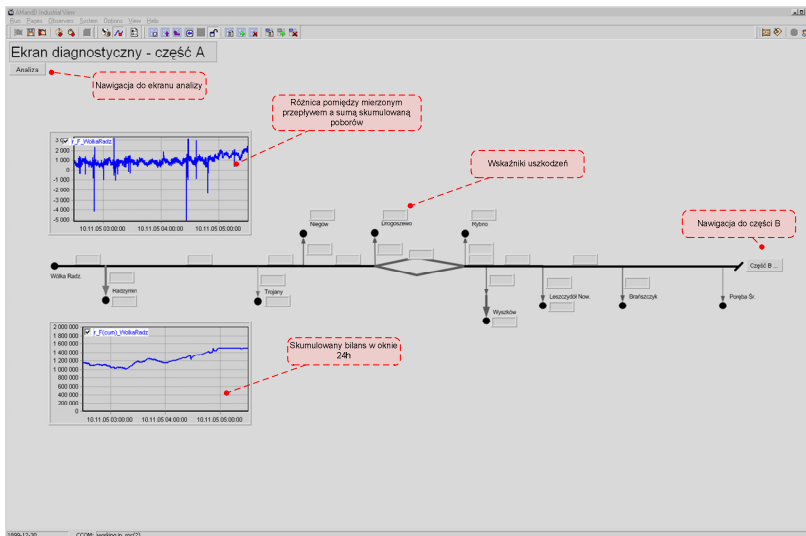
Aby zabezpieczyć system przed generowaniem fałszywych diagnoz w przypadku braku detekcji jednego lub kilku symptomów, zaplanowano prowadzenie wnioskowania w tym, w którym brane są pod uwagę tylko obserwowane symptomy, ignorowany jest natomiast fakt niewystąpienia symptomu [2]. Taka metoda wnioskowania, w ogólności zabezpiecza przed wypracowaniem błędnej diagnozy w przypadku niewykrycia symptomu. Jednocześnie jednak powoduje zwykle wypracowanie mniej precyzyjnej diagnozy (w sensie liczby wskazywanych uszkodzeń). Dodatkowo uruchomiono opcję śledzenia uszkodzeń wielokrotnych. Wystąpienie kilku nieszczelności jednocześnie nie jest może bardzo prawdopodobne. Należy się jednak liczyć z możliwością wystąpienia uszkodzenia pomiaru i np. jednoczesnego wystąpienia nieszczelności. W trakcie analizy archiwalnych zmiennych procesowych zaobserwowano bardzo silne zjawisko „płynięcia” pomiarów. Jednocześnie, ze względu na ograniczenia techniczne, stosunkowo rzadko wykonywane jest zerowanie wskazań. Możliwa jest oczywiście programowa korekta wskazań poprzez modyfikacje odpowiednich wartości w blokach modułów wstępnego przetwarzania sygnałów.

6. Konfiguracja interfejsu operatora

Interfejs graficzny operatora został wykonany w module wizualizacji InView systemu AMandD. Moduł ten pozwala na wizualizację na przygotowanych obrazach synoptycznych bieżących wartości zmiennych opisujących stan procesu, jak i podgląd przebiegów historycznych (w tym historię zgłaszanych uszkodzeń).

Monitorowaną sieć podzielono na dwie części: A i B. Dla każdej z nich przygotowano analogiczny zestaw ekranów. Na ekranach głównych przygotowano przyciski nawigacyjne pozwalające na szybkie przełączenie pomiędzy częściami A i B.

Dla każdej z części przygotowano jeden główny ekran diagnostyczny (rys. 8). Na ekranie tym pokazany jest statyczny schemat struktury sieci gazowej, na którym naniesione są słupkowe wskaźniki obecności poszczególnych uszkodzeń. Wskaźniki umieszczono w okolicy odcinków gazociągu lub punktów pomiarowych, których dotyczą określone uszkodzenia. Słupki reprezentują współczynnik pewności co do obecności określonego uszkodzenia. Zabarwienie wskaźnika powiązane jest z wartością współczynnika pewności. Dla małych wartości słupek ma kolor zielony, następnie poprzez odcienie żółte osiąga wartość czerwoną dla wysokich współczynników pewności.



Rys. 8. Główny ekran diagnostyczny – część A. Widok dla stanu bez uszkodzeń

Na ekranie głównym umieszczono także dwa dodatkowe wskaźniki podsumowujące stan pracy instalacji. Pierwszy z nich pokazuje przebieg aktualnie wyliczanej różnicy pomiędzy odczytem przepływu w pierwszej stacji w Wólce

Radzymińskiej (pomiar na wejściu do sieci) a wartością skumulowaną poborów ze wszystkich stacji z uwzględnieniem dynamiki (czyli szacowaną wartość strumienia gazu na wejściu do sieci). Drugi wykres prezentuje przebieg w czasie skumulowanej różnicy poborów wyznaczonej w 24-godzinnym oknie czasowym. Jest to zatem wykres historii niebilansowania się sieci (ze względu na dostępne pomiary strumieni wejściowego oraz poborów).

Z głównego ekranu możliwe jest przełączenie na widok podsumowujący najważniejsze zmienne procesowe oraz residua dla danej części instalacji. Z kolei z poziomu tego ekranu możliwe jest wyświetlenie ekranów szczegółowych dla poszczególnych odcinków gazociągu. Pokazywane są na nim: przebiegi ciśnień na początku oraz końcu odcinka (wartości pomiarowe oraz odtwarzane na podstawie modeli cząstkowych), przebiegi poborów gazu w stacjach na początku oraz końcu odcinka, przebieg skumulowanej wartości przepływu gazu w gazociągu głównym (przez określony odcinek), przebiegi czasowe wyliczonego i modelowanego spadku ciśnienia na danym odcinku, przebiegi residuów modeli ciśnień, krótkoterminowa historia uszkodzeń powiązanych z danym odcinkiem oraz wykres spadku ciśnienia w funkcji przepływu.

System diagnostyczny może wypracować nieprecyzyjną informację o stanie systemu lub może wskazać uszkodzenia nierozróżnialne. W takim przypadku ekrany zmiennych procesowych oraz ekrany szczegółowe dla poszczególnych odcinków wykorzystywane mogą być przez operatorów systemu do dokładnej analizy stanu procesu.

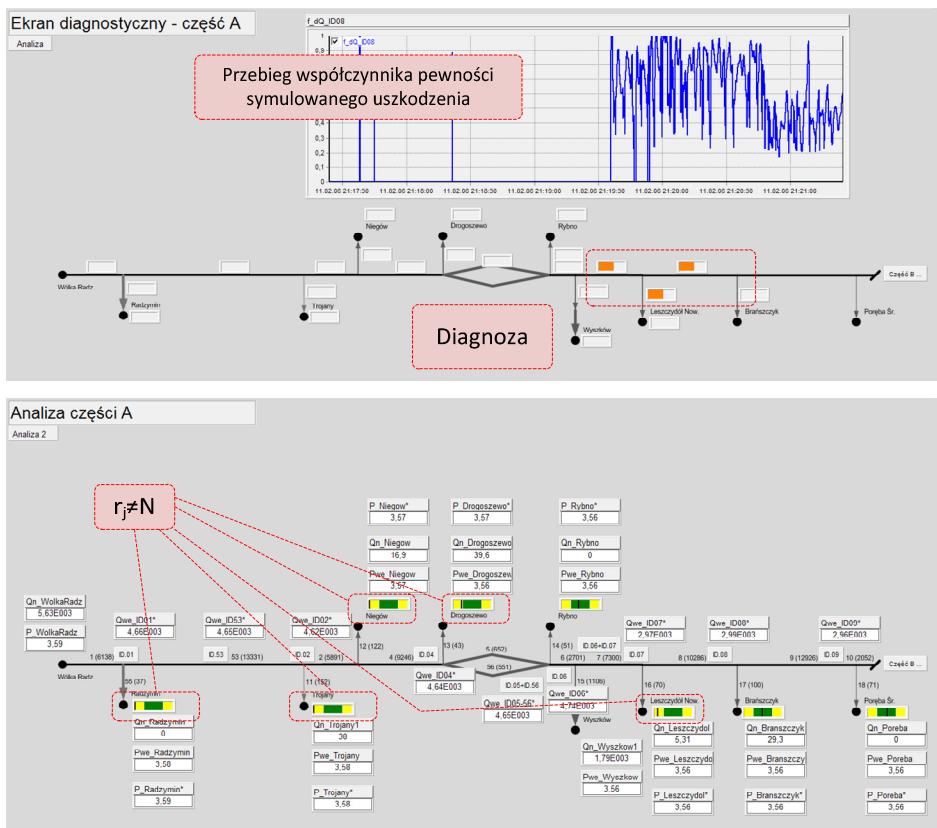
7. Testy systemu

Ze względu na brak możliwości symulacji awarii w rzeczywistym procesie skonfigurowany system diagnostyczny poddano wybranym testom z wykorzystaniem rzeczywistych danych pomiarowych, ale w konfiguracji odpowiadającej roboczej konfiguracji przeznaczonej do bieżącego monitorowania stanu procesu. Badania przeprowadzono na dwóch etapach:

- Na pierwszym etapie dane do testów wygenerowano z wykorzystaniem analitycznego symulatora sieci pełniącego rolę wzorcowego procesu. W tym przypadku istniała możliwość symulacji nieszczelności oraz uszkodzeń torów pomiarowych ciśnienia. Podczas generowania danych z symulatora na jego wejścia podawano wartości rzeczywiste sygnałów procesowych (ciśnienie na wejściu oraz strumienie poboru gazu w poszczególnych stacjach).
- Na drugim etapie wykorzystano rzeczywiste dane procesowe. W tym przypadku możliwe było przeprowadzenie symulacji jedynie uszkodzenia torów pomiarowych ciśnienia.

Wygenerowane zbiory danych uczących i testowych obejmowały około 2-tygodniowy okres pracy instalacji.

Pierwsza grupa testów wykorzystana została do potwierdzenia poprawności konfiguracji algorytmów detekcji i lokalizacji, w szczególności do sprawdzenia poprawności zapisu relacji diagnostycznej. W przypadku wykorzystania danych generowanych z symulatora procesu uzyskano oczywiście bardzo dużą dokładność modelowania (choć ograniczoną ze względu na podanie na wejścia modeli rzeczywistych, zasumionych danych pomiarowych). W tym trybie można było ustawić znacznie węższy zakres oceny wartości residuów w stanie bez uszkodzeń (około 10 razy mniejsze wahania residuów). Przeprowadzone testy potwierdziły poprawność konfiguracji systemu. System umożliwia detekcję wycieków o bardzo dużych rozmiarach (rzędu kilkudziesięciu procent głównego strumienia przepływu).



Rys. 9. Widok ekranów synoptycznych operatora części A sieci: główny (góra) oraz analizy szczegółowej (dół) – symulacja nieszczelności na odcinku ID08 (Leszczydół-Brańszczyk). Ze względu na niepewność oceny jednego ze sprawdzeń współczynnik pewności wskazywanego uszkodzenia jest mniejszy od 1 (przebieg na ekranie górnym)

Druga część testów przeprowadzona została w celu: (a) analizy poprawności doboru progów rozmytej oceny residuów, (b) sprawdzenia możliwości detekcji i lokalizacji uszkodzeń torów pomiarowych ciśnienia.

W stanie bez uszkodzeń system zachowywał się zgodnie z przewidywaniami wynikającymi z analizy działania modeli cząstkowych. Detekcja i lokalizacja symulowanych uszkodzeń torów pomiarowych dała dosyć dobre rezultaty. Można liczyć na prawidłowe wykrycie i lokalizację uszkodzeń rzędu 5% wartości aktualnej ciśnień. W przypadku uszkodzeń czujników ciśnienia czas detekcji jest minimalny. Możliwe jest wykrycie uszkodzenia nawet po 1 kroku symulacji.

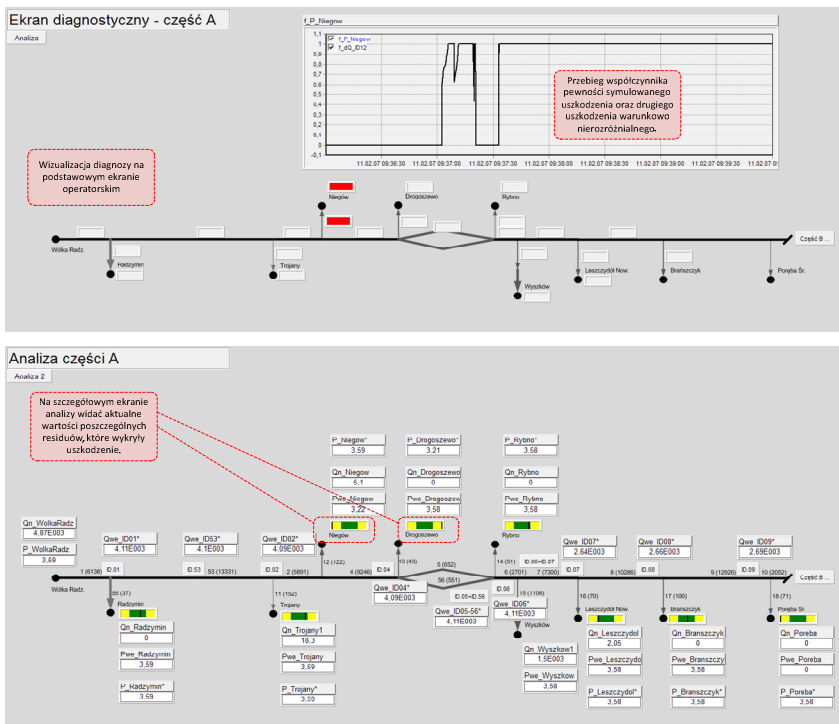


Rys. 10. Przebieg wybranych residuów (z pierwszej części sieci) dla całego okresu symulacji uszkodzenia czujnika pomiaru ciśnienia w stacji Niegów. Do łączenia wyrazów stosować krótką kreskę, tzw. łącznik bez odstępów, np. fizyczno-chemiczny

Na rys. 11 pokazano przykładowe wyniki działania systemu podczas symulacji uszkodzenia przetwornika ciśnienia w stacji Niegów. Przeprowadzono symulację zmiany wskazań przetwornika w trzech fazach, w których wprowadzono kolejno zmiany wskazań o -2%, -5% oraz -10% aktualnej wartości mierzonej. Zbiorczy przebieg wybranych residuów (z pierwszej części sieci) pokazano na rys. 10. Przed wprowadzeniem uszkodzenia wartości wszystkich sprawdzeń diagnostycznych niewykrywających symulowanego uszkodzenia wahały się w granicach określonych dla pracy bezawaryjnej. Tuż przed pojawieniem się uszkodzenia można zaobserwować wygenerowanie fałszywego symptomu. Jest

to związane z ustawieniem zbyt niskiego progu oceny residuum. Podczas symulacji uszkodzenia widać wyraźną reakcję dwóch residuów. Są to sygnały, które powinny wykrywać to uszkodzenie zgodnie ze zdefiniowaną relacją diagnostyczną. Dla wartości uszkodzenia -5% oraz -10% przeprowadzona jest prawidłowa detekcja i lokalizacja. Dla wartości -2% procedura diagnostyczna daje także dobry wynik. Biorąc jednak pod uwagę wygenerowany fałszywy symptom (zbyt niski próg oceny), można stwierdzić, że dopiero uszkodzenie rzędu 5% będzie prawidłowo wykrywane przy jednoczesnej minimalizacji liczby fałszywych diagnoz.

Wypracowana diagnoza wskazuje symulowane uszkodzenie oraz, dodatkowo, nieszczelność w rurociągu stacji poboru, w której symulowane jest uszkodzenie pomiaru ciśnienia. Sytuację tę można wyjaśnić, analizując macierz pokazaną na rys. 7. W trybie generowania diagnozy jedynie na podstawie analizy pojawiających się symptomów dwa obserwowane symptomy (N dla residuum ciśnienia w stacji Niegów oraz P dla residuum ciśnienia w stacji Drogoszezo) odpowiadają dwóm wskazanym uszkodzeniom.



Rys. 11. Widok ekranów synoptycznych operatora części A sieci: główny (góra) oraz analizy szczegółowej (dół) – faza II. Wypracowana diagnoza wskazuje symulowane uszkodzenie oraz, dodatkowo, możliwość powstania nieszczelności na odcinku poboru w analizowanej stacji

Podsumowanie

Przeprowadzone testy skonfigurowanego i uruchomionego systemu bieżącego monitorowania sieci gazociągowej na podstawie zbioru modeli cząstkowych odtwarzających działanie poszczególnych fragmentów gazociągu wskazują na dosyć ograniczoną możliwość zastosowania systemu w zakresie detekcji nieszczelności. Wydaje się, że system jest w stanie wykryć nieszczelności powodujące wyciek medium rzędu kilkudziesięciu procent nominalnego strumienia. Jest to spowodowane najprawdopodobniej: (a) dużym udziałem niemierzalnego poboru w jednej ze stacji oraz (b) ograniczoną dokładnością pomiarów ciśnienia i występującym nieskalibrowaniem czujników.

W mniejszym stopniu jest to związane z błędami modelowania sieci wynikającymi z niedokładności zastosowanego opisu występujących w gazociągu zjawisk. Problem niskiej czułości na powstające nieszczelności wynika z bardzo niewielkich zmian spadków ciśnień na poszczególnych odcinkach gazociągu w wyniku występujących nieszczelności w stosunku do wartości mierzonych ciśnień oraz występujących niedokładności pomiarowych. Przy zastosowanej metodologii detekcja niewielkich nieszczelności wymagałaby dokładności pomiarów ciśnień na poziomie dziesiątych części procenta.

Oprócz nieszczelności system diagnostyczny realizuje zadania monitorowania torów pomiarowych ciśnień w poszczególnych stacjach poboru gazu. W tym zakresie dokładność wykorzystywanych modeli pozwala na detekcję i lokalizację zmian wskazań przetworników przekraczających kilka procent. Mechanizm ten może być wykorzystywany do wskazywania przetworników, które wymagają kalibracji. Rozkalibrowanie się przetworników występuje dosyć często w monitorowanej sieci, co stanowi problem dla obsługi gazociągu. Wykorzystanie precyzyjnej informacji o tym, które przetworniki wymagają kalibracji może znacznie obniżyć koszty związane z obsługą systemu akwizycji danych.

Podziękowania

Niniejsza praca była częściowo finansowana w ramach projektu badawczego rozwojowego „Badania nad systemami detekcji i lokalizacji nieszczelności rurociągów”, nr O R00 0013 06.

Bibliografia

1. Bilman L., Isermann R. (1987). Leak detections methods for pipelines, *Automatica*, vol. 23, no. 3, s. 381–385 Hauge E., Aamo O.M., Godhavn J-M. (2009) Model based pipeline monitoring with leak detection, *SPE Projects, Facilities & Construction*, vol. 4, No. 3.

2. Kościelny J.M., Syfert M. (2009). Odporna lokalizacja uszkodzeń w systemie DIASTER. Rozdział w „Systemy wykrywające, analizujące i tolerujące usterki”, pod redakcją Z. Kowalczuka, seria: Automatyka i Informatyka: Technologie Informacyjne, Automatyka, Diagnostyka, PWNT, Gdańsk 2009, s. 49–56.
3. Kościelny J.M., Syfert M., Wnuk P.: Advanced monitoring and diagnostic system ‘AMandD’. *Problemy Eksploatacji*, 2/2006 (61), 169–179.
4. Sobczak R., Turkowski M., Bratek, A., Słowikowski M., Bogucki A. (2007). Metody i systemy detekcji nieszczelności rurociągów dalekosiężnych, *Pomiary Automatyka Robotyka*, 4/2007.
5. Stachura M. i Syfert M. (2010). Model sieci gazowej w systemie monitorowania i diagnostyki AMandD. *Pomiary Automatyka Robotyka PAR*, nr 11/2010, s. 110–115.
6. Syfert M., Wnuk P. (2010). Przetwarzania sygnałów w pakiecie PEXSIM: zasady, techniki, możliwości. *Pomiary Automatyka Robotyka PAR*, nr 11/2010, s. 84–89.
7. Turkowski M., Bratek A., Słowikowski M., Bogucki A. (2009). Postępy i problemy realizacji systemów detekcji i lokalizacji rurociągów, *Pomiary Automatyka Robotyka*, R 13-2009.
8. Verde C. (2001). Multi-leak detection and isolation in fluid pipelines, *Control Engineering Practice*, vol. 9.

Recenzenci:
Stanisław BAŃKA
Jerzy GŁUCH
Andrzej MAJCHER

On-line diagnostics of gas network measurement channels and leak detection

Key words

On-line fault detection, validation of channels, diagnostic systems.

Summary

The article presents a pilot implementation of an on-line diagnostic system of the measurement channels and leak detection, performed for a gas network test segment. The application was implemented using modules of Advanced Monitoring and Diagnostics System AMandD. A brief description of the process

and the gas network simulator is presented at the beginning of the article. Next, a description of the possibilities of its use in the described system is characterised. The structure of the system and some details of the detection and location of a damage algorithms implementation are included. In conclusion, results of first tests of the system are presented. At last, authors summarise the system quality and propose the possible scope of application.