Instytut Nafty i Gazu

PRACE NAUKOWE

Instytutu Nafty i Gazu
Państwowego Instytutu Badawczego
Nr 194

Wydanie konferencyjne

Techniki i technologie dla gazownictwa – pomiary, badania, eksploatacja

Kraków 2014

Rada Programowa Konferencji:

Przewodniczący:	Jacek JAWORSKI	Zastępca Dyrektora ds. Gazownictwa, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
Członkowie:	Robert Banaś	Dyrektor Oddziału w Tarnowie, Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
	Mirosław Dobrut	Prezes Zarządu, Izba Gospodarcza Gazownictwa
	Piotr Dworak	Zastępca Dyrektora Pionu Eksploatacji, System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
	Eliza Dyakowska	Kierownik Działu Nowych Technologii, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.
	Robert Kwiatkowski	Dyrektor Departamentu Majątku i Administracji, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
	Andrzej Schoeneich	Dyrektor Biura, Izba Gospodarcza Gazownictwa
	Andrzej Wrona	Dyrektor Departamentu Infrastruktury, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Komitet Organizacyjny Konferencji:

Ewa KUKULSKA-ZAJĄC
Marta DOBRZAŃSKA
Jadwiga HOLEWA
Tadeusz SCHUSTER
Piotr SZEWCZYK

Adres Komitetu Organizacyjnego FORGAZ 2014:

INSTYTUT NAFTY I GAZU – PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY
PL 31-503 Kraków, ul. Lubicz 25A
tel.: 12 653-25-12 w. 2436, 2417
fax: 12 653-16-65
http://www.inig.pl/forgaz2014
e-mail: forgaz2014@inig.pl

Druk materiałów zgodnie z oryginałami tekstów, rysunków, tabel i wykresów dostarczonych przez autorów. Prawa autorskie zastrzeżone.

Recenzent: dr inż. Jacek Jaworski

PL ISSN 2353-2718

Projekt okładki:
Paweł Noszkiewicz

Przygotowanie do druku:
Małgorzata Czoch

Druk i oprawa:
Goldruk

FORGAZ 2014

Patronat Honorowy

Ministerstwo Gospodarki

Wiceprezes Rady Ministrów
Minister Gospodarki
Janusz Piechociński

Izba Gospodarcza Gazownictwa

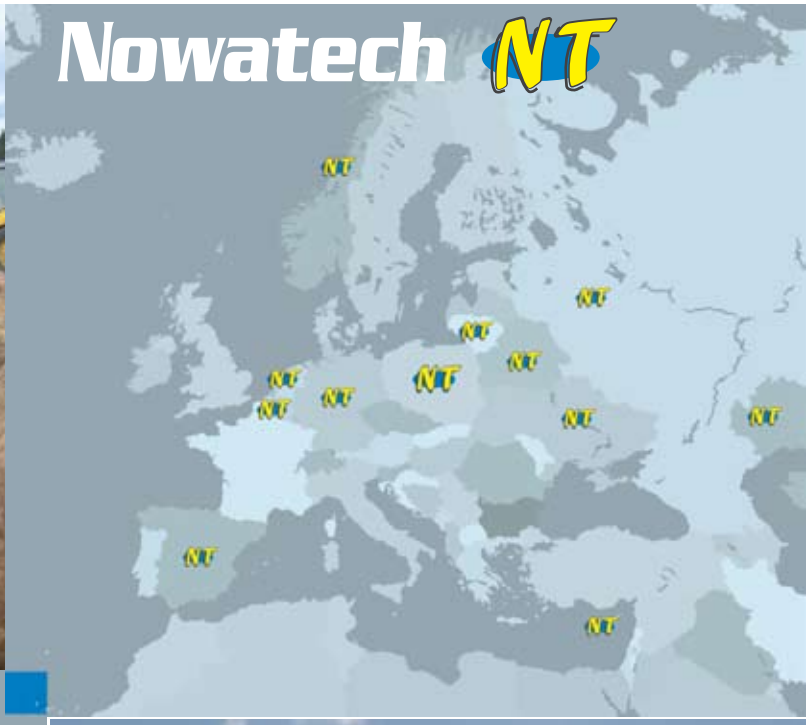
Patron i Główny Partner Konferencji

Sponsorzy

Patronat medialny

Nafta-Gaz
MIESIĘCZNIK INSTYTUTU NAFTY I GAZU

Nowatech NT



DZIAŁALNOŚĆ

Nowatech Sp. z o.o. działa na rynku od 1997r. Misją firmy jest dostarczanie nowoczesnych, funkcjonalnych i ekonomicznych zgrzewarek do łączenia rur dla wymagającego klienta zarówno na rynku polskim jak i na rynkach zagranicznych. Wysiłek włożony w produkcję najwyższej jakości urządzeń zaowocował przyznaniem certyfikatu jakości ISO 9001:2008 nadanego przez Bureau Veritas. Do dzisiaj zaufało nam ponad 3000 firm z całego świata. Zapewniamy profesjonalną obsługę i najwyższej jakości serwis.

OFERTA:

- zgrzewarki doczołowe dostępne w różnych konfiguracjach (manualne, półautomatyczne oraz w pełni automatyczne zgrzewarki CNC),
- zgrzewarki elektrooporowe,
- zgrzewarki polifuzyjne,
- zgrzewarki stacjonarne warsztatowe do produkcji kształtek segmentowych.

Nowatech Sp. z o.o.
ul.. Postawie 10, 43-100 Wadowice
tel. +48 (33) 872 07 14 fax: +48 (33) 873 07 20
www.nowatech.com.pl

Spis treści

Monika Wójcik • PGNiG S.A.
REDUKCJA EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH W OBSZARZE DZIAŁALNOŚCI PGNIG S.A. 9

Magdalena Pęgielska • GAZ-SYSTEM S.A.
NIE TYLKO EMISJA CO_2 JEST WAŻNA… 19

Jadwiga Holewa, Ewa Kukulska–Zając • INiG-PIB
Monika Wójcik • PGNiG S.A.
Wojciech Kietliński • PSG Sp. z o.o.
INWENTARYZACJA EMISJI METANU Z SYSTEMU DYSTRYBUCJI GAZU ZIEMNEGO 23

Dorota Klęk, Grzegorz Chudzik • SGT EuRoPol GAZ S.A.
MONITOROWANIE EMISJI CO_2 NA GAZOCIĄGU JAMALSKIM W ASPEKCIE NOWYCH WYMAGAŃ 29

Tadeusz Schuster • INiG-PIB
Adam Bogucki • PGNiG S.A.
ANALIZA WYNIKÓW BADAŃ CIEPŁA SPALANIA GAZU ZIEMNEGO W SYSTEMIE DYSTRYBUCYJNYM W KONTEKŚCIE WYDZIELANIA OBSZARÓW ROZLICZENIOWYCH 39

Eliza Dyakowska, Paweł Szufleński • GAZ-SYSTEM S.A.
POPRAWA EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ OPERATORA GAZOCIĄGÓW PRZESYŁOWYCH GAZU ZIEMNEGO – MOŻLIWOŚCI I OGRANICZENIA 51

Spis treści

Roland Schmidt, Rainer Kramer • Physikalisch-Technische Bundesanstalt
POMIAR I ROZLICZANIE ZUŻYCIA GAZU W NIEMCZECH 63

Grzegorz Jasiński • PSG Sp. z o.o.
ZARZĄDZANIE POMIARAMI PO KONSOLIDACJI – SZANSE I WYZWANIA DLA SKONSOLIDOWANEGO OSD 75

Paweł Szufleński, Daniel Wysokiński • GAZ-SYSTEM S.A.
ZASTOSOWANIE PRZEPŁYWOMIERZY TYPU CLAMP-ON NIE TYLKO DO POMIARÓW STRUMIENIA OBJĘTOŚCI GAZU 81

Robert Kwiatkowski • PGNiG S.A.
PRACE ZESPOŁU ROBOCZEGO NR 2 KST IGG – ZAŁOŻENIA W OBSZARZE AKTUALIZACJI NORMY ZN-G-4007:2001 89

Mariusz Konieczny, Adam Jarek • PSG Sp. z o.o. Oddział w Tarnowie
SMART METERING – PRZYSZŁOŚĆ NA TLE PRAKTYCZNYCH WDROŻEŃ W POLSKIEJ SPÓŁCE GAZOWNICTWA SP. Z O.O. ODDZIAŁ W TARNOWIE 95

Michał Ściebiura, Grzegorz Lange • Common S.A.
Sławomir Wieczorek • PGNiG S.A. Oddział w Odolanowie
PRZYKŁAD ROZLICZENIOWEGO SYSTEMU POMIAROWEGO NA WYSOKIE CIŚNIENIE ZGODNEGO Z DYREKTYWĄ MID 109

Paweł Słomiński • PSG sp. z o.o. Oddział w Gdańsku
BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO – WYZWANIA ZWIĄZANE Z WOLNYM RYNKIEM I ROZLICZENIAMI ENERGETYCZNYMI 129

Grzegorz Rosłonek • PGNiG S.A. Oddział CLPB
UWARUNKOWANIA WDROŻENIA ROZLICZEŃ PALIW GAZOWYCH W JEDNOSTKACH ENERGII W KRAJOWYM SYSTEMIE GAZOWNICZYM 139

В. С. Седак • УНГА, ЭГТС, ХНУГХ, Украина
В. Н. Супонев • НПП «Газтехника», Украина
МОНИТОРИНГ БЕЗОПАСНОСТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ В УКРАИНЕ. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ 145

Piotr Szewczyk • INiG-PIB
ZMIANY W PRZEPISACH PRAWA WYNIKAJĄCE Z WDROŻENIA ROZPORZĄDZENIA PE I RADY UE NR 305/2011 (CPR) 159

Bartłomiej Sady • RADPOL S.A. – Zakład Rurgaz
RURY PE Z WARSTWĄ BARIEROWĄ – TECHNOLOGIA OGRANICZAJĄCA EMISJĘ METANU Z SIECI 165

В. Н. Супонев • НПП «Газтехника», Украина
В. И. Олексин • ХНУГХ, Украина
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСТИМОГО ДИАМЕТРА СКВАЖИНЫ И СПОСОБ ЕГО УВЕЛИЧЕНИЯ ДЛЯ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ПРОКЛАДКИ ИНЖЕНЕРНЫХ КОММУНИКАЦИЙ МЕТОДОМ ПРОКОЛА 173

Magdalena Swat • INiG-PIB
SYSTEMY OCENY ZGODNOŚCI REDUKTORÓW ŚREDNIEGO CIŚNIENIA 183

S. Chekhovskyi, O. Serediuk, V. Romaniv, V. Malisevych
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ukraine
CALCULATION OF NATURAL GAS ADJUSTED FOR ITS ENERGY PARAMETERS 191

Андрей Стеценко • Частное акционерное общество «Энергоучет»
Сергей Недзельский • Частное АО «Энергоучет»
УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ СЧЕТЧИКИ ГАЗА ГУВР-011 И ОПЫТ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ 201

Monika Wójcik
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Redukcja emisji gazów cieplarnianych w obszarze działalności PGNiG S.A.

- 1992 rok: Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (UNFCCC),
- 1997 rok: Protokół z Kioto. Polska ratyfikowała Protokół z Kioto w 2002 r. (protokół wszedł w życie w lutym 2005 roku),
- „Energy Roadmap 2050"– 40% udział energii odnawialnej w bilansie energetycznym oraz wzrost efektywności energetycznej o 30–40%,
- w lipcu 2009 roku przywódcy Unii Europejskiej i krajów G8 ogłosili cel redukcji emisji gazów cieplarnianych do roku 2050 na 80% jej poziomu z 1990 roku. W październiku 2009 roku Rada Europejska jako poziom redukcji emisji do roku 2050 odpowiedni dla Europy i innych krajów rozwiniętych wyznaczyła 80–95% jej poziomu z 1990 roku.

„Potencjał redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do roku 2050" (Raport Klimatyczny Polska 2050)

- wykonawca: Mc Kinsey & Co Poland Sp. z o.o. na zlecenie Ministerstwa Gospodarki,

- zamawiający: PGNiG S.A. oraz PSE Operator S.A., Energa S.A., KHW S.A., JSW S.A., TAURON PE S.A., Kompania Węglowa S.A., Kulczyk Holding S.A., GAZ –SYSTEM S.A., WĘGLOKOKS S.A., PKN Orlen S.A., ENEA S.A., Grupa LOTOS S.A.,

- udział PGNiG S.A.: 100 000 zł netto,
- cel: Możliwości i koszty redukcji emisji CO_2 w sektorze górnictwa węglowodorów i gazownictwa w perspektywie do 2050 roku. Opracowanie to po jego udostępnieniu Rządowi RP, będzie stanowiło instrument wsparcia na forum Unii Europejskiej, w tym w dalszych negocjacjach z Komisją Europejską dotyczących planu redukcji emisji CO_2.

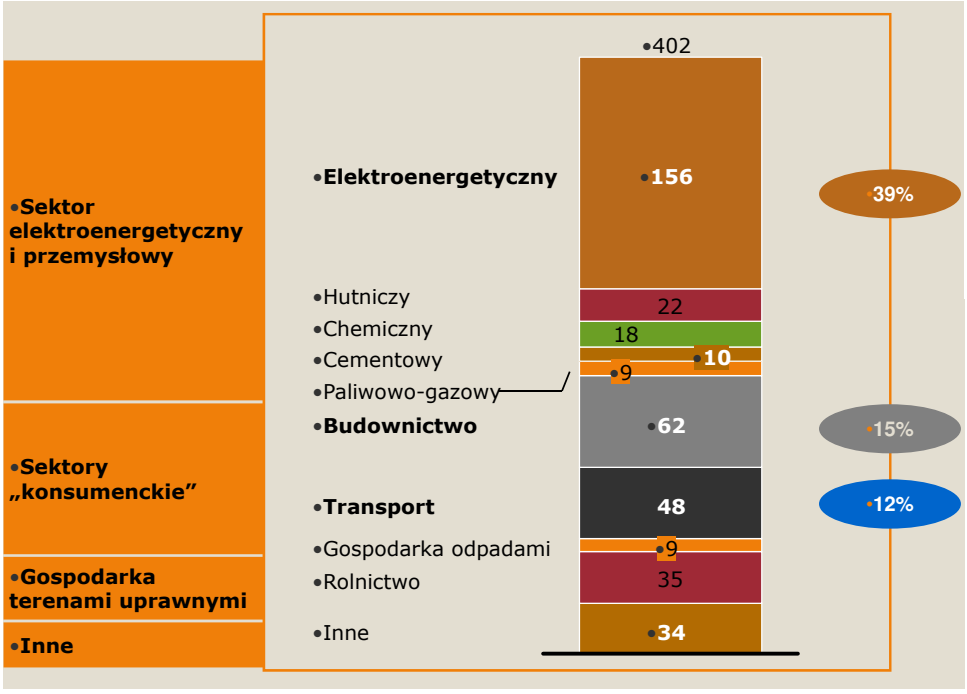
WYNIKI

- Emisje w Polsce w 2050 roku wzrosną o 34% ponad poziom z 2010 roku. Ponieważ emisje w elektroenergetyce będą rosły, sektor ten pozostanie w 2050 roku głównym źródłem emisji gazów cieplarnianych.
- Technicznie istnieje w Polsce potencjał redukcji emisji na poziomie 73% do roku 2050 w stosunku do poziomu z 1990 lub też o 61% jeśli założy się, że Polska nie podejmie większych działań na rzecz redukcji obecnej i przyszłej emisji. Choć zmniejszenie emisji o 73% jest wykonalne, to jednak bardzo trudne bez wdrożenia na dużą skalę CCS.
- Bez CCS poziom możliwej redukcji wyniósłby jedynie 54%, a wyznaczony cel w postaci 80% jest dla Polski niemożliwy do osiągnięcia!
- Średni koszt redukcji emisji wyznaczono na 7 EUR/tCO_2e. Opóźniona komercjalizacja CCS (od roku 2040) będzie miała wpływ na całkowity potencjał redukcji emisji gazów cieplarnianych.
- Polska zajmuje piąte miejsce pod względem łącznej emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej. Gdy porównamy emisje na jednego mieszkańca, Polska

zajmuje miejsce dziesiąte w tym rankingu, z emisją na poziomie podobnym do Grecji i Danii.

- Potencjał redukcji emisji w sektorze górnictwa węglowodorów i gazownictwa firma McKinsey&Co szacuje na ~4,2 $MtCO_2$ w 2050 r., z czego 88% tj. 3,7 Mt pochodzić będzie z działalności przesyłowej (midstream), a 12% tj. 0,5 Mt z działalności produkcyjnej (upstream).

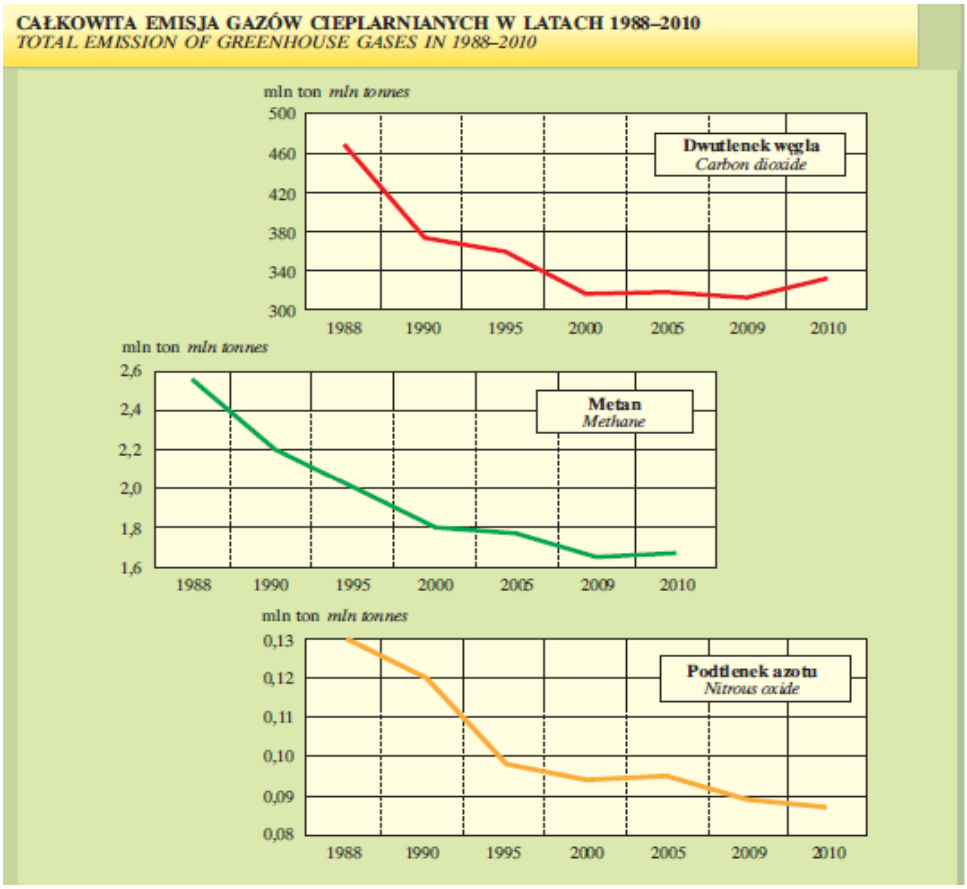
Obecny poziom emisji w Polsce wg sektorów



Źródło: McKinsey&Co, Raport Klimatyczny Polska 2050, $MtCO_2e$/rok.

Udział GK PGNiG w emisji głównych gazów cieplarnianych w Polsce

- Sumaryczna emisja CO_2 pochodząca z jednostek GK PGNiG w 2012 r. wyniosła 387,79 tys. ton, co stanowiło około 0,1% całkowitej krajowej emisji CO_2.
- Sumaryczna emisja metanu pochodząca z jednostek GK PGNiG w 2012 r. wyniosła 40,48 tys. ton.



Źródło: GUS „Ochrona środowiska 2012" (na podst. danych Krajowego Centrum Inwentaryzacji Emisji, zatwierdzonych przez Ministerstwo Środowiska).

Emisje metanu

W Polsce nie było doświadczeń związanych z inwentaryzacją emisji metanu i realnej oceny wielkości tej emisji…

- 2002 rok: „Analiza wielkości nierozliczonych ilości gazu i przyczyn występowania strat w sieci przesyłowej PGNiG SA" Opracowanie INiG w Krakowie,
- 2006 rok: „Inwentaryzacja emisji gazów cieplarnianych z sektora górnictwa gazu ziemnego i ropy naftowej oraz ocena potencjału jej redukcji" Opracowanie INiG w Krakowie.

W trakcie przesyłu i dystrybucji emisje metanu następują na skutek:

- wydmuchów gazu z odpowietrzania rur, z turbin rozruchowych i sprężarek w tłoczniach,
- ucieczki gazu przez nieszczelności gazociągów i armatury,
- ucieczki gazu z aparatów i maszyn,
- odprężania filtrów przed wymiana wkładów,
- pracy urządzeń pneumatycznych napędzanych gazem,
- niecałkowitego spalania w urządzeniach takich jak silniki i turbozespoły oraz kotły w tłoczniach, gazowe podgrzewacze gazu w stacjach redukcyjnych,
- prac remontowych, konserwacji, awarii i uruchamiania nowych gazociągów,
- kradzieży gazu,
- zużycia gazu na cele technologiczne.

Pomiary własne wykazały, że emisja lotna metanu z krajowego systemu wydobywczego oszacowana na 2,1 Gg/rok (tj. 0,044 $MtCO_2e$), jest emisją niską, źródła emisji takie jak ekshalacje ze strefy przyodwiertowej, odwierty ropne, odwierty ropno-gazowe są mało znaczącymi źródłami dla oceny emisyjności systemu, która związana jest głównie z elementami instalacji kopalnianych takimi jak króćce pomiarowe ciśnienia, zasuwy, zawory bezpieczeństwa, połączenia gwintowe i kołnierzowe.

„Potencjał redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do roku 2030" szacunkowa wielkość emisji metanu z procesów wydobycia jest wielokrotnie niższa niż zakładana przez firmę McKinsey & Company – (0,6 $MtCO_2e$).

„Inwentaryzacja emisji metanu z systemu dystrybucji gazu ziemnego i ocena możliwości zmniejszenia strat gazu spowodowanych emisją"

- wykonawca: INiG w Krakowie,
- zamawiający: Centrala PGNiG S.A. oraz Spółki Gazownictwa PGNiG S.A.,
- udział: 111 000 zł netto + 4000 zł netto recenzja,
- recenzent: O/CLPB.

Pierwszym krokiem było zweryfikowanie metod jakimi posługiwały się Spółki Gazownictwa przy obliczania ilości gazu uwalnianego do atmosfery, głównie na skutek rozszczelnienia sieci – awarie. Natomiast określenie procentowe, tej części emisji metanu do atmosfery z sieci dystrybucyjnej z całych strat gazu, na które składa się szereg czynników, zostało zlecone Instytutowi Nafty i Gazu w Krakowie.

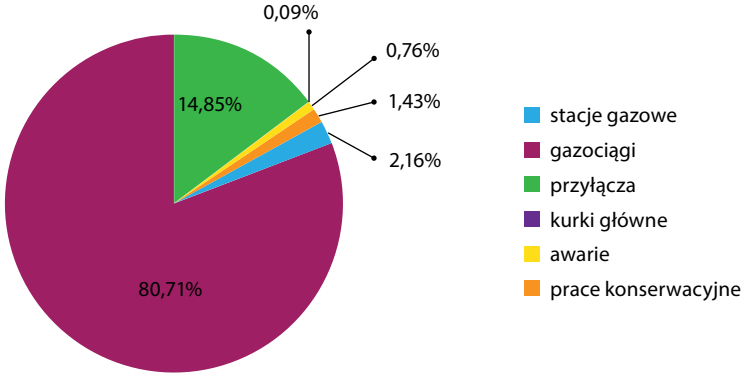
Etap II:

- dokonano pomiarów emisji metanu ze stacji gazowych, przyłączy gazowych oraz gazociągów i na podstawie otrzymanych wyników przeprowadzono weryfikację współczynników emisji,
- wytypowano źródła emisji metanu z polskiego systemu dystrybucji gazu ziemnego i scharakteryzowano aktywność systemu,
- przeprowadzono krytyczną ocenę współczynników emisji metanu zaczerpniętych z literatury, które zostały wykorzystane w Etapie I,
- przeanalizowano dane dotyczące awarii, prowadzonych konserwacji oraz remontów i określono ich wpływ na całkowitą wielkość emisji,
- przeprowadzono inwentaryzację emisji metanu z uwzględnieniem własnych wyników i pomiarów oraz analiz kontroli szczelności systemu,
- określono jednolity sposób obliczania wielkości emisji podczas awarii gazociągów i otwarcia zaworów bezpieczeństwa na stacjach gazowych,
- oceniono wpływ szkód górniczych na wielkość emisji metanu na terenie GSG,
- na podstawie przeprowadzonych badań i analiz wytypowano działania na rzecz ograniczenia emisji metanu z sektora dystrybucji gazu ziemnego.

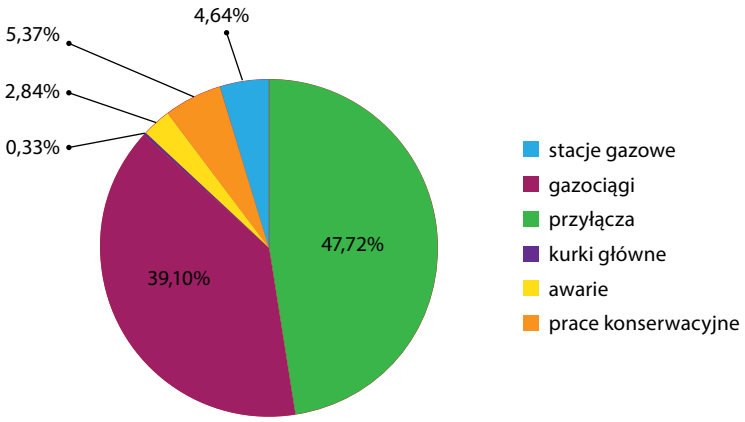
Udział poszczególnych elementów w całkowitej emisji metanu – podejście 2 i 3

PODEJŚCIE 2:

Współczynniki emisji przypisywane dla każdego elementu uwzględniają jedynie typ obiektu, a nie uwzględniają charakterystyki funkcjonalnej, materiałowej czy wiekowej.



PODEJŚCIE 3:
Współczynniki aktywności systemu uwzględniają strukturę funkcjonalną, ciśnieniową i wiekową poszczególnych elementów systemu.

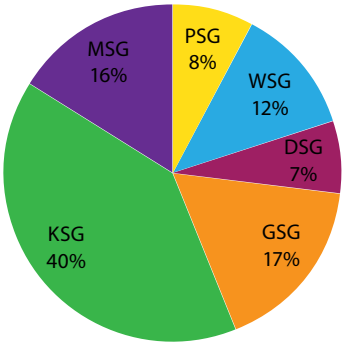


Największy wkład w wartość całkowitej emisji metanu mają emisje lotne, które stanowią ponad 95% ogółu emisji. Pozostałe do 5% to emisje związane z pracami konserwacyjnymi i awariami.

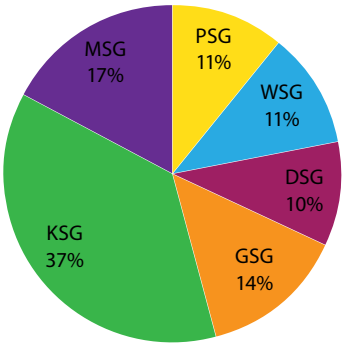
Udział poszczególnych SG w całkowitej emisji metanu – podejście 2 i 3:

- największą emisją metanu charakteryzuje się KSG,
- najmniejszą emisyjnością charakteryzuje się system dystrybucyjny należący do DSG.

PODEJŚCIE 2



PODEJŚCIE 3



Wyniki

Tabela 1. Wyniki inwentaryzacji emisji metanu [Gg/rok] w polskim sektorze dystrybucji gazu, przeprowadzonej na podstawie współczynników emisji metanu rekomendowanych przez wybrane instytucje oraz wyznaczonej na podstawie współczynników emsji INiG.

		IGU	GRI	EPA	IPCC	Eurogas – Marcogaz	Corinair	AGA	API	INiG
PODEJŚCIE 1	min.	Brak	Brak	Brak	10,208	31,552	80,721	Brak	Brak	Brak
	śred.						Brak EF			
	max.						210,319			
PODEJŚCIE 2	min.	430,037	101,904	Brak EF	20,622	Brak	Brak	96,574	99,015	66
	śred.				119,876					
	max.				1061,051					
PODEJŚCIE 3	min.	266,781	55,964	65,571	Brak	101,662	Brak	71,686	46,126	17
	śred.		Brak EF	Brak EF		123,977		Brak EF	Brak EF	
	max.		187,460	187,360		146,757		220,791	149,911	

Oszacowana rzeczywista wielkość całkowitej emisji metanu z sektora dystrybucji gazu ziemnego w Polsce wynosi około 20 Gg/rok. Wartość ta w przeliczeniu odpowiada około 25 mln m^3 gazu, co stanowi około 0,3% dystrybuowanego w Polsce paliwa.

Rzeczywista emisja jest znacznie mniejsza niż zakładana na podstawie wskaźników różnych organizacji takich jak: IGU, GRI, EPA, IPCC, Eurogas –Marcogaz, Corinair, AGA, API tj. około 110 Gg/rok.

Możliwości redukcji emisji metanu

Istnieje wiele metod i technologii ograniczania emisji metanu do atmosfery z systemu dystrybucji gazu ziemnego. Jednak ze względu na specyfikę sieci dystrybucyjnej nie wszystkie te metody mogą być stosowane w Polsce. Redukcję emisji metanu można osiągnąć zarówno na elementach liniowych sieci, jak i na stacjach gazowych:

- eliminowanie nieszczelności z armatury zainstalowanej na gazociągach i przyłączach poprzez intensyfikację kontroli szczelności,
- regularna kontrola części liniowych sieci oraz możliwie szybka naprawa uszkodzonych elementów gazociągów czy przyłączy,

- stopniowa wymiana stalowych i żeliwnych gazociągów i przyłączy gazowych na elementy wykonane z tworzyw sztucznych.

System Handlu Uprawnieniami Do Emisji CO_2 jako jeden z dwóch podsystemów

- Wspólnotowy system handlu uprawnieniami do emisji, którego celem jest ograniczenie emisji gazów cieplarnianych:
  - dwutlenku węgla (CO_2),
  - metanu (CH_4),
  - podtlenku azotu (N_2O),
  - fluoropochodnych węglowodorów (HFCs),
  - perfluoropochodnych związków węgla (PFCs),
  - sześciofluorku siarki (SF_6).
- Krajowy system handlu uprawnieniami do emisji obejmującego dwutlenek siarki (SO_2), tlenki azotu (NOx) i pyły.

System Handlu Uprawnieniami do Emisji CO_2

Instalacje PGNiG S.A. emitujące CO_2 kwalifikują się do rodzaju działalności określonego kodem E 1.1 (instalacje spalania, z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych) i z uwagi na wymaganą minimalną moc cieplną powyżej 20 MW:

- KPMG Mogilno [PL-898-08],
- O/ Odolanów – kotłownia i podgrzewacze technologiczne gazu [PL-562-05],
- O/ Odolanów – tłocznia gazu [PL-950-08],
- O/ Zielona Góra; Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Dębno [PL-563-05],
- KRNiGZ Lubiatów OC [PL-1070-13],
- PMG Wierzchowice [?].

W 2012 roku emisja CO_2 z instalacji uczestniczących w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO_2 PGNiG S.A. wyniosła 85 470 Mg.

Z uwagi na perspektywę wejścia do EU ETS w latach 2013–2020 instalacji nowych tj. KRNiGZ LMG oraz PMG Wierzchowice, które obecnie nie posiadają darmowych przydziałów uprawnień do emisji CO_2 prowadzone są prace mające na celu uzyskanie zezwoleń na uczestnictwo w EU ETS oraz weryfikację instalacji pod kątem darmowych przydziałów uprawnień do emisji.

Podsumowując II okres rozliczeniowy 2008–2012 emisja łączna z instalacji wyniosła 408 017 Mg CO_2 spośród przydzielonych 499 910 Mg darmowych uprawnień. Przydział uprawnień na lata 2013–2020 nie został formalnie zatwierdzony.

Literatura

1. J. Molenda, K. Steczko, Ochrona środowiska w gazownictwie i wykorzystaniu gazu, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2000,

Magdalena Pęgielska
GAZ-SYSTEM S.A.

Nie tylko emisja CO_2 jest ważna...

Wstęp

CO_2 i CH_4 w temperaturze pokojowej są gazami bezbarwnymi i bezwonnymi.

Gazy cieplarniane

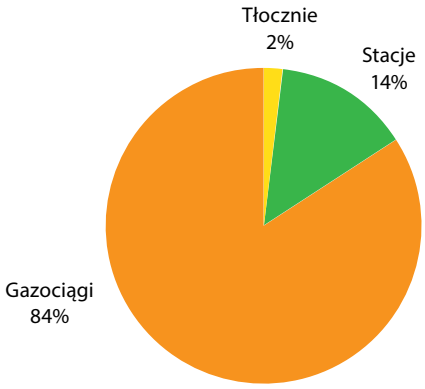
1. miejsce – CO_2,
2. miejsce – CH_4.

Zdolność do zatrzymywania ciepła w atmosferze

CH_4 23x > CO_2.

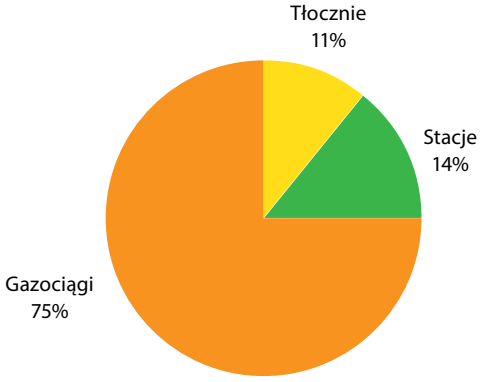
Emisje gazu z systemu przesyłowego

raportowane do 2012



Wykres 1. Procentowy udział emisji z systemu przesyłowego.

Raportowane od 2013



Wykres 2. Procentowy udział emisji z systemu przesyłowego.

Badanie wielkości emisji gazu ziemnego z tłoczni gazu występujących w systemie przesyłowym: GAZ-SYSTEM S.A., współpraca: Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, 2010–2013 r.

Współczynnik emisji do 2012

Do grudnia 2012

Jeden współczynnik emisji dla agregatu sprężarkowego (Instrukcja SESP) przyjęty na postawie współczynników opracowanych przez Marcogaz (omawiany bardziej szczegółowo na Konferencji FORGAZ 2010).

Współczynnik emisji – propozycje:

1. jeden uśredniony współczynnik dla wszystkich agregatów, bez względu na tryb pracy,
2. oddzielny współczynnik dla każdego agregatu sprężarkowego z uwzględnieniem trzech stanów pracy:
   - praca,
   - nagazowanie,
   - odgazowanie,
3. współczynnik dla danego typu agregatów na danej tłoczni, z uwzględnieniem trzech stanów pracy jw.,
4. oddzielny współczynnik dla danego typu agregatów z uwzględnieniem dwóch stanów pracy (nagazowanie, odgazowanie).

Współczynnik emisji – dziś:

Od stycznia 2013

- oddzielne współczynniki dla danych typów agregatów sprężarkowych,
- uwzględnienie dwóch stanów pracy: nagazowanie i odgazowanie,
- odgazowywanie niepracujących agregatów, optymalizacja pracy agregatów pozostających w gorącej rezerwie.

Efekty zmian:

- modernizacja tłoczni gazu,
- współpraca z INiG-PIB (weryfikacja przyjętej metodologii obniżenia emisji gazu ziemnego na elementach systemu przesyłowego),
- weryfikacja współczynników emisji,
- zmiana charakteru pracy tłoczni gazu,
- zaangażowanie służb eksploatacyjnych.

Plany na przyszłość:

- badanie zespołów zaporowo-upustowych,
- projekt GERG,
- mobilna sprężarka … („Poprawa efektywności energetycznej …" E. Dyakowska, P. Szufleński).

Projekt GERG

„Comparison of the accuracy of two methods of methane fugitive emissions measurements – one according to EN 15466 standard and other using Air Flow Method and a Hi Flow Sampler device."

- Lider Projektu – GAZ-SYSTEM S.A.,
- Partnerzy: Enagas, National Grid Gas, GDF Suez, Snam Rete Gas,
- Stanowisko pomiarowe – GDF Suez,
- Realizacja – połowa roku 2014.

Podsumowanie – korzyści:

- ochrona środowiska,
- bezpieczeństwo publiczne,
- aspekty ekonomiczne,
- wizerunek Spółki.

Jadwiga Holewa, Ewa Kukulska–Zając
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
Monika Wójcik
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Wojciech Kietliński
Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

Inwentaryzacja emisji metanu z systemu dystrybucji gazu ziemnego

Dlaczego inwentaryzacja emisji metanu jest ważna?

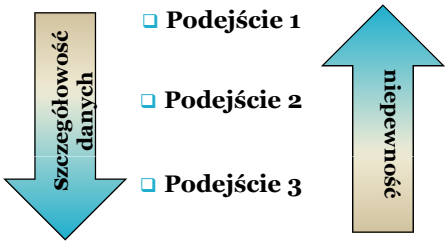
- Stężenie metanu w atmosferze szybko wzrasta.
- Szacuje się, że rocznie do atmosfery emitowane jest 600 Tg metanu,
  - z czego 30% metanu jest pochodzenia antropogenicznego,
  - duży wkład w antropogeniczną emisję metanu ma przemysł gazowniczy (9%).
- Metan jest gazem cieplarnianym 21-krotnie bardziej szkodliwym niż CO_2.

Jak prowadzi się inwentaryzację emisji metanu?

- Dane niezbędne do wyznaczenia emisji:
  - współczynnik aktywności (AF) – określa wielkość populacji danego źródła emisji [km lub szt.],
  - współczynnik emisji (EF) – ilość gazu emitowana z każdego źródła emisji [m^3/km/rok lub m^3/szt./rok].

$$E = \sum_{i=1}^{n} AF_i \times EF_i \left[\frac{m^3}{rok}\right]$$

- W zależności od szczegółowości danych stosuje się jedno z trzech podejść:



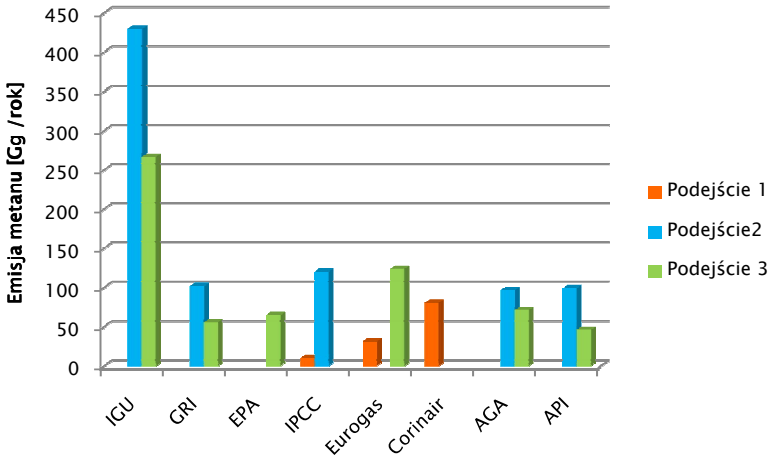
- Inwentaryzacja emisji metanu obejmuje:
  - emisję lotną – związaną z funkcjonowaniem systemu,
  - emisję związaną z prowadzeniem prac konserwacyjnych,
  - emisję związaną z awariami.

Emisja metanu – Współczynniki literaturowe

- Uwzględniono współczynniki emisji metanu rekomendowane przez 8 różnych organizacji:
  - m. in. GRI, EPA, IPCC,
  - opublikowane w latach 1994–2009.
- Wady rekomendowanych współczynników:
  - duże różnice w rekomendowanych współczynnikach,
  - brak odniesienia do systemu dystrybucyjnego w Polsce,
  - brak możliwości przeprowadzenia inwentaryzacji trzema podejściami,
  - brak współczynników związanych z pracami konserwacyjnymi i awariami.

Wyniki:

- wyniki inwentaryzacji uzyskane na podstawie danych literaturowych wynoszą od 10 do 1061 Gg metanu/rok,
- mediana wyników wynosi: 101 Gg metanu/rok.



Określenie własnych współczynników

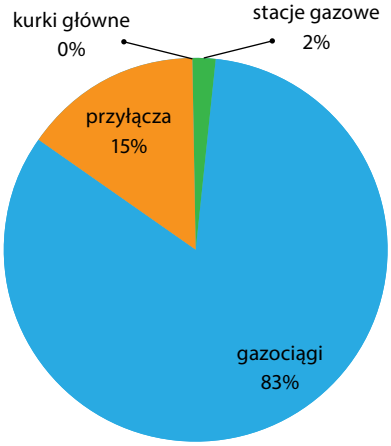
- Określono współczynniki emisji metanu dla podejścia 2 i 3.
- Badania przeprowadzono na 31 wytypowanych przez INiG-PIB stacjach gazowych, uwzględniając:
  - funkcję,
  - wiek,
  - ciśnienie wlotowe.
- Elementy liniowe (gazociągi i przyłącza):
  - 58 nieszczelności wskazanych przez PSG,
  - wykorzystano dane dotyczące kontroli dywanowych,
  - uwzględniono: wiek, rodzaj materiału, ciśnienie.
- Podczas badań prowadzonych:
  - na wytypowanych stacjach gazowych oraz,
  - wskazanych nieszczelnościach elementów liniowych.
- Wykorzystano aparaturę składającą się z:
  - aparatu do pomiarów niskich stężeń węglowodorów,
  - gazomierzy o zakresie pomiarowym 0,04–10 m^3/h.
- Zastosowana aparatura pozwalała na pomiar emisji w zakresie powyżej 0,41 m^3/rok.

Uzyskane współczynniki emisji metanu – podejście 2

- Współczynniki emisji:
  - stacje gazowe: 401,7 m^3/stacja/rok,
  - gazociągi: 659 m^3/km/rok,

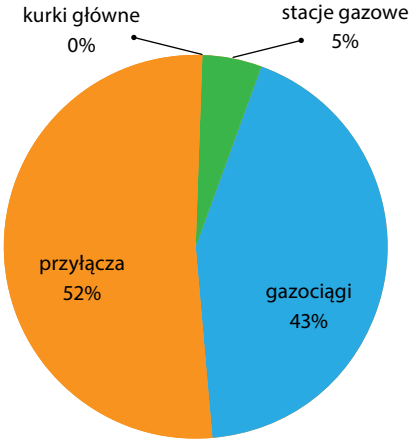
- przyłącza gazowe: 304 m³/km/rok.

- Wyznaczona emisja lotna 63 Gg/rok (~88 mln m³/rok).



Uzyskane współczynniki emisji metanu – podejście 3

- Współczynniki emisji:
  - stacje gazowe 8 kategorii: 14,5 – 1188,7 m³/stacja/rok,
  - gazociągi 9 kategorii: 14,0 – 369,0 m³/km/rok,
  - przyłącza gazowe 8 kategorii: 9,0 – 153,0 m³/km/rok.
- Wyznaczona emisja lotna 16 Gg/rok (~23 mln m³/rok).



Awarie

- Ilość metanu emitowana podczas awarii i prac konserwacyjnych może być szacowana na podstawie współczynników emisji lub określana na podstawie rzeczywistych strat gazu podczas awarii.

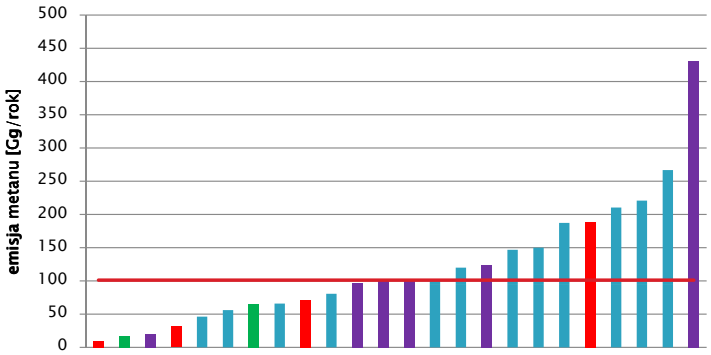
- Przeanalizowano dane dotyczące awarii wszystkich elementów systemu.
- Pod uwagę wzięto:
  - ilość odnotowanych w latach 2008–2010 awarii,
  - deklarowaną ilość gazu jaka jest emitowana podczas awarii.
- Emisja metanu związana z awariami to: ok. 0,5 Gg/rok (~0,7 mln m^3/rok).

Prace konserwacyjne

- Przeanalizowano dane dotyczące prac konserwacyjnych.
- Pod uwagę wzięto:
  - różnego typu czynności,
  - ilość emitowanego gazu przypadającą na pojedynczą czynność,
  - liczbę wykonywanych czynności.
- Najbardziej emisyjne czynności:
  - dla stacji gazowych: próby działania i regulacja zaworów,
  - dla gazociągów i przyłączy: wymiana.
- Emisja metanu podczas prac konserwacyjnych to: ok. 1 Gg/rok (~1,3 mln m^3/rok).

Całkowita emisja metanu z systemu dystrybucyjnego w Polsce

- Całkowita wielkość emisji wg INiG-PIB:
  - PODEJŚCIE 2: 66 Gg/rok (~96 mln m^3/rok),
  - PODEJŚCIE 3: 17 Gg/rok (~25 mln m^3/rok).



Wielkość emisji metanu otrzymana na podstawie współczynników rekomendowanych przez różne organizacje oraz wyznaczonych przez INiG-PIB:

PODEJŚCIE 1 PODEJŚCIE 2 PODEJŚCIE 3 INiG-PIB

Ograniczanie wielkości emisji metanu

- Ograniczanie emisji metanu z sieci dystrybucyjnej:
  - wpływa pozytywnie na środowisko,
  - daje wymierny efekt ekonomiczny,
  - korzystnie wpływa na wizerunek przedsiębiorstwa.
- Istnieje wiele metod ograniczania emisji metanu, wśród których najszybszej widoczne efekty uzyskać można dzięki:
  - częstym kontrolom i możliwie szybkiemu usuwaniu wykrytych nieszczelności,
  - modernizacjom stacji gazowych,
  - wymianie starej sieci dystrybucyjnej.

Podsumowanie i wnioski

- Całkowita emisja metanu z sieci dystrybucyjnej w Polsce, oszacowana podczas pierwszej inwentaryzacji, wynosi około 17 Gg/rok (25 mln m^3/rok).
- Inwentaryzacje emisji powinny być prowadzone w sposób cykliczny.
- Podczas kolejnych inwentaryzacji należy skupić się na aktualizacji:
  - współczynników aktywności – związanych np. z rozbudową sieci,
  - współczynników emisji – związanych np. z modernizacją sieci,
  - składu gazu – np. związanego z wprowadzeniem LNG.

Dorota Klęk, Grzegorz Chudzik
SGT EuroPol GAZ S.A.

Monitorowanie emisji CO_2 na gazociągu jamalskim w aspekcie nowych wymagań

Streszczenie

W referacie opisano proces monitorowania emisji CO_2 na polskim odcinku gazociągu jamalskiego w aspekcie nowych wymagań prawnych dla okresu rozliczeniowego 2013–2020. Opisano metodykę pomiarów ilości gazu, wyznaczania parametrów jakościowych oraz obliczania wielkości całkowitej rocznej emisji dwutlenku węgla. Stwierdzono, że wymagania dotyczące obecnego okresu rozliczeniowego w stosunku do poprzedniego znacznie zwiększyły się w zakresie poziomu dokładności, nadzoru metrologicznego nad urządzeniami, oraz sprawozdawczości. Wprowadzono również dodatkowe wymagania dla weryfikacji rocznej oraz wymóg przeprowadzania audytów wewnętrznych i oceny ryzyka. Zostały zidentyfikowane i przedstawione poszczególne etapy procesu monitorowania, miedzy innymi wyznaczanie składu gazu metodą chromatograficzną (on-line), Zwrócono również uwagę na wieloznaczność przepisów w zakresie niepewności pomiarów i nadzoru metrologicznego nad urządzeniami. Spełnienie wymagań dla instalacji objętej procesem monitorowania określonych w przepisach nie jest łatwe do zrealizowania nawet przy bardzo dobrym wyposażeniu stacji pomiarowych i prowadzeniu regularnych kontroli urządzeń.

Abstract

The paper describes the process of the monitoring of carbon dioxide emissions on the Polish section of Yamal gas pipeline in terms of new legal requirements for the trading period 2013–2020. Have been described the methodology for measuring of the quantity of gas, determination of quality parameters and calculating the total annual emissions of carbon dioxide. It was found that the requirements for the current trading period compared to the previous period greatly increased in the range of tier, supervision over metrological equipment and reporting. Also introduced additional requirements for verification and new requirement to conduct annual internal audits and risk assessment. Have been identified and presented the various stages of the process of monitoring, among other things determining the composition of the gas by chromatograph (on-line), was also pointed out the ambiguity of the rules on measurement uncertainty and metrological supervision over the devices. Meeting the requirements for an installation covered by the monitoring process set out in the regulations is not easy to achieve, even with very good equipment of measuring stations and conducting regular inspection of equipment.

Wstęp

Spółka EuRoPol Gaz jest właścicielem polskiego odcinka gazociągu tranzytowego Jamał-Europa i zajmuje się transportem gazu z Rosji do Polski i krajów Europy Zachodniej. Na polskim odcinku gazociągu tranzytowego zabudowanych jest 5 tłoczni gazu o mocy zainstalowanej 400 MW, w których spalany jest gaz ziemny na potrzeby przesyłu.

Działalność firmy ze względu na nominalną moc cieplną zainstalowanych urządzeń zaliczana jest do „działalności energetycznej" zgodnie z załącznikiem do „Rozporządzenia Ministra Środowiska z 27 lipca 2009 r. w sprawie rodzaju instalacji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji" oraz zgodnie z „Ustawą z dnia 28 kwietnia 2011 o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych". Od 2008 roku Spółka uczestniczy we wspólnotowym systemie handlu emisjami CO_2. Ze względu na wielkość rocznej emisji instalacja zakwalifikowana jest do Grupy „C" – wielkość emisji > 500 000 Mg CO_2. Instalacja posiada dwa źródła emisji:

1. strumień główny – procesy spalania gazu w turbokompresorach na pięciu tłoczniach,
2. strumień pomniejszy – procesy spalania gazu w kotłowniach oraz agregatach prądotwórczych na pięciu tłoczniach.

Fot. 1. Tłocznia gazu Kondratki (po lewej stacja potrzeb własnych, po prawej turbokompresory).

Okres rozliczeniowy 2013–2020

Od 1 stycznia 2013 r. rozpoczął się nowy okres rozliczeniowy. Weszły w życie nowe przepisy dotyczące monitorowania i sprawozdawczości: „Rozporządzenie Komisji (UE) nr 601/2012" oraz weryfikacji: „Rozporządzenie Komisji (UE) nr 600/2012". Wprowadzone przepisy zaostrzyły kryteria w zakresie wymagań metrologicznych dla urządzeń, nadzoru nad urządzeniami oraz wymagań dla procesu weryfikacji.

Obowiązujące przepisy dopuszczają trzy metodyki wyznaczania wielkości emisji CO_2:

1. Metodyka oparta na obliczeniach polega na wyznaczaniu wielkości emisji ze strumieni materiałów wsadowych na podstawie danych dotyczących działalności uzyskanych za pomocą systemów pomiarowych oraz na podstawie dodatkowych parametrów uzyskanych z analiz laboratoryjnych lub wartości domyślnych.
2. Metodyka oparta na pomiarach polega na wyznaczaniu wielkości emisji ze źródeł emisji za pomocą ciągłego pomiaru stężenia odnośnego gazu cieplarnianego w spalinach oraz przepływu spalin, łącznie z monitorowaniem przenoszenia CO_2 między instalacjami, przy czym dokonuje się pomiarów stężenia CO_2 i przepływu przenoszonego gazu.
3. Metodyka rezerwowa, która nie opiera się na stosowaniu poziomów dokładności. Stosowana jest, gdy nie ma technicznej możliwości lub nie jest racjonalne kosztowo stosowanie metodyki obliczeniowej lub pomiarowej w odniesieniu do źródła emisji (strumieni materiałów wsadowych), niepewność wyznaczenia emisji rocznej nie przekracza 7,5% (instalacje A), 5,0% (B) lub 2,5% (C) a także zapewni się coroczne oceny niepewności w raporcie rocznym.

Dokładności monitorowania określane są „poziomami dokładności". W przypadku metodyki opartej na obliczeniach określone są cztery poziomy dokładności w zależności od wielkości rocznych emisji i typu materiałów wsadowych. Im wyższa wielkość emisji tym wyższy poziom dokładności (np. dla grupy „C" > 500 000 Mg CO_2 „poziom dokładności 4").

Tabela 1. Poziomy dokładności dla danych dotyczących działalności (maksymalna dopuszczalna niepewność dla każdego poziomu dokładności). (Źródło: Rozporządzenie Komisji (UE) nr 601/2012).

Rodzaj działań/typ strumienia materiałów wsadowych	Parametr, którego dotyczy niepewność	Poziom dokładności 1	Poziom dokładności 2	Poziom dokładności 3	Poziom dokładności 4
Spalanie paliw i paliwa używane jako wsad do procesu					
Znormalizowane paliwa handlowe	Ilość paliwa [t] lub [Nm^3]	±7,5%	±5%	±2,5%	±1,5%
Inne paliwa gazowe i ciekłe	Ilość paliwa [t] lub [Nm^3]	±7,5%	±5%	±2,5%	±1,5%
Paliwa stałe	Ilość paliwa [t]	±7,5%	±5%	±2,5%	±1,5%
Spalanie gazów na wylotach kominów	Ilość gazu spalanego na wylocie komina [Nm^3]	±17,5%	±12,5%	±7,5%	
Oczyszczanie: węglany (metoda A)	Ilość zużytych węglanów [t]	±7,5%			
Oczyszczanie: gips (metoda B)	Ilość wyprodukowanego gipsu [t]	±7,5%			

Określenie poziomu dokładności (ocena niepewności) może być wykonywane w pełnym zakresie lub w zakresie uproszczonym w przypadku, jeśli urządzenie podlega prawnej kontroli metrologicznej w rozumieniu ustawy Prawo o miarach. Należy zwrócić uwagę, że definicje niepewności, błędu granicznego oraz dokładności są w Rozporządzeniu Komisji (UE) nr 601/2012 niejednoznacznie zdefiniowane. W wielu miejscach niepewność jest tożsama z błędem granicznym dopuszczalnym, co stanowi podstawę do różnych interpretacji zapisów.

Monitorowanie emisji na gazociągu tranzytowym

Proces monitorowania emisji CO_2 na gazociągu tranzytowym obejmuje pięć tłoczni gazu stanowiących jedną instalację. Na każdej tłoczni zlokalizowane są dwa źródła

emisji: strumień główny – procesy spalania gazu w turbokompresorach na pięciu tłoczniach oraz strumień pomniejszy – procesy spalania gazu w kotłowniach oraz agregatach prądotwórczych. Do wyliczeń wielkości emisji wykorzystywana jest metoda obliczeniowa. Podstawą do wyliczania są pomiary ilości gazu dokonywane na stacjach potrzeb własnych na każdej tłoczni oraz wskazania chromatografów procesowych zainstalowanych na dwóch tłoczniach gazu.

Fot. 2. Tłocznia Gazu Ciechanów. Turbokompresor – główny punkt emisji CO_2.

Pomiary ilości gazu paliwowego do spalania w turbokompresorach (strumień główny) wykonywane są na gazomierzach zwężkowych pracujących w tzw. „układzie U2" z gazomierzem turbinowym jako pomiarem kontrolnym. Przepustowość każdej stacji potrzeb własnych to ok. 30 tys. m^3/h. Ilość ciągów pomiarowych na poszczególnych stacjach zależy od średnicy ciągu i wysokości ciśnienia. Każdy gazomierz zwężkowy współpracuje z przelicznikiem, przetwornikami różnicy ciśnień, ciśnienia i temperatury.

Pomiary ilości gazu do spalania w kotłowniach technologicznych, grzewczych i antyoblodzeniowych oraz agregatach prądotwórczych (strumień pomniejszy) wykonywane są na gazomierzach rotorowych. Stacja wyposażona jest w dwa gazomierze rotorowe. Każdy gazomierz rotorowy współpracuje z przelicznikiem, przetwornikiem ciśnienia i temperatury.

Fot. 3. Stacja potrzeb własnych. Układ pomiarowy gazu paliwowego do turbokompresorów.

Dane z przeliczników gazomierzy zwężkowych i rotorowych na każdej stacji pomiarowej potrzeb własnych przysyłane są do systemów pomiarowych, zadaniem których jest archiwizacja i raportowanie. Sterowanie stacjami odbywa się z poziomu systemów nadrzędnych tłoczni gazu, do których trafiają dane o ilościach gazu oraz zdarzeniach i alarmach bezpośrednio z przeliczników.

Wyznaczenie składu gazu odbywa się za pomocą chromatografów procesowych działających w trybie on-line. W związku ze zmianami przepisów w nowym okresie rozliczeniowym 2013–2020 wymagało to dodatkowej zgody na wykorzystanie metody on-line. Nowe przepisy jako główną metodę określają analizy składu gazu w akredytowanych laboratoriach wykonywane co najmniej raz na tydzień pomimo, że analizy prowadzone na bieżąco zapewniają znacznie dokładniejsze śledzenie zmian składu gazu i umożliwiają dokładniejsze określenie wielkości emisji CO_2. Chromatografy pracujące na gazociągu tranzytowym wyznaczają skład gazu co ok. 3 minuty. Na podstawie ich wskazań wyliczane są współczynniki ściśliwości niezbędne do określenia ilości gazu w warunkach standardowych oraz obliczania wskaźników emisji dla wszystkich tłoczni.

Wielkość całkowitej rocznej emisji dwutlenku węgla wyznaczana jest jako suma rocznych wielkości emisji ze spalania gazu ziemnego na podstawie poniższych wzorów. Dane wejściowe dotyczące ilości spalanego gazu oraz skład gazu określany jest dla okresów miesięcznych. Do wyliczenia rocznej emisji średni skład gazu określany jest jako średnia ważona względem wielkości zużycia w każdym miesiącu.

$$E_C = E_T + E_K \text{ [Mg } CO_2\text{/rok]} \quad (1)$$

$$E_T = C_T \cdot W_e \cdot W_u \text{ [Mg } CO_2\text{/rok]} \quad (2)$$

$$E_K = C_K \cdot W_e \cdot W_u \text{ [Mg } CO_2\text{/rok]} \quad (3)$$

gdzie:

E_C – całkowita roczna wielkość emisji CO_2 z instalacji,

E_T – roczna wielkość emisji CO_2 z głównego strumienia paliw – ze spalania gazu ziemnego w turbokompresorach [Mg CO_2/rok],

E_K – roczna wielkość emisji CO_2 z pomniejszego strumienia paliw – ze spalania gazu ziemnego w kotłowniach (technologicznej, grzewczej, antyoblodzeniowej) oraz agregacie prądotwórczym [Mg CO_2/rok],

C_T – zużycie głównego strumienia gazu ziemnego w turbozespołach w m^3/rok na podstawie pomiarów (dla m^3 w warunkach 0°C i 1,01325 MPa),

W_u – współczynnik utleniania dla gazu ziemnego,

C_K – łączne zużycie pomniejszego strumienia gazu ziemnego w kotłowniach (technologicznej, grzewczej, antyoblodzeniowej) i agregacie prądotwórczym w instalacji w m^3/rok, na podstawie pomiarów (dla m^3 w warunkach 0°C i 1,01325 MPa),

We – średnioroczny wskaźnik emisji CO_2 w Mg/m^3 (dla m^3 w warunkach 0°C i 1,01325MPa).

$$We = \frac{\left(\frac{\sum_{j=1}^{N}[i\cdot(C_j)]+(C_{CO_2})}{22{,}41409728\cdot 100}\right)\cdot 44{,}0098}{1-\left[\sum_{j=1}^{N}\left[\frac{C_j\cdot\sqrt{b_j}}{100}\right]\right]^2}\cdot 10^{-3}[\mathrm{Mg/m^3}]$$

gdzie:

i – liczba atomów węgla ograniczonego w cząsteczce składnika,

N – ilość składników gazu,

C_j – ułamek molowy danego składnika [%],

C_{CO_2} – ułamek molowy CO_2 [%],

b_j – współczynnik sumowania.

Wymagania dotyczące poziomu dokładności danych wykorzystywanych w obliczaniach zależą głównie od wielkości emisji. W przypadku instalacji objętej monitorowaniem na gazociągu tranzytowym wielkość emisji CO_2 jest większa niż 500 000 Mg/rok, tym samym instalacja zakwalifikowana jest do czwartego poziomu

dokładności (zgodnie z Tabelą 1). Dopuszczalna niepewność pomiarów dla czwartego poziomu dokładności nie może przekraczać 1,5%. Należy ponadto zauważyć, że gazomierze zwężkowe wykorzystywane do pomiarów ilości gazu paliwowego do turbokompresorów nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej. W związku z tym corocznie wykonywane jest wyliczenie niepewności dla pomiaru ilości gazu do turbokompresorów i kotłowni oraz niepewność wyznaczenia wartości opałowej. Wyliczenia wykonywane są w oparciu o wytyczne zawarte w Normach Zakładowych oraz rzeczywiste dane pomiarowe za rozpatrywany rok. Analiza uwzględnia czas pracy poszczególnych urządzeń, zakres w którym pracują oraz wyniki sprawdzeń okresowych urządzeń przeprowadzonych w danym roku. Osiągnięcie niepewności na wymaganym poziomie nie jest proste i pociąga za sobą konieczność wzmożonego nadzoru metrologicznego nad urządzeniami oraz znacznie ostrzejszych wymagań w zakresie dokładności poszczególnych urządzeń niż wynika to z polskich przepisów. Przeprowadzone w latach 2008–2012 wyliczenia wykazały, że maksymalna niepewność wyznaczenia ilości gazu paliwowego do turbokompresorów wyniosła maksymalnie 0,58%, a gazu do kotłowni 0,56%. Niepewność wyznaczenia wartości opałowej kształtowała się na poziomie 0,05%.

Dla zapewnienia wymaganych niepewności rocznych niezbędny jest nadzór metrologiczny nad urządzeniami pomiarowymi. Sprawdzenia i kontrole urządzeń pomiarowych muszą być wykonywane z większą częstotliwością. Częstotliwość sprawdzeń urządzeń pomiarowych zainstalowanych na stacjach potrzeb własnych wykorzystywanych w procesie monitorowania emisji CO_2:

- przetworniki ciśnienia, różnicy ciśnienia i temperatury – 2 razy w roku,
- przetworniki temperatury, czujniki temperatury – 2 razy w roku,
- przeliczniki – 2 raz w roku,
- kryzy (w tym pomiary geometryczne) – 1 raz w roku,
- gazomierze rotorowe – wzorcowanie raz na 2 lata, legalizacja raz na 5 lat.

Szczególny nadzór prowadzony jest nad chromatografami procesowymi w związku z dopuszczeniem ich do pracy w trybie on-line. Codziennie wykonywane są kalibracje gazem wewnętrznym posiadającym certyfikat akredytowanego laboratorium, dodatkowo dwa razy w roku wykonywana jest analiza porównawcza chromatografów (kryterium oceny według normy ISO 6974 oraz ISO 12213). Ponadto zgodnie z wymaganiami przepisów o monitorowaniu emisji CO_2 zostały przeprowadzone atestacje początkowe każdego chromatografu wykonane przez akredytowane laboratorium. Atestacja początkowa obejmowała ocenę dokumentacji chromatografów, ocenę poprawności wykonania instalacji do poboru próbek, ocenę

poprawności kalibracji wewnętrznych, ocenę poprawności odtwarzania mieszanek wzorcowych (co najmniej pięć mieszanin wzorcowych o różnym składzie), ocenę poprawności obliczeń wykonywanych przez chromatograf oraz analizę porównawczą. Prowadzone są również coroczne atestacje w znacznie węższym zakresie niż atestacja początkowa. Wykonywana jest tylko ocena poprawności odtwarzania mieszanek wzorcowych (co najmniej dwie mieszaniny wzorcowe o różnym składzie, przy pięciu powtórzeniach dla każdej mieszanki). W poprzednim okresie rozliczeniowym (2008–2012) prowadzony nadzór metrologiczny pozwolił na zapewnienie wymaganego poziomu dokładności. Należy zwrócić uwagę, że w przepisach obowiązujących w okresie rozliczeniowym 2013–2020 nie jest określony jednoznacznie sposób i zakres prowadzonych atestacji. Może to prowadzić do kwestionowanie wyników przeprowadzonych atestacji podczas weryfikacji rocznych.

Zupełnie nowym wymaganiem jest konieczność przeprowadzenia oceny ryzyka procesu monitorowania emisji CO_2. Do oceny ryzyka procesu monitorowania na gazociągu tranzytowym przyjęto trzystopniową skalę prawdopodobieństw oraz trzystopniową skalę możliwych strat. Zidentyfikowano ryzyka związane z zapewnieniem dokładności i poprawności pomiarów danych wejściowych, obliczeniami wielkości pośrednich i końcowych oraz nadzorem nad narzędziami informatycznymi. Wyniki przeprowadzonej analizy wykazały, że stwierdzony poziom ryzyka jest akceptowalny. Nie zwalnia to natomiast z potrzeby wprowadzania dalszych zmian w celu zmniejszania zidentyfikowanego już ryzyka i oceny nowych zagrożeń.

W nowym okresie rozliczeniowym zmieniły się wymagania dotyczące raportowania. Obecnie konieczne są trzy formy sprawozdawczości: raportowanie o zmianach w metodzie monitorowania, sprawozdawczość roczna o emisjach (zweryfikowany raport roczny do końca marca każdego roku) oraz sprawozdawczość związana z doskonaleniem metodyki monitorowania. W przypadku procesu monitorowania na gazociągu tranzytowym konieczne było opracowanie i wdrożenie dodatkowych procedur, wdrożenie audytów wewnętrznych oraz prowadzenie wewnętrznych weryfikacji danych na każdym etapie procesu monitorowania.

Wnioski

Po przeanalizowaniu wymagań dotyczących poprzedniego oraz obecnego okresu rozliczeniowego stwierdzono, że znacznie zwiększyły się wymagania w zakresie poziomów dokładności, nadzoru metrologicznego oraz sprawozdawczości. Wprowadzono dodatkowe wymagania dla weryfikacji oraz dodatkowe audyty wewnętrzne i oceny częściowe planów monitorowania. Należy zaznaczyć, że wprowadzanie wymaganych zmian stwarza problemy, gdyż w wielu przypadkach zapisy są niejed-

noznaczne i ich interpretacja bywa różna. Powoduje to utrudnienia przy przygotowaniu dokumentacji i w czasie audytów wewnętrznych i weryfikacji corocznej.

W przypadku procesu monitorowania emisji CO_2 na gazociągu tranzytowym, zmiany przepisów nie spowodowały konieczności zmian w wyposażeniu stacji w urządzenia pomiarowe. Wymagały natomiast wykonywania dodatkowych sprawdzeń urządzeń pomiarowych i wprowadzenia dodatkowego nadzoru i kontroli poszczególnych elementów procesu. Nie wspominając o konieczności dodatkowego udokumentowania wszystkich działań prowadzonych na instalacji.

Tadeusz Schuster
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
Adam Bogucki
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Analiza wyników badań ciepła spalania gazu ziemnego w systemie dystrybucyjnym w kontekście wydzielania obszarów rozliczeniowych

Streszczenie

W artykule przedstawiono zasady funkcjonowania systemu monitoringu parametrów cieplnych gazu ziemnego, transportowanego krajowym systemem dystrybucyjnym. Omówiono schemat prowadzenia monitoringu, od etapu dokonania losowania punktów poboru próbek przez akredytowane laboratorium, aż po przekazanie wyników do PGNiG S.A., które publikuje otrzymane wyniki na swojej stronie internetowej. Przedstawiono także wnioski z dotychczas prowadzonych badań, również w kontekście wyznaczania obszarów rozliczeniowych na potrzeby przyszłego rozliczania gazu w jednostkach energii.

Abstract

The article presents the principles of operation of a monitoring system of the thermal parameters of natural gas transported in the national distribution system. The article discusses all steps of monitoring, from taking random sampling points by an accredited laboratory, to transmitting the results to the PGNiG S.A., which publishes the results on its website. It presents also findings of previously conducted analyses, also in the context of determining the areas of billing for the future settlement of the gas in units of energy.

WSTĘP

Jakość gazu transportowanego krajowym systemem gazowym musi spełniać wymagania określone w krajowym prawie, odpowiednich normach oraz kodeksach sieci firm zajmujących się transportem gazu. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (dalej: PGNiG S.A., Spółka) podjęło decyzję o cyklicznym przeprowadzaniu kontroli parametrów cieplnych gazu transportowanego sieciami dystrybucyjnymi oraz stworzeniu wspólnie z Instytutem Nafty i Gazu – Państwowym Instytutem Badawczym (dalej: INiG-PIB), Systemu Monitoringu Jakości Gazu ziemnego (SMJG). Celem SMJG jest zapewnienie klientów PGNiG S.A., iż ciepło spalania dostarczanego gazu jest zgodne m.in. z wymaganiami określonymi w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. *w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego* oraz Polskich Normach serii PN-C-04750:2011. Taka decyzja pozwoliła również spełnić zalecenia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 2008 r., odnośnie publikowania informacji dotyczących jakości paliwa gazowego, na stronie internetowej Spółki.

SYSTEM MONITORINGU JAKOŚCI GAZU ZIEMNEGO

Od roku 2008 INiG-PIB prowadzi monitoring jakości gazu w sieci dystrybucyjnej. Kontrola jakości została sformalizowana w 2009 r., poprzez opracowanie przez INiG-PIB Systemu Monitoringu Jakości Gazu ziemnego dostarczanego odbiorcom z sieci dystrybucyjnej gazu, na terenie działania wszystkich Oddziałów Polskiej Spółki Gazownictwa.

Założenia SMJG to:

- monitorowanie i dokumentowanie jakości gazu przez stronę trzecią posiadającą wdrożony system jakości,
- brak wpływu operatora systemu dystrybucyjnego oraz zleceniodawcy usługi dystrybucyjnej na wybór miejsca poboru i termin badania jakości gazu,

- losowość wyboru punktu poboru próbki gazu ziemnego do badania,
- objęcie możliwie największej liczby odbiorców gazu ziemnego,
- równorzędne traktowanie wszystkich rodzajów gazu (E, Lw, Ls).

System Monitoringu Jakości Gazu, jest realizowany zgodnie z następującymi zasadami:

- wybór miejsca poboru próbki gazu odbywa się w drodze losowania przeprowadzanego przez INiG-PIB,
- w danym miesiącu, próbki pobierane są na obszarze działania wylosowanych trzech z sześciu Oddziałów PSG, po 12 próbek w każdym,
- w okresie 12 miesięcy, każdy z Oddziałów PSG losowany jest sześciokrotnie,
- najdłuższy odstęp czasowy między pobieraniem próbki w danym Oddziale PSG to dwa miesiące, który występuje tylko raz w okresie 12 miesięcy,
- analizy pobranych próbek wykonywane są przez Laboratorium Analityki i Fizykochemii Paliw Węglowych INiG-PIB, według akredytowanych procedur badawczych (laboratorium wchodzi w skład Zespołu Laboratoriów Badawczych Sieci, Instalacji i Urządzeń Gazowych, akredytowanego przez Polskie Centrum Akredytacji; nr akredytacji: AB041),
- wyniki analiz są przekazywane przez INiG-PIB do Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.,
- na stronie internetowej PGNiG S.A. publikowane są wyniki analiz, zarówno w postaci graficznej jak i tekstowej, z podaniem informacji odnośnie: miejsca i daty poboru próbki, rodzaju gazu, wartości liczby Wobbego oraz ciepła spalania;
- na stronie internetowej PGNiG S.A. umieszczone są dane archiwalne z analiz przeprowadzonych w poprzednich miesiącach.

Wyniki monitoringu

W okresie od maja 2009 r. do listopada 2013 r. pobrano próbki i wykonano badania:

- 1841 razy dla punktów w sieci dystrybucyjnej gazu E,
- 126 razy dla punktów w sieci dystrybucyjnej gazu Lw (w O/Wrocław – 82, w O/Poznań – 44),
- 13 razy dla punktów w sieci dystrybucyjnej gazu Ls (w O/Wrocław – 3, w O/Poznań – 10).

Rozmieszczenie punktów poboru próbek przedstawiono na rysunku 1.

Rys. 1. Miejsca poboru próbek gazu okresie: maj 2009 r. – listopad 2013 r.

Wymagania dotyczące jakości parametrów cieplnych gazu zawarte są w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. *w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego* [1]. Dokument ten określa parametry jakościowe paliw gazowych przesyłanych m.in. sieciami dystrybucyjnymi i stawia wymagania dotyczące parametrów cieplnych tego paliwa, które przedstawiono w Tabeli 1.

Tabela 1. Wymagania dotyczące parametrów cieplnych paliwa gazowego.

	Zakres liczby Wobbego [MJ/m³]	Ciepło spalania [MJ/m³]
Gaz ziemny wysokometanowy grupa „E"	45,0÷54,0 (włącznie)	Nie mniej niż: 34,0
Gaz ziemny zaazotowany podgrupa „Lw"	37,5÷45,0 (włącznie)	Nie mniej niż: 30,0
Gaz ziemny zaazotowany podgrupa „Ls"	32,5÷37,5 (włącznie)	Nie mniej niż: 26,0

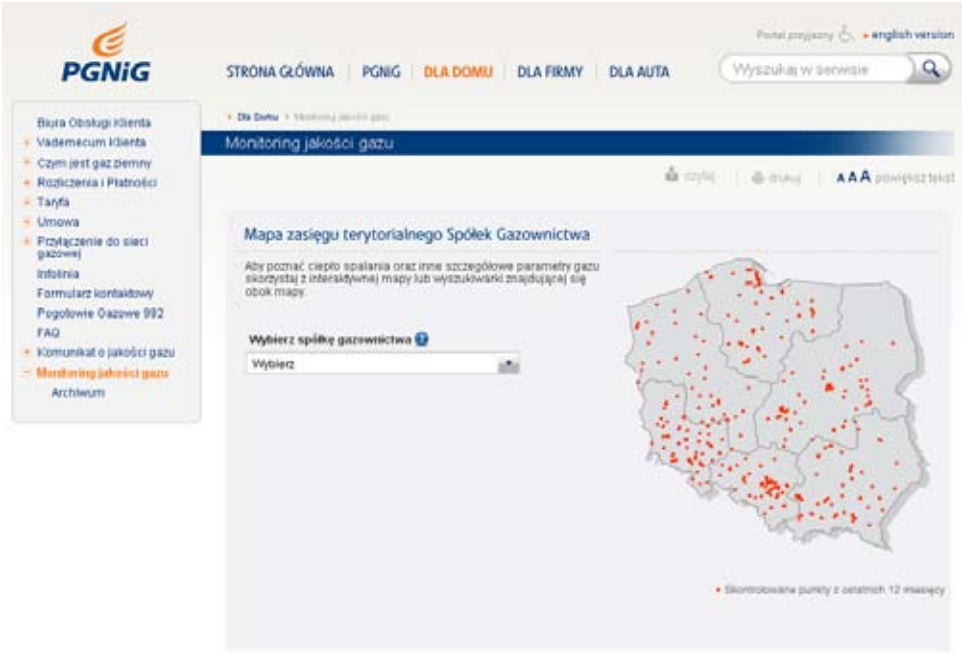
Wyniki prowadzenia monitoringu jakości gazu wskazują, że zarówno dla gazu wysokometanowego E, jak i dla gazów zaazotowanych Lw i Ls, **wszystkie wartości parametrów cieplnych** uzyskane na podstawie analiz pobranych próbek gazu w **okresie od maja 2009 r. do listopada 2013 r. spełniały wymagania zawarte w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki** [1].

PUBLIKOWANIE DANYCH Z SMJG

Wyniki analiz pobranych próbek gazu ziemnego publikowane są na stronie internetowej PGNiG S.A.: *www.pgnig.pl*. Aktualizacja danych odbywa się w okresach miesięcznych, w miesiącu kolejnym w stosunku do okresu w którym próbki zostały pobrane i zbadane. Dane z wynikami analiz dostępne są na dwóch zakładkach:

- *www.pgnig.pl* → *dla domu* → *monitoring jakości gazu,*
- *www.pgnig.pl* → *dla firmy* → *monitoring jakości gazu.*

Po wejściu na zakładkę *monitoring jakości gazu*, widoczna jest mapa Polski (rys. 2) z naniesionymi punktami, w których była pobrana badana próbka gazu, w okresie ostatnich dwunastu miesięcy.



Rys. 2. Mapa parametrów jakościowych – strona główna.

Po kliknięciu w wybrany obszar mapy, przechodzi się do bardziej szczegółowych informacji, zwierających mapę punktów poboru oraz tabelę wyników analiz dla punktów, w których analiza została wykonana w przeciągu ostatnich trzech miesięcy.

Do dyspozycji użytkownika, zostało oddane archiwum, w którym można zapoznać się lub pobrać wyniki badań przeprowadzonych w ramach SMJG. Przeprowadzone analizy ilości wejść na zakładkę strony internetowej PGNiG S.A. zawierającą

wyniki monitoringu, wykazały, iż liczba dziennych odsłon sięga rzędu kilkudziesięciu, co może świadczyć o dużym zainteresowaniu odbiorców rezultatami prowadzonych badań.

W chwili obecnej trwają prace nad dostosowaniem interfejsu wizualizacji wyników analiz, do aktualnej struktury Operatora Systemu Dystrybucyjnego.

SMJG a obszary rozliczeniowe

Dla danych zgromadzonych w prawie pięcioletnim okresie prowadzenia monitoringu jakości gazu w sieci dystrybucyjnej dokonano ich analizy stawiając pytanie **czy pobrane w poszczególnych zakładach próbki gazu mogą pochodzić z jednego dystrybucyjnego obszaru rozliczeniowego w kontekście Rozporządzenia Ministra Gospodarki** z dnia 2 lipca 2010 r. [1].

Podstawy wykonania analizy

1. Zapisy § 40 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego [1], stanowiące m.in.:

   § 40. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych w celu dokonywania rozliczeń paliw gazowych może wyznaczyć obszary rozliczeniowe, w ramach których określi średnią ważoną wartość ciepła spalania paliw gazowych.

   2. (…)

   3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych może przyjąć metodologię określania ciepła spalania paliw gazowych dla wyznaczonych obszarów, tak aby wyznaczona średnia wartość ciepła spalania paliw gazowych nie różniła się więcej niż o ±3% od wartości ciepła spalania paliw gazowych określonej w którymkolwiek punkcie danego obszaru.

2. Zapisy Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi [2] stanowiące m.in.:

   § 37. ust. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne dokonuje rozliczeń za pobrane paliwa gazowe lub wykonane usługi związane z dostarczaniem paliw gazowych na podstawie odczytu wskazań układu pomiarowego, w okresach rozliczeniowych ustalonych w taryfie: 1) nie dłuższych niż 12 miesięcy – w przypadku odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 [kWh/h]; 2) co miesiąc – w przypadku odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości większej niż 110 [kWh/h].

   §38. ust. 3. Operator systemu przesyłowego oraz operatorzy systemu dystrybucyjnego publikują na swoich stronach internetowych, dla każdego miesiąca, najpóźniej do godziny 11:00 trzeciego dnia następnego miesiąca, średnią ważoną wartość ciepła spalania paliw gazowych w systemie przesyłowym lub systemie dystrybucyjnym albo w obszarze określonym w § 40

rozporządzenia, o którym mowa w § 2 pkt 2. Operatorzy ci przechowują przez okres 5 lat i udostępniają nieodpłatnie użytkownikowi systemu lub odbiorcy dane dotyczące średniej ważonej wartości ciepła spalania.

ust. 4. W przypadku odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości: 1) nie większej niż 110 [kWh/h] – współczynnik konwersji jest ustalany na podstawie średniej arytmetycznej z ostatnio opublikowanych wartości ciepła spalania, o których mowa w ust. 3, z liczby miesięcy odpowiadającej liczbie miesięcy okresu rozliczeniowego; 2) większej niż 110 [kWh/h] – współczynnik konwersji jest ustalany na podstawie wartości ciepła spalania, o której mowa w ust. 3, ustalonej dla okresu rozliczeniowego.

Założenia do analizy

1. Sprawdzono czy obszar dystrybucyjny określonego rodzaju gazu danego Zakładu można uznać za jeden dystrybucyjny obszar rozliczeniowy. Do oceny wybrano obszar Zakładu ze względu na to, że INiG-PIB, w ramach SMJG dysponuje informacjami pozwalającymi na przypisanie poszczególnych stacji gazowych (miejsc poboru próbek) do odpowiednich Zakładów.
2. Posłużono się średnimi arytmetyczni ciepła spalania, a nie średnią ważoną, jak określono w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. [1], ze względu na to iż INiG-PIB nie dysponuje danymi, które mogły by stanowić podstawę przypisania wag poszczególnym wartościom ciepła spalania określonym dla próbek gazu.
3. Ocenie poddano wyniki średniego ciepła spalania $\overline{H}_S$ otrzymane w okresie maj 2009 r. – listopad 2013 r.
4. Podczas oceny wyników nie uwzględniono okresów rozliczeniowych, które zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. [2] wynoszą od 1 do 12 miesięcy w zależności od wielkości zużycia gazu, ze względu na to, iż analizy wykonywane w ramach SMJG pełnią wyłącznie funkcje kontrolną jakości gazu, a częstotliwość poboru nie pozwala na wykonanie prawidłowych obliczeń statystycznych dla Zakładów w krótkich przedziałach czasu. Dodatkowo próbki w danym Zakładzie nie są pobierane w każdym miesiącu.
5. Dla każdego Zakładu określono na podstawie danych z SMJG, dla każdego rodzaju gazu:
   a) średnią arytmetyczną wartość ciepła spalania w danym okresie odniesienia,
   b) przedział zawierający wartości ciepła spalania różniących się o ±3% od tak ustalonej wartości średniej ciepła spalania w danym okresie odniesienia,
   c) liczbę wyników wartości ciepła spalania pobranych próbek, które mieszczą się w wyznaczonym przedziale dla danego okresu odniesienia,

przyjmując okresy odniesienia:

- cały okres monitoringu SMJG (maj 2009 – listopad 2013),
- roczny okres odniesienia,
- miesięczny okres odniesienia.

Kryterium oceny wyników

W przypadku gdy wszystkie wartości ciepła spalania pobranych próbek w danym okresie odniesienia dla określonego rodzaju gazu, w obszarze dystrybucyjnym Zakładu mieszczą się w wyznaczonym przedziale ($\overline{H}_s$±3%), to ten obszar dystrybucyjny danego Zakładu może być uznany za jeden obszar rozliczeniowy w danym okresie odniesienia.

Ocena wyników i wnioski

1. Ocenę wyników ciepła spalania gazu dla poszczególnych Zakładów dla całego okresu SMJG oraz rocznych okresów odniesienia zestawiono w tabeli 2.

Tabela 2. Ocena wyników ciepła spalania próbek gazu w odniesieniu do całego okresu SMJG oraz okresów rocznych.

			Liczba próbek dla których ciepło spalania: mieści się w przedziale ($\overline{H}_s$±3%) / jest poza przedziałem ($\overline{H}_s$±3%) dla okresu odniesienia:					
Rodzaj gazu	Oddział	Zakład	SMJG	2009	2010	2011	2012	2013
E	O/Wrocław	Wałbrzych	83 / 0	12 / 0	16 / 0	18 / 0	20 / 0	17 / 0
E	O/Wrocław	Wrocław	114 / 1	16 / 0	26 / 0	23 / 1	26 / 0	23 / 0
E	O/Wrocław	Zgorzelec	53 / 0	9 / 0	9 / 0	12 / 0	12 / 0	11 / 0
E	O/Zabrze	Opole	58 / 0	7 / 0	12 / 0	15 / 0	11 / 0	13 / 0
E	O/Zabrze	Zabrze	276 / 2	41 / 0	60 / 0	56 / 1	61 / 0	59 / 0
E	O/Tarnów	Jarosław	18 / 0	1 / 0	5 / 0	7 / 0	3 / 0	2 / 0
E	O/Tarnów	Jasło	43 / 0	7 / 0	11 / 0	13 / 0	11 / 0	1 / 0
E	O/Tarnów	Kielce	56 / 0	10 / 0	9 / 0	11 / 0	15 / 0	11 / 0
E	O/Tarnów	Kraków	73 / 0	13 / 0	11 / 0	17 / 0	20 / 0	12 / 0
E	O/Tarnów	Lublin	30 / 0	3 / 0	7 / 0	5 / 0	5 / 0	10 / 0
E	O/Tarnów	Rzeszów	32 / 0	5 / 0	10 / 0	6 / 0	4 / 0	7 / 0
E	O/Tarnów	Sandomierz	43 / 0	6 / 0	10 / 0	7 / 0	8 / 0	12 / 0
E	O/Tarnów	Tarnów	29 / 0	3 / 0	9 / 0	6 / 0	6 / 0	5 / 0

			Liczba próbek dla których ciepło spalania: mieści się w przedziale ($\overline{H}_s$±3%) / jest poza przedziałem ($\overline{H}_s$±3%) dla okresu odniesienia:					
Rodzaj gazu	Oddział	Zakład	SMJG	2009	2010	2011	2012	2013
E	O/Warszawa	Białystok	24 / 0	7 / 0	6 / 0	5 / 0	4 / 0	2 / 0
E	O/Warszawa	Ciechanów	44 / 0	9 / 0	11 / 0	6 / 0	8 / 0	10 / 0
E	O/Warszawa	Łódź	101 / 0	14 / 0	19 / 0	25 / 0	23 / 0	20 / 0
E	O/Warszawa	Mińsk Maz.	55 / 0	3 / 0	14 / 0	11 / 0	13 / 0	14 / 0
E	O/Warszawa	Radom	28 / 0	3 / 0	5 / 0	8 / 0	4 / 0	8 / 0
E	O/Warszawa	Warszawa	84 / 0	12 / 0	17 / 0	17 / 0	20 / 0	18 / 0
E	O/Gdańsk	Bydgoszcz	104 / 0	13 / 0	28 / 0	20 / 0	22 / 0	21 / 0
E	O/Gdańsk	Gdańsk	158 / 0	28 / 0	27 / 0	39 / 0	35 / 0	29 / 0
E	O/Gdańsk	Olsztyn	62 / 0	7 / 0	17 / 0	13 / 0	15 / 0	10 / 0
E	O/Poznań	Kalisz	**44 / 2**	7 / 0	**9 / 1**	11 / 0	10 / 0	8 / 0
E	O/Poznań	Koszalin	18 / 0	1 / 0	4 / 0	5 / 0	5 / 0	3 / 0
E	O/Poznań	Poznań	**105 / 4**	14 / 0	26 / 0	**21 / 2**	23 / 0	23 / 0
E	O/Poznań	Szczecin	97 / 0	14 / 0	23 / 0	24 / 0	21 / 0	15 / 0
Ls	O/Wrocław	Wrocław	3 / 0		1 / 0			2 / 0
Ls	O/Poznań	Koszalin	8 / 0	3 / 0	1 / 0	1 / 0	1 / 0	2 / 0
Ls	O/Poznań	Poznań	2 / 0	2 / 0				
Lw	O/Wrocław	Wrocław	**24 / 2**	4 / 0	5 / 0	**6 / 1**	3 / 0	7 / 0
Lw	O/Wrocław	Zgorzelec	**52 / 4**	7 / 0	15 / 0	**10 / 1**	**10 / 1**	12 / 0
Lw	O/Poznań	Kalisz	2 / 0	1 / 0			1 / 0	
Lw	O/Poznań	Poznań	**37 / 5**	**5 / 1**	**5 / 3**	8 / 0	**10 / 1**	9 / 0

Wyróżnione (w tabeli 2) pozycje wskazują, że dla określonego rodzaju gazu w sieci dystrybucyjnej danego Zakładu w określonym okresie odniesienia nie można przyjąć obszaru dystrybucyjnego Zakładu za jeden obszar rozliczeniowy. W tych przypadkach, aby było spełnione wymaganie z Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. [1], należałoby zawęzić terytorialnie obszar

rozliczeniowy lub zweryfikować poprawność wyznaczenia obszarów i w razie konieczności określić na nowo obszary rozliczeniowe.

W przypadku gazu E sytuacja taka występuje dla Zakładów Poznań i Kalisz w O/Poznań oraz Zakładu Wrocław w O/Wrocław i Zakładu Zabrze w O/Zabrze, co może być uzasadnione zróżnicowanymi kierunkami zasilania tych obszarów.

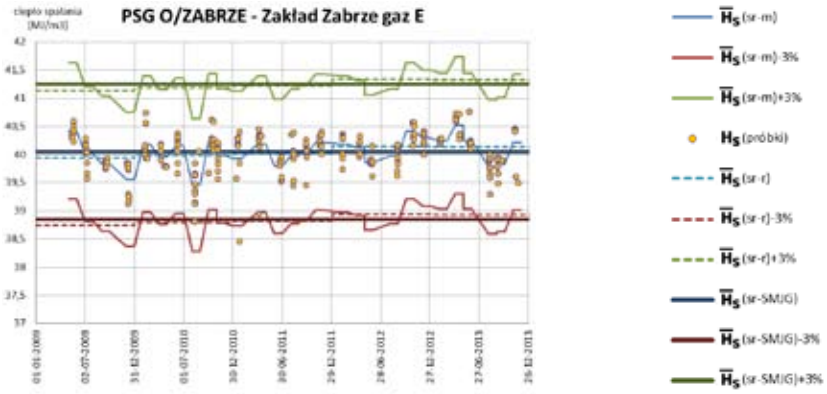
W obszarach dystrybucyjnych gazu Lw dla Zakładu Poznań w O/Poznań, oraz Zakładu Wrocław i Zakładu Zgorzelec w O/Wrocław tylko w roku 2013 średnie ciepło spalania dla pobranych próbek mieściło się w przedziale ($\overline{H}_S$±3%), jednak należy zwrócić uwagę, że obszary te są zasilane z różnych kierunków (rejonów kopalń) i średnie ciepło spalania gazu może zdecydowanie różnic się pomiędzy tymi obszarami.

2. Na podstawie analizy wyników ciepła spalania dla miesięcznych okresów odniesienia stwierdzono wartość ciepła spalania poza przedziałem ($\overline{H}_S$±3%) tylko dla czterech pobranych próbek:

   O/Zabrze – Zakład Zabrze – gaz E – 1 próbka w styczniu 2011 r. O/Zabrze – Zakład Zabrze – gaz E – 1 próbka w kwietniu 2011 r. O/Poznań – Zakład Poznań – gaz Lw – 2 próbki w lipcu 2010 r.

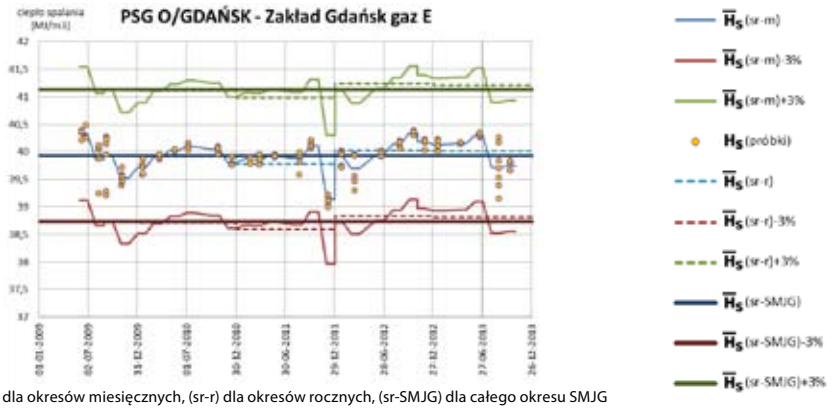
   W związku z tym dla tych dwóch Zakładów obszar dystrybucyjny wskazanego gazu nie może być uznany za obszar rozliczeniowy w miesięcznych okresach odniesienia (dla w/w miesięcy).

Zamieszczone poniżej rysunki (rys. 3 do 6) dla wybranych Zakładów ilustrują wyniki oznaczonego ciepła spalania pobranych próbek, z zaznaczonymi przedziałami ($\overline{H}_S$±3%) dla analizowanych okresów odniesienia.



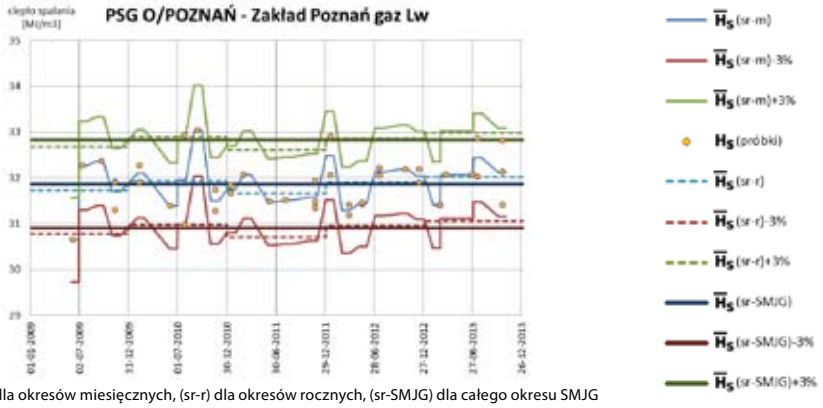
(sr-m) dla okresów miesięcznych, (sr-r) dla okresów rocznych, (sr-SMJG) dla całego okresu SMJG

Rys. 3. Ciepło spalania próbek gazu E dla Zakładu Zabrze (PSG O/Zabrze).



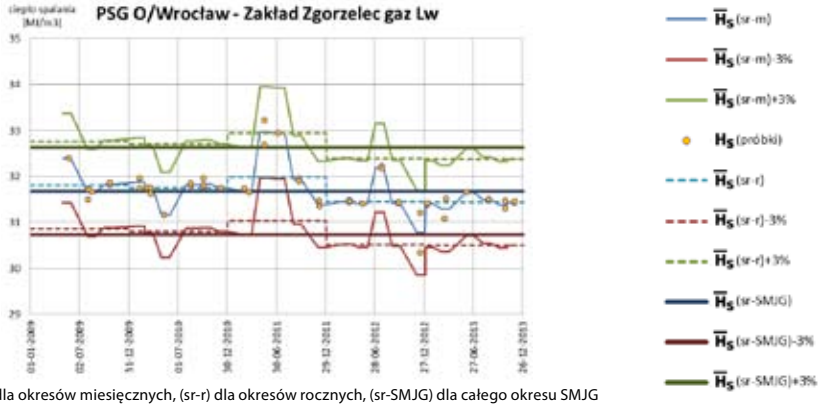
(sr-m) dla okresów miesięcznych, (sr-r) dla okresów rocznych, (sr-SMJG) dla całego okresu SMJG

Rys. 4. Ciepło spalania próbek gazu E dla Zakładu Gdańsk (PSG O/Gdańsk).



(sr-m) dla okresów miesięcznych, (sr-r) dla okresów rocznych, (sr-SMJG) dla całego okresu SMJG

Rys. 5. Ciepło spalania próbek gazu Lw dla Zakładu Poznań (PSG O/Poznań).



(sr-m) dla okresów miesięcznych, (sr-r) dla okresów rocznych, (sr-SMJG) dla całego okresu SMJG

Rys. 6. Ciepło spalania próbek gazu Lw dla Zakładu Zgorzelec (PSG O/Wrocław).

Zgodnie z przyjętymi założeniami i ustalonym kryterium oceny, należy zauważyć, że **w latach 2012–2013 średnie ciepło spalania dla pobranych próbek gazu E mieści się w przedziale ($\overline{H}_S$±3%) dla wszystkich obszarów dystrybucyjnych Zakładów, zarówno w odniesieniu do okresu miesięcznego jak i rocznego**.

Średnie ciepło spalania dla próbek gazu E w 2013 roku jest nieco wyższe niż w latach poprzednich, co ilustruje tabela 3.

Tabela 3. Średnie ciepło spalania [MJ/m^3] próbek gazu E dla rocznych okresów odniesienia.

Oddział PSG	Rok				
	2009	2010	2011	2012	2013
O/Wrocław	39,95	39,88	39,89	40,08	40,18
O/Zabrze	39,93	39,89	39,95	40,12	40,13
O/Tarnów	39,93	39,90	39,97	39,86	40,09
O/Warszawa	40,14	39,99	39,93	40,09	40,22
O/Gdańsk	39,95	39,95	39,84	40,06	40,05
O/Poznań	39,72	39,77	39,82	39,84	40,12
PSG	**39,95**	**39,90**	**39,90**	**40,01**	**40,14**

Literatura

1. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. 2010.133.891) z późniejszymi zmianami (Dz. U. 2012.968),
2. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. 2013.0.820),
3. Taryfa PGNiG S.A. [www.pgnig.pl],

Eliza Dyakowska, Paweł Szufleński
GAZ-SYSTEM S.A.

Poprawa efektywności energetycznej operatora gazociągów przesyłowych gazu ziemnego – możliwości i ograniczenia

Prawo

Ustawa o efektywności energetycznej z dnia 15.04.2011 r.

System białych certyfikatów – mechanizm rynkowy prowadzący do uzyskania wymiernych oszczędności energii w trzech obszarach:

- zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych,
- zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych – rozumianych jako zespół pomocniczych obiektów lub instalacji, służących procesowi wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła,
- zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyle i dystrybucji.

Wg ustawy obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej spoczywa m.in. na odbiorcy końcowym będącym członkiem giełdy towarowej.

GAZ-SYSTEM S.A. zużywający na własne potrzeby paliwo gazowe zakupione na giełdzie gazu i energii, nie jest do tego zobowiązany bowiem nie jest odbiorcą końcowym, o którym mowa w ustawie.

Białe certyfikaty (świadectwa efektywności energetycznej)

- Prezes URE przeprowadza przetargi na białe certyfikaty (pierwszy 31 grudnia 2012 r.),
- białe certyfikaty można otrzymać za wykonane już działanie proefektywnościowe lub planowane,
- przyznawane są za działanie, w wyniku którego roczna oszczędność energii jest nie mniejsza niż 10 ton oleju ekwiwalentnego (toe) lub też za grupę działań tego samego rodzaju, których łączny efekt przekroczy 10 toe,
- w grudniu 2013 r. pojawiła się informacja o przyznaniu Białego Certyfikatu nr 1 spółce PSE.

Obwieszczenie MG z 21 grudnia 2012 roku Przedsięwzięcia, służące poprawie efektywności energetycznej (1)

Gazownictwo – w zakresie:

- izolacji termicznej, termomodernizacji i remontów budynków, modernizacji i wymiany oświetlenia, silników, itp.,
- systemów pomiarowych mediów energetycznych,
- zastąpieniu niskoefektywnych źródeł ciepła, m.in. odnawialnymi źródłami energii, ciepłem wytwarzanym w kogeneracji lub ciepłem odpadowym z instalacji przemysłowych,
- zastąpieniu niskoefektywnego przygotowywania ciepłej wody użytkowej m.in. z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii, ciepła wytworzonego w kogeneracji lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych,
- odzysku energii w procesach przemysłowych, w tym instalacji lub modernizacji,
- układów odzysku ciepła z urządzeń i procesów oraz wykorzystanie go do celów użytkowych,
- turbin i układów wytwarzania energii, wykorzystujących energię rozprężania lub redukcji ciśnienia gazów, pary lub wody,
- układów przetwarzania ciepła odzyskiwanego z procesów przemysłowych na energię elektryczną,

- układów przetwarzania gazów odpadowych na energię elektryczną i cieplną lub inne.

Prawo Energetyczne

- Zgodnie z art. 9c PE GAZ-SYSTEM S.A. jest odpowiedzialny za prowadzenie ruchu sieciowego (…) i świadczenie usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu gazowego.
- GAZ-SYSTEM S.A. nie może prowadzić jakiejkolwiek działalności związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej lub obrotem paliwem gazowym (art. 9d ust. 1).
- GAZ-SYSTEM S.A. nie może udostępniać posiadanych środków trwałych na cele związane m.in. z wytwarzaniem energii elektrycznej.

Możliwości:

- zmniejszanie emisji gazu ziemnego,
- wykorzystanie Odnawialnych Źródeł Energii,
- modernizacja na obiektach systemowych,
- odzysk energii odpadowej.

Działania

Zmniejszanie emisji gazu ziemnego:

- bieżąca kontrola sieci gazowej,
- ograniczanie emisji lotnych i wydmuchowych – referat M. Pęgielska „Nie tylko emisja CO_2 jest ważna”,
- zczerpywanie gazu z odcinków sieci gazowej za pomocą odpowiedniego sterowania siecią w przypadku konieczności wykonania prac remontowych lub inwestycyjnych,
- ograniczanie upustów technologicznych – stosowanie mobilnych układów sprężających.

Zmniejszanie emisji gazu ziemnego – mobilna sprężarka

Przykładowe odgazowanie:

- długość odgazowanego odcinka gazociągu: 30,912 km,
- średnica gazociągu: DN1000,
- ciśnienie początkowe: 20 bar,
- ciśnienie końcowe: 12,5 bar,
- ciśnienie w gazociągu, do którego będzie przetłaczany gaz: 40 bar,
- czas pracy sprężarki: 34 h,
- ilość odzyskanego gazu: 203 000 Nm^3.

* W przypadku opróżnienia do 7,5 bar ilość odzyskanego gazu będzie na poziomie 317 000 Nm^3 (wymagany czas pracy sprężarki 72 h)

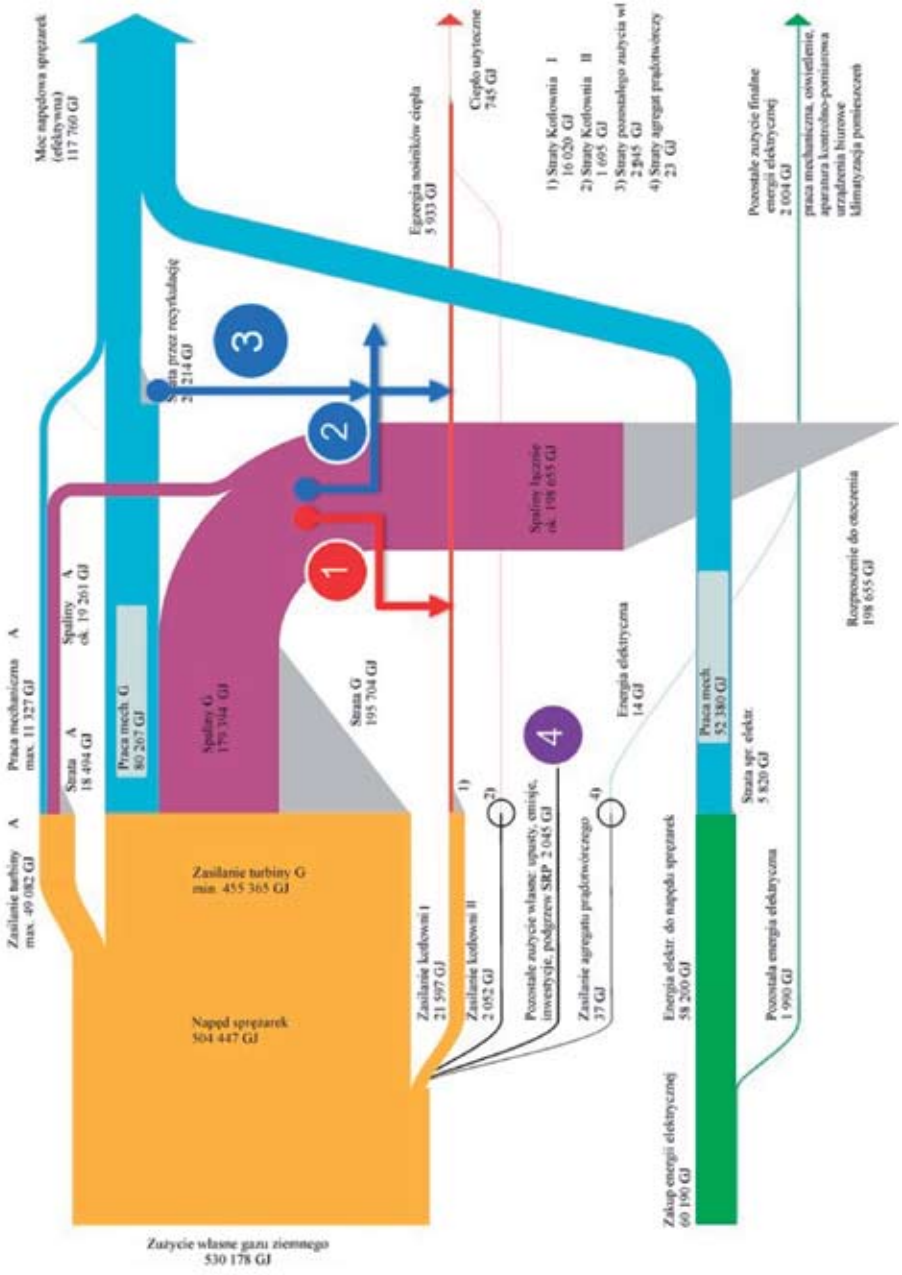
Wykorzystanie OZE:

- wykorzystanie w systemie przesyłowym OZE – słonecznej i wiatrowej,
- analiza rentowności technologii do otrzymania energii z OZE,
- analiza problemów technicznych związanych z wykorzystaniem OZE na obiektach sieci przesyłowej,
- analiza 12 wybranych obiektów (stacje gazowe, węzły, budynki administracyjne).

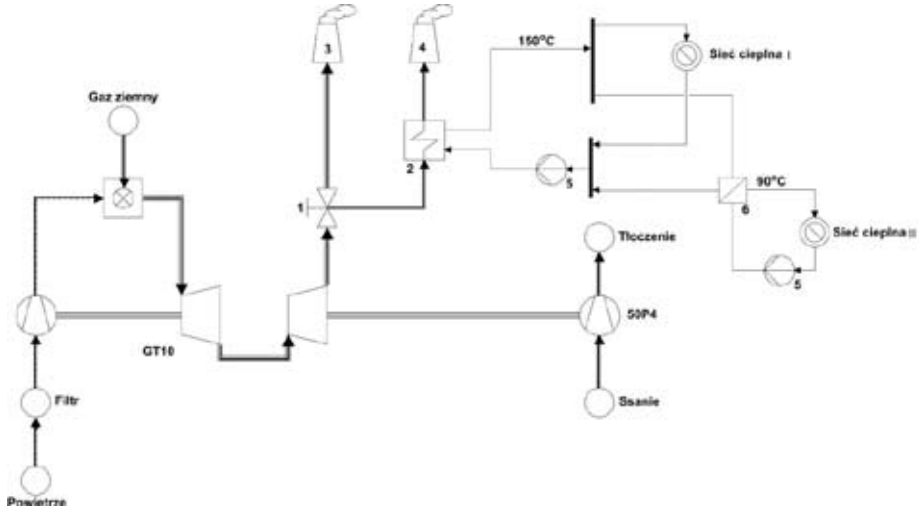
Cel

Zmniejszenie zużycia energii elektrycznej i cieplnej w obiektach sieci przesyłowej i budynkach administracyjnych.

Modernizacja obiektów systemowych

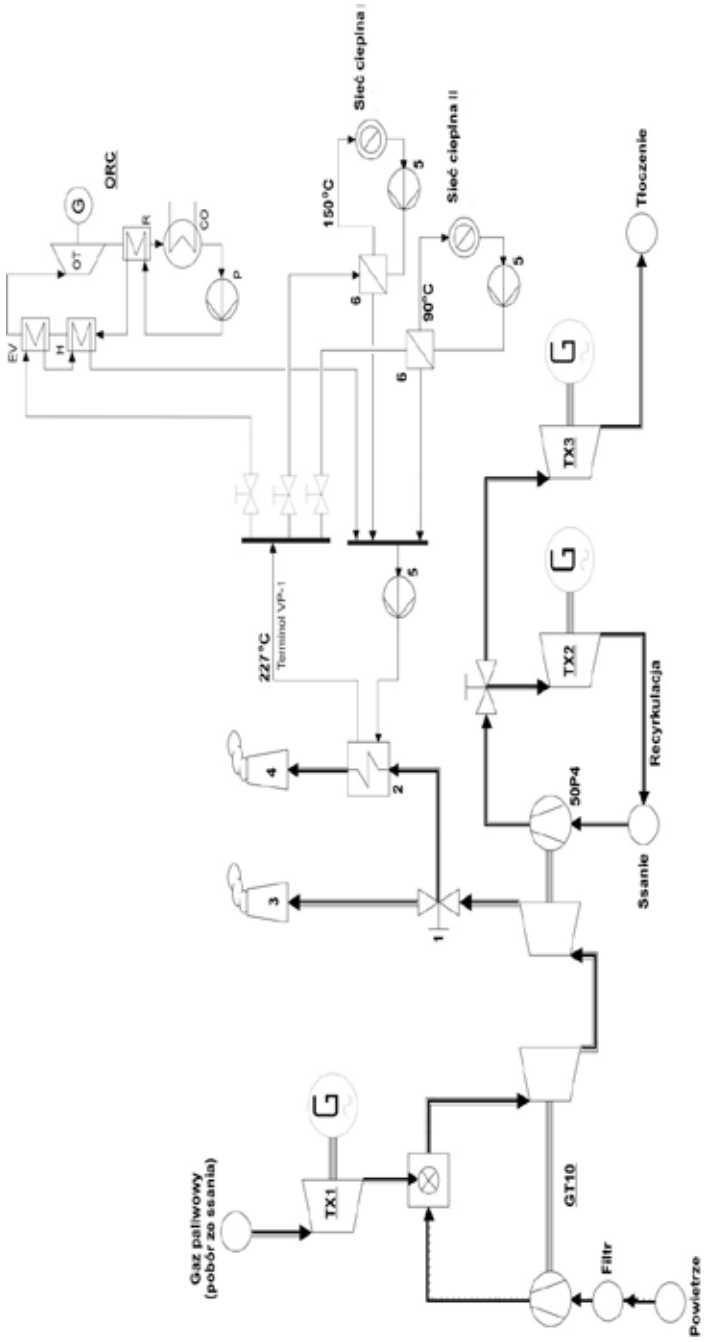


- Wariant I – możliwość wykorzystania spalin z turbiny do wytwarzania ciepła zastępującego wytwarzane obecne w kotłowniach gazowych – zmniejszenia zużycia gazu ziemnego na potrzeby własne tłoczni gazu.
- Wariant II – możliwość wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni ORC oraz produkcji ciepła.



Przykładowy widok modułu ORC firmy ORMAT. (Źródło: ORMAT).

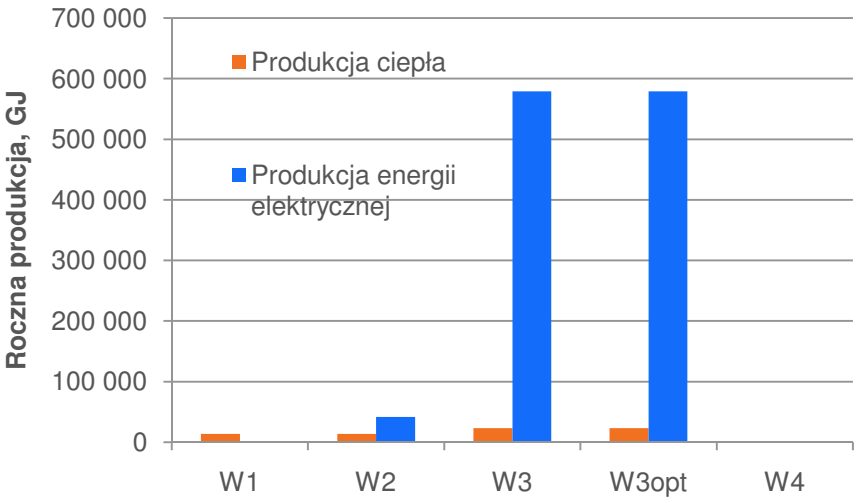
- Wariant III – dociążenia zespołu jednej z turbin w celu zapewnienia długiego rocznego czasu wykorzystania oraz wyeliminowania pracy drugiej turbiny w stanach obciążeń częściowych (przyczyna obniżonej sprawności eksploatacyjnej i podwyższonego kosztu tłoczenia gazu). Dodatkowo – zabudowa turboekspanderów.

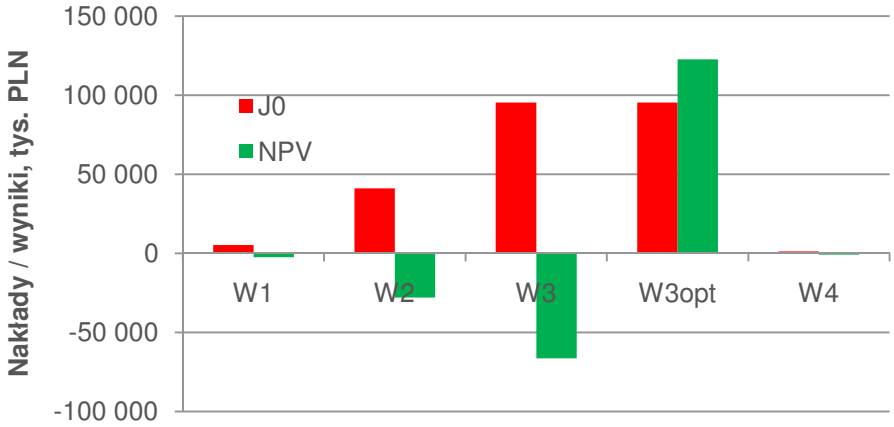

ORC
Sieć cieplna I
Sieć cieplna II
150°C
90°C
Tłoczenie
TX3
TX2
TX1
227°C
Terminal VP-1
Recyrkulacja
Ssanie
50P4
GT10
Filtr
Powietrze
Gaz paliwowy
(pobór ze ssania)
EV
H
IR
CO
P
ST
G

- Wariant IV – możliwość zabudowy wewnętrznego zbiornika rurowego na cele zagospodarowania gazu z upustów technologicznych z maszyn sprężających. W tym wariancie zakłada się zasilanie kotłowni na tłoczni lub, alternatywnie, agregatu prądotwórczego.

Modernizacje na obiektach systemowych

- Żaden z wariantów odzyskania energii odpadowej nie pozwala na zwrot inwestycji w horyzoncie czasowym 12 lat.



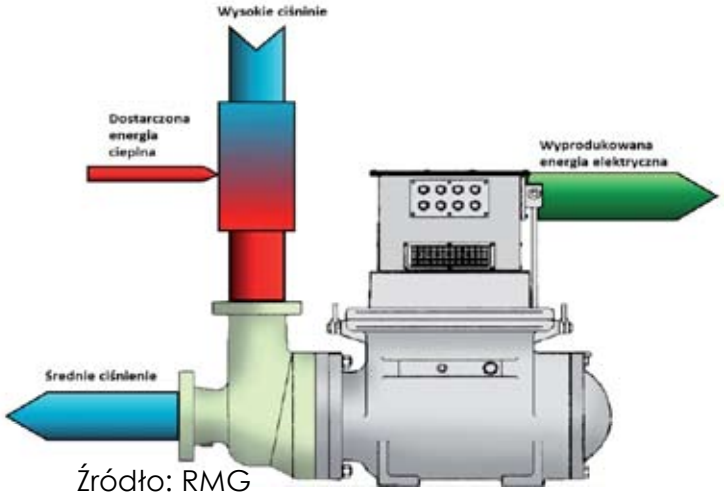


- W wariancie WIII teoretycznie możliwe jest osiągnięcie opłacalności przy zaliczeniu wygenerowanej w tłoczni energii elektrycznej na poczet zmniejszenia jej zakupu w innych obiektach GAZ-SYSTEM S.A.
- Próg rentowności dla ceny sprzedaży energii elektrycznej na zewnątrz wynosi 224,04 PLN/MWh.

Turboekspandery na stacjach gazowych

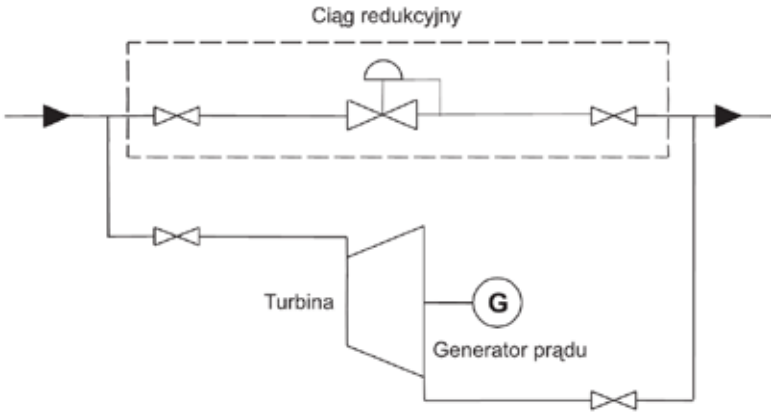
Analizowano możliwości wykorzystania ekspanderów prądotwórczych na stacjach gazowych wysokiego ciśnienia.

- Możliwe warianty dodatkowego podgrzewu gazu:
  - rozbudowa kotłowni,
  - układ kogeneracji – dodatkowo produkcja energii elektrycznej.



Źródło: RMG

- Możliwość produkcji energii elektrycznej na poziomie:
  - 8–28 GWh/rok (z kogeneracją),
  - ok. 4,5 GWh/rok (bez kogeneracji).



Schemat układu redukcji ciśnienia z równoległym ciągiem z rozprężarką turbinową.

Ograniczenia

Prawne:

- GAZ-SYSTEM S.A. nie może prowadzić jakiejkolwiek działalności związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej lub obrotem paliwem gazowym,
- GAZ-SYSTEM S.A. nie może udostępniać posiadanych środków trwałych na cele związane m.in. z wytwarzaniem energii elektrycznej,
- w obwieszczeniu w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej nie są wymienione sieci gazowe, tylko cieplne i elektroenergetyczne,
- nieznana przyszłość certyfikatów – system certyfikatów ciągle ulega zmianie.

Ekonomiczne:

- duże początkowe nakłady inwestycyjne,
- długi okres zwrotu inwestycji,
- zmienna cena energii elektrycznej,
- brak gwarancji uzyskania białych certyfikatów mimo realizowania przedsięwzięcia zwiększającego efektywność energetyczną,
- nie są znane ceny certyfikatów – stąd podejmowanie jakichkolwiek decyzji inwestycyjnych związanych z poprawą efektywności energetycznej jest bardzo ryzykowane.

Techniczne:

- okresowa praca obiektów systemu przesyłowego (np. tłocznie gazu),
- konieczna duża ingerencja w obecną technologię obiektów przesyłowych,
- małe zapotrzebowanie na energię elektryczną pojedynczych obiektów systemu przesyłowego takich jak stacje gazowe,
- w przypadku zastosowania mobilnej sprężarki znaczne wydłużenie czasu wykonywania prac związanych z odgazowaniem odcinka gazociągu.

Wnioski

Dotychczasowe działania Spółki zwiększające efektywność energetyczną:

- są korzystne dla środowiska,
- przynoszą Spółce korzyści finansowe,
- wdrażają nowe technologie,
- natrafiają na bariery prawne, ekonomiczne i techniczne.

Należy więc podjąć działania zmierzające do:

- dodania do Ustawy Prawo Energetyczne zapisu o możliwości wytwarzania energii elektrycznej przez operatora gazowego systemu przesyłowego w instalacjach odzyskujących energię,
- rozszerzenia o sieci gazowe zapisów w obwieszczeniu MG dotyczącym Przedsięwzięć, służących poprawie efektywności energetycznej,
- wsparcia finansowego działań podejmowanych w celu produkcji energii elektrycznej nie tylko z OZE i wysokosprawnej kogeneracji, ale również z energii odpadowej.

Roland Schmidt, Rainer Kramer
Physikalisch-Technische Bundesanstalt
38116 Braunschweig / Niemcy

Pomiar i rozliczanie zużycia gazu w Niemczech

Ustawa o miarach i rozporządzenie ws. legalizacji

- Cele ustawy o miarach:
  - tam, gdzie opłaty zależą od wyników pomiaru: **ochrona konsumenta** i zapewnienie **uczciwej konkurencji**,
  - zapewnienie **poprawności pomiarów** w innych dziedzinach: **ochrona zdrowia i środowiska**, **ruch drogowy** (prędkość, zaw. alkoholu we krwi).
- Ustawa określa obowiązek legalizacji, grzywny i inne.
- Rozporządzenie ws. legalizacji reguluje (między innymi):
  - stosowanie dopuszczalnych jednostek miary (**system SI**),
  - **procedurę dopuszczania** typów urządzeń pomiarowych,
  - **pierwszą legalizację**, **czas ważności legalizacji** i ponowną legalizację,
  - określanie jednostek miary przez **„Uznane zasady techniki”**,
  - certyfikowane przez państwo **jednostki kontrolne**,
  - **zwolnienia** z obowiązku legalizacji,
  - wymagania dla konkretnych liczników, w tym **granice błędu**,
  - załącznik nr 7 dotyczy **liczników gazu**.

Dyrektywa MID a gazomierze

- Gazomierze, wprowadzone do eksploatacji zgodnie z postanowieniami MID, zostały zrównane z urządzeniami posiadającymi pierwszą krajową legalizację.
- Niektóre urządzenia podlegają obowiązkowi legalizacji, lecz nie podlegają MID:
  - rejestratory godzinnego zużycia gazu,
  - przyrządy do pomiaru jakości gazu,
  - przeliczniki energii i inne przeliczniki dla dużych punktów pomiarowych
  - zadajniki dla stanów gazomierzy (Enkodery), jeżeli nie są zintegrowane z gazomierzem,
  - gazomierze zwężkowe (gazomierze zwężkowe zgodne z MID są w teorii możliwe, lecz ich dopuszczenie i eksploatacja zgodnie z prawem krajowym są prostsze).

Uznane zasady techniki zgodnie z prawem o miarach (dla gazomierzy)

- Opracowanie: specjaliści z Urzędu Miar i Wag, PTB, przemysłu, firm – dostawców gazu, DVGW na zlecenie zebrania plenarnego (dokładniej: jego komisji).
- Uznanie: „Zebranie plenarne – legalizacja urządzeń pomiarowych” (Ministerstwo Gospodarki, Urząd Miar i Wag, PTB i inne jednostki).

Uznane zasady w rozumieniu prawa o miarach (pomiar gazu)

Wymagania PTB:

- opis rozwiązań, akceptowanych dla przyrządów pomiarowych dopuszczonych do legalizacji; przykład: wymagania odnośnie interfejsów i projektowania oprogramowania.

Reguły kontrolne PTB:

- zawierają opisy stanowisk kontrolnych i procedur legalizacyjnych.

Wytyczne techniczne PTB:

- ustalenia odnośnie problemów eksploatacyjnych; przykład: wymagania instalacyjne odnośnie gazomierzy turbinowych.

Normy:
- normy zharmonizowane zgodnie z MID (np. EN 1359 dla gazomierzy miechowych),
- DIN EN ISO 5167 (gazomierze zwężkowe).

Wytyczne WELMEC dla gazomierzy:
- 7.2: Wytyczne dotyczące oprogramowania,
- 11.1: Interpretacja MID,
- 11.2: Zalecenia dotyczące rejestratorów obciążenia,
- 11.3: Zasady plombowania gazomierzy.

Zalecenia OIML (Recommendations):
- OIML R137 „Gas Meters".

Broszury DVGW (Niemieckie Zrzeszenie Branży Gazowej i Wodnej)
- **G 685 "Rozliczanie gazu"**,
- G 486 "Współczynniki ściśliwości gazu ziemnego".

Wytyczne DVGW G 685 „Rozliczanie zużycia gazu"

- Obowiązujący zbiór zasad rozliczania zużycia gazu i podstawa do przeprowadzania kontroli przez Urząd Miar i Wag u dostawców gazu.
- 1. wydanie 1968 r., 4. wydanie 2008 r., od tego czasu 2 dodatki.
- Podstawowa zasada: rozliczanie zgodnie z dostarczoną ilością energii (iloczyn **objętości w warunkach normalnych i wartości opałowej**).
- Zawiera zasady:
  - określania objętości rozliczeniowej,
  - określania rozliczeniowej wartości opałowej,
  - tworzenia wartości zastępczej,
  - podziału ilości wewnątrz okresu rozliczeniowego,
  - podawania informacji na rachunkach,
  - prowadzenia dokumentacji u dostawcy.

Określanie objętości rozliczeniowej

Wytyczne określają zasady obliczania objętości w warunkach normalnych za pomocą następujących **legalizowanych** przyrządów:

a) gazomierze mierzące i pokazujące objętość w warunkach roboczych,
b) gazomierze z korekcją temperaturową (przeliczanie typu T), mierzące

i pokazujące objętość przeliczoną dla 15°C, lecz nie wykonujące przeliczeń z uwzględnieniem ciśnienia,

c) urządzenia pomiarowe mierzące i pokazujące objętość w warunkach normalnych (1013,25 mbar i 0°C); w szczególności są to urządzenia wspomniane w punkcie (a) w połączeniu z przelicznikiem ilości.

Przeliczanie typu T lub przeliczanie ilości jest stosowane:

- przy znaczącym odchyleniu temperatury od wartości 15°C (liczniki gazu w pomieszczeniach ogrzewanych lub instalacja zewnętrzna) na uzasadniony wniosek,
- dla liczników gazu o $Q_{max} \geq 25$ m³/h na wniosek, także bez konieczności uzasadniania,
- w przypadku decyzji dostawcy gazu.

Obliczanie objętości rozliczeniowej bez stosowania przelicznika ilości

$$V_n = V_b \cdot \frac{T_n}{T_{eff}} \cdot \frac{p_{amb} + p_{eff}}{p_n} \cdot \frac{1}{K}$$

gdzie:

V_n, V_b – objętość w warunkach normalnych/ roboczych,

T_n, p_n – temperatura i ciśnienie w warunkach normalnych (273,15 K = 0°C, 1013,25 mbar),

p_{amb} – wartość średnia ciśnienia otoczenia, obliczona dla wysokości niwelacyjnej H:

$$p_{amb} = 1016\ \text{mbar} - 0{,}12 \frac{\text{mbar}}{\text{m}} \cdot H$$

p_{eff} – nadciśnienie ustawione w regulatorze ciśnienia (ciśnienie efektywne),

T_{eff} – zawsze 15°C; założenie dla liczników gazu bez korekcji temperaturowej, temperatura bazowa dla liczników gazu z korekcją temperatury,

K – zawsze 1 bez przelicznika temperatury (równanie gazu doskonałego).

Wymagania dla regulatorów ciśnienia przy $Q_{max} \leq 400\ m^3/h$

Gdy brak jest przeliczników ilości, wówczas regulatory ciśnienia są częścią urządzenia pomiarowego. Wymagania zależą od ciśnienia efektywnego (nadciśnienia):

Ciśn. efekt. (nadciśn.)	Klasa dokładności	Wymaganie	Kolejne badanie
do 30 mbar	–	brak	–
do 50 mbar	AC 10	kontrola fabr.	–
do 100 mbar	AC 10	legalizacja	przy kolejnej leg. liczn. gazu
do 300 mbar	AC 5	legalizacja	co roku
do 999 mbar	AC 2,5	legalizacja	co roku
od 1000 mbar lub $Q_{max} > 400\ m^3/h$	obowiązek stosowania legalizowanego przelicznika ilości → brak wymagań odnośnie regulatora ciśnienia		Świadectwo legalizacji przelicznika ilości jest ważne 5 lat, coroczne badanie nie jest konieczne

Obliczanie współczynnika ściśliwości w legalizowanym przeliczniku ilości

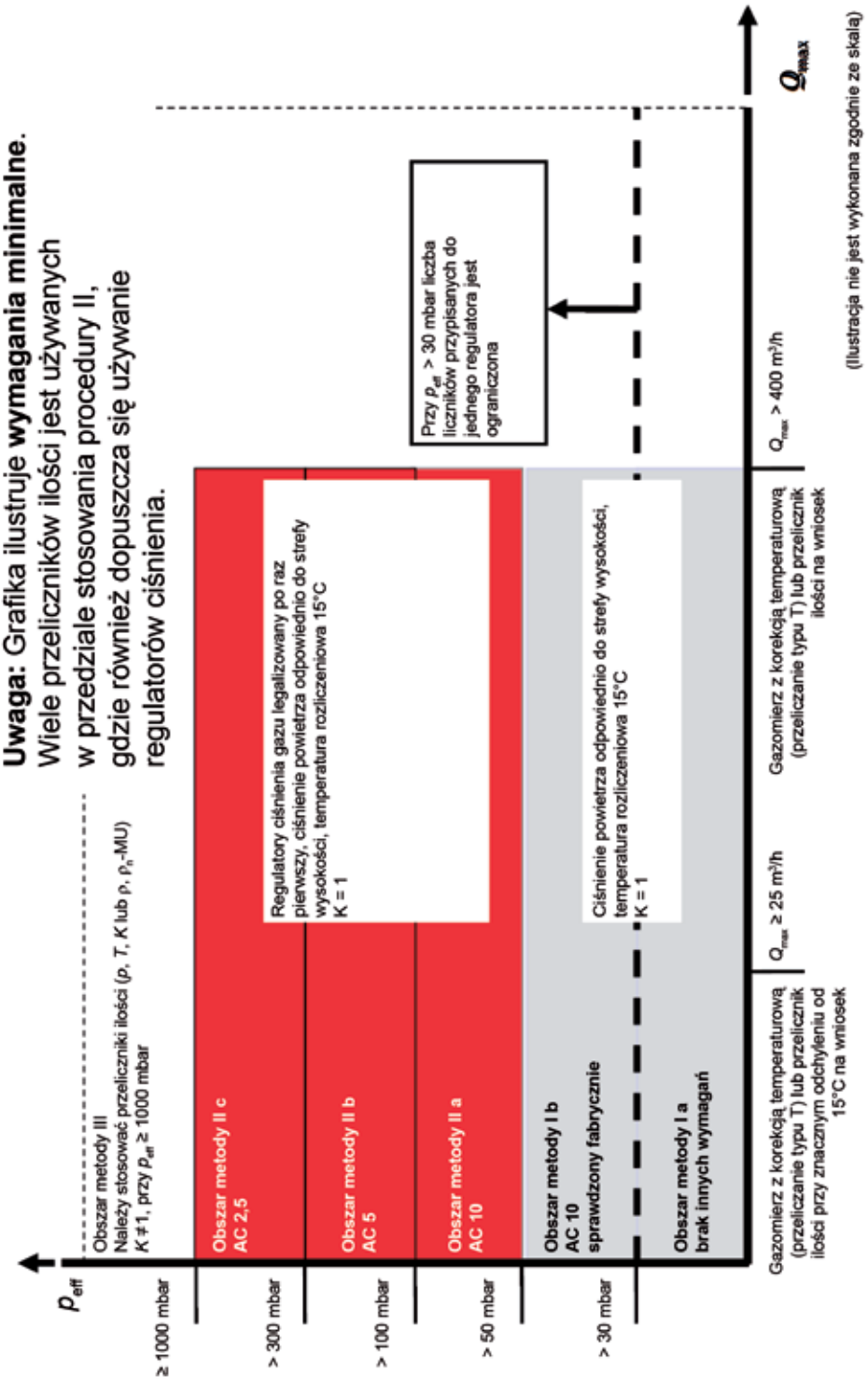
Dopuszczalne procedury obliczania współczynnika K na podstawie ciśnienia i temperatury:

- S-Gerg 88 (dane wejściowe: gęstość w stanie normalnym, wartość opałowa, zawartość CO_2, zawartość H_2); W obszarze wysokich ciśnień > 26 bar nieodpowiednia dla niektórych rodzajów gazu,
- AGA8-DC92 (dane wejściowe: wynik analizy gazu z pomiarem wszystkich istotnych stężeń gazu) brak ograniczeń w obszarze wysokich ciśnień.

$K = 1$ (gaz doskonały) jest dopuszczalny zgodnie z DVGW-G 486 do nadciśnienia wynoszącego 999 mbar.

K = stała ≠ 1 jest dopuszczalna, lecz nie zalecana w przypadku nowoczesnych przeliczników ilości.

W celu polepszenia dokładności Wytyczne G 685 zalecają stosowanie algorytmu obliczeniowego już od wartości nadciśnienia wynoszących 500 mbar.


Uwaga: Grafika ilustruje wymagania minimalne.
Wiele przeliczników ilości jest używanych w przedziale stosowania procedury II, gdzie również dopuszcza się używanie regulatorów ciśnienia.
p_{eff}
Obszar metody III
Należy stosować przeliczniki ilości (p, T, K lub ρ, ρ_n-MU)
$K \neq 1$, przy $p_{eff} \geq 1000$ mbar
≥ 1000 mbar
> 300 mbar
> 100 mbar
> 50 mbar
> 30 mbar
Obszar metody II c
AC 2,5
Obszar metody II b
AC 5
Obszar metody II a
AC 10
Obszar metody I b
AC 10
sprawdzony fabrycznie
Obszar metody I a
brak innych wymagań
Regulatory ciśnienia gazu legalizowany po raz pierwszy, ciśnienie powietrza odpowiednio do strefy wysokości, temperatura rozliczeniowa 15°C
K = 1
Ciśnienie powietrza odpowiednio do strefy wysokości, temperatura rozliczeniowa 15°C
K = 1
Przy p_{eff} > 30 mbar liczba liczników przypisanych do jednego regulatora jest ograniczona
Gazomierz z korekcją temperaturową (przeliczanie typu T) lub przelicznik ilości przy znacznym odchyleniu od 15°C na wniosek
$Q_{max} \geq 25$ m³/h
Gazomierz z korekcją temperaturową (przeliczanie typu T) lub przelicznik ilości na wniosek
$Q_{max} > 400$ m³/h
Q_{max}
(Ilustracja nie jest wykonana zgodnie ze skalą)

Określanie wartości opałowej:

- w Niemczech: wartości opałowe gazu wynoszą od około 9 do 12 kWh/m³,
- pomiar za pomocą legalizowanych urządzeń w punktach zasilania; tworzenie wartości średniej,
- przeważnie stosowane są chromatografy gazowe,
- w przypadku wielu punktów zasilania:
  - obliczanie średniej ważonej z ilości dla wszystkich punktów zasilania,
  - miesięczna średnia ważona dla jednego punktu zasilania nie może różnić się o więcej niż 2% od średniej miesięcznej obliczonej dla wszystkich punktów zasilania.

Systemy rekonstrukcji wartości opałowej:

- obliczanie wartości opałowej i innych parametrów gazu **w sieciach przesyłowych** w punktach wyjścia gazu,
- dane wejściowe: pomiar objętości w punktach zasilania i w punktach wyjścia, pomiar parametrów gazu w punktach zasilania, kolejne wyniki pomiarów,
- system komputerowy jest traktowany jako legalizowany przyrząd,
- dla **sieci dystrybucyjnych** brak jest dotąd porównywalnych systemów mogących podlegać legalizacji.

Kolejne legalizacje:

- badanie stanu (np. wersja oprogramowania, badanie pod kątem widocznych uszkodzeń, stan plomb),
- badanie metrologiczne pod kątem zachowania granic błędów dopuszczalnych,
- plombowanie,
- badanie metrologiczne gazomierzy może odbywać się tylko na specjalnych stanowiskach kontrolnych (z wyjątkiem gazomierzy zwężkowych), przeliczniki ilości mogą być kontrolowane na miejscu,
- w przypadku gazomierzy turbinowych przeprowadza się prace konserwacyjne przed badaniem metrologicznym,
- przeprowadzane są albo przez Urząd Miar i Wag danego kraju związkowego lub częściej, przez **certyfikowaną przez państwo jednostkę kontrolną**.

Rodzaj urządzenia	Wartość Q_{max} [m^3/h]	Czas ważności legalizacji w latach
Gazomierz miechowy	do 10	8
	do 24,9	12
	≥ 25	16
Gazomierz rotorowy	25–2499	16
	≥ 2500	bezterminowo
Gazomierz turbinowy		8
Gazomierz turbinowy z urządzeniem smarującym	do 4000	12
	do 15 999	16
	≥ 16 000	bezterminowo
Gazomierz wirowy		12
Gazomierz ultradźwiękowy	do 1599	5
	≥ 1600	8
Gazomierz zwężkowy	bez filtra: 2 lata	z filtrem: 4 lata
Inne gazomierze		5
Mierniki wartości opałowej		1

Procedura próby losowej dla gazomierzy miechowych

Dla 15 milionów małych gazomierzy miechowych przy 8 letniej ważności legalizacji 2 miliony co roku wymagałyby wymiany, zaś 1–2 miliony kolejnej legalizacji.

Metoda statystyczna:

- do 35 000 gazomierzy miechowych jednego typu tworzy partię,
- próba losowa obejmuje w zależności od wielkości partii do 200 gazomierzy (zasada losowości),
- wybrane liczniki są badane przy 0,2 Q_{max} i Q_{max}, granica błędu wynosi obecnie 3,5% (dla gazomierzy miechowych bez kompensacji temperatury),
- liczba wyników negatywnych rozstrzyga o akceptacji lub odrzuceniu,
- akceptacja przedłuża ważność legalizacji wszystkich liczników partii o 4 lata; nie są one znakowane,

- odrzucenie partii powoduje, iż wszystkie liczniki danej partii przed upływem czasu ważności legalizacji muszą zostać zdemontowane i kolejno poddane legalizacji lub zastąpione przez inne legalizowane gazomierze.
- **od 2015:** próbki losowe gazomierzy zgodnych z MID; granica błędu wynosić będzie 90% granicy błędu eksploatacyjnego,
- granica błędu eksploatacyjnego jest zwykle równa **podwójnej** wartości błędu dopuszczalnego przy weryfikacji pierwotnej,
- dodatkowa kontrola Q_{min}: granica błędu eksploatacyjnego przy Q_{min} powinna wówczas przypuszczalnie stanowić trzykrotność błędu dopuszczalnego przy weryfikacji pierwotnej.

Postępowanie kwalifikacyjne dla gazomierzy elektronicznych

Problem:

- tylko dla gazomierzy miechowych dopuszcza się metodę próby losowej,
- mocno ogranicza to rozpowszechnianie się innych typów liczników,
- przykłady: domowe gazomierze ultradźwiękowe, gazomierze wykorzystujące pomiar termiczny.

Postępowanie kwalifikacyjne:

- montaż i rejestracja 1000 gazomierzy danego typu,
- rejestrowane i analizowane są awarie podczas eksploatacji (wpływ zewnętrzny lub wada jakościowa gazomierza),
- wszystkie gazomierze przed końcem ważności legalizacji są kompleksowo badane,
- rozstrzyga ilość awarii,
- po pomyślnym zakończeniu postępowania kwalifikacyjnego czas ważności legalizacji dla wszystkich gazomierzy tego typu może być przedłużany metodą próby losowej,
- czas ważności legalizacji przedłużany jest o 3 lata.

Badania reklamacyjne:

- mogą zostać zlecone przez klienta, kwestionującego wynik pomiaru,
- badanie sprawdzające zachowanie granic błędu eksploatacyjnego,
- koszty ponosi:
  - klient, gdy urządzenie zachowuje granice błędu eksploatacyjnego,
  - dostawca gazu, gdy urządzenie jest faktycznie niesprawne.

Certyfikowane przez państwo jednostki kontrolne:

- punkty kontroli np. u dostawców lub producentów gazu zatrudniające wykwalifikowanych i zaprzysiężonych pracowników,
- są uprawnione do przeprowadzania kolejnych legalizacji, badań prób losowych i postępowań kwalifikacyjnych oraz badań reklamacyjnych,
- są nadzorowane przez Urząd Miar i Wag danego kraju związkowego,
- posiadają pieczęć, którą cechują legalizowane urządzenia.

Bezterminowa legalizacja w dużych stacjach pomiarowych

jest możliwa dla gazomierzy: rotorowych, turbinowych, wirowych oraz ultradźwiękowych przy spełnieniu poniższych warunków:

- $Q_{max} \geq 1600\ m^3/h$,
- stałe połączenie szeregowe 2 gazomierzy działających na różnej zasadzie,
- w przyszłości alternatywnie: 2 gazomierze ultradźwiękowe z różnym układem ścieżek ultradźwiękowych,
- pomiar porównawczy przy uruchomieniu i później przynajmniej raz w roku,
- granica błędu nie może być przesunięta o więcej niż o połowę granicy błędu dopuszczalnego (tzn. 0,5%).

Połączenie gazomierza z przelicznikiem ilości

Impulsy wysokiej częstotliwości (do ok. 10 kHz przy Q_{max}):

- gazomierz turbinowy: 1 impuls na jeden obieg łopatki,
- gazomierz rotorowy: 1 lub więcej impulsów na obrót rotora,
- wartości impulsów są ustalane przy justowaniu licznika gazu,
- rozpoznawanie ruchu wstecz możliwe przy pomocy 2 zadajników impulsów przesuniętych w fazie,
- konieczne zewnętrzne zasilanie przelicznika ilości, stąd rozwiązanie nadaje się tylko dla dużych instalacji pomiarowych,
- jeśli przy Q_{min} nadawanych jest przynajmniej 10 impulsów na sekundę: dopuszczalna jest korekta krzywej błędu w przeliczniku ilości.

Impulsy niskiej częstotliwości (przeważnie mniej niż 2 Hz przy Q_{max}):

- impulsy wytwarzane przeważnie przez zestyk przełączający (magnes w ostatnim bębenku),

- justowanie gazomierza ma wpływ na impulsy,
- nie jest możliwa korekta krzywej błędu,
- często zbyt mało impulsów do legalizowanej rejestracji wartości godzinowych,
- nie można rozpoznać ruchu wstecznego gazomierza → rozbieżność pomiędzy licznikiem gazomierza a licznikiem repetycyjnym (za wyjątkiem rozwiązań specjalnych, jak np. Cyble firmy Itron).

Gazomierz z Enkoderem

Działanie:

- bezpośrednie uzyskiwanie stanu gazomierza przez zapory świetlne przy bębnach licznika lub
- uzyskiwanie zmian stanu gazomierza poprzez rejestrację wszystkich ruchów ostatniego bębna (kod Graya),
- stan gazomierza jest przesyłany protokołem cyfrowym,
- połączenie 2 przewodowe służy również zasilaniu Enkodera (przy uzyskiwaniu pośrednim: bezwzględnie konieczne jest zastosowanie baterii, aby móc w sposób nieprzerwany rejestrować ruchy).

Zalety:

- właściwa reakcja na krótkotrwały ruch wstecz gazomierza,
- także po przerwaniu połączenia stan liczydła gazomierza jest dostępny w przeliczniku ilości,
- przeważnie wystarczająca dokładność, jeśli chodzi o wzorcowe uzyskiwanie wartości godzinnych.

Dopuszczenie:

- część składowa gazomierza (MID) lub
- dopuszczenie jako osobne urządzenie. Przeważnie jest połączony z wałkiem wyjściowym gazomierza i posiada własny wyświetlacz.

Badanie gazomierzy przy wysokim ciśnieniu:

- gazomierze turbinowe i ultradźwiękowe muszą być przy pierwszej i następnych legalizacjach osobno poddawane badaniu przy wysokim ciśnieniu, jeżeli mają być eksploatowane przy nadciśnieniu wynoszącym 4 bar lub więcej,
- ciśnienie kontrolne p (nadciśnienie) uprawnia do eksploatacji w przedziale od 0,5 p do 2 p,

- w Niemczech znajduje się wiele punktów wykonujących takie badania,
- odniesienie do zharmonizowanego metra sześciennego gazu ziemnego (tzn. średniej ważonej z wielu wzorcowych urządzeń pomiarowych w Niemczech, Holandii, Francji i Danii),
- gazomierze rotorowe mogą być stosowane przy ciśnieniach mniejszych niż 16 bar bez konieczności wykonywania badania przy wysokim ciśnieniu.

Podsumowanie:

- regulacje dotyczące pomiaru i rozliczania zużycia gazu znajdują się w różnych dokumentach,
- wytyczne G 685 zostały opracowane i wydane przez dostawców gazu, Urząd Miar i Wag oraz PTB,
- zawierają regulacje odnośnie stosowania gazomierzy, przeliczników ilości, regulatorów ciśnienia oraz obliczania objętości w warunkach normalnych, jak również rozliczeniowej wartości opałowej,
- rozporządzenie ws. legalizacji zawiera okresy ważności legalizacji,
- okres ważności legalizacji dużej liczby identycznych gazomierzy miechowych może być przedłużony po pozytywnym wykonaniu badania metodą próby losowej,
- inne typy domowych gazomierzy muszą pozytywnie przejść „postępowanie kwalifikacyjne”,
- większe gazomierze połączone szeregowo w trwały sposób pod pewnymi warunkami posiadają bezterminową legalizację,
- legalizacja i powtórna legalizacja gazomierzy przeznaczonych do pracy przy dużych ciśnieniach roboczych wymaga wykonania badania przy wysokim ciśnieniu.

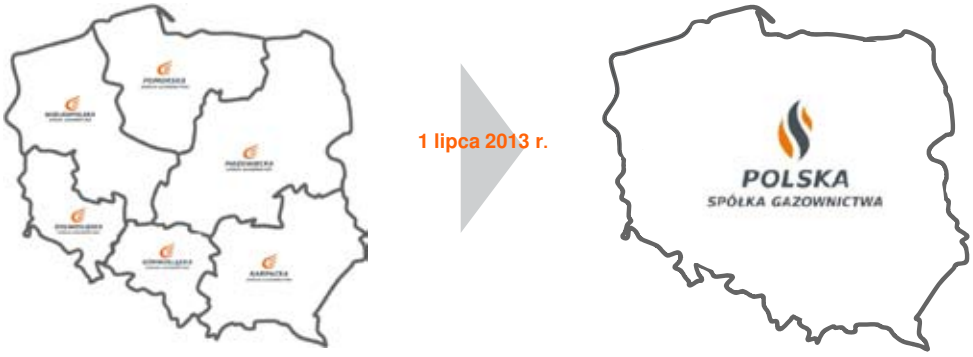
Grzegorz Jasiński
Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

Zarządzanie pomiarami po konsolidacji – szanse i wyzwania dla skonsolidowanego OSD

Na mocy przyjętej przez Zarząd PGNiG S.A. *Krótkoterminowej strategii budowania wartości GK PGNiG na lata 2012–2014* przeprowadzony został proces konsolidacji i integracji segmentu dystrybucji gazu ziemnego.

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie powstała 1 lipca 2013 r. w wyniku połączenia w jeden podmiot sześciu dotychczas niezależnie funkcjonujących spółek gazownictwa:

- Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa,
- Górnośląskiej Spółki Gazownictwa,
- Karpackiej Spółki Gazownictwa,
- Mazowieckiej Spółki Gazownictwa,
- Pomorskiej Spółki Gazownictwa,
- Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa.

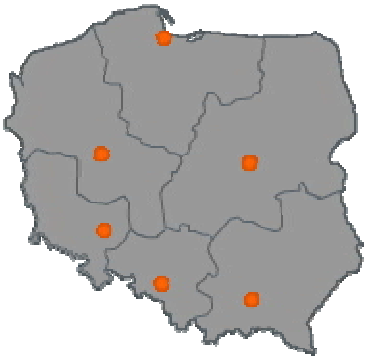


Polska Spółka Gazownictwa to największa w kraju firma zajmująca się świadczeniem usług dystrybucji gazu ziemnego.

Do zadań Polskiej Spółki Gazownictwa należy prowadzenie ruchu sieciowego, rozbudowa, konserwacja oraz remonty sieci i urządzeń, dokonywanie pomiarów jakości i ilości transportowanego gazu.

PSG sp. z o.o. funkcjonuje w oparciu o Centralę Spółki znajdującą się w Warszawie oraz 6 oddziałów, w Gdańsku, Poznaniu, Tarnowie, Warszawie, Wrocławiu i Zabrzu.

W strukturach Oddziałów Spółki znajduje się 19 Zakładów.



Sieć dystrybucyjna PSG

PSG jest firmą nową na rynku gazu, lecz od samego początku swego istnienia, czerpiąc doświadczenie z ponad 160-letniej historii polskiego gazownictwa, buduje pozycję wiodącego przedsiębiorstwa w zakresie rozwoju konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce oraz wiarygodnego partnera dla wszystkich interesariuszy.

- PSG w 2012 roku dostarczało paliwo gazowe do 6,7 mln odbiorców przemysłowych i indywidualnych.
- Naszymi sieciami w 2012 roku przesłaliśmy ok. 9,4 mld m^3 gazu ziemnego.
- PSG w 2012 roku posiadała sieć dystrybucyjną o długości prawie 170 tys. km.

Kluczowe zadania dla służb pomiarowych w nowej organizacji

Zarządzanie pomiarami jest jednym z 28 zidentyfikowanych obszarów (procesów) w nowym modelu biznesowym PSG sp. z o.o.

Kluczowe zadania to:

- zarządzanie systemami i urządzeniami pomiarowymi,
- odczytywanie układów pomiarowych,
- zarządzanie systemem telemetrii,
- zarządzanie systemami zbierania i przetwarzania danych pomiarowych,
- zarządzanie systemami i urządzeniami łączności radiowej i telemetrycznej.

Zarządzanie pomiarami to również dostarczenie kompletnych danych do interesariuszy

Synergie integracyjne w obszarze zarządzania pomiarami

- wyższa efektywność kosztowa,
- wyższa efektywność wykorzystania środków inwestycyjnych,
- wyższa efektywność pracy,

do osiągnięcia poprzez:

- ujednolicenie struktur organizacyjnych,
- standaryzację procedur i instrukcji,
- standaryzację rozwiązań technicznych,
- centralizację zakupu materiałów i usług,
- zastosowanie giełdy nakładów inwestycyjnych (transakcje międzyoddziałowe),
- standaryzację narzędzi informatycznych wspomagających proces zarządzania pomiarami,
- skuteczną wymianę wiedzy i najlepszych praktyk,
- standaryzacje rozwiązań technicznych w zakresie telemetrii i łączności radiowej.

Wyzwania:

- różne struktury organizacyjne,
- różne metody organizacji pracy i modele biznesowe (*outsourcing – insourcing*),
- różne systemy informatyczne wspomagające proces zarządzania pomiarami oraz jakość i szczegółowość gromadzonych w nich danych,
- różne rozwiązania techniczne,
- różne, lokalne uwarunkowania zewnętrzne,
- nawyki i przyzwyczajenia oraz naturalna niechęć do zmian.

Podsumowanie

- Jesteśmy nową firmą, ale z bogatymi doświadczeniami i tradycjami.
- Mamy świadomość wysokich kompetencji naszych pracowników.
- Wykorzystujemy dobre praktyki w Oddziałach i wdrażamy je w całej Spółce.
- Zidentyfikowaliśmy ryzyka oraz synergie i świadomie nimi zarządzamy dla budowania sprawnej organizacji.

AKREDYTOWANE LABORATORIUM WZORCUJĄCE
INSTYTUTU NAFTY I GAZU – PAŃSTWOWEGO INSTYTUTU BADAWCZEGO

W roku 2011 w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym rozpoczęło działalność Laboratorium Wzorcujące, które od 9 sierpnia 2013 roku jest laboratorium akredytowanym przez Polskie Centrum Akredytacji (certyfikat akredytacji nr AP 152 na zgodność z wymogami normy PN-EN ISO/IEC 17025). Laboratorium posiada wdrożony System Zarządzania potwierdzony certyfikatem jakości ISO 9001:2008, wydany przez Bureau Veritas Certification Polska Sp. z o. o. Szczegółowe zakresy pomiarowe oraz zdolność pomiarową CMC znajdą Państwo w zakresie akredytacji laboratorium nr AP 152 dostępnym na stronie Polskiego Centrum Akredytacji.

TEMPERATURA

- czujniki termometrów rezystancyjnych w zakresie -40–660°C
- termoelementy i czujniki termoelektryczne w zakresie 0–660°C
- termometry elektryczne i elektroniczne w zakresie -40–660°C
- termometry szklane cieczowe w zakresie -37–125°C*
- przetworniki temperatury wzorcowane w siedzibie laboratorium w zakresie -40–660°C
- przetworniki temperatury wzorcowane w siedzibie Klienta w zakresie -40–450°C
- przetworniki temperatury wzorcowane metodą pośrednią w zakresie -200–850°C

* wzorcowanie termometrów szklanych cieczowych w szerszym zakresie temperaturowym jest możliwe poza zakresem akredytacji.

CIŚNIENIE

ciśnienie absolutne 0,4–135 bar, nadciśnienie 0–134 bar:

- ciśnieniomierze elektroniczne
- kalibratory ciśnienia
- barometry
- przetworniki ciśnienia
- tory pomiaru ciśnienia
- przeliczniki z funkcją pomiaru ciśnienia
- ciśnieniomierze sprężynowe

PRZEPŁYW

- gazomierze miechowe w zakresie 0,016–160 m^3/h
- gazomierze bębnowe w zakresie 0,016–6,5 m^3/h*
- gazomierze turbinowe w zakresie 0,8–1000 m^3/h
- gazomierze rotorowe w zakresie 0,1–1000 m^3/h

* możliwość wzorcowania gazomierzy bębnowych poza zakresem akredytacji w zakresie do 17 m^3/h.

WIELKOŚCI ELEKTRYCZNE

napięcie DC i AC w zakresie 0–1000 V, prąd DC i AC w zakresie 0–20 A, rezystancja DC w zakresie 0–20 GΩ:

- multimetry cyfrowe
- kalibratory
- cyfrowe mierniki napięcia
- cyfrowe mierniki prądu
- cyfrowe mierniki rezystancji

NASZE ATUTY

- wykwalifikowany i kompetentny personel posiadający ogromne doświadczenie w dziedzinie metrologii nabyte w trakcie wieloletniej pracy w akredytowanym laboratorium badawczym nr AB 041
- wzorce pomiarowe renomowanych producentów o najwyższych dokładnościach pomiarowych, wzorcowane w wiodących laboratoriach w kraju i za granicą
- szybkie i terminowe wykonywanie zleceń.

PCA
Polskie Centrum Akredytacji
WZORCOWANIE
AP 152

Kierownik Laboratorium: dr inż. Zbigniew Gacek
Adres: ul. Bagrowa 1, 30-733 Kraków
Telefon: 12 653-25-12 wew. 170
Fax: 12 653-16-65
E-mail: zbigniew.gacek@inig.pl
www.inig.pl

Paweł Szufleński, Daniel Wysokiński
GAZ-SYSTEM S.A.

Zastosowanie przepływomierzy typu clamp-on nie tylko do pomiarów strumienia objętości gazu

Wstęp

Konfiguracje orurowania przed istniejącymi i nowobudowanymi układami pomiarowymi mogą generować znaczne zaburzenia przepływu gazu np. zawirowania, pulsacje i zniekształcenia profilu prędkości.
Zaburzenia te mogą mieć wpływ na wskazania przyrządów pomiarowych.

Cel

Znalezienie odpowiedniej metody i prostego narzędzia do identyfikacji zaburzeń w układach pomiarowych gazu ziemnego.

Zastosowania przepływomierzy typu clamp-on

■Woda

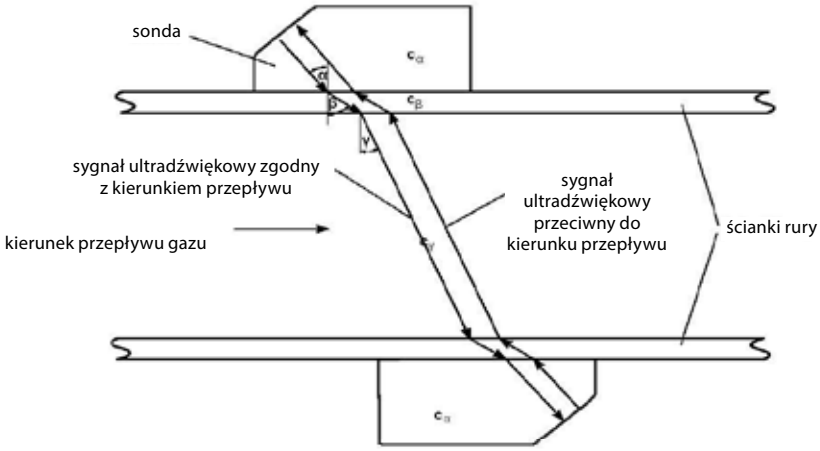
■Chemia

■Procesy technologiczne

■Paliwa płynne

■**Gaz ziemny**

Zasada działania przepływomierza clamp-on



$$Q = k_{\mathrm{Re}} \cdot A \cdot k_a \cdot \frac{\Delta t}{2 \cdot t_{fl}}$$

gdzie:

Q – strumień objętości przepływającego gazu [m³/h],

k_{Re} – współczynnik korekcyjny (związany z profilem prędkości zależnym od liczby Reynolds'a),

A – powierzchnia przekroju rury [m²],

k_{α} – współczynnik kalibracji akustycznej,

Δt – różnica czasów przejścia [s],

t_{fl} – czas przejścia w ośrodku (gazie) [s].

$$k_a = \frac{c_\alpha}{\sin_\alpha} = \frac{c_\beta}{\sin_\beta} = \frac{c_\gamma}{\sin_\gamma}$$

gdzie:

c_{α} – prędkość dźwięku w sondzie pomiarowej,

c_{β} – prędkość dźwięku w ścianie rury,

c_{γ} – prędkość dźwięku w medium.

Typowy gazomierz ultradźwiękowy a Clamp-on

Parametry	Typowy gazomierz ultradźwiękowy	Clamp-on
Zakres pomiarowy	0,2–45 m/s	0,01–35 m/s
Dokładność	±0,1% po kalibracji	1–3% ± 0,01 m/s 0,5% ± 0,01 m/s po kalibracji
Powtarzalność	0,05–0,1%	0,15% ±0,01 m/s
Liczba ścieżek pomiarowych	1–6	1–2
Zasilanie	sieciowe	sieciowe/ bateryjne

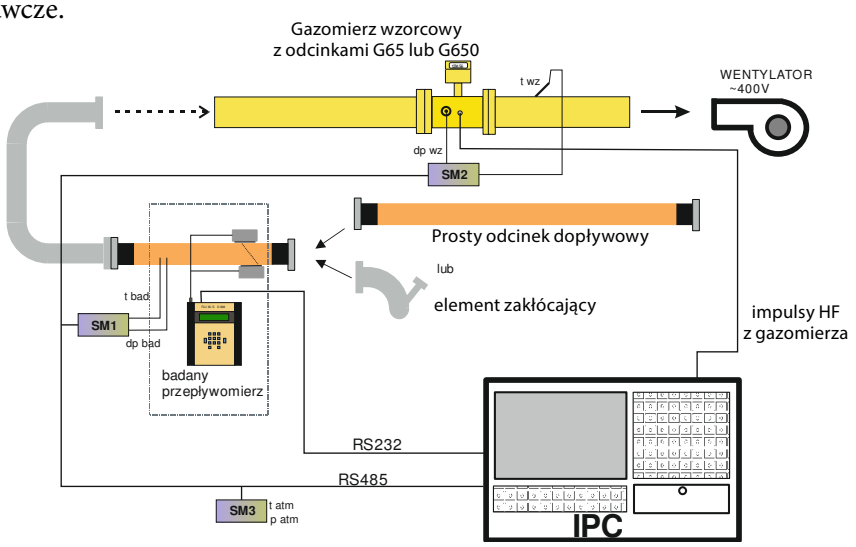
Dlaczego clamp-on?

- bezinwazyjny pomiar,
- prosta instalacja,
- możliwość instalowania i wykonywania pomiarów na różnych średnicach,
- możliwość względnie szybkiej zmiany położenia głowic pomiarowych zarówno wzdłuż rury jak i względem jej osi,
- rejestracja sygnałów „diagnostycznych".

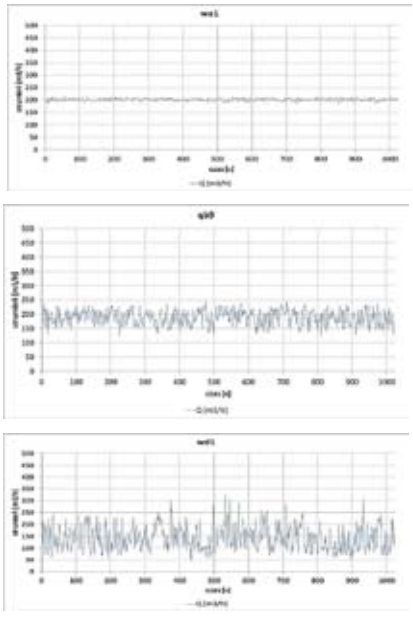
Badania

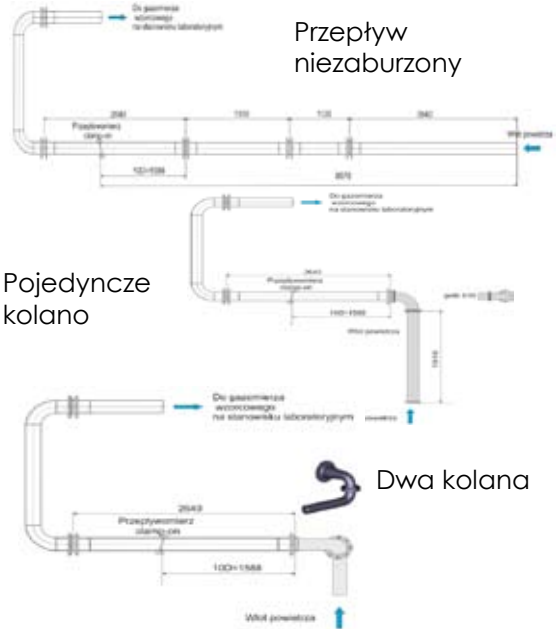
Stanowisko badawcze

Badania wykonywane były przez PGNiG – Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze.



Wyniki pomiarów laboratoryjnych

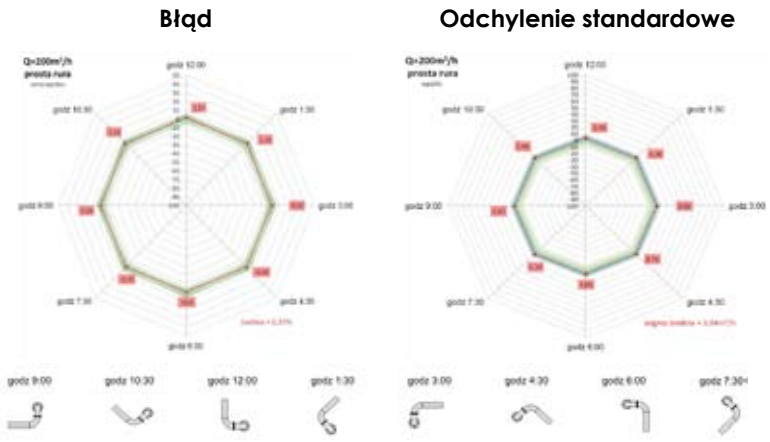




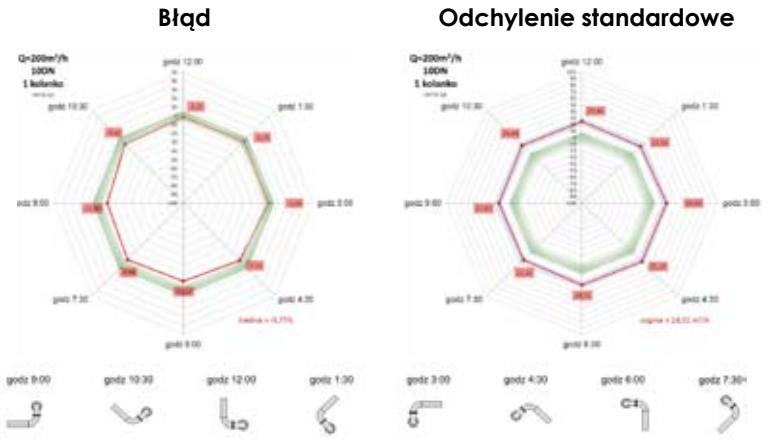
Metodyka

- Proponowana metoda identyfikacji zaburzeń opiera się na:
  - analizie mierzonej chwilowej wartości strumienia objętości gazu i wyznaczaniu odchylenia standardowego. Wyznaczona wartość odchylenia standardowego jest wymiarowa (w jednostkach) – lepiej jest stosować wielkość bezwymiarową poprzez podzielenie jej przez strumień Q,
  - analizie strumienia objętości mierzonego dla różnych położeń kątowych głowic pomiarowych przepływomierza względem osi rury.
- Do weryfikacji wskazań gazomierza użyto metod CFD oraz wykonano pomiary profili prędkości przepływającego gazu przy pomocy termoanemometru.

Wyniki pomiarów – brak zaburzenia

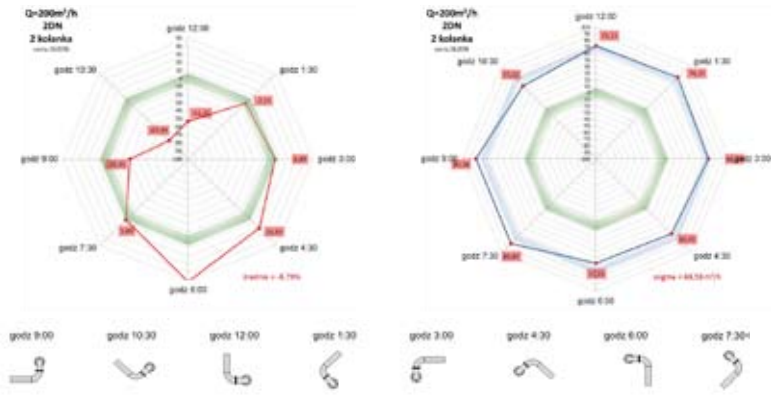


Wyniki pomiarów – „małe" zaburzenie



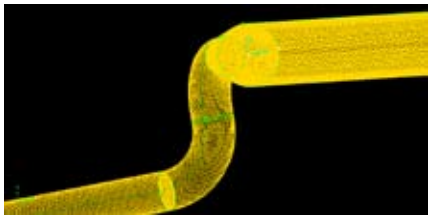
Wyniki pomiarów – „duże" zaburzenie

Błąd **Odchylenie standardowe**



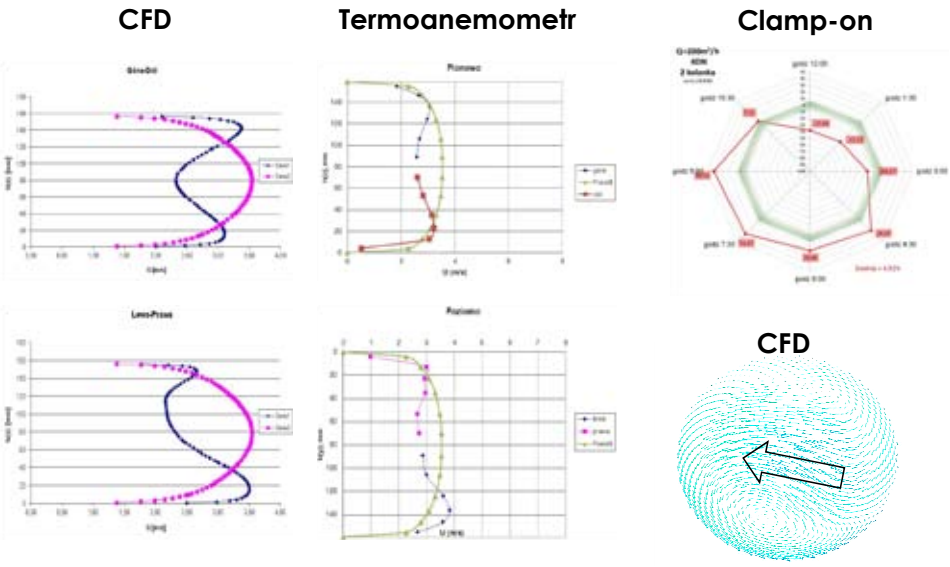
Weryfikacja

- **CFD**



- **Pomiar termoanemometrem**

Weryfikacja – wyniki



Kierunki dalszych badań

- Pomiary gazomierzem clamp-on na stacji pomiarowej w warunkach roboczych i weryfikacja metodyki na wysokim ciśnieniu i gazie ziemnym.
- Badanie możliwości wykrywania sytuacji niedozwolonych w pracującym rurociągu tj. nierówności na złączeniach rur, uskoki średnicy, „wystająca” uszczelka.
- Badanie zjawisk dynamicznych:
  - wiry,
  - pomiar pulsacji strumienia.

Robert Kwiatkowski
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Prace Zespołu Roboczego nr 2 KST IGG – założenia w obszarze aktualizacji normy ZN-G-4007:2001

Zespół Roboczy nr 2 – Aktualizacja norm „pomiarowych" oraz standardy do urządzeń pomiaru jakości gazu

W ramach pracy Zespołu Roboczego nr 2 wchodzą następujące tematy prac standaryzacyjnych:

1. Aktualizacja norm serii ZN-G-4001-4010:2001 zgodnie z obowiązującym prawem i potrzebami wynikającymi z postępu technicznego.
2. Nadzór nad chromatografami gazowymi (procesowymi, laboratoryjnymi), przetwornikami do wyznaczania temperatury punktu rosy wody.
3. Opracowanie standardu protokołu transmisji używanego w komunikacji SMS (temat został włączony do opracowania do Standardu ST-IGG-0204 – Urządzenia elektroniczne – wymagania i badania na bazie normy ZN-G-4007:2001).

Zgodnie z uzgodnieniami zostaną opracowane następujące Standardy Techniczne na bazie norm:

- norma ZN-G-4001:2001 – Postanowienia ogólne. Terminologia i symbole graficzne – po zakończeniu prac nad pozostałymi Standardami Technicznymi Zespół zdecyduje czy powstanie Standard Techniczny ST-IGG-0201 – Terminologia i symbole graficzne,

- norma ZN-G-4002:2001 – Zasady rozliczeń i technika pomiarowa – na bazie normy powstanie Standard Techniczny ST-IGG-0202 – Pomiary Paliwa gazowego,
- norma ZN-G-4003:2001 – Stacje pomiarowe. Wymagania i kontrola. Na bazie normy powstanie Standard Techniczny ST-IGG-0203 – Rozliczeniowe układy pomiarowe. Wymagania i kontrola. Standard będzie dotyczył rozliczeniowych układów pomiarowych rozumianych jako urządzenia pomiarowe wraz z odcinkami dopływowymi i odpływowymi,
- norma ZN-G-4007:2001 – Urządzenia elektroniczne – Wymagania i badania. Na bazie normy powstanie Standard Techniczny ST-IGG-0204 – Urządzenia elektroniczne.

Zgodnie z uzgodnieniami nie powstaną Standardy Techniczne na bazie niniejszych norm, ponieważ uregulowania w nich zawarte znajdują się w normach europejskich i polskich:

- norma ZN-G-4004:2001 – Metody obliczania współczynników ściśliwości gazów ziemnych – nie będzie opracowywany Standard Techniczny. Obowiązywał będzie komplet norm PN-EN ISO 12213 – 1-3,
- norma ZN-G-4005:2001 – Gazomierze turbinowe. Wymagania, badania i instalowanie – nie będzie opracowywany Standard Techniczny. Obowiązywała będzie norma PN-EN 12261,
- norma ZN-G-4006:2001 – Zwężkowe gazomierze kryzowe – nie będzie opracowywany Standard Techniczny. Obowiązywał będzie komplet norm PN-EN ISO 5167-1-4,
- norma ZN-G-4008:2001 – Gazomierze turbinowe. Budowa zestawów montażowych – nie będzie opracowywany Standard Techniczny. Obowiązywała będzie norma PN-EN 12261,
- norma ZN-G-4009:2001 – Zwężkowe gazomierze kryzowe. Budowa zestawów zwężkowych – nie będzie opracowywany Standard Techniczny. Obowiązywał będzie komplet norm PN-EN ISO 5167-1-4,
- norma ZN-G-4010:2001 – Gazomierze rotorowe. Wymagania, badania i instalowanie – nie będzie opracowywany Standard Techniczny. Obowiązywał będzie komplet norm PN-EN 12480:2005.

Nadzór nad chromatografami gazowymi (procesowymi, laboratoryjnymi), przetwornikami do wyznaczania temperatury punktu rosy wody.

- Standard Techniczny ST-IGG-0205 „Ocena jakości gazów ziemnych – Część 1: Chromatografy gazowe procesowe do analizy składu gazu ziemnego" – został ustanowiony w 2011 r.
- Standard Techniczny ST-IGG-0205 „Ocena jakości gazów ziemnych – Część 2: Chromatografy gazowe laboratoryjne do analizy składu gazu ziemnego". Standard będzie zawierał wymagania dotyczące nadzoru metrologicznego nad chromatografami laboratoryjnymi.
- Standard Techniczny ST-IGG-0205 „Ocena jakości gazów ziemnych – Część 3: Przetworniki do wyznaczania temperatury punktu rosy wody w gazach ziemnych". Standard będzie zawierał wymagania dotyczące nadzoru metrologicznego nad przetwornikami do pomiaru temperatury punktu rosy wody.

Prace Zespołu Roboczego nr 2 KST IGG – założenia w obszarze aktualizacji normy ZN-G-4007:2001

Zakres:

- wymagania konstrukcyjne i funkcjonalne urządzeń pomiarowych – Przeliczniki; Przetworniki ciśnienia i różnicy ciśnień; Czujniki i przetworniki temperatury; Rejestratory objętości; Rejestratory parametrów stanu gazu,
- wymagania metrologiczne,
- Załącznik A (normatywny) – Charakterystyka Łącza RS-GAZ 2,
- Załącznik B I (normatywny) – Protokół Transmisji Danych GAZ-MODEM 3,
- Załącznik B II (normatywny) – Protokół Transmisji Danych GAZ-MODEM 2,
- Załącznik C I (informacyjny) – Protokół GAZ-SMS dla urządzeń wykorzystujących do komunikacji wiadomości tekstowe SMS,
- Załącznik C II (informacyjny) – Protokół TELEGAZ komunikacji z urządzeniami wykorzystującymi krótkie wiadomości tekstowe SMS.

Wymagania konstrukcyjne i funkcjonalne urządzeń pomiarowych – Przeliczniki; Przetworniki ciśnienia i różnicy ciśnień; Czujniki i przetworniki temperatury; Rejestratory objętości

Przeliczniki:

- zasady współpracy przeliczników z gazomierzami z wyjściami impulsowymi,
- zasady współpracy przeliczników z gazomierzami z wyjściem analogowym,
- zasady współpracy przeliczników z gazomierzami wyposażonymi w łącza cyfrowe,
- zasady współpracy przeliczników z chromatografami,

- zasady współpracy przeliczników z gazomierzami zwężkowymi,
- interfejsy komunikacyjne przeliczników,
- zasady współpracy przeliczników z przetwornikami i czujnikami pomiarowymi,
- wartości wskazywane i obliczane przez przelicznik,
- zbiór danych rejestrowanych,
- korekcja błędów gazomierza,
- działanie przeliczników w warunkach awaryjnych.

Rejestratory:

- wymagania dotyczące prezentacji wyników na wyświetlaczu,
- wymagania dot. kontroli poprawności połączenia z gazomierzem,
- zbiór danych rejestrowanych,
- działanie rejestratorów w warunkach awaryjnych,
- interfejsy komunikacyjne rejestratorów.

Przetworniki ciśnienia i różnicy ciśnień; Czujniki i przetworniki temperatury:

- przetworniki ciśnienia powinny spełniać wymagania normy PN-EN 12405-1+A2:2010.

Załączniki

- Załącznik A (normatywny) – Charakterystyka Łącza RS-GAZ 2:
  - charakterystyka łącza RS-GAZ 2 opisuje: typ złącza, rodzaj interfejsu szeregowego i linię zasilającą urządzenia elektronicznego.
- Załącznik B I (normatywny) – Protokół Transmisji Danych GAZ-MODEM 3:
  - Protokół Transmisji GAZ-MODEM 3 jest rozszerzeniem protokołu GAZ-MODEM 2. Został przewidziany do komunikacji pomiędzy dowolnym urządzeniem kontrolno-pomiarowym a systemem zbierającym dane (np. system dyspozytorski SCADA, proste systemy kontrolno-pomiarowe, podręczne czytniki danych). Pozwala na przesyłanie bieżących danych pomiarowych, danych rejestrowanych oraz informacji o zaistniałych zdarzeniach i alarmach.

  Przedstawiono przykładową listę parametrów spotykanych w gazownictwie, zawiera przykłady implementacji protokołu GM3 w elektronicznych licznikach gazowych. Są to:

  - tablica dostępnych parametrów,
  - tablica definiująca kolejność wysyłania danych bieżących,

  - tablica definiująca listę możliwych zdarzeń.
- Załącznik B II (normatywny) – Protokół Transmisji Danych GAZ-MODEM 2:
  - zgodny z zapisami w normie zakładowej ZN-G-4007:2001 – Urządzenia elektroniczne – wymagania i badania.
- Załącznik C I (informacyjny) – Protokół GAZ-SMS dla urządzeń wykorzystujących do komunikacji wiadomości tekstowe SMS:
  - Protokół GAZ-SMS został opracowany na potrzeby komunikacji urządzeń kontrolno pomiarowych z systemem zbierającym dane (np. system dyspozytorski SCADA, proste systemy kontrolno-pomiarowe) przy wykorzystaniu krótkich wiadomości tekstowych SMS w systemie GSM. Protokół opisuje sposób komunikacji, typ oraz format danych w wiadomości SMS. Protokół GAZ-SMS pozwala na przesyłanie bieżących danych pomiarowych, danych rejestrowanych oraz informacji o zaistniałych zdarzeniach i alarmach z rejestratorów impulsów.
- Załącznik C II (informacyjny) – Protokół TELEGAZ komunikacji z urządzeniami wykorzystującymi krótkie wiadomości tekstowe SMS:
  - Protokół TELEGAZ opracowany został z myślą o ustandaryzowaniu sposobu komunikacji telemetrycznych urządzeń kontrolno-pomiarowych, pracujących w sieciach GSM i wykorzystujących do komunikacji z systemami akwizycji i przetwarzania danych, krótkie wiadomości tekstowe (SMS). Protokół TELEGAZ opisuje sposób komunikacji, zakres i typy danych oraz format wykorzystywanych wiadomości SMS. Niniejsze opracowanie zawiera opis protokołu komunikacji z rejestratorami impulsów. Protokół może być rozszerzany o obsługę innych typów urządzeń, przez definicję kolejnych ramek komunikacyjnych warstwy aplikacji.

Mariusz Konieczny, Adam Jarek
Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Oddział w Tarnowie

Smart metering – przyszłość na tle praktycznych wdrożeń w Polskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Tarnowie

Oddział w Tarnowie

Zasięg terytorialny Oddziału w Tarnowie obejmuje:

- województwo małopolskie,
- województwo podkarpackie,
- województwo świętokrzyskie,
- województwo lubelskie.

Oddział w Tarnowie prowadzi działalność na obszarze obejmującym 570 gmin o łącznej powierzchni 60,7 tys. km^2. Gaz ziemny doprowadzony jest do 397 gmin. Obszar ten należy do najbardziej zgazyfikowanych rejonów Polski – stopień jego gazyfikacji wynosi 74% (przy średniej krajowej 41%).

W strukturach Oddziału znajduje się 6 Zakładów: w Kielcach, Krakowie, Jaśle, Sandomierzu, Rzeszowie i Lublinie.

Kluczowe dane (2012 r.)	
Przychody ze sprzedaży (mln PLN)	794,7
Liczba odbiorców (mln)	1,5
Liczba punktów wejścia do systemu (z kopalniami gazu)	303
Liczba punktów wejścia/wyjścia wyposażonych w zdalny odczyt (WR i WS)	29 022*
Wolumen przesłanego gazu (mld m^3)	2,0
Długość sieci (tys. km)	66,1

* Przewidywany stan na koniec I kwartału 2014 r. Obecnie na 30.12.2013 r. jest ponad 23 000.

Definicja smart meteringu

- Smart Metering (Inteligentny system opomiarowania) – to instalacja elektronicznych urządzeń pomiarowych wraz z infrastrukturą, z możliwością komunikacji między odbiorcą, a przedsiębiorstwem energetycznym w czasie dążącym do rzeczywistego, z dwukierunkową transmisją danych.

Według: Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii elektrycznej w Polsce Gdańsk, 6 maja 2010 r.

- Inteligentny system pomiarowy AMI (ang. AMI = Advanced Metering Infrastructure) – kompletna infrastruktura obejmująca urządzenia pomiarowe (liczniki), sieci, systemy komputerowe, protokoły komunikacyjne oraz procesy organizacyjne przeznaczone do pozyskiwania przez przedsiębiorstwo dystrybucyjne danych o zużyciu energii przez każdego odbiorcę oraz umożliwiające oddziaływanie na odbiorcę poprzez sterowanie tym zużyciem energii w sposób celowy i akceptowany przez odbiorcę.

Według: Izba Gospodarcza Gazownictwa Zespół ds. Inteligentnego Opomiarowania.

- Systemy inteligentnego opomiarowania są systemami pozyskiwania i zarządzania danymi pomiarowymi, które dostarczają odbiorcom indywidualnym i dostawcom aktualnych, wiarygodnych i ciągłych informacji o wielkości zużycia i koszcie danego medium (elektryczności, gazu, wody, ciepła). Systemy

takie w założeniu pozwalają na aktywną (tzn. mającą wpływ na optymalizację zużycia i ograniczenie kosztu) postawę odbiorcy końcowego.

Funkcjonalności smart metering

Według: Izba Gospodarcza Gazownictwa Zespoł ds. Inteligentnego Opomiarowania.

Funkcjonalności podstawowe:

1. zdalny odczyt bieżącego wskazania gazomierza,
2. udostępnianie danych historycznych.

Funkcjonalności dodatkowe:

3. możliwość zdalnego sterownia i monitorowania stanu gazomierza,
4. współpraca z innymi urządzeniami i systemami domowej automatyki,
5. udostępnianie złożonych opcji zarządzania zużyciem gazu,
6. zdalne odcinanie/przywracanie dostawy gazu i usługa przedpłatowa.

Inne funkcjonalności
(według opracowań: Raport Eurogas przywołujący ustalenia CEN-CENELEC-ETSI Smart Meters Coordination Group; Smart metering Implementation Programme: Prospectus – Great Britain July 2010; Opinie w ramach prac Mandatu M/441):

7. komunikacja dwukierunkowa pomiędzy systemem opomiarowania a dedykowanymi uczestnikami rynku,
8. zaawansowany systemy taryfikacji i płatności,
9. pomiar w czasie rzeczywistym, zużycie i fakturowanie oraz dostarczanie informacji do domowej sieci komputerowej,
10. mechanizmy umożliwiające wprowadzanie dynamicznych zmian taryf,
11. dostarczanie informacji odbiorcom gazu poprzez portal internetowy.

Realizowany w PSG Oddział w Tarnowie program Smart metering

Program realizowany od 2004 r. w zakresie modernizacji urządzeń i systemów pomiarowych w Oddziale, umożliwiający w okresie długofalowym (ok. 15 lat) osiągnięcie poniższych celów:

- maksymalne zmniejszenie pozornych strat gazu w sieci dystrybucyjnej, będących efektem nieprawidłowego i niedokładnego pomiaru,
- zwiększenie częstotliwości odczytów układów pomiarowych,

- maksymalne zautomatyzowanie procesów odczytowych i przetwarzania danych pomiarowych,
- umożliwienie częstszego i dokładniejszego bilansowania gazu w całym systemie dystrybucyjnym i wyznaczonych jego obszarach,
- poprawienie obsługi odbiorców gazu w zakresie odczytów i swobodnego dostępu do informacji o odczytach,
- usprawnienie procesu wstrzymania i wznowienia usługi dostawy gazu,
- uelastycznienie polityki taryfowej, m.in. przez wprowadzenie taryf przedpłatowych i dynamicznych,
- zwiększenie skuteczności wykrywania nielegalnego poboru i kradzieży gazu,
- zwiększenie efektywności zarządzania środkami inwestycyjnymi i remontowymi.

Program realizowany w trzech obszarach:

1. Modernizacji i automatyzacji procesów pomiarowych w punktach wejścia do systemu dystrybucyjnego KSG i w punktach wyjścia u dużych odbiorców gazu (taryfy W-5 do W-10). Zakres ten zakończono w 2010 r. wyposażając 6935 ww. punktów oraz 1490 taryfy W-4 w nowoczesne układy pomiarowe i zdalny odczyt ich wskazań.
2. Testowania i wdrażania nowoczesnych rozwiązań układów pomiarowych i systemów odczytowych w punktach pomiarowych u odbiorców taryf od W-1 do W-4. Zakres ten jest realizowany od 2006 r.
3. Wdrożenia nowoczesnych systemów łączności i centralnych systemów informatycznych automatycznego zbierania i przetwarzania danych pomiarowych oraz rozliczeniowych.
   - zmodernizowano eksploatowany od 2002 r. w KSG system billingowy MeGaz,
   - zbudowano sprawny system łączności teleinformatycznej do transmisji danych,
   - wdrożono kompleksową Platformę Pomiarową, pod nazwą: *System Zbierania i Przetwarzania Danych Pomiarowych*, umożliwiającą informatyczną obsługę głównych procesów pomiarowych realizowanych w Oddziale,
   - wdrożono portal internetowy e-ZUD do zdalnego udostępniania danych pomiarowych ZUD-om, OSW i dużym odbiorcom gazu (taryf od W-5 do W-10),
   - wdrożono system zdalnego odczytu, przetwarzania danych i sterowania gazomierzami małych odbiorców (taryfy od W-1 do W-4). Obecnie trwają

prace nad jego rozbudową w zakresie obsługi funkcjonalności związanych z gazomierzami przedpłatowymi.

Obszar II – wdrażania nowoczesnych rozwiązań układów pomiarowych i systemów odczytowych w punktach pomiarowych u odbiorców taryf od W-1 do W-4.

Etap I – realizacja wdrożeń pilotażowych celem zapoznania się z różnymi technologiami i wypracowania modelu docelowego systemu. W ramach etapu wykonano i przetestowano:

- w 2005 r. pilotażowy system AMR na bazie urządzeń firmy Landis& Gyr, którym objęto ok. 500 gazomierzy. Rozwój systemu zaniechano z uwagi na wysokie koszty realizacji,
- w latach 2006–2007 wspólnie z firmą AIUT zrealizowano projekt badawczo-rozwojowy oceny efektywności systemu IMR radiowego (w pasmie 433 MHz) odczytu gazomierzy domowych,
- w 2010 r. pilotażowy system EverBlue na bazie urządzeń firmy Itron, którym objęto ok. 150 gazomierzy. Rozwój systemu zaniechano z uwagi na wysokie koszty realizacji,
- w latach 2008–2010 wdrożono system IMR do eksploatacji w wersji obchodowej, głównie w zakresie stosowania gazomierzy tzw. windykacyjnych – wyposażonych w zdalny odczyt i zdalnie sterowany zawór odcięcia i wznowienia dostaw paliwa gazowego.

Etap II – opracowanie i wdrożenie docelowego centralnego systemu zdalnego odczytu gazomierzy domowych, obsługi danych odczytowych, zdalnego sterowania funkcjami gazomierzy windykacyjnych i przedpłatowych, zdalnego udostępniania danych odczytowych odbiorcom gazu poprzez sieć internetową oraz integracji ww. systemu z wdrożoną w Oddziale Platformą Pomiarową SZiPDP.

System SGM

W roku 2010 opracowano podstawy do wdrożenia docelowego systemu zdalnego odczytu i obsługi gazomierzy zamontowanych u małych odbiorców gazu pod nazwą SGM (skrót od ang. *Smart Gas Metering*). Równocześnie w tym samym roku rozpoczęto jego wdrożenie i integrację z już wdrożonymi w Oddziale systemami pomiarowymi.

System SGM składa się z trzech poziomów:

- poziomu obiektowego – rejestratorów współpracujących z gazomierzami, gazomierzy windykacyjnych i w przyszłości gazomierzy przedpłatowych,

- poziomu komunikacyjnego – koncentratory komunikacyjne, sieci transmisji danych radiowe i telefonii GSM,
- poziomu aplikacyjnego – centrum zdalnego odczytu, przetwarzania i udostępniania danych odczytowych.

System SGM – Poziom Obiektowy

Rejestratory współpracujące z wszystkimi typami gazomierzy miechowych wykorzystujące do transmisji pasmo radiowe 868 MHz.

Obecnie w SGM pracuje ok. 650 szt.

Rejestratory współpracujące z wszystkimi typami gazomierzy miechowych wykorzystujące do transmisji telefonię GSM.

Obecnie w SGM pracuje ok. 2500 szt. W I kwartale 2014 r. planowany jest montaż już zakupionych kolejnych 3900 szt. u odbiorców taryfy W4.

Gazomierze windykacyjne (ze zdalnym odczytem i zdalnie wstrzymywaniem/wznawianiem dostaw paliwa gazowego).

Obecnie w SGM pracuje ok. 11 000 szt. gazomierzy z radiowym odczytem w paśmie 433 MHz. W I kwartale 2014 r. planowany jest montaż już zakupionych 1700 szt. gazomierzy windykacyjnych ze zdalnym odczytem przez sieć komórkową GSM.

System SGM – Poziom Komunikacyjny

Koncentrator zintegrowany z rejestratorem. Umożliwia prócz wykonywania funkcji rejestratora również odbiór danych odczytowych z 10 innych rejestratorów radiowych pracujących w paśmie 868 MHz i ich retransmisję poprzez sieć komórkową GSM.

Obecnie w SGM pracuje ok. 115 szt.

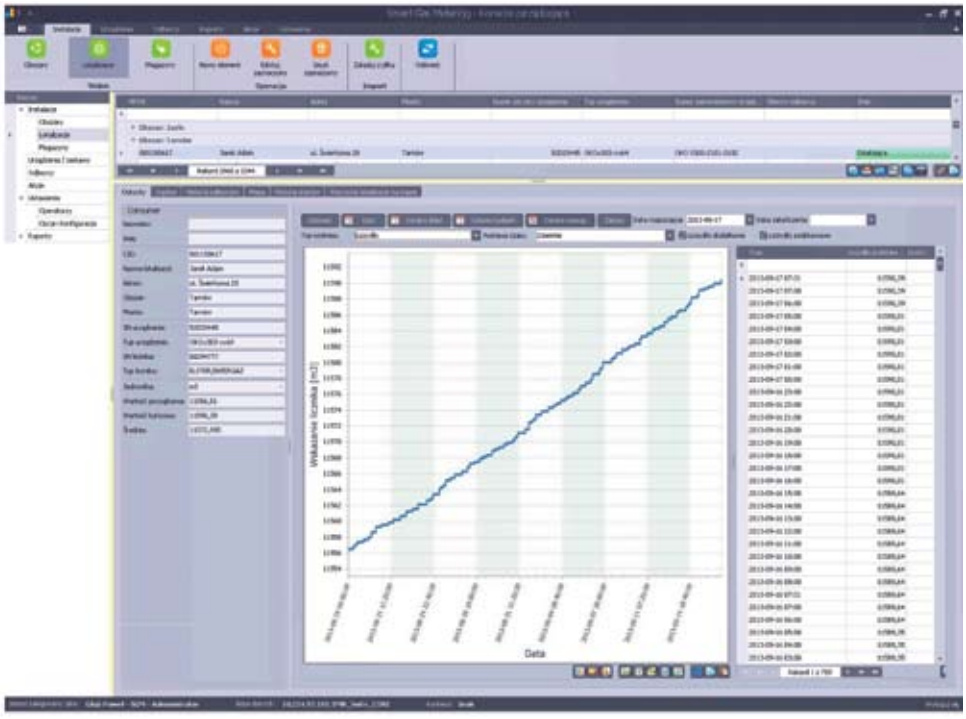
Koncentrator danych odczytowych. Umożliwia odbiór danych odczytowych z 256 innych rejestratorów radiowych pracujących w paśmie 868 MHz i ich retransmisję poprzez sieć komórkową GSM.

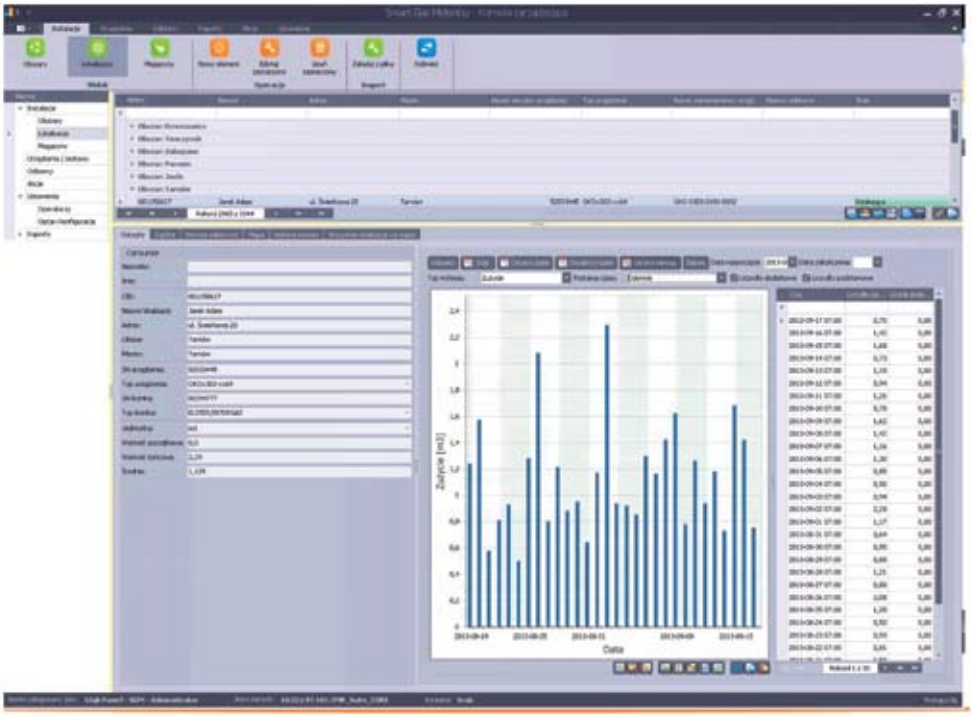
Obecnie w SGM pracuje ok. 6 szt.

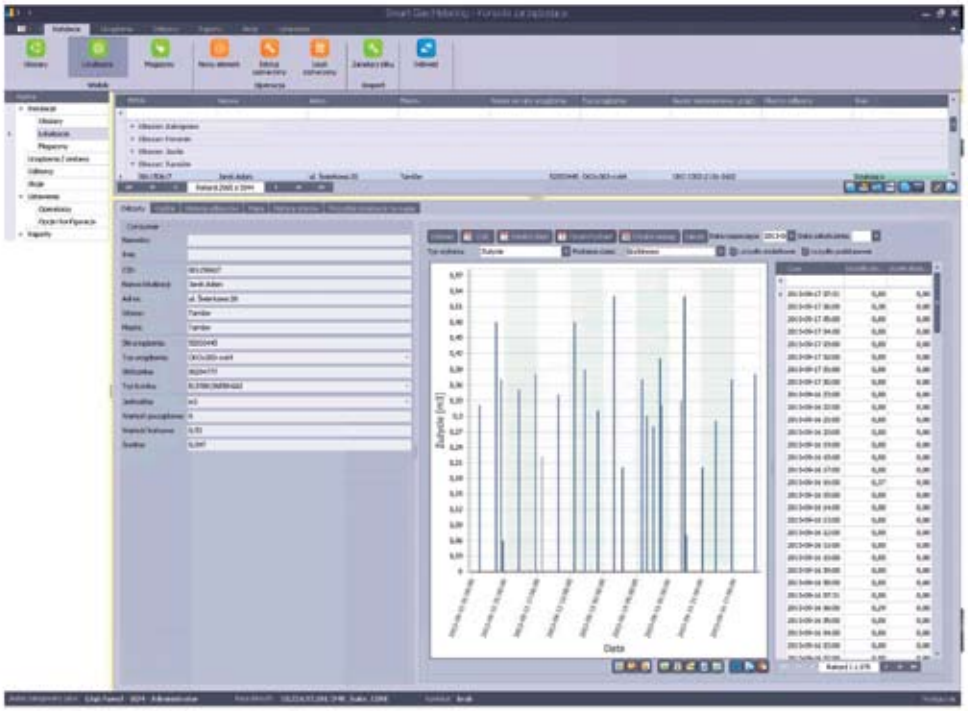
Aplikacja w systemie Android na Tablet lub i-Phone dla pracowników, przeznaczona do konfiguracji i diagnostyki urządzeń obiektowych.

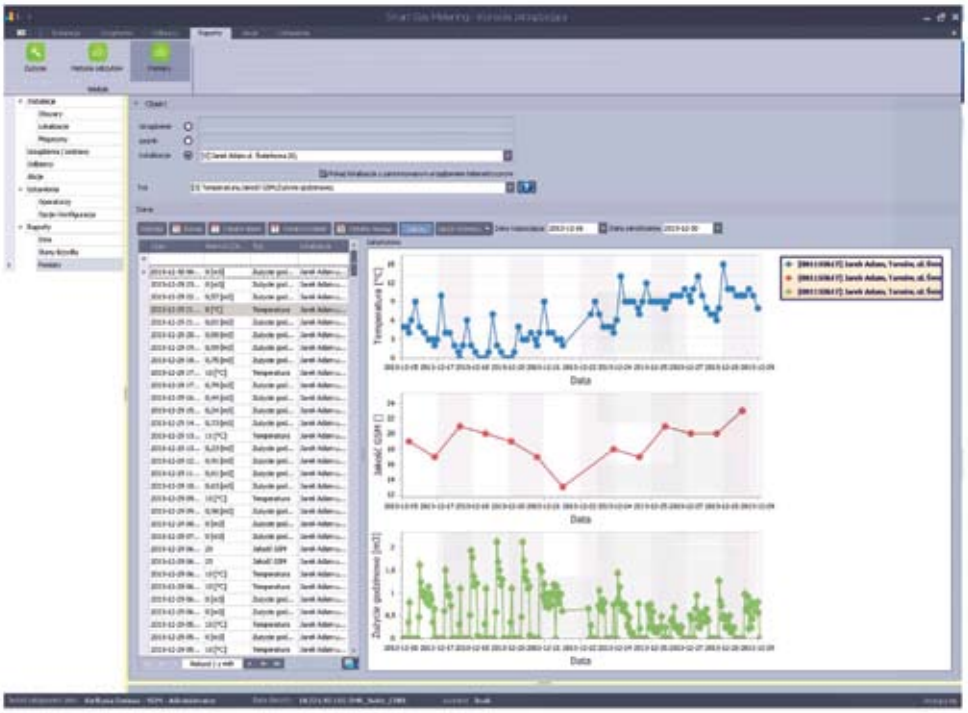
W urządzenia typu Tablet z ww. oprogamowaniem są wyposażeni pracownicy dokonujący montażu rejestratorów na gazomierzach.

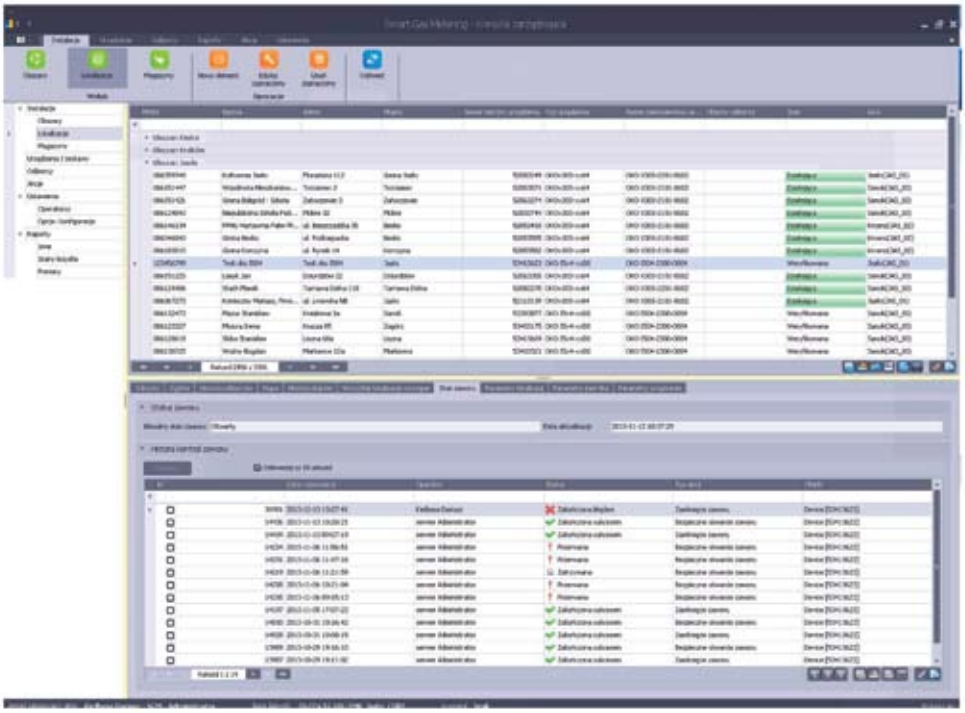
System SGM – Poziom Aplikacyjny

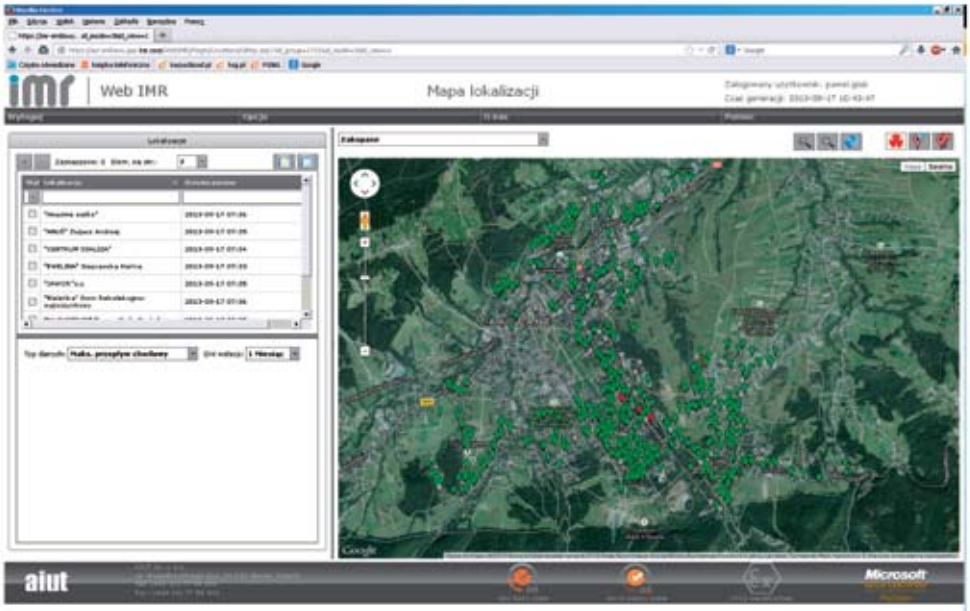


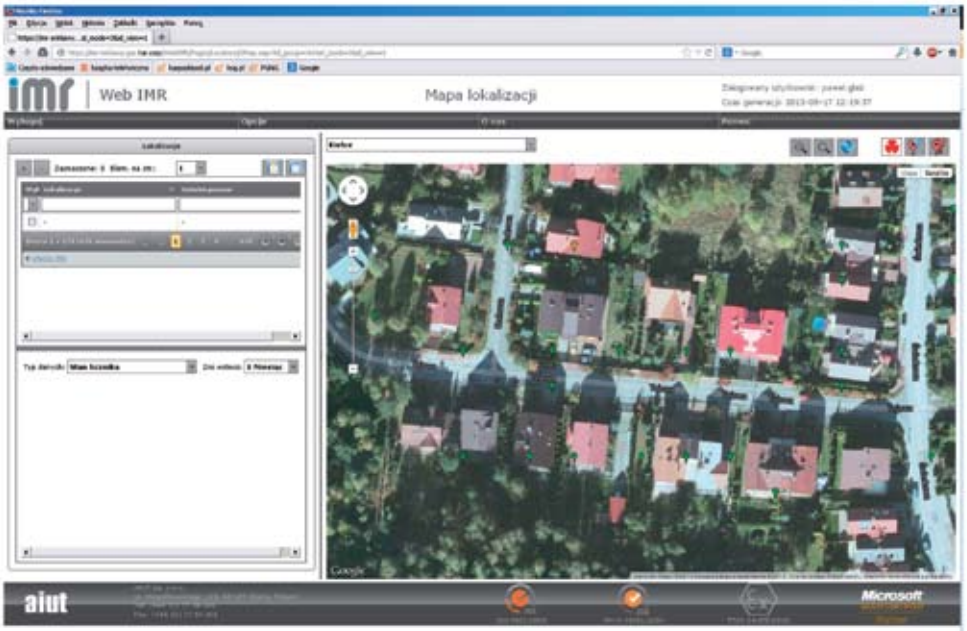


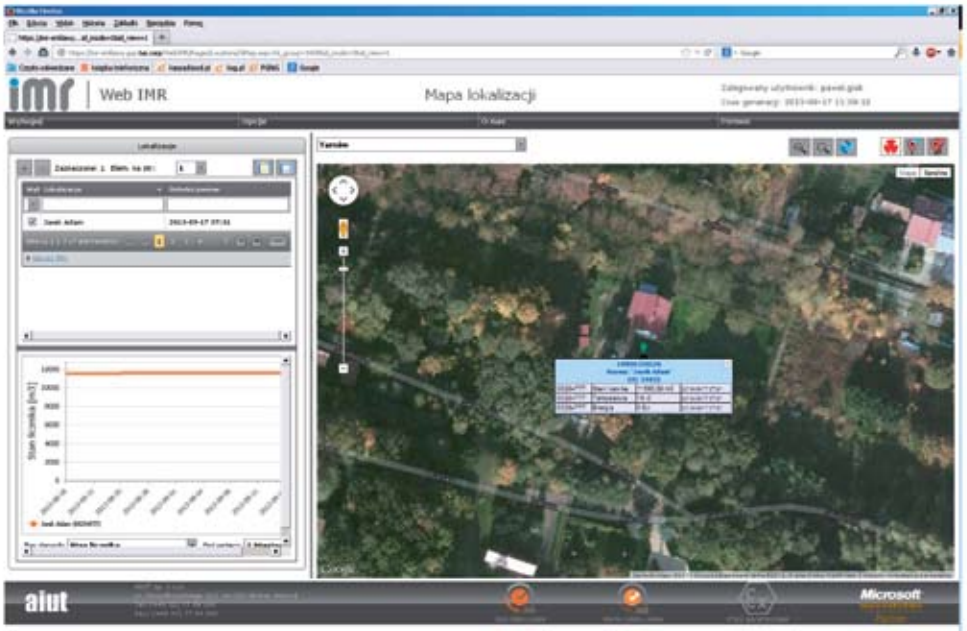


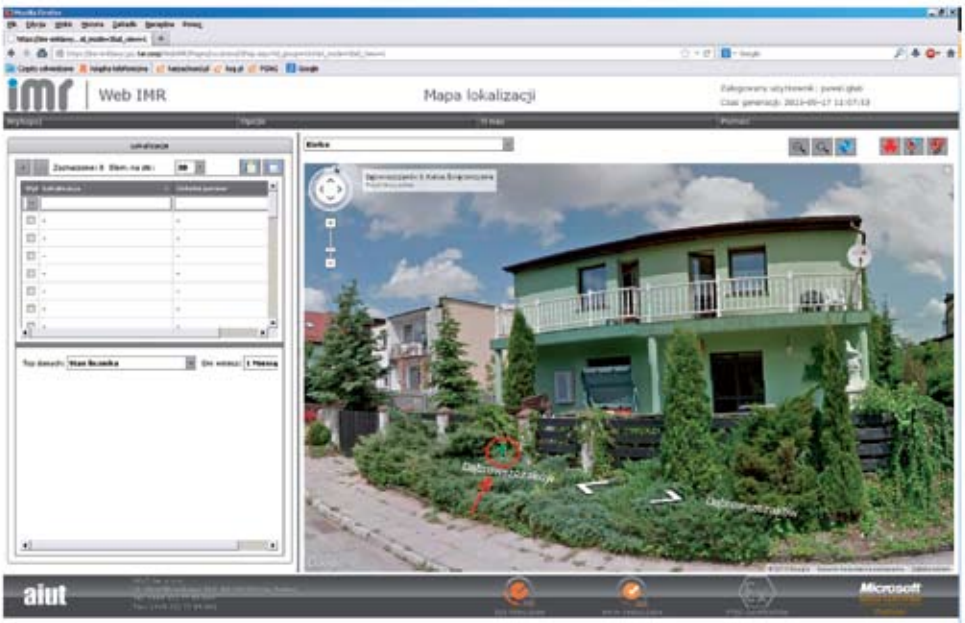





Web IMR
Mapa lokalizacji
aiut
Microsoft


Web IMR
Mapa lokalizacji
aiut
Microsoft


Web IMR
Mapa lokalizacji
aiut
Microsoft


Web IMR
Mapa lokalizacji
aiut
Microsoft

Podsumowanie

Efekty modernizacji układów pomiarowych w punktach wejścia i wyjścia dużego odbioru:

- zwiększono częstotliwości odczytów (w 2003 r. – raz na miesiąc, obecnie w punktach wejścia co kilka minut, w punktach wyjścia dużego odbioru codziennie z agregacją 12 minutową lub godzinną),
- znacznie przyspieszono proces rozliczenia odbiorcy (w 2003 r. rozliczenie odbiorców tej grupy trwało ok. 15 dni, obecnie 1–2 dni),
- umożliwiono odbiorcom, których punkty odbioru gazu wyposażone są w przeliczniki przepływu gazu, monitorowanie zużycia gazu w trybie on-line i integrację ze swoimi systemami technologicznymi,
- zwiększono skuteczność wykrywania przekroczeń mocy umownych i przekroczeń stopni ograniczenia poboru gazu. Obecnie wszystkie przekroczenia są rejestrowane i rozliczane,
- znacznie ograniczono straty w sieci dystrybucyjnej spowodowane nieprawidłowym rozliczeniem paliwa gazowego i awariami na sieci,
- zoptymalizowano wielkość układów pomiarowych do rzeczywistego odbioru gazu,
- ułatwiono skuteczniejsze bilansowanie handlowe i techniczne sieci gazowej.

Efekty modernizacji układów pomiarowych małego odbioru i wdrożenia systemu SGM:

- Zdalny codzienny odczyt wskazań gazomierza z zarejestrowanymi danymi godzinowymi lub odczyt w dłuższych okresach z zarejestrowanymi danymi dobowymi. Zwiększono skuteczność wykonania rzeczywistych odczytów gazomierzy domowych z poziomu 70–80% do 99,99%, głównie z wyniku uniezależnienia odczytu od bezpośredniego dostępu inkasenta do gazomierza.
- Dostęp użytkowników i podmiotów uprawnionych (odbiorców) do danych historycznych (pomiarowych, diagnostycznych, alarmowych itd.). W szczególności dostęp umożliwi porównywanie zużycia gazu w wybranych odcinkach czasowych.
- Udostępnianie odbiorcom złożonych, w tym interaktywnych, możliwości zarządzania zużyciem gazu będących otwartym zestawem opcji takich jak: ustawianie okresowych limitów zużycia (z sygnalizacją przekroczeń), podawanie zużycia gazu w jednostkach energii, wariantów taryfowych, aktualnego i narastającego kosztu zużycia, elektroniczne rozlicznie rachunków itp.

Efekty modernizacji układów pomiarowych małego odbioru i wdrożenia systemu SGM:

- zdalne wstrzymanie dostawy gazu (zamykanie zaworu zabudowanego w gazomierzu). Praktycznie zlikwidowano w Oddziale windykację sądową,
- znaczna poprawa skuteczność wykrywania ingerencji w działanie układu pomiarowego,
- rejestracja godzinowych mocy poborów gazu. Funkcjonalność szczególnie wykorzystywana w przypadku odbiorców taryfy W-4 i ich przetaryfikowaniach do wyższych taryf,
- wyliczanie współczynników temperaturowych do doszacowania zużycia w procesie rozliczenia miesięcznej usługi dystrybucji paliwa gazowego,
- łatwiejsze i skuteczniejsze bilansowanie handlowe wyznaczonych obszarów sieci gazowej,
- realizacja funkcji gazomierza przedpłatowego,
- rozliczanie w jednostkach energii,
- tworzenie profili i grup odbiorców.

Przed Zarządami przedsiębiorstw stoi kluczowe zadanie: określenie funkcji celu, jaki jest do spełnienia – z uwzględnieniem ww. uwarunkowań, jego zdefiniowanie a następnie przekonanie najpierw siebie a następnie załóg o celowości i nieuchronności jego realizacji bez uciekania w działania zastępcze i pozorowane.

Źródło: dr inż. Tomasz Kowalak, Dyrektor Departamentu Taryf.
PTPiREE, Zaawansowane systemy pomiarowe – smart metering w elektroenergetyce i gazownictwie, Warszawa, 23–24 marca 2010 r.

Michał Ściebiura, Grzegorz Lange
Common S.A.
Sławomir Wieczorek
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. Oddział w Odolanowie

Przykład rozliczeniowego systemu pomiarowego na wysokie ciśnienie zgodnego z dyrektywą MID

Streszczenie

Referat podzielono na dwie części. W pierwszej przedstawiono urządzenia pomiarowe zastosowane w omawianym układzie pomiarowym: gazomierze – turbinowy i ultradźwiękowy oraz przelicznik objętości typu 2 „Domino" w pełni zgodne z wymaganiami dyrektywy MID. W drugiej części przedstawiono pierwszy w Polsce układ pomiarowy, wyposażony w zgodne z dyrektywą MID gazomierze i przeliczniki objętości.

Wstęp

W dniu 25 stycznia 2007 r. w życie weszło Rozporządzenie Ministra Gospodarki [1] wdrażające postanowienia dyrektywy 2004/22/WE z dnia 31 marca 2004 r. (ogólnie znanej pod nazwą MID – Measuring Instruments Directive) dotyczącej przyrządów pomiarowych w tym również gazomierzy i przeliczników objętości. Zgodnie z wymaganiami dyrektywy MID, po 29 października 2016 roku, do użytkowania

będzie można wprowadzać tylko przyrządy po ocenie zgodności z wymaganiami tej dyrektywy. Obecnie (do 29 października 2016 r.) obowiązuje okres przejściowy, w którym można wprowadzać do użytkowania zarówno przyrządy posiadające zatwierdzenia typu GUM, jak i te nowe, które przeszły ocenę zgodności. Po 29 października 2016 r. wszystkie gazomierze i przeliczniki do gazomierzy wprowadzane do użytkowania, których wyniki pomiarów wykorzystywane będą do rozliczeń finansowych, będą musiały być zgodne z dyrektywą MID.

Zastosowane gazomierze

W omawianym układzie pomiarowym zastosowano gazomierze turbinowe produkcji COMMON S.A. oraz ultradźwiękowe produkcji SICK MAIHAK GmbH.

Gazomierz turbinowy CGT-02

Rys. 1. Gazomierz turbinowy CGT-02.

ZASADNICZE PARAMETRY

Common S.A. produkuje gazomierze turbinowe w wielkościach od G40 do G6500, Q_{max} wynosi od 65 do 10 000 m^3/h. Zakres średnic nominalnych od DN50 do DN400. Zakresowości gazomierzy turbinowych zależą od ciśnienia roboczego i wynoszą:

W zakresie ciśnień:	atm. ≤ p < 20 [bar]	1:20, 1:30
	20 ≤ p ≤ 110 [bar]	1:20, 1:30, 1:50

WARUNKI STOSOWANIA

Gazomierze mogą pracować w pomieszczeniach o ustabilizowanej temperaturze lub na zewnątrz pomieszczeń w lokalizacji otwartej, przy czym zaleca się osłonięcie przed bezpośrednim wpływem czynników atmosferycznych (daszek, wiata, kontener itp.). Pracują w zakresie temperatur otoczenia –25…+70°C, temperatura mierzonego gazu może wahać się w granicach –25…+55°C. Maksymalne ciśnienie pracy to 110 bar.

CECHY CHARAKTERYSTYCZNE

W jednym gazomierzu można zainstalowania do 10 nadajników impulsów; 6 nadajników w liczydle: – 2 x LF kontaktronowy, 2 x LF – NAMUR, 2 x HF; 4 nadajniki w korpusie: 2 x HF na wirniku turbiny pomiarowej i 2 x HF na kole referencyjnym. Wszystkie nadajniki HF są w standardzie NAMUR.

Pompka smarowania może być zainstalowana po obu stronach korpusu gazomierza. Króciec do poboru ciśnienia znajduje się po obu stronach korpusu. Istnieje możliwość zainstalowania dwóch czujników temperatury w korpusie gazomierza. Do pomiarów rozliczeniowych wystarczy odcinek dopływowy o długości nie mniejszej niż 2DN.

Gazomierze turbionowe CGT-02 są zgodne z n/w Dyrektywami UE oraz krajowymi przepisami metrologicznymi:

- zgodność z wymaganiami dyrektywy 2004/22/WE (MID) – certyfikat nr PL-MI002-1450CM0003 wydany przez Instytut Nafty i Gazu (Jednostka Notyfikowana nr 1450),
- zgodność z wymaganiami dyrektywy 94/9/WE (ATEX) – certyfikat nr KDB 04ATEX036 wydany przez Główny Instytut Górnictwa (Jednostka Notyfikowana nr 1453),
  - wykonanie standardowe II 2G Ex ia IIB T5 Gb,
  - wykonanie specjalne II 2G Ex ia IIC T5 Gb,
- zgodność z wymaganiami dyrektywy 97/23/WE (PED) – certyfikat nr 67/JN/2004-003/3 wydany przez Urząd Dozoru Technicznego (Jednostka Notyfikowana nr 1433),
- zgodność z rozporządzeniami Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej (z dnia 29 marca 2004 r., 2 kwietnia 2004 r., 30 marca 2005 r.):
  - decyzja Prezesa GUM nr ZT 867/98 [PL],
  - decyzja Prezesa GUM nr ZT E3.2004 [EU].

Gazomierz ultradźwiękowy FLOWSIC600

Rys. 2. Gazomierz ultradźwiękowy FLOWSIC600.

Firma SICK MAIHAK GmbH produkuje gazomierze ultradźwiękowe o średnicach DN 50 do DN 1200, Q_{max} 400 ÷ 100 000 m³/h. Konfiguracja ścieżek pomiarowych to 2, 4, 4+1 lub 4+4 co zapewnia dużą dokładność pomiarową: dla 2 ścieżek ±1,0%, dla 4 ścieżek ±0,5%, a po kalibracji wysokociśnieniowej ±0,1%. Ciśnienie gazu od 0 do 250 bar, temperatura gazu –30…+180°C. Wyjścia pomiarowe obsługują standardy HF (NAMUR lub OC), 4…20 mA+HART, posiada interfejs komunikacyjny RS485 obsługujący protokoły MODBUS ASCII lub RTU.

Gazomierz FLOWSIC600 przesyła impulsy HF w standardzie NAMUR na dwóch obwodach do przelicznika objętości. Stałe HF1 i HF2 są określone poprzez zaprogramowanie ich w stałych algorytmu gazomierza. Certyfikat MID dla tego gazomierza obejmuje również te wyjścia impulsowe, a ponieważ są one w standardzie NAMUR to można je przesyłać na duże odległości.

Gazomierz posiada również wyjście RS485 do komunikacji bezpośredniej za pomocą zewnętrznego oprogramowania: można w ten sposób uzyskać dodatkowe informacje o pracy gazomierza.

- Zgodność z wymaganiami dyrektywy 2004/22/WE (MID) – certyfikat nr PTB-1.42-4063696, wydany przez Physikalisch-Technische Bundesanstalt (Jednostka Notyfikowana nr 0102).

Przelicznik objętości Domino

Przelicznik objętości gazu typu Domino to nowoczesne urządzenie zbudowane w oparciu o najnowsze rozwiązania techniczne. Jest pierwszym przelicznikiem typu 2 w Polsce (definicja wg PN-EN12405-1) spełniającym w pełni postanowienia dyrektywy MID, co zostało potwierdzone stosownym badaniem typu w jednostce notyfikowanej:

- zgodność z wymaganiami dyrektywy 2004/22/WE (MID) – certyfikat badania typu WE nr PL-MI002-1450CN0006 wydany przez Instytut Nafty i Gazu (Jednostka Notyfikowana nr 1450),
- zgodność z wymaganiami dyrektywy 94/9/WE (ATEX) – certyfikat badania typu WE FTZU 10 ATEX 0104 wydany przez Fizyczno-Techniczny Instytut Doświadczalny Ostrava-Radvanice (Jednostka Notyfikowana nr 1026).

Zasada działania

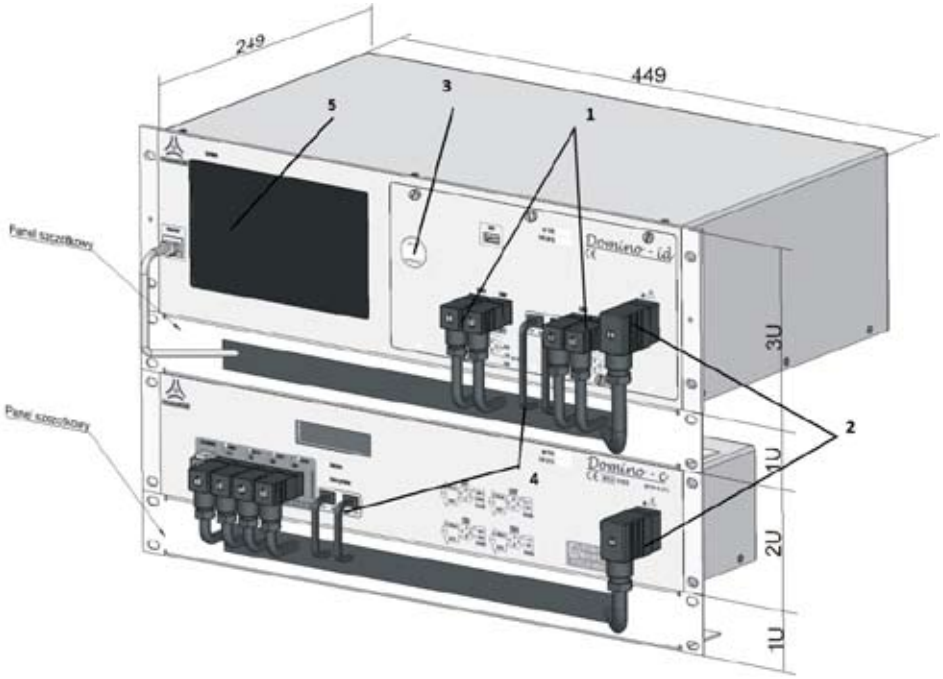
Przelicznik objętości Domino służy do wyznaczania, sumowania przyrostów objętości gazu w warunkach bazowych wykorzystując zmierzoną objętość w warunkach pomiaru oraz parametry takie jak temperatura i ciśnienie gazu. Działanie przelicznika Domino polega na zliczaniu impulsów wygenerowanych przez nadajniki LF i HF umieszczone w gazomierzu. Ilość impulsów przeliczana jest na objętość przepływającego gazu. Jednocześnie wykonywany jest pomiar ciśnienia i temperatury gazu za pomocą zewnętrznych przetworników podłączonych do kalkulatora Domino-c. Na podstawie tych danych oraz zadeklarowanego składu gazu kalkulator Domino-c oblicza objętość gazu w warunkach pomiaru oraz wyznacza współczynnik ściśliwości. Pozwala to przeliczyć mierzoną objętość na objętość gazu w warunkach bazowych.

Budowa przelicznika

W skład przelicznika wchodzą następujące urządzenia: kalkulator Domino-c, przetwornik ciśnienia oraz przetwornik temperatury, wraz z kablami łączącymi przetworniki z kalkulatorem. Każde z tych urządzeń podlega oddzielnemu zatwierdzaniu jako zespół przelicznika.

Obsługa przelicznika Domino za pomocą urządzenia wskazującego Domino id

Urządzenie Domino-id jest niezależnym od przelicznika urządzeniem wyposażonym w dotykowy ekran i dedykowany do obsługi program. Połączenie do przelicznika odbywa się za pomocą połączeń światłowodowych, w które jest zaopatrzony kalkulator Domino-c. Komunikacja z przelicznikiem jest możliwa tylko przez

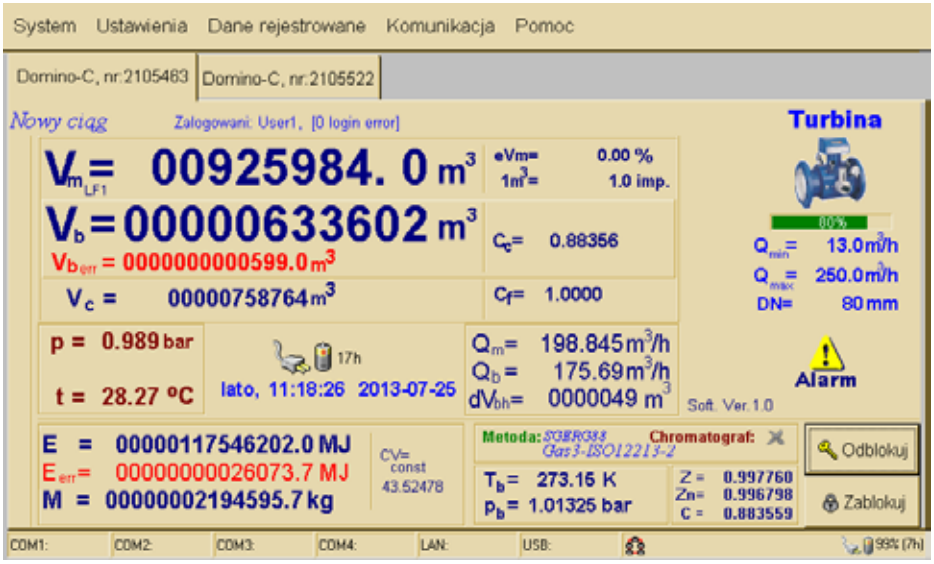


Opis gniazd i kontrolek:
1. Gniazda portów COM; 2. Gniazdo [J4] – zasilanie sieciowe 230 V_{AC} lub 115 $V_{AC;}$
3. Gniazdo portu optycznego COM; 4. Podłączenie światłowodowe; 5. Wyświetlacz LCD.

Rys. 3. Wygląd kalkulatora Domino-c podłączonego do urządzenia odczytującego Domino-id.

porty COM lub Ethernet urządzenia wskazującego Domino-id. Komunikacja może odbywać się za pomocą wielu protokołów, zależnie od wersji oprogramowania zainstalowanej w Domino-id. Modyfikacja parametrów mogących wpłynąć na wynik pomiaru jest możliwa po wprowadzeniu identyfikatora i hasła (zalogowaniu się do przelicznika).

Osiągnięto w ten sposób dwie cenne właściwości: pierwsza polega na uniezależnieniu cech użytkowych urządzenia od konieczności certyfikacji za każdym razem, kiedy chcemy zmienić jakąkolwiek drobną rzecz w oprogramowaniu. Certyfikacji (ocenie zgodności) podlega kalkulator Domino-c, w którym pracuje oprogramowanie wewnętrzne i w przypadku jego zmiany należy urządzenie jako całość poddać certyfikacji, natomiast za wszystkie cechy użytkowe przelicznika odpowiedzialna jest aplikacja zainstalowana na Domino-id. Tę aplikację można modyfikować poza procesem certyfikacji, gdyż jej działanie nie ma wpływu na właściwości metrologiczne przeliczników. Istnieją narzędzia pozwalające na zmianę oprogramowania z pen-



Rys. 4. Wygląd podstawowego pulpitu w Domino-id.

driva na USB bądź z Internetu (podłączonego przez port Ethernet) i w ten sposób możemy uzyskać nowe, nieistniejące wcześniej cechy użytkowe, jak np. dodatkowe protokoły komunikacyjne lub graficzną prezentację danych. Druga właściwość to ogromne ułatwienie obsługi, poprzez zastosowanie dotykowego ekranu i graficznego interfejsu użytkownika, rozwiązań obecnych w wielu nowych urządzeniach jak tablety czy smartfony, co jest nam dobrze znane. Dzięki temu nie musimy wertować DTR'ki za każdym razem, kiedy np. chcemy zmienić jakikolwiek parametr pracy przelicznika.

Domino-id jest odpowiedzialne za rejestrację parametrów przelicznika Domino. Buduje bazę danych dla każdego podłączonego przelicznika, co sprawia, że do jednego Domino-id można podłączyć kilka (max 3) przeliczniki, widoczne na zakładkach.

Kanały pomiarowe przelicznika

Gniazda kanałów pomiarowych (CH1-CH4) służą do podłączenia zewnętrznych przetworników pomiarowych oraz sygnałów impulsowych niskiej lub wysokiej częstotliwość (LF, HF) pochodzących z gazomierza. Kalkulator *Domino-c* w wykonaniu MID pozwala na zliczanie objętości tylko z wejść impulsowych. Obwody CH1÷CH4 są jednakowe, co sprawia, że nie ma znaczenia, do którego kanału dołączymy dany przetwornik. Kalkulator Domino-c automatycznie wykrywa, jaki rodzaj sygnału podłączony jest do kanału pomiarowego. Należy jedynie zwrócić uwagę na prawid-

łowe podłączenie sygnałów LF i HF (obwody te są elektrycznie identyczne i nie ma możliwości wykrycia rodzaju nadajnika).

Wielkości pomiarowe z przetworników ciśnienia i temperatury przesyłane są za pomocą protokołu HART®. Wartość prądu w linii nie ma znaczenia dla pomiaru i jest ustawiana jako 4 mA dla całego zakresu pomiarowego. Wymagania dokładności narzucone przez dyrektywę MID sprawiły, że dokładność, jaką zapewnia nam sygnał 4…20 mA jest niewystarczająca.

Przetworniki pomiarowe ciśnienia i temperatury

Do przelicznika *Domino* można podłączać przetworniki ciśnienia i temperatury określone w Certyfikacie Badania Typu WE. Producent odpowiedzialny jest za kompletację całego przelicznika, dlatego norma wymaga, aby określić, które typy przetworników mogą być częściami składowymi przelicznika, a nawet jakiego typu kable mogą być stosowane do połączenia wszystkich części ze sobą.

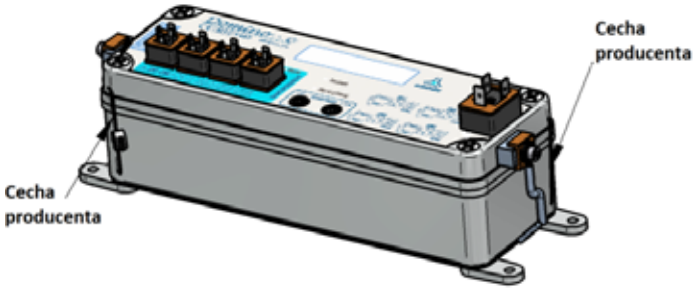
Konfiguracja przetworników pomiarowych jest bardzo prosta. Wystarczy podłączyć przetwornik do kalkulatora Domino-c, który automatycznie wykrywa przetwornik pomiarowy wraz z odczytaniem wszystkich koniecznych parametrów. Nie ma konieczności implementowania funkcji pozwalających użytkownikowi na konfigurowanie kanałów pomiarowych przetworników, co upraszcza proces konfiguracji i zabezpiecza przed popełnieniem błędu.

Jak wspomniano powyżej, proces produkcji przelicznika kończy się na wystawieniu świadectwa weryfikacji pierwotnej i deklaracji zgodności. Są to dokumenty potwierdzające, że wszystkie części składowe przelicznika wraz z kablami je łączącymi spełniają określone wymagania, oraz że błąd wskazania głównego mieści się w określonych dyrektywą MID granicach. Należy także zaplombować wszystkie części w sposób uniemożliwiający ingerencję bez zniszczenia cech. Z uwagi na specyfikę konstrukcji, dokonuje się tego zawsze na miejscu pracy przelicznika.

Należy podkreślić, że w przeliczniku Domino mamy do czynienia z trzema rodzajami cech zabezpieczających. Najważniejszą jest cecha metrologiczna kalkulatora, jej zniszczenie powoduje utratę cech metrologicznych przelicznika. Znajduje się ona wewnątrz kalkulatora.

Kolejnymi są cechy producenta. Spełniają rolę plomb gwarancyjnych. Jeżeli zajdzie konieczność przykładowo wymiany akumulatora (po przewidzianym przez producenta okresie eksploatacji) to można tego dokonać, a w miejsce zerwanych w tym celu cech producenta zakłada się cechy użytkownika.

Rys. 5. Cecha metrologiczna kalkulatora Domino-c (wersja IP-66).



Rys. 6. Cecha producenta kalkulatora Domino-c (wersja IP-66).

Trzecim rodzajem cech są cechy zabezpieczające. Mogą być one zakładane zarówno przez producenta jak i użytkownika. Są to plomby założone na przetwornikach ciśnienia i temperatury, oraz na obwodach wejściowych kanałów pomiarowych kalkulatora. W procesie produkcji przelicznika, na przetworniki oraz obwody pomiarowe nakładane są cechy zabezpieczające producenta, jednak ich znaczenie jest inne.

Rys. 7. Cecha zabezpieczająca przelicznika Domino (wersja IP-66).

Ich uszkodzenie nie powoduje utraty gwarancji czy cech metrologicznych przelicznika. Za każdym razem, w przypadku dokonania czynności kontrolnych lub serwisowych, przy których istnieje konieczność zniszczenia cech zabezpieczających, należy po dokonaniu tychże czynności założyć nowe cechy zabezpieczające i sporządzić odpowiedni protokół. Użytkownik jest zobowiązany do prowadzenia ewidencji cech, które są zdejmowane i zakładane na przelicznik, tak aby w każdej chwili można było prześledzić, kiedy i jakie czynności były przeprowadzane, oraz przez kogo. Cechy zabezpieczające na przeliczniku powinny być zatem nieuszkodzone a ich ewidencja dostępna do weryfikacji.

System pomiarowy

Pierwszy układ pomiarowy w Polsce, wyposażony w pełni zgodne z dyrektywą MID urządzenia pomiarowe został zbudowany przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie w Oddziale w Odolanowie. Rozpoczął pracę 30 grudnia 2013 roku. Jest to pierwsza tego typu instalacja w Polsce, która powstała dzięki innowacyjności kadry pracowników PGNiG S.A. Oddział w Odolanowie. W takim układzie stykamy się z dwoma aspektami, wymagającymi innego niż dotychczas podejścia. Pierwszy to wymagania dyrektywy MID, która wymusza zmiany w koncepcji konstrukcji samego przelicznika, co ma wpływ na jego właściwości użytkowe. Sprawia to, że przelicznik typu 2 znacznie różni się od dawnego przelicznika sieciowego. Drugi aspekt to sam przelicznik, który jest nowym urządzeniem na rynku i należy powiedzieć, że PGNiG S.A. w Odolanowie jest pierwszym Klientem użytkującym przeliczniki Domino (obecnie przeliczniki Domino w Oddziale w Odolanowie obsługują 14 układów pomiarowych).

Opis układu pomiarowego

Układ pomiarowy służy do pomiaru gazu z produkcji odazotowania, jest to gaz wysokometanowy, o ciśnieniu roboczym ok. 5,5 MPa. Schemat układu przedstawia rys. 8. Składa się z trzech ciągów pomiarowych, oznaczonych G11, G12 i G12A, przy czym dwa z nich są wyposażone w gazomierze z wyjściami impulsowymi. Na ciągu G12A pracują gazomierze: turbinowy CGT-02 DN300 G2500 oznaczony jako FR268 i ultradźwiękowy FLOWSIC600 oznaczony jako FR268A, na ciągu G12 gazomierz turbinowy CGT-02 DN300 G2500 oznaczony jako FR288A i gazomierz zwężkowy oznaczony jako FR288, na ciągu G11 dwa gazomierze zwężkowe FR294 i FR294A. Zatem, systemowi oceny zgodności podlegają jedynie przeliczniki pod-

łączone do dwóch gazomierzy turbinowych FR268 i FR288A oraz do gazomierza ultradźwiękowego FR268A.

Gazomierz FR268 jest gazomierzem turbinowym certyfikowanym zgodnie z dyrektywą MID, natomiast FR288A jest certyfikowany w oparciu o zatwierdzenie typu. Oba gazomierze są tej samej wielkości (DN300 G2500) mogą być stosowane w układach pomiarowych z przelicznikami wykonanymi zgodnie z dyrektywą MID.

Do pomiaru ciśnienia, temperatury i różnicy ciśnień wykorzystywane są przetworniki pomiarowe firmy Emerson.

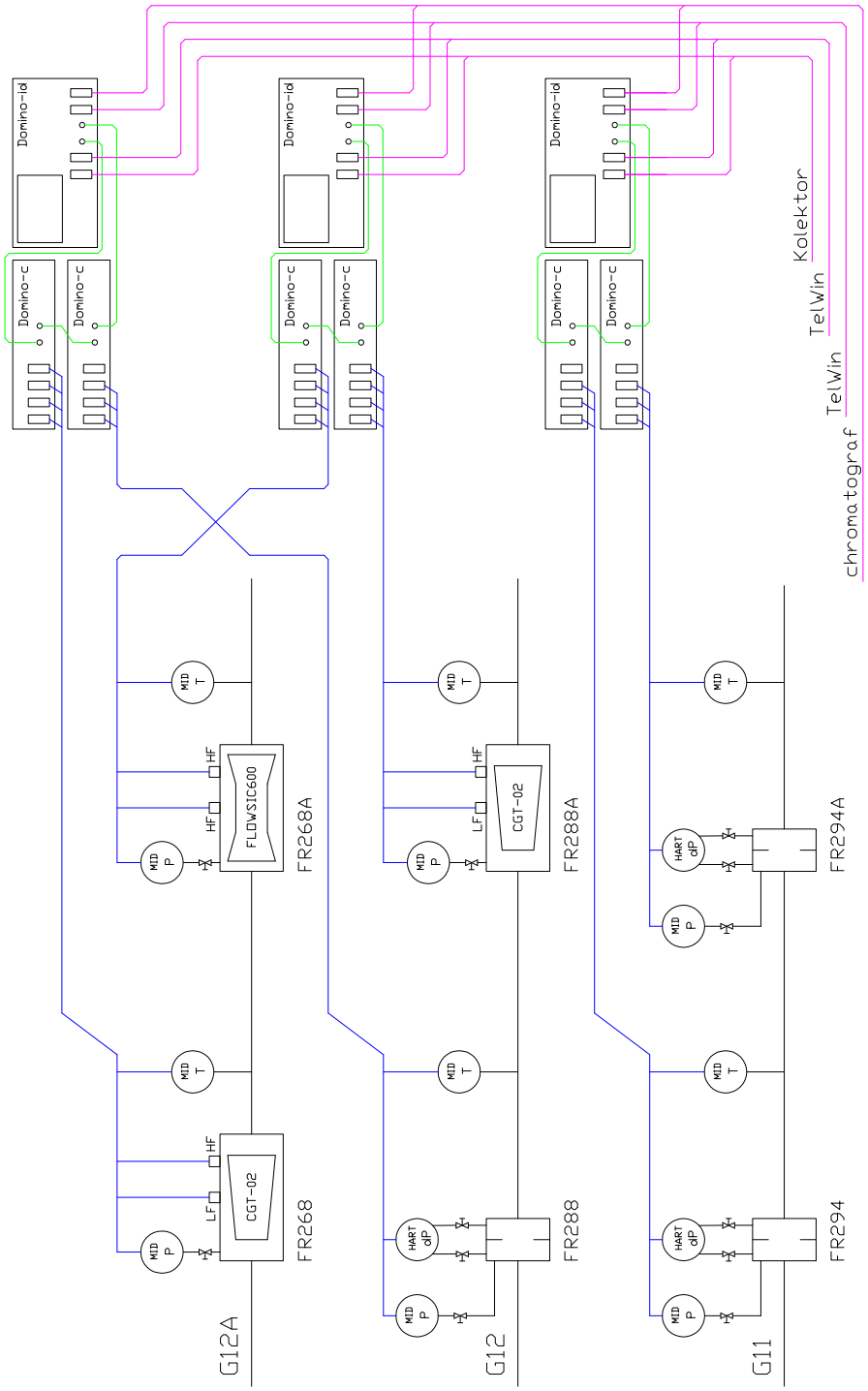
Z przelicznikami współpracują 3 moduły Domino-id, podłączone w taki sposób, aby w przypadku awarii zapewnić dostęp do danych przynajmniej jednego gazomierza na każdym z ciągów rozliczeniowych. Pierwsze Domino-id obsługuje gazomierze główne: turbinowy FR268 i zwężkowy FR288 Drugie obsługuje gazomierze kontrolne: ultradźwiękowy FR268A i gazomierz turbinowy FR288A, trzecie gazomierze zwężkowe na ciągu G11: FR294 i FR294A. Cały układ przedstawiony jest na poniższych zdjęciach (zdjęcia wykonywane w trakcie budowy, udostępnione za zgodą PGNiG S.A. Oddz. w Odolanowie).

W kiosku AKP znajdują się urządzenia kontrolno-pomiarowe wraz z przelicznikami Domino. Poniżej fragment szafy 19" z zainstalowanymi przelicznikami Domino (rys. 9).

Dane z przeliczników Domino przesyłane są do:

1. PGNiG S.A. Oddz. w Odolanowie – System TELWIN – protokół Gaz-Modem 2 – odczyt realizowany jest poprzez porty COM podłączone przez odpowiedni konwerter do łącza światłowodowego i dalej do konwertera RS-Ethernet do wewnętrznej sieci komputerowej.
2. OGP Gaz-System – System Kolektor – protokół Gaz-Modem 2 – podobnie jak powyżej, przez światłowód i konwerter RS-Ethernet.

Przeliczniki współpracują z wielokanałowym chromatografem DANIEL (obecnie Emerson). Moduły Domino-id podłączone są poprzez porty COM i łącze światłowodowe do kontrolera 2350A chromatografu i odczytują w pętli składy gazu na każdym z kanałów. Po odczytaniu Domino-id ustawia skład gazu w każdym z kalkulatorów Domino-c.



Rys. 8. Schemat układu pomiarowego.

Widok na kiosk AKP z lewej i jeden z ciągów pomiarowych po prawej stronie (rys. 10). Pomiędzy kioskiem a ciągami poprowadzone są kable łączące kalkulatory Domino-c (rys. 9) z odpowiadającymi im przetwornikami pomiarowymi i gazomierzami.

Rys. 9. Szafa z przelicznikami Domino.

Rys. 10. Kiosk AKP i gazomierze FR268 i FR268A.

Widok na wszystkie ciągi pomiarowe.

Rys. 11. Ciągi pomiarowe.

Rys. 12. FR268 – CGT-02 DN300 G2500.

Rys. 13. FR268A FLOWSIC600.

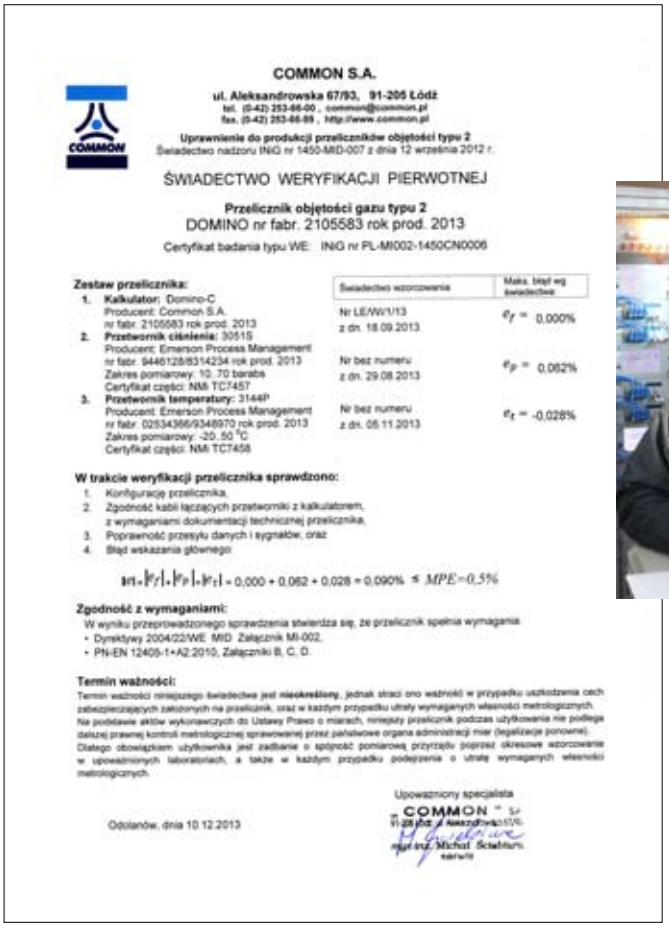
Rys. 14. FR288A – CGT-02 DN300 G2500.

Weryfikacja pierwotna przelicznika

Następne zdjęcia ilustrują ostatni etap procesu produkcji przelicznika. Należy wykonać kontrolę wszystkich obwodów, zablokować przetworniki pomiarowe w celu uniemożliwienia ich konfiguracji i zaplombować przetworniki i kalkulatory. Czynności te są potwierdzone wystawieniem świadectwa weryfikacji pierwotnej (rys. 16).

Po zakończeniu, przelicznik posiada cechy zabezpieczające (plomby) na przetwornikach i obwodach pomiarowych, przedstawione na rys. 15.

Rys. 15. Cechy zabezpieczające przelicznika.



COMMON S.A.

ul. Aleksandrowska 67/93, 91-205 Łódź
tel. (0-42) 253-66-00 , common@common.pl
fax. (0-42) 253-66-99 , http://www.common.pl

Uprawnienie do produkcji przelicznikow objętości typu 2
Świadectwo nadzoru INiG nr 1450-MID-007 z dnia 12 września 2012 r.

ŚWIADECTWO WERYFIKACJI PIERWOTNEJ

Przelicznik objętości gazu typu 2
DOMINO nr fabr. 2105583 rok prod. 2013

Certyfikat badania typu WE: INiG nr PL-MI002-1450CN0006

Zestaw przelicznika:

	Świadectwo wzorcowania	Maks. błąd wg świadectwa
1. **Kalkulator:** Domino-C Producent: Common S.A. nr fabr. 2105583 rok prod. 2013	Nr LE/WW1/13 z dn. 18.09.2013	e_f = 0,000%
2. **Przetwornik ciśnienia:** 30515 Producent: Emerson Process Management nr fabr. 9446128/8314234 rok prod. 2013 Zakres pomiarowy: 10..70 barabs Certyfikat części: NMi TC7457	Nr bez numeru z dn. 29.08.2013	e_p = 0,062%
3. **Przetwornik temperatury:** 3144P Producent: Emerson Process Management nr fabr. 02534366/9348970 rok prod. 2013 Zakres pomiarowy: -20..50 °C Certyfikat części: NMi TC7458	Nr bez numeru z dn. 05.11.2013	e_t = -0,028%

W trakcie weryfikacji przelicznika sprawdzono:

1. Konfigurację przelicznika,
2. Zgodność kabli łączących przetworniki z kalkulatorem, z wymaganiami dokumentacji technicznej przelicznika,
3. Poprawność przesyłu danych i sygnałów, oraz
4. Błąd wskazania głównego:

$$|e_f| + |e_p| + |e_t| = 0{,}000 + 0{,}062 + 0{,}028 = 0{,}090\% \leq MPE = 0{,}5\%$$

Zgodność z wymaganiami:
W wyniku przeprowadzonego sprawdzenia stwierdza się, że przelicznik spełnia wymagania
- Dyrektywy 2004/22/WE MID Załącznik MI-002,
- PN-EN 12405-1+A2:2010, Załączniki B, C, D.

Termin ważności:
Termin ważności niniejszego świadectwa jest **nieokreślony**, jednak straci ono ważność w przypadku uszkodzenia cech zabezpieczających założonych na przelicznik, oraz w każdym przypadku utraty wymaganych własności metrologicznych. Na podstawie aktów wykonawczych do Ustawy Prawo o miarach, niniejszy przelicznik podczas użytkowania nie podlega dalszej prawnej kontroli metrologicznej sprawowanej przez państwowe organa administracji miar (legalizacje ponowne). Dlatego obowiązkiem użytkownika jest zadbanie o spójność pomiarową przyrządu poprzez okresowe wzorcowanie w upoważnionych laboratoriach, a także w każdym przypadku podejrzenia o utratę wymaganych własności metrologicznych.

Upoważniony specjalista

Odolanów, dnia 10.12.2013

Rys. 16. Wystawienie świadectwa weryfikacji pierwotnej.

Potwierdzeniem zgodności przelicznika z wymaganiami dyrektywy MID jest umieszczenie na kalkulatorze Domino-c (główne urządzenie przelicznika) oznakowania „CE", wraz z dodatkowym oznakowaniem metrologicznym oraz numerem identyfikacyjnym jednostki notyfikowanej sprawującej nadzór w ramach modułu „D" nad systemem jakości producenta. Do każdego przelicznika wprowadzanego do obrotu dostarczana jest przez producenta kopia deklaracji zgodności potwierdzająca zgodność danego egzemplarza z typem zatwierdzonym w procesie oceny zgodności. Nie jest to certyfikat MID na układ pomiarowy, a jedynie na przelicznik do gazomierza. Jest on podzespołem układu pomiarowego. Gazomierz podłączony do przelicznika również może posiadać certyfikat MID (jak FR268 i FR268A), ale nie jest to konieczne (FR288) do prawidłowej, z punktu widzenia konfiguracji układu pomiarowego przeznaczonego do rozliczeń.

Rys. 17. Separacja – gazomierze zwężkowe.

Pierwsze doświadczenia

Poligonem doświadczalnym dla przeliczników Domino był układ pomiarowy wykonany rok wcześniej, również przez PGNiG S.A. Oddział w Odolanowie, na układzie pomiarowym gazu wsadowego, tzw. „separacji". Na ośmiu gazomierzach zwężkowych pracują przetworniki pomiarowe Emerson i Aplisens. Do nich podłączone jest 8 kalkulatorów Domino-c obsługiwanych przez trzy Domino-id. Moduły Domino-id współpracują z wielokanałowym chromatografem Daniel (firmy Emerson): odczyt składów gazu jest po protokole MODBUS RTU, które następnie wpisywane są do każdego z kalkulatorów. Transmisja danych podłączona jest poprzez porty COM do systemu TelWin – protokół Gaz-Modem2 oraz do systemu

Rys. 18. Separacja – kalkulatory Domino-c.

Rys. 19. Separacja – Domino-id.

Ovation poprzez porty Ethernet i protokół MODBUS TCP. Układ ten przechodził swego rodzaju proces rozwojowy: dodawaliśmy do oprogramowania nowe funkcjonalności, jak transmisja przez port Ethernet – początkowo do systemu Ovation dane były transmitowane poprzez porty COM i konwertery MODBUS TCP/RTU.

Podsumowanie

Przedstawiony w niniejszym referacie układ pomiarowy wyposażony w urządzenia zgodne z dyrektywą MID w tym przelicznik objętości Domino, pierwszy w Polsce przelicznik typu 2 w pełni zgodny z dyrektywą MID. Projektowanie tego urządzenia było dla nas całkowicie nowym doświadczeniem, podobnie jak proces jego certyfikacji, przeprowadzony przez Instytut Nafty i Gazu w Krakowie, gdyż nikt wcześniej w Polsce nie certyfikował urządzenia podobnego typu.

Układ pomiarowy, jaki został przedstawiony w referacie ma jeszcze wiele możliwości rozwojowych. Innowacyjne podejście pracowników PGNiG S.A. w Odolanowie miało ogromny wpływ na rozwój urządzenia przez ostatni rok. Zawsze istnieje możliwość aktualizacji oprogramowania na Domino-id, w celu zmiany bądź zwiększenia funkcjonalności, przy zachowaniu pełnego bezpieczeństwa baz danych oraz, co najważniejsze, bez ingerencji w zatwierdzony i zaplombowany układ pomiarowy. Urządzenie, jako całość, jest zakończoną, ale nie jest zamkniętą konstrukcją. Obecna aplikacja zastosowana na Domino-id nie wykorzystuje jeszcze w pełni możliwości sprzętowych, a sposób, w jaki je wykorzystamy, zależy od sugestii Klientów, na które zawsze jesteśmy otwarci.

LITERATURA

1. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 grudnia 2006 r. w sprawie zasadniczych wymagań dla przyrządów pomiarowych (Dz. U. Nr 3 z 2007 r., poz. 27),
2. PN-EN 12405-1:2007 + PN-EN 12405-1:2007/A1:2008 Gazomierze – Przeliczniki – Część 1: Przeliczanie objętości,
3. Przelicznik Objętości Domino – DTR – Common S.A.,
4. GAZOMIERZE TURBINOWE seria CGT-02 INSTRUKCJA TECHNICZNA,
5. FLOWSIC600 · Technical Information · 8010125 V 3.0en1 · © SICK AG.,

COMMON

ISO 9001
ISO 14001

Jesteśmy polską firmą inżynierską działającą od 1987 roku.

Jako jedyny polski producent projektujemy i wytwarzamy wszystkie komponenty systemów opomiarowania przepływu gazów dla celów rozliczeniowych i technologicznych.

Nasz program produkcji obejmuje m.in.:

- Gazomierze:
  - turbinowe CGT od G40 PN16 do G6500 PN110 (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
  - rotorowe CGR od G10 do G400 PN16, zakresowości do 1:250 (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
  - zwężkowe CGZ (klasyczne) i CGZW (z wymienną kryzą)
  - przepływomierze turbinowe CPT od DN25 do pomiarów technologicznych
- Systemy rejestracji i korekcji:
  - rejestratory impulsów CRS-03
  - korektory objętości VpTz typu CMK o zasilaniu bateryjnym/sieciowym
  - przeliczniki sieciowe DOMINO (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
- Systemy transmisji danych:
  - moduły transmisji CMB-03 oraz kompletne szafki telemetrii
  - konwertery transmisji i niezbędne akcesoria
  - urządzenia i oprogramowanie do transmisji przewodowej i poprzez sieć GSM

Oferujemy także relegalizację gazomierzy we własnym laboratorium przepływowym oraz ekspertyzy techniczne, analizy danych procesowych instalacji, dobór optymalnego układu pomiarowego.

Wszystkie nasze urządzenia spełniają lub przewyższają wymagania obowiązujących norm dotyczących własności metrologicznych lub wymogów bezpieczeństwa. Posiadamy atesty i dopuszczenia zgodne z obowiązującymi przepisami.

Nasze wyroby zyskały uznanie klientów w Polsce i w wielu krajach świata. Eksportujemy do Wielkiej Brytanii, Włoch, Holandii, Niemiec, Hiszpanii, Portugali, Czech, Bułgarii, Mołdawii, Gruzji, Turcji, na Węgry, Litwę, Łotwę, także do Korei Południowej, Indii, Indonezji, Boliwii, Kolumbii, Zjednoczonych Emiratów Arabskich.

Na produkowane przez nas urządzenia udzielamy dwuletniej gwarancji.

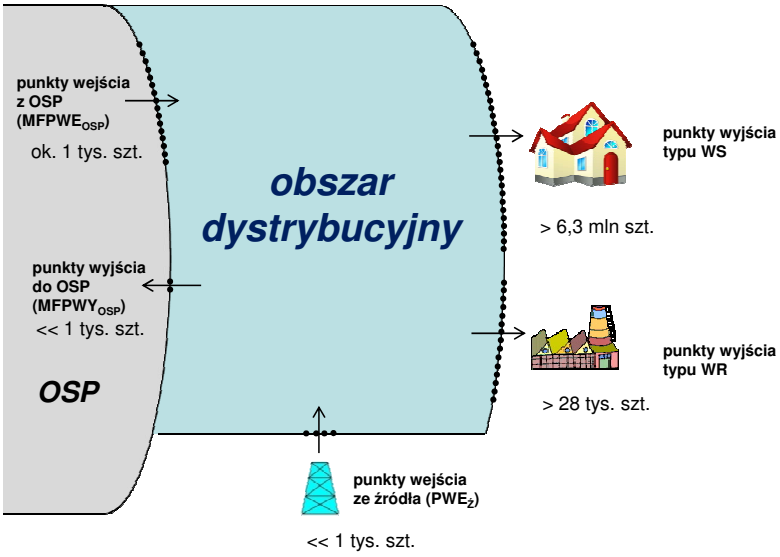
Zapraszamy do kontaktu z działem marketingu w siedzibie naszej firmy:
91-205 Łódź, ul. Aleksandrowska 67/93

telefon bezpośredni: 42 253 66 59
centrala: 42 253 66 00
fax: 42 253 66 99
e-mail: common@common.pl
www.common.pl

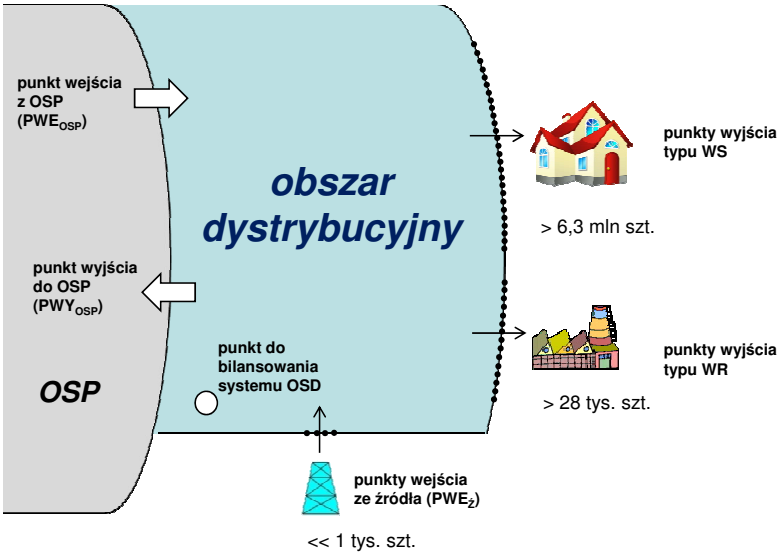
Paweł Słomiński
Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Oddział w Gdańsku

Bilansowanie systemu dystrybucyjnego – wyzwania związane z wolnym rynkiem i rozliczeniami energetycznymi

Fizyczne punkty dostawy i odbioru paliwa gazowego w systemie OSD



Rozliczeniowe punkty dostawy i odbioru paliwa gazowego w systemie OSD



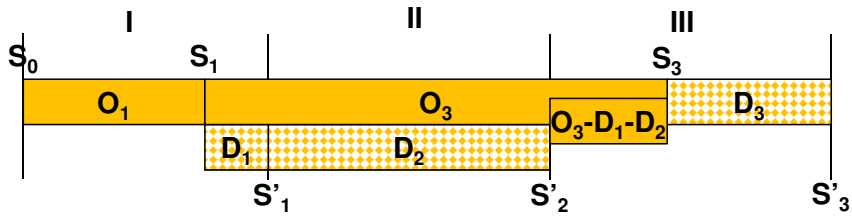
Bilansowanie miesięczne – w celu rozliczenia usług

Rozliczenie usługi dystrybucji w fizycznych punktach wyjścia

- Zgodnie z taryfą oraz IRIESD, podstawą naliczenia opłat za usługę dystrybucji są ilości określone w punktach wyjścia:
  - dla WR: odczytane ilości miesięczne, moc umowna i przekroczenia mocy umownej w danym zleceniu dystrybucji (możliwe jest kilka zleceń na jednym punkcie wyjścia),
  - dla WS: oszacowane ilości miesięczne w danym punkcie wyjścia.

Szacowanie w punktach wyjścia WS zgodnie z metodą temperaturową

$$D = \acute{S}DZ_i + WSK_t * \Delta LDG_i$$



$Q_{ws1}=O_1+D_1$ $Q_{ws2}=D_2$ $Q_{ws3}=O_3-D_1-D_2+D_3$

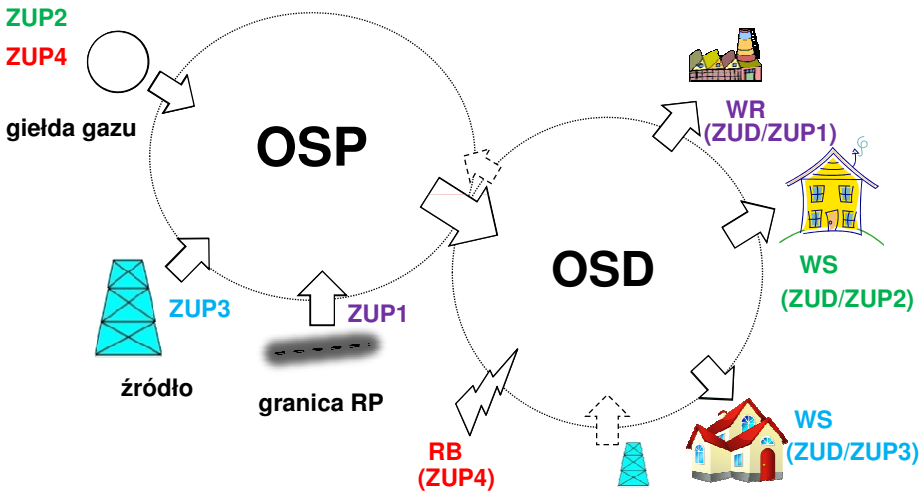
$Q_{ws1}=S'_1-S_0$ $Q_{ws2}=S'_2-S'_1$ $Q_{ws3}=S_3-S'_2+S'_3-S_3=S'_3-S'_2$

Rozliczenia niezwiązane z fizycznymi punktami wyjścia

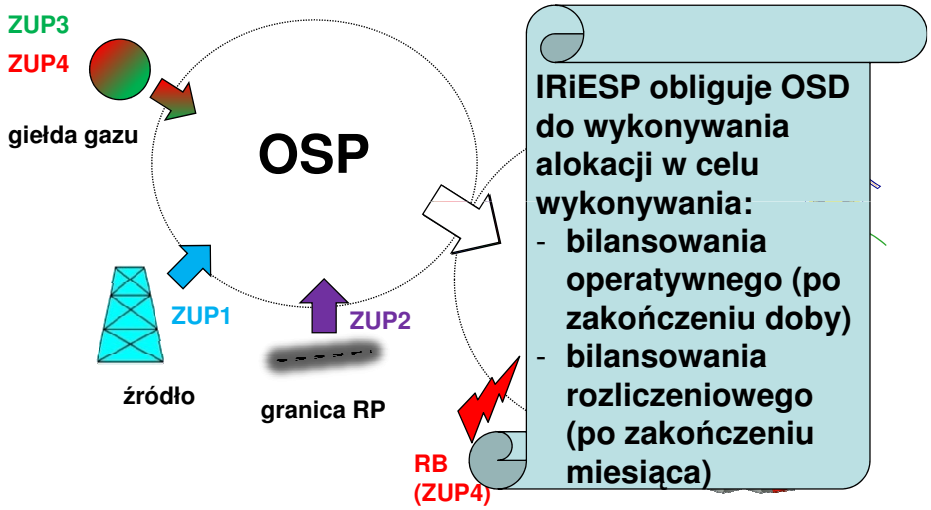
- Zakup gazu na potrzeby bilansowania OSD:
  - różnica pomiędzy ilością wprowadzoną do systemu OSD a ilością pobraną przez użytkowników (różnica bilansowa).
- Usługa zwrotna:
  - różnica pomiędzy ilością wprowadzoną ze źródeł przyłączonych do systemu OSD a ilością dostarczoną do odbiorców danego ZUD.

Bilansowanie dobowe – niezbędne na wolnym rynku

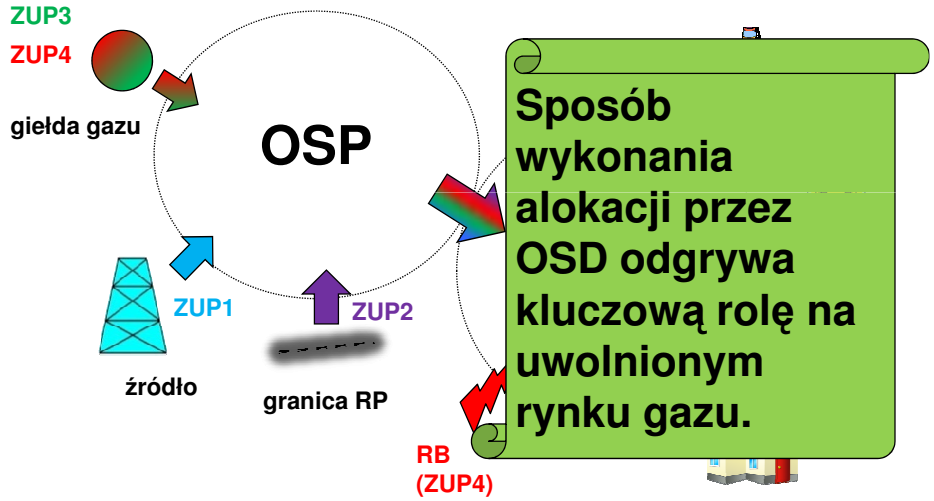
Schemat przepływów gazu na zliberalizowanym rynku



Bilansowanie w systemie przesyłowym



Obowiązki OSD wynikające z bilansowania OSP



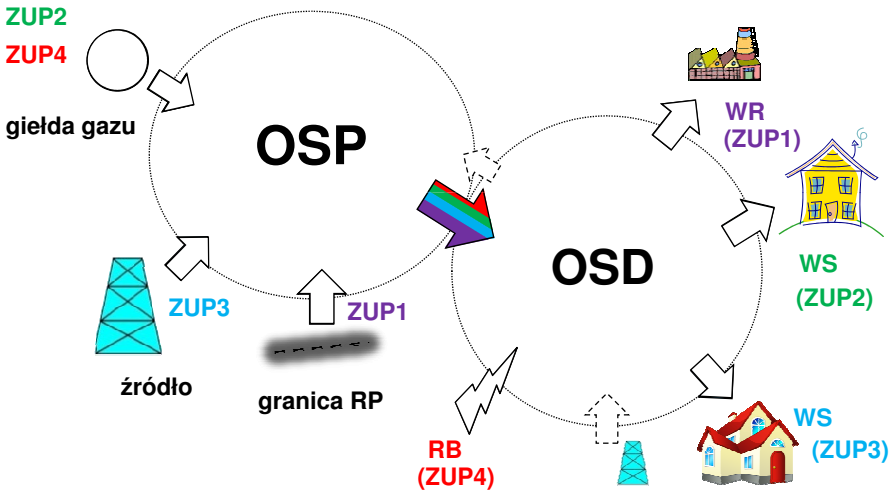
Założenia dot. metod bilansowania handlowego w projekcie IRIESD

Metody szacowania ilości świadczonych usług oraz sposób ich alokacji winny gwarantować:

- równoprawność wszystkich ZUP/ZUD,
- przejrzyste i zalgorytmizowane zasady dla każdego ZUP/ZUD,

- spójność wyliczeń dla alokacji operatywnych i rozliczeniowych,
- zgodność alokacji z rozliczeniem miesięcznym,
- minimalizację ryzyka ponoszenia opłat z tytułu niezbilansowania dla każdego ZUP/ZUD,
- możliwość do zrealizowania przez OSD.

Główne założenia dobowego bilansowania handlowego obszaru OSD



Bilansowanie w zakresie punktów WR

Zasady alokacji z punktach wyjścia typu WR:

- jeden PZD w punkcie WR – cała zmierzona ilość przypisywana do tego PZD,
- kilka PZD jednego ZUD – zasady podziału strumieni określa ZUD,
- kilka PZD dla więcej niż jednego ZUD – zasady podziału określa odbiorca lub OSW,
- zasady podziału powinny być dostarczone na trzy dni przed okresem rozliczeniowym,
- w przypadku braku poprawnych zasad podziału – alokacje proporcjonalnie do mocy umownych poszczególnych PZD.

Zasada bilansowania zużycia gazu w zakresie poborów w punktach WR:

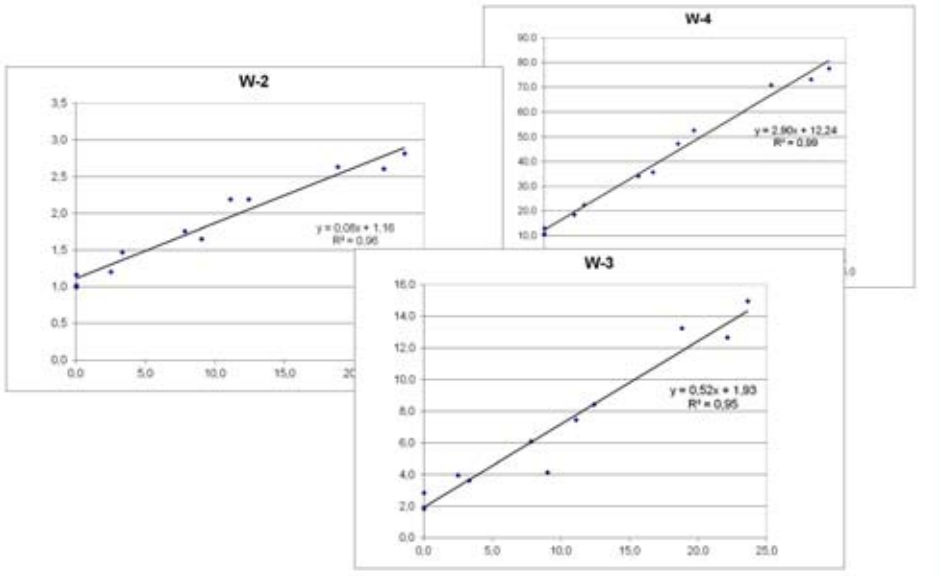
- ZUD dostarczający gaz wyłącznie z systemu OSP – sumaryczne ilości w punktów WR są agregowane do wirtualnego punktu wejścia z systemu OSP,

- ZUD dostarczający gaz ze źródeł podłączonych do systemu dystrybucyjnego – ilości są wpierw przypisywane do właściwych fizycznych punktów wejścia a dopiero pozostałość jest przypisywana do wirtualnego punktu wejścia z systemu OSP.

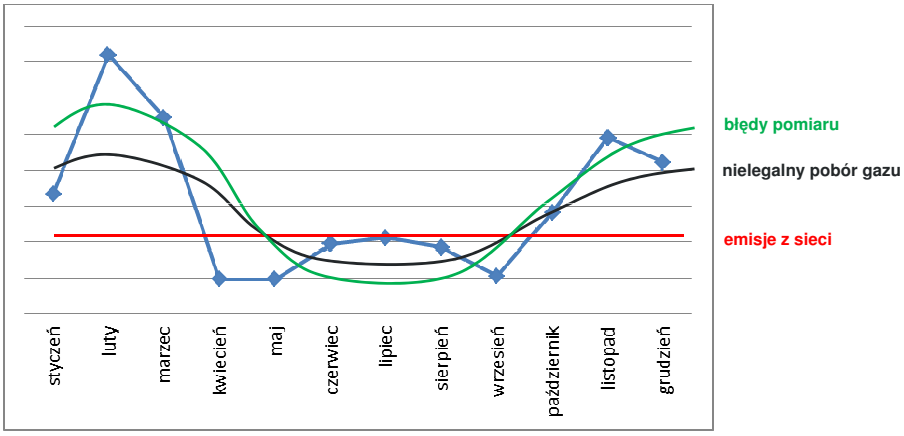
Bilansowanie w zakresie punktów WS i RB

Wzór na szacowanie WS:

$$Q_{WS} = \acute{S}DZ_{WS} + WSK_{WS} * \Delta LDG$$



Rozkład różnicy bilansowej



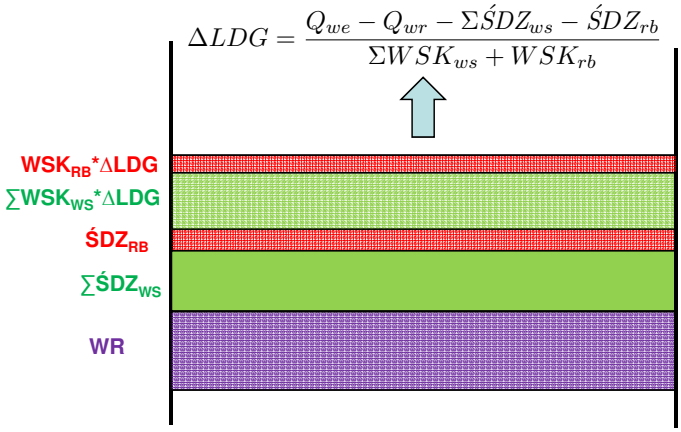
Wzór na szacowanie RB:

$$Q_{RB} = \acute{S}DZ_{RB} + WSK_{RB} * \Delta LDG$$

Analogiczny do szacowania WS:

$$Q_{WS} = \acute{S}DZ_{WS} + WSK_{WS} * \Delta LDG$$

Sposób wyznaczania ΔLDG



Cechy zbilansowanej metody temperaturowej:

- dane z każdego punktu wyjścia WS agregowane dla ZUD do punktu wejścia z OSP i do punktów wejścia ze źródeł,
- spójność wyznaczanych wartości w ramach alokacji operatywnych i rozliczeniowych,
- dane o współczynnikach i wartościach ΔLDG publikowane przez OSD,
- równość użytkowników pod kątem szans właściwego prognozowania.

Zlecenie wirtualnej dystrybucji zwrotnej

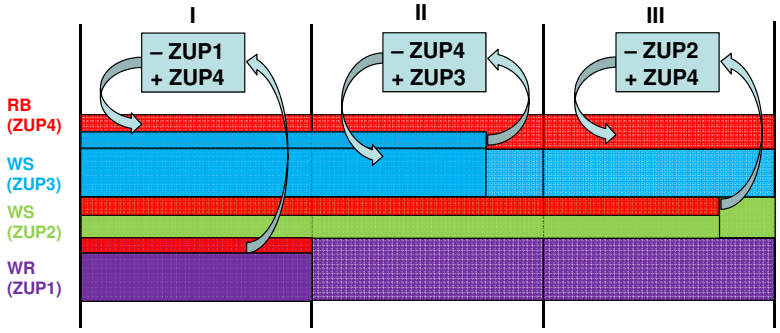
Dystrybucja zwrotna:

- ZUD dostarczający paliwo gazowe ze źródła podłączonego do obszaru dystrybucyjnego może całość lub część paliwa gazowego dostarczyć do systemu OSP,
- ilość świadczonej usługi zwrotnej jest ustalana jako nadwyżka ilości dostarczonej ze źródeł nad ilością pobraną przez odbiorców danego ZUD,
- rozliczenie zgodnie z taryfą.

Korygowanie alokacji w punktach wyjścia

Wprowadzenie korekt alokacji (rozliczenie rzeczywistego zużycia).

- Rozliczenie w punkcie systemu dystrybucyjnego bez fizycznej lokalizacji.



Zasady postępowania w przypadku braku lub awarii systemów teleinformatycznych

Sposób wykonania alokacjiw trybie przejściowym/awaryjnym:

- alokacje w punkcie wejścia dokonywane są proporcjonalnie do nominacji dobowych złożonych do OSP,
- sumaryczne alokacje rozliczeniowe dla ZUP/ZUD niezgodne z miesięcznymi ilościami pobranymi przez tego ZUP/ZUD w punktach wyjścia z sieci dystrybucyjnej,
- różnica pomiędzy miesięczną ilością wprowadzoną do systemu a ilością świadczonych usług rozliczana w trybie korekt alokacji (rozliczenie po średniej CRG, bez opłat dodatkowych z tytułu niezbilansowania).

Sprawdzenie, czy metoda spełnia postawione założenia

Metody bilansowania a otwarcie rynku gazu

Opracowana metoda gwarantuje:

- równoprawność wszystkich ZUP/ZUD,
- przejrzyste i zalgorytmizowane zasady dla każdego ZUP/ZUD,
- spójność wyliczeń dla alokacji operatywnych i rozliczeniowych,
- zgodność alokacji z szacowaniem miesięcznym,
- minimalizację ryzyka ponoszenia opłat z tytułu niezbilansowania dla każdego ZUP/ZUD,
- możliwość do zrealizowania przez OSD.

Zmiana przepisów prawa

1. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (opublikowane 17.07.2013 r.),
2. Rozliczenia energetyczne od sierpnia 2014 r.

Wybrane zagadnienie do rozstrzygnięcia

- sposób określania obszarów dla wyznaczania wartości ciepła spalania,
- sposób wyznaczania ilości energii pobranej w punktach WR,
- sposób wyznaczania ilości energii pobranej w punktach WS,
- Art. 38, ust. 3 Rozporządzenia taryfowego obliguje OSD do publikowania po zakończeniu miesiąca średnią ważoną wartość ciepła spalania:
  - w systemie dystrybucyjnym, albo
  - w obszarach o których mowa w rozporządzeniu systemowym.

Sposób określania energii dla punktów WR

- Art. 38, ust. 4, pkt 2: Dla odbiorców o mocy powyżej 110 kWh (punkty WR) ilość energii wyznaczana jest w oparciu o opublikowaną średnią miesięczną wartość ciepła spalania dla danego obszaru.
- Art. 38, ust. 5: Dla odbiorców, u których zainstalowano urządzenia umożliwiające określanie wartości ciepła spalania, rozliczenia mogą odbywać się w oparciu o indywidualnie określoną wartość ciepła spalania.

Przykładowe warianty wyliczenia energii w punktach WR

Rodzaj punktu	1–10 (12 kWh/m³)		11–20 (11 kWh/m³)		21–30 (10 kWh/m³)		Razem		
	m³	kWh	m³	kWh	m³	kWh	m³	kWh[1)]	kWh[2)]
Wejście	100	1200	100	1100	100	1000	300	3300	3300
WR 1	40	480	40	449	40	400	120	1320	1320
WR 2	40	480	30	330	20	200	90	990	1010
WR 3	20	240	30	330	40	400	90	990	970

1) Wartość energetyczna wyliczona w oparciu o miesięczną objętość oraz średnią miesięczną wartość ciepła spalania w obszarze, wynoszącego w przykładzie 11 [kWh/m³].
2) Wartość energetyczna wyliczona w oparciu o indywidualną wartość ciepła spalania czyli sumę energii w poszczególnych dekadach miesiąca; średnio miesięczne ciepło spalania wyniesie wtedy 11 (dla we i WR1); 11,22 (WR2); 10,78 (WR3) [kWh/m³].

Sposób określania energii dla punktów WS

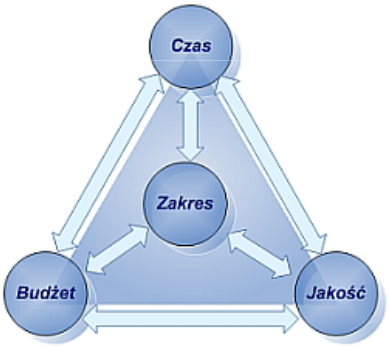
- Art. 38, ust. 4, pkt 1: Dla odbiorców o mocy nie większej niż 110 kWh (punkty WS) ilość energii wyznacza się w oparciu o średnią arytmetyczną z ostatnich opublikowanych przez OSD średnich wartości ciepła spalania z liczby miesięcy okresu rozliczeniowego.

Dylematy w zakresie wyznaczania ilości energii dla punktów WS:

- w dniu odczytu nie są znane wartości ciepła spalania bieżącego miesiąca,
- w pierwszych 3 dniach nie jest znana wartość dla miesiąca poprzedniego,
- jak wyznaczać średnią wartość ciepła spalania, gdy okres rozliczeniowy obejmuje niecałkowitą liczbę miesięcy?
- jak wyliczać średnią wartość ciepła spalania, gdy są dwa odczyty w miesiącu?
- ciepło spalania odpowiadające miesiącowi odczytowemu będzie brane pod uwagę dwukrotnie.

Podsumowanie

- Algorytmy bilansowania zapewniają obsługę wolnego rynku gazu.
- Wprowadzenie rozliczeń energetycznych spowoduje konieczność doprecyzowania metod a szczegółowe algorytmy będą musiały być uwzględnione w systemach informatycznych OSD i ZUD.
- Nakłady finansowe niezbędne do rozbudowy systemów teleinformatycznych będą zależały od stopnia uszczegółowienia.



Grzegorz Rosłonek
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze (CLPB)

Uwarunkowania wdrożenia rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii w krajowym systemie gazowniczym

Streszczenie

W niniejszym referacie podano ogólne wymagania dotyczące wdrożenia systemu rozliczeń gazów ziemnych w jednostkach energii. Podano także w sposób zwięzły przyczyny tego systemu rozliczeń zarówno na rynku krajowym, jak i europejskim.

W referacie wspomniano również o tworzonym aktualnie Standardzie Technicznym Izby Gospodarczej Gazownictwa (ST-IGG-2701) dotyczącym technicznych zagadnień rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii.

Abstract

In the presentation general requirements related to implementation of custody transfer of gas fuels in energy units are presented. European and internal reasons related to such kind of custody transfer are also presented in a compact way.

In the presentation there is also mentioned about Technical Standard of the Polish Chamber of Gas Industry, which is under preparation, related to technical issues of custody transfer in energy units.

Wstęp

Dotychczas w krajowym systemie gazowniczym, w szczególności w przypadku części systemu, w którym występował gaz ziemny typu E, jakość gazu była bardzo stabilna. Można było oczywiście mówić o periodycznych zmianach w odniesieniu do okresu „letniego" czy „zimowego", ale zmiany te były bardzo subtelne, możliwe do wykrycia tylko przy pomocy bardzo specjalistycznego sprzętu analitycznego i zmiany te absolutnie nie mogły mieć żadnego wpływu na odbiorców, zarówno komunalnych, jak i przemysłowych.

W ostatnich kilku latach zwiększyła się ilość kierunków dostaw, uruchomiony zostanie terminal LNG w Świnoujściu, spodziewane są nowe źródła krajowe, a także obserwuje się stopniowa zmianę jakości gazów w dotychczasowych kierunkach zasilania systemu krajowego, co przejawia się w postaci powolnego wzrostu wartości kalorycznych tych gazów.

Wymienione powyżej fakty jak również:

- wzrost zainteresowania rynku paliwami CNG, bio-gazu, LNG, bio-LNG, bio-CNG,
- gaz ze źródeł „niekonwencjonalnych",
- „domieszkowanie" sieci gazu ziemnego biogazem i „H",
- rozwój technologii LTG, CBM, SNG,
- formowanie się wspólnego europejskiego rynku gazowniczego, na którym będzie się pojawiał gaz ziemny pochodzący z różnych źródeł,
- ogólnoeuropejska tendencja do wdrożenia systemu rozliczeń gazów ziemnych w jednostkach energii,

powodują od pewnego czasu, że taki system powinien być również wdrożony w Polsce. Warto przypomnieć, że Polska od kilku lat jest uczestnikiem światowego rynku LNG, na którym od zawsze rozliczenia istniały tylko w jednostkach energii [1].

Uwarunkowania dokumentów referencyjnych dla rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii

W ujęciu historycznym przybliżony schemat dokumentów referencyjnych ds. rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii przedstawiono poniżej.

1. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L211, 14/08/2009 P.0036-0054) [2] → **Bilansowanie systemów przesyłowych w jednostkach energii.**

2. Rozporządzenie MG z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego [3] → **Bilansowanie systemów przesyłowych w jednostkach energii, → wyznaczanie obszarów homogennych → 3% Hs.**
3. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U., Rok 2013, Poz. 820) [4] → **pełne bilansowanie i rozliczenia w jednostkach energii (między operatorami oraz klient-dostawca), → początek pełnego funkcjonowania systemu – 01.07.2014 r.**
4. Standard ST-IGG-2701:2013 – Zasady rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii [5] → **techniczny pomost pomiędzy ww. dokumentami referencyjnymi, → „dopuszczenie" symulacji sieci i rekonstrukcji danych (energetycznych) → „zapowiedź" opracowania jednolitych zasad systemu korekcji P-T.**

Zupełnie oddzielnym problemem jest system rozliczeń gazów skroplonych w terminalach morskich w jednostkach energii. System ten jest nakreślony w dokumencie międzynarodowym „LNG Custody Transfer Handbook", ver. 3.01. 2011 [6]. Zasady te były prezentowane w oddzielnym referacie podczas poprzedniej Konferencji Forgaz 2012, dlatego nie będą szczegółowo omawiane w niniejszym referacie.

Standard techniczny ST-IGG-2701

Powszechne dokumenty referencyjne maja w założeniu narzucać ogólne ramy dla wdrożenia pewnych zagadnień i rozwiązywania problemów, natomiast nie mogą być w pełni szczegółowe. W związku z tym pojawiła się konieczność przygotowania oddzielnego dokumentu referencyjnego o charakterze typowo technicznym, który regulowałby istotne techniczne aspekty wdrożenia systemu rozliczeń i bilansowań w jednostkach energii.

Uznano, że dokumentem takim może być Standard Techniczny Izby Gospodarczej Gazownictwa (IGG), opracowany w roku 2013 w ramach Komitetu Standardów Technicznych IGG. Niniejszy standard jest obecnie przygotowywany do wdrożenia. Pomimo, że niniejszy standard jest z założenia dokumentem nieobligatoryjnym, to jednak istnieje oczekiwanie, że podmioty należące do IGG, gdzie reprezentowane jest „całe" środowisko gazownicze, wdrożą ten standard dla ujednolicenia i ułatwienia funkcjonowania systemu rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii.

W standardzie ST-IGG-2701 w szczególności poruszono zagadnienia:

a) zaprezentowano ogólny algorytm rozliczeń w jednostkach energii, polegający na transponowaniu objętości rozliczeniowej na energię [7–9]:

$$V \rightarrow E \quad (1)$$

oraz

$$E = V^{*}K \quad (2)$$

gdzie:

K jest tzw. współczynnikiem konwersji ($K = H$ [MJ/m^3]/3,6 [MJ/kWh],
H – ciepło spalania [MJ/m^3]),

b) wymagania dla algorytmu wyznaczania rozliczeniowej ilości energii przekazywanej w punktach wejścia i wyjścia systemu przesyłowego, oraz na połączeniach pomiędzy operatorami,
c) wymagania dla algorytmu wyznaczania rozliczeniowej ilości energii przekazywanej w punktach wyjścia o mocy powyżej 110 kW,
d) wymagania dla algorytmu wyznaczania rozliczeniowej ilości energii przekazywanej w punktach wyjścia o mocy nie większej niż 110 kW,
e) wymagania dla algorytmu bilansowanie systemu dystrybucyjnego,
f) wymagania dla metody określania ilości energii po odczytaniu stanu licznika układu pomiarowego bez dobowego pomiaru zużycia oraz weryfikacji szacowanych dobowych ilości energii,
g) określono ogólne zasady wyznaczania obszarów rozliczeniowych (dokonano odejścia od pojęcia obszaru homogennego),
h) określono ogólne zasady dla rekonstrukcji danych rozliczeniowych i symulacji sieci,
i) określono rodzaje danych rozliczeniowych miedzy operatorami i dla odbiorców końcowych,
j) określono „zalecenia przejściowe" konieczne w początkowym okresie wdrażania systemu rozliczeń pali gazowych w jednostkach energii, oraz do momentu pełnego wdrożenia korekcji P-T (poprzez oddzielny dedykowany dla tego zagadnienia standard IGG, nad którym prace powinny rozpocząć się jeszcze w pierwszej połowie 2014 r.).

Pomimo faktu, że pr-ST-IGG-2701 starano się przygotować tak szczegółowo jak tylko było to możliwe i konieczne, to należy jednak zdawać sobie sprawę z faktu, że standard ten będzie musiał być poddawany okresowym korektom i nowelizacjom. Konieczność taka będzie wynikała chociażby z faktu niewątpliwych zmian legislacyjnych, wymagań dokumentów nadrzędnych, zmian (poprawy) technik pomiaro-

wych, itp. Standard ten został już poddany recenzji niezależnych ekspertów i przed jego wdrożeniem będzie oczywiście poddany pełnej konsultacji społecznej i różnych instytucji zaangażowanych bezpośrednio czy pośrednio w system rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii.

Podsumowanie

Obecnie konieczność wdrożenia pełnego systemu rozliczeń i bilansowań paliw gazowych w jednostkach energii jest faktem. Prace pod kątem technicznym u wszystkich operatorów gazowych trwają faktycznie od kilku lat.

Wdrożenie praktyczne tego systemu zaplanowano z odpowiednim wyprzedzeniem czasowym i w sposób „płynny", aby uniknąć wszelkich ewentualnych zaburzeń formalnych z tym związanych i aby system ten funkcjonował zgodnie z tzw. ogólnoeuropejskimi regułami i zasadami, zarówno pod względem wymagań narzucanych czy oczekiwanych przez regulatorów, jak i zgodnie ze współczesnymi możliwościami i wymaganiami technik pomiarowych.

Literatura

1. G. Rosłonek, R. Kwiatkowski, „Metody i układy rozliczeniowe gazów LNG w morskich terminalach odbiorowych", Forgaz 2012,
2. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nt 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L211, 14/08/2009 P.0036-0054),
3. Rozporządzenie MG z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego,
4. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U., Rok 2013, Poz. 820),
5. Standard ST-IGG-2701:2013 – Zasady rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii (w przygotowaniu do wdrożenia),
6. LNG Custody Transfer Handbook, 3rd Ed., ver. 3.01, GIIGNL, 2011,
7. ISO 11512:2011 Natural Gas – Energy determination (wersja PN-ISO 15112 aktualnie w przygotowaniu),
8. „Opracowanie projektu – Zasady rozliczania energii gazu", INiG 2009 (opracowanie dla IGG),
9. Standard DVGW G 685,

Reklama firmy
Itron,

В. С. СЕДАК
канд. технич. наук, академик Украинской нефтегазовой Академии (УНГА)
Профессор кафедры ЭГТС, Харьковский национальный университет городского хозяйства (ХНУГХ) им. А. Н. Бекетова, г. Харьков, Украина
В. Н. СУПОНЕВ
канд. техн. наук
Директор НПП «Газтехника», г. Харьков, Украина

МОНИТОРИНГ БЕЗОПАСНОСТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ В УКРАИНЕ. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ

АБСТРАКТНЫЙ

В статье приведен анализ состояния распределительных сетей газоснабжения, полученных на основе заявок по аварийным ситуациям и несчастным случаям. На основе динамики несчастных случаев при использовании газа в быту за последние 35 лет разработан показатель удельной безопасности и установлены факторы, влияющие на него. В работе приводятся рекомендации по повышению надежности работы сетей газоснабжения, ГРП и внутридомовых систем (ВДСГ).

Streszczenie

W artykule przedstawiono analizę sieci dystrybucyjnych gazu opracowaną na podstawie wniosków wyciągniętych z zaistniałych sytuacji awaryjnych i nieszczęśliwych wypadków. Na podstawie dynamiki występowania nieszczęśliwych wypadków

powstałych przy wykorzystywaniu gazu w warunkach domowych w ostatnich 35-u latach, został opracowany współczynnik właściwego bezpieczeństwa oraz określono czynniki mające na to bezpośredni wpływ. W artykule przedstawiono także zalecenia odnośnie zwiększenia niezawodności pracy sieci przesyłowych gazu, PDG (punkt dystrybucji gazu) i systemów wewnętrznego zasilania budynków gazem (SWZBG).

Abstract

In the article presents analysis of condition of distribution networks of gas-supply system, received on the basis of applications on emergency situations and accidents. On the basis of dynamic of accidents during at home gas usage for the last 35 years, developed indicator of specific security and ascertained factors that affect it. In the work presented recommendations for improvement of reliability of work of gas-supply networks, GDU (Gas Distribution Unit) and in-house systems (IHGSS) (In-House Gas-Supply Systems).

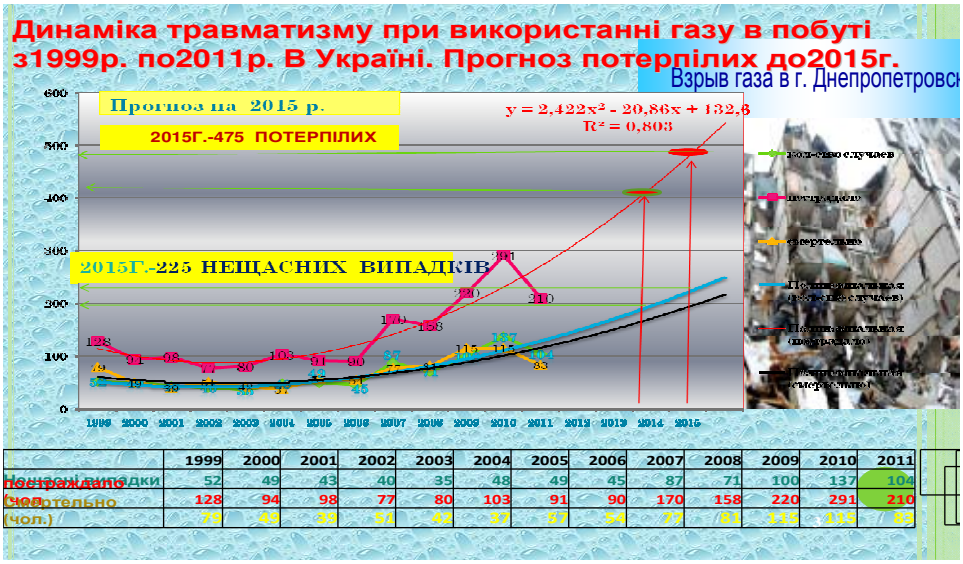
Жизнеобеспечение населения и экономика страны в целом непосредственно зависят от надежного функционирования систем газоснабжения. Главной целью работы газовых служб является повышение качества обслуживания потребителей, обеспечения безаварийного, бесперебойного газоснабжения, уменьшение технологических потерь и расхода газа, внедрение современных энергосберегающих технологий, техническое перевооружение и развитие системы газоснабжения. Публичным акционерным обществам (ПАО) по газоснабжению и газификации с каждым днем все труднее обеспечивать одну из основных функций – бесперебойное и безаварийное газоснабжение потребителей. Последние годы ознаменовались целой чередой пожаров, взрывов и аварий. Необыкновенно суровые зимы последних лет и тарифы на газ заставили граждан использовать далеко не безопасные способы обогрева помещений. С помощью статистического метода проведем анализ состояния травматизма при использовании газа в Украине (рис. 1).

В течении 2010 года при использовании газу в быту случилось 137 несчастных случаев, 290 пострадавших, из них погибло – 115. Динамика травматизма за 15 последних лет в Украине представлена на графике (рис. 1).

Как видно из графика (рис. 1) математический прогноз несчастных случаев до 2015 г. составит уже 225 несчастных случаев и 475 пострадавших. Наблюдается тенденция к снижению безопасности газоснабжения. Газотранспортная

и газораспределительные системы в Украине пока способны обеспечить бесперебойное и безаварийное газоснабжение потребителей, и главное – транзит газа в Европу. Уровень травматизма в этой отрасли по европейским стандартам определяется как удовлетворительный (один погибший на 30 тыс. работающих). Уровень риска по профессии приблизительно равен 3 х 10^5.

Однако из года в год системы стареют, изнашиваются, увеличивается количество аварий. Чтобы обеспечить постоянное и безаварийное газоснабжение, требуется все больше усилий, материально-технических ресурсов.



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
пострадало (чол.)	52	49	43	40	35	48	49	45	87	71	100	137	104
(чол.)	128	94	98	77	80	103	91	90	170	158	220	291	210

Рис. 1. Динамика травматизма и прогноз пострадавших до 2015 г.

Предлагаем ввести в Украине новый параметр – удельный показатель безопасности газоснабжения, рассчитывая его по количеству газифицированных квартир на один несчастный случай. Для рассмотрения тенденции изменения безопасности газоснабжения в Украине за период с 1976 по 2010 гг. построим аппроксимированную кривую изменения показателя безопасности за 35 лет эксплуатации системы газоснабжения (рис. 2). Анализируя удельный показатель безопасности, мы видим, что в 1976 г на 51 тыс. газифицированных квартир приходился один несчастный случай. В 1975 г. для эффективного развития газификации, повышения надежности и безаварийности эксплуатации систем газоснабжения и ведения единой технической и экономической политики при Министерстве коммунального хозяйства Украины было

создано Республиканское объединение (РО) по газоснабжению и газификации «Укргаз». Это значительно улучшило управляемость, повысило оперативность и качество решения вопросов функционирования и развития газовой отрасли Украины. В 1993 г. один несчастный случай приходился на 1 млн. 20 тыс. квартир.

Значение удельного показателя безопасности было улучшено более чем в 20 раз (рис. 2). Основная работа по повышению уровня безопасности проводилась на местах, в региональных газовых хозяйствах. Но самым главным достижением в период с 1976 по 1993 гг. было то, что в результате внедрения целого комплекса организационных, научно-технических и экономических мероприятий удалось добиться эффективной работы всей газораспределительной системы. Задача состояла в том, чтобы как можно дольше сохранить созданную инфраструктуру и повысить безопасность и бесперебойность ее работы.

Дальнейший анализ показывает, что с середины 90-х годов прошлого века до настоящего времени удельный показатель безопасности падает и к 2010 г. равен всего лишь 122.018 квартир (точка С-рис. 2), то есть за последние 15 лет уровень безопасности снизился почти в 10 раз. На снижение удельного показателя безопасности повлияла также изношенность систем газоснабжения.

В Украине необходимо произвести замену и реконструкцию более 2000 физически и морально устаревших ГРП и более 65 тыс. км распределительных

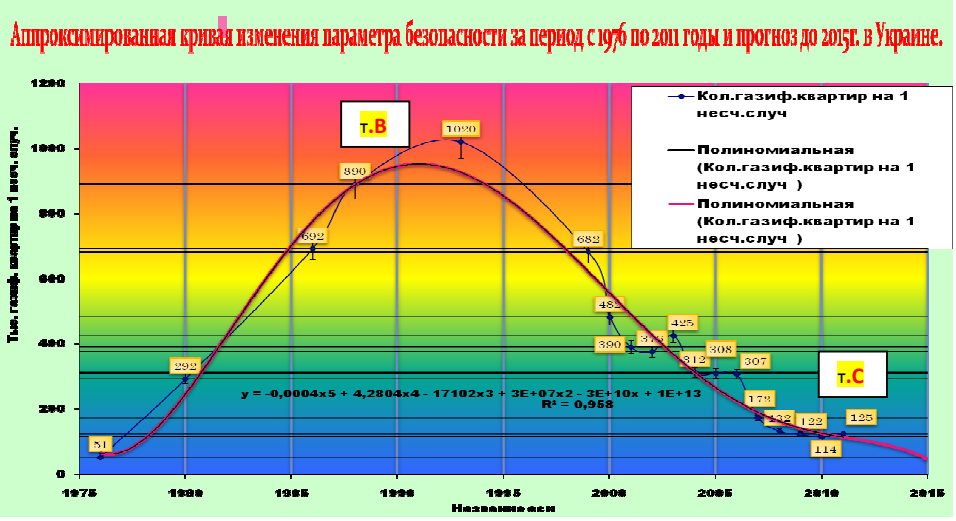


Рис. 2. Динамика удельного параметра безопасности газоснабжения в Украине.

газопроводов. Информационные технологии, средства телеметрии и телемеханики, а также алгоритмы прогнозирования аварий внедряются непозволительно медленными темпами. Неэффективное управление предприятиями газового хозяйства вызвало высокую текучесть кадров, что отрицательно сказалось на качестве обслуживания распределительных газопроводов, оборудования ГРП, электрохимической защиты и внутридомового газового оборудования.

Резкое снижение удельного показателя безопасности рост уровня травматизма при использовании газа в быту позволяют сделать вывод, что состояние газораспределительных сетей и внутридомовых систем газоснабжения в инфраструктуре жилищного фонда в Украине близко к критическому. Непринятие мер по исправлению ситуации может привести к дальнейшему и окончательному развалу системы газоснабжения. Происходящий процесс развития городов и урбанизации населения создал предпосылки для возникновения новых проблем в обеспечении безопасности.

В Харьковском регионе наибольшее количество смертельных случаев и аварий в быту происходит при пользовании проточными водонагревателями с неисправными дымоходами, газифицированными отопительно-варочными печами без автоматики безопасности (рис. 3). Участились взрывы газовоздушной смеси от утечек на резьбовых соединений, отключающих устройствах и газовых приборах.

Одна из них связана с эксплуатацией бытового газового оборудования. Если срочно не принять меры, то в Харькове к 2016 г. количество несчастных случаев при использовании газа в быту будет 38 случаев, а пострадавших-58

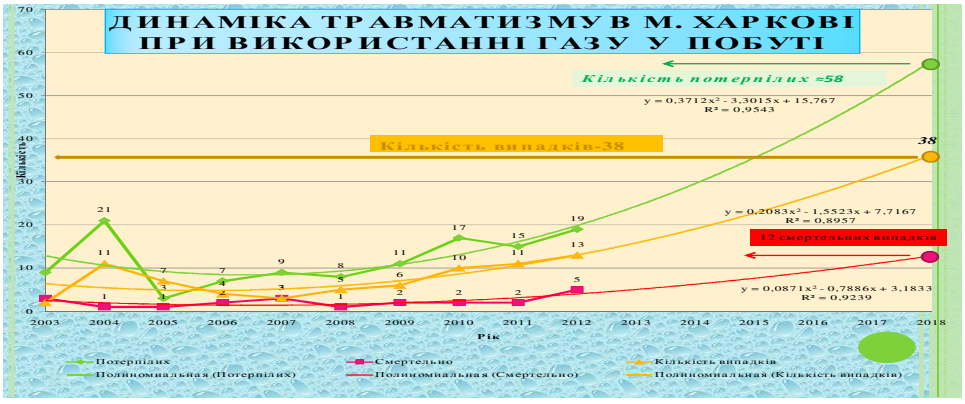


Рис. 3. Динамика травматизма при использовании газа в быту в г. Харькове.

человек. Большинство несчастных случав происходятименно там, где специалисты СПГГ не посетили квартиры, не провели инструктаж, не выполнили техническое обслуживание, соответственно не обнаружили самовольно установленное газовое оборудование и не запретили эксплуатацию неисправного оборудования (рис. 3).

Из-за быстрого роста несчастных случаев и травматизма при использовании газа в быту можно сделать вывод, что состояние газораспределительных сетей и внутридомовых систем газоснабжения с инфраструктурой жилого фонда в Украине близкое к критическому. Непринятие неотложных и адекватних мер по исправлению ситуации может привести к дальнейшему и окончательному развалу систем газоснабжения. В Харьковском регионе большее число газопроводов исчерпало нормативный срок (30–40 лет). Общий износ газопроводов составляет 75–80% (рис. 4). В эксплуатации 685 тысяч единиц внутридомового газового оборудования, из которого требуют замены более 500 тысяч единиц газовых плит, проточных и емкостных водонагревателей. Сейчас система контроля за безопасностью газоснабжения разрушена, газовое оборудование изношено на 85%, уровень безопасности постоянно снижается.

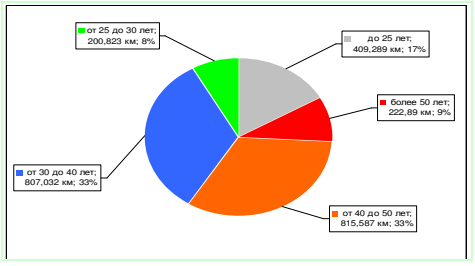


Рис. 4. Сроки эксплуатации газопроводов.

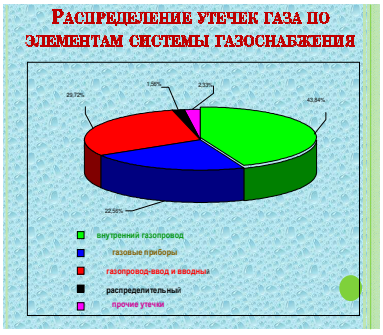
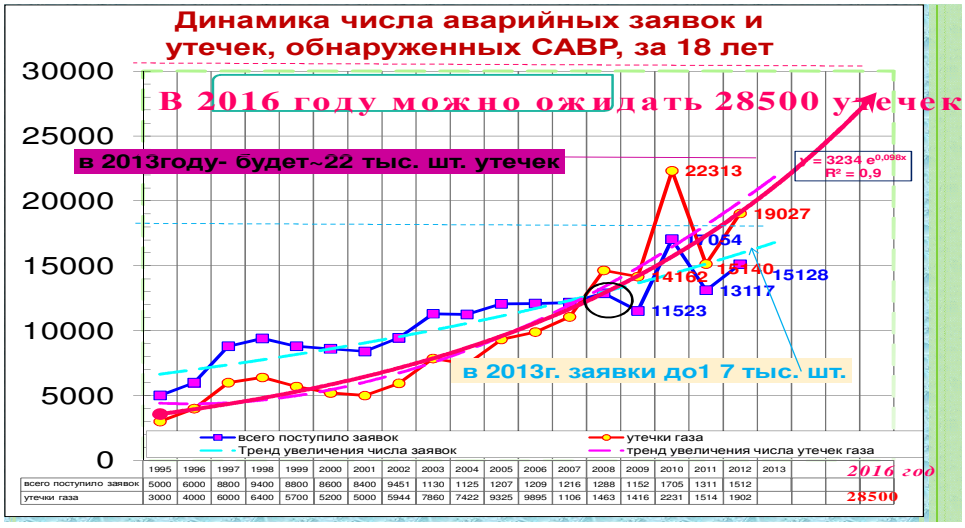


Рис. 5. Распределение утечек.

Для анализа заявок и утечек газа используем статистический метод. Чтобы спрогнозировать динамику утечек газа на распределительных газопроводах проводим сбор информации о повреждении системы газоснабжения по данным аварийной и диспетчерской служб. Для последующей обработки полученных данных используем программное обеспечение математических данных MS Excel для работы с таблицами данных, что позволяет упорядочить, анализировать и графически представить полученные данные (рис. 4 – рис. 9). В ПАО «Харьковгоргаз» с 1992 года проводится накопление статистических

данных для анализа аварийных заявок. Это позволяет сделать развернутый анализ по основным видам утечек, проанализировать динамику изменения статистических показателей и определить наиболее аварийные участки системы газоснабжения с целью управляющего воздействия и принятия мер по повышению безопасности газоснабжения.

На графике, охватывающем период с 1995 года по 2012 годы (рис. 6), представлена динамика изменений количества заявок и общего количества утечек. На представленном графике видно, что за последние годы наблюдается существенный рост по всем основным видам утечек. При этом кривая роста общего числа утечек в 2008 году превысила кривую роста количества заявок, т.е. в большинстве случаев при выполнении заявки обнаруживается более 1-й утечки газа. Если сделать математический прогноз роста числа утечек по имеющимся показателям, то видно, что в ближайшие пять лет, при неизменных факторах, влияющих на рост утечек, к концу 2016 года число утечек превысит 28.500 шт. Надо отметить тот фактор, что в 2008 году число утечек превысило число заявок– это тревожный сигнал, так как аварийная бригада выезжает на заявку, а в процессе поиска утечек (особенно на ВДСГ) слесаря определяют не одну, а несколько утечек которые могут и не найти (рис. 6). Утечки газа из газопроводов распределяются таким образом (рис. 5): внутридомовые системы газоснабжения – 66%; газопроводы-вводы – 30%; распределительные газопроводы – 1,5%; другие – 2,5%.



	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
всего поступило заявок	5000	6000	8800	9400	8800	8600	8400	9451	1130	1125	1207	1209	1216	1288	1152	1705	1311	1512	
утечки газа	3000	4000	6000	6400	5700	5200	5000	5944	7860	7422	9325	9895	1106	1463	1416	2231	1514	1902	

Рис. 6. Динамика аварийных заявок и утечек в г. Харькове.

Какие риски и угрозы от такой динамики роста утечек? Ответ прост: Любая утечка из этих 28.500 утечек может быть переквалифицирована в крупную техногенную аварию с не предсказуемыми последствиями, если аварийная служба и газовые эксплуатационные службы вовремя не локализуют утечку и качественно не выполнят ремонт или замену поврежденного участка подземного газопровода.

В соответствии с графиком динамики утечек за период с 1995 до 2011 года наблюдаются темпы роста утечек. Прогноз утечек до 2015 года составит 26.500 утечек. Наиболее существенно выросло количество утечек на внутридомовых системах газоснабжения (ВДСГ) и газопроводах-вводах. Прогноз до 2015 г. вызывает тревогу-до 18.000 утечек на внутридомовых системах газоснабжения (рис. 7).

Существующий ресурс аварийной службы: численность работников, специальные автомобили, материально-техническое обеспечение, низкий уровень автоматизации и др. показывает, что в ближайшие год-два этого ресурса просто будет недостаточно для решения главной задачи газораспределительных организаций (ГРО) – это обеспечение безопасности газоснабжения в соответствии с правилами безопасности систем газоснабжения в Украине (ПБСГУ).

Одной из ключевых составляющих предупреждения аварий и аварийных ситуаций является своевременное проведение диагностики системы газос-

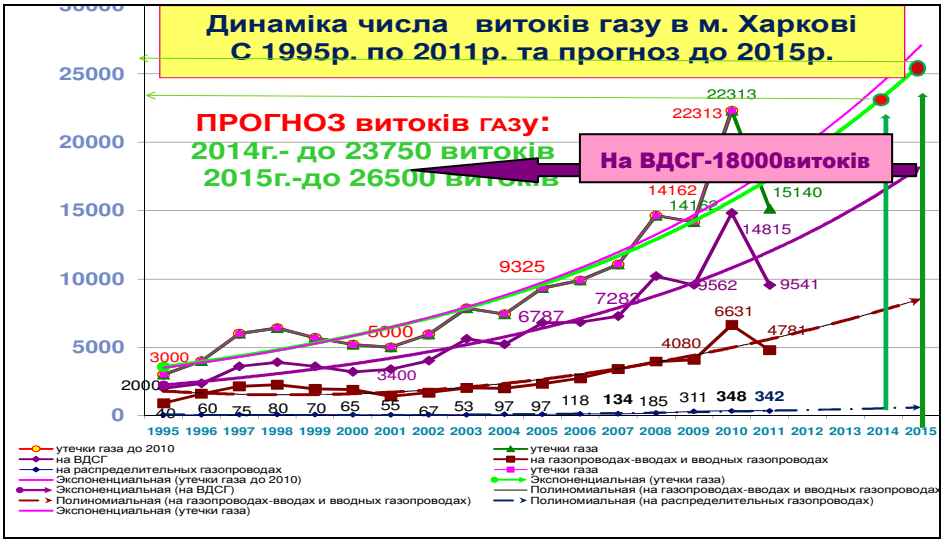


Рис. 7. Динамика числа утечек и прогноз до 2015 г. в Харькове.

набжения. Ежегодно с нормативной периодичностью и на отдельных газопроводах чаще проводится комплексное приборное обследование газопроводов, которое позволяет проверять герметичность подземных газопроводов и заблаговременно находить повреждения изоляции. Приоритетом данного вида обследования является поиск утечек газа на подземных газопроводах, что возможно только при соблюдении определённой технологии поиска и современных высокочувствительных цифровых приборов. Своевременное техническое обследование газопроводов – это профилактика их безаварийной работы. По результатам проведения с 2001г. технического обследования и паспортизации технического состояния газопроводов по ПАО «Харьковгоргаз» выполнено обследование 6,1 тыс. км газопроводов. За этот же период выявлено 17 км аварийных газопроводов и 318 км газопроводов, подлежащих капитальном ремонту (рис. 8). На всех аварийных газопроводах выполнен ремонт или реконструкция, и газопроводы переведены в удовлетворительное состояние. По результатам технических обследований определяется необходимость проведения, очерёдность и виды ремонтных работ на газопроводах, составляются планы и программы предприятия на следующий год и на перспективу. Цикл замыкается, когда газопроводы, требующие ремонта, отремонтированы и переведены в удовлетворительное состояние (рис. 8).

Анализ количества утечек по ***ВДСГ*** детально представлен на рис. 9. Видно, что основную массу утечек на внутридомовых газопроводах составляют утечки на резьбовых соединениях, газовых приборах и в отключающих устройствах.

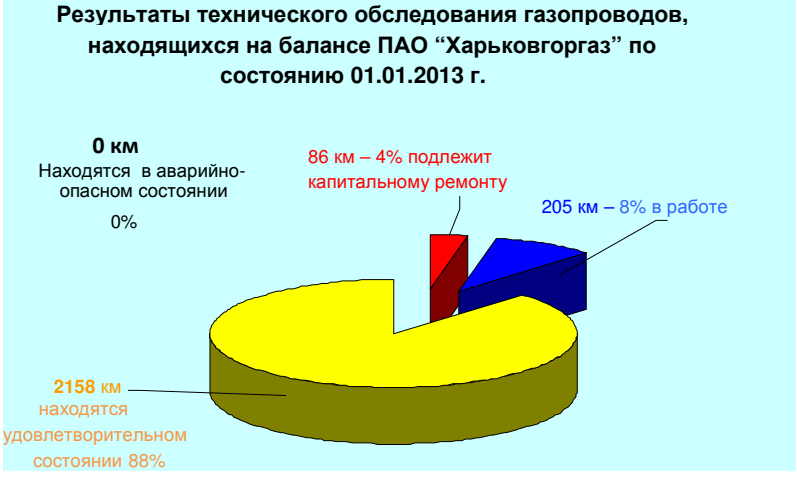


Рис. 8. Результаты технического обследования на 1 января 2013 г.

Следует отметить, что за последние годы доля утечек на внутреннем газопроводе в подъезде заметно выросла в сравнении с утечками на внутреннем газопроводе квартиры и утечками в газовых приборах, что в общее увеличение утечек связано с ростом числа утечек на резьбовых соединениях – на 36,82% (с 3691 до 5050 шт.). В процентном отношении так же заметно увеличилось число обнаруженных утечек в газовых плитах – на 31,26%. Утечки в кранах выросли на 29,97% (с 1822 до 2368 шт.). Эти типы утечек и составляют основную массу.

Прогноз утечек до 2018 года на ВДСГ (рис. 9) показывает, что наиболее резкое увеличение утечек произойдет:

- на газовых приборах – 9000 шт.,
- на резьбовых соединениях – 6500 шт.,
- на запорной арматуре – 2200 течек.

Эти 3 вида утечек и составляют основную массу утечек на ВДСГ (рис. 9). Значительно выросло число утечек из-за коррозии и на сварных стыках в футлярах межэтажных перекрытий, а так же на счетчиках (подавляющее большинство – это утечки в местах подсоединения счетчиков). Состояние внутридомовых газопроводов (построены 50–75 лет назад) ухудшается, замена отработавших установленный срок газовых приборов с низким КПД и капитальный ремонт ВДСГ должно стать приоритетным и одним из основных направлений развития управляющих компаний ЖКХ и региональных органов власти.

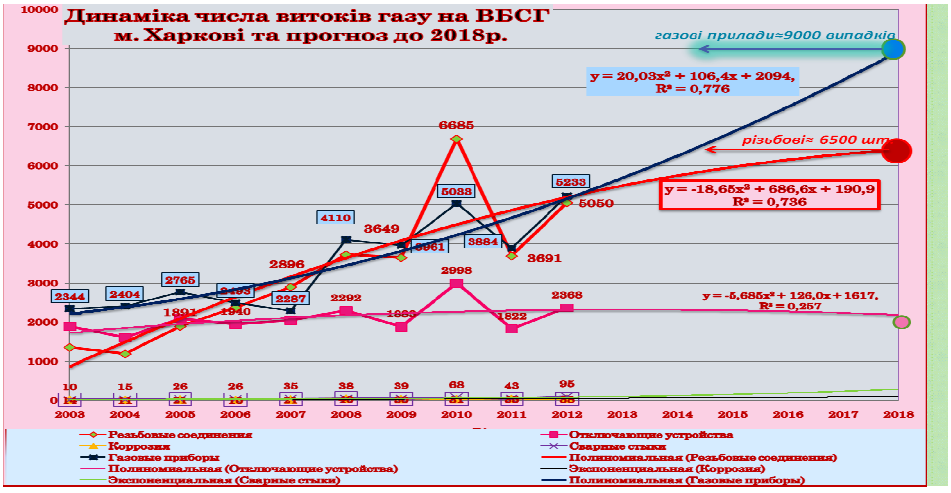


Рис. 9. Динамика утечек и прогноз до 2018 г. на ВДСГ.

Повысить безопасность объектов ВДСГ можно путем разработки новых технических и аналитических способов оценки опасности и их совершенствования.

Выводы: Проблемы газификации крупных городов решены полностью, но возникла другая проблема – система газоснабжения устарела и нуждается в неотложной реконструкции для безопасного и бесперебойного газоснабжения.

Главной целью перспективного развития является повышение качества обслуживания потребителей, обеспечение безаварийного, бесперебойного газоснабжения, уменьшение технологических потерь газа, внедрение современных энергосберегающих технологий, техническое перевооружение и развитие системы газоснабжения, что обеспечит высокий уровень комфорта и безопасности жителей города. Решение этих задач возможно лишь при внедрении комплексного подхода к управлению системой газоснабжения (рис. 10).

В РЕЗУЛЬТАТЕ ИЗУЧЕНИЯ И АНАЛИЗА ЕВРОПЕЙСКИХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ И ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА ИХ ВНЕДРЕНИЯ СФОРМУЛИРУЕМ ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПРИМЕНЕНЫ В УКРАИНЕ.

Рис. 10. Комплексный подход к управлению системой газоснабжения.

Решение проблемных вопросов общего неудовлетворительного состояния распределительных сетей и ВДСГ, модернизация ее и пути повышения безопасности газоснабжения.

1. Модернизация распределительных сетей и сооружений на них.
   Разработать единую техническую политику в газоснабжении. Обеспечить внедрение автоматизированных систем управления технологическим процессом транспортировки природного газа (АСУТП).
   Разработать государственные программы и обеспечить финансирование по переоснащению аварийных и производственных служб современными специальными автомобилями, приборами и оборудованием, создать группы комплексного приборного обследования и оснастить необходимой газопоисковой аппаратурой и приборами диагностики, модернизации электрохимической защиты (ЭХЗ), реконструкции и санации газовых сетей с применением полиэтиленовых труб и бестраншейных технологий.
   Разработать комплексную программу сокращения потребления газа, внедрение энергосберегающих технологий, совершенствование учета газа.
2. Модернизация внутридомовой системы газоснабжения.
   Разработать программы по капитальному ремонту внутридомовых систем, замене газовых кранов, изношенного оборудования на современные приборы с автоматикой безопасности (например, «Газ-Стоп»), электромагнитного клапана с датчиками по утечкам газа и наличия угарного газа, регуляторов давления, внедрение европейских технологий по повышению уровня технического обслуживания систем ВДГО. Повышение качества технического обслуживания ВДСГ позволит сократить потери газа, снизить трудозатраты и фонд заработной платы при техническом обслуживании, повысить культуру обслуживания и производительность труда.
3. Повышение качества оборудования и модернизация ГРП, ШРП.
   Разработать государственную программу и обеспечить финансирование замены и реконструкции оборудования ГРП.
   Внедрить комплексы телеметрии газораспределительных сетей и обеспечить дистанционный контроль по GSM-каналу каждого ГРП с передачей информации режимов газоснабжения на пульт диспетчера.
4. Создание эффективных механизмов накопления инвестиционных ресурсов путем включения инвестиционной составляющей в тариф.
   Предусмотреть механизм уменьшения тарифа вследствие уменьшения потерь газа в сети. НКРЭ пересмотреть тарифы на транспортировку газа

с учетом факторов газовой сети (сроков эксплуатации, общего состояния сетей) и учитывать себестоимость услуги, рентабельность и инновационную составляющую.

Исходя из всего выше сказанного, можно сделать вывод, что приведение нормативно-правовых актов Украины до уровня европейских норм по проектированию, строительству и эксплуатации систем газоснабжения позволит изменить структуру газоснабжения. Внедрение основных принципов повышения безопасности снизит в десятки раз аварии и несчастные случаи в быту, повысит значение удельного параметра безопасности хотя бы на уровень начала 90-х годов прошлого столетия. Новую череду отравлений угарным газом, взрывов, пожаров, техногенных катастроф можно предотвратить только срочной модернизацией сетей газоснабжения, внедрением современных схем безопасности, полимерных труб, прогрессивных технологий санации и ремонта трубопроводов и реконструкцией внутридомовых систем.

Надеемся на консолидацию усилий всего профессионального сообщества, соответствующих государственных органов власти с целью определения эффективных мер, направленных на предотвращение аварий в газоснабжении и оздоровление всей газораспределительной системы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Седак В. С. Отдать газификацию в надежные руки // Журнал «Житлово-комунальне господарство України». – 2011. – №9 – с. 50–53,
2. Седак В. С., Супонев В. Н., Рыбников Н. Я., Анализ аварийных рисков и прогноз отказов систем газоснабжения // Научно производственный журнал «Охрана труда». – 2011. – №6. – с. 44–47,
3. Сідак В. С., Супонев В. Н. До питання про проблеми безпеки у газопостачанні // Науково-виробничий журнал «Охорона праці». – 2009. – №1 – с. 39–41,
4. Седак В. С., Супонев В. Н. Пути повышения безопасности систем газоснабжения // Научно производственный журнал «Охрана труда». – 2009. – №10. – с. 45–47,
5. Динаміка травматизму при використанні газу в побуті / Офіційний вебсайт Держгірпромнагляду України [Електронний ресурс]. – Режим доступу: www.dnop.kiev.ua,
6. В. С. Сідак, О. С. Дудолад Новітні технології будівництва та реновації інженерних мереж: Навчальний посібник. – Харків, 2006. – 353 с.,

Piotr Szewczyk
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Zmiany w przepisach prawa wynikające z wdrożenia Rozporządzenia PE i Rady UE nr 305/2011 (CPR)

Streszczenie

Obowiązujące w całości od 1 lipca 2013 r. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 305/2011 z dnia 9 marca 2011 r. (CPR) ustanawiające zharmonizowane warunki wprowadzania do obrotu wyrobów budowlanych wymagało dostosowania do jego postanowień przepisów krajowych. W referacie przedstawiono podstawowe zmiany w polskim prawie wynikające z postanowień rozporządzenia CPR.

Wprowadzenie

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 305/2011 z dnia 9 marca 2011 r. (CPR) [1] ustanawiające zharmonizowane warunki wprowadzania do obrotu wyrobów budowlanych i uchylające dyrektywę Rady 89/106/EWG weszło w życie 24 kwietnia 2011 r., przy czym, art. 3–28, art. 36–38, art. 56–63, art. 65 i 66, a także załączniki I, II, III i V, czyli regulacje dotyczące zasad wprowadzania wyrobów budowlanych do obrotu stosuje się od dnia 1 lipca 2013 r.

Rozporządzenie CPR wiąże w całości i jest bezpośrednio stosowane we wszystkich państwach członkowskich, co oznacza, że nie są wymagane procedury legislacyjne

wdrażające je do prawa krajowego. Rozporządzenie określa warunki wprowadzania do obrotu lub udostępniania na rynku wyrobów budowlanych, poprzez ustanowienie zharmonizowanych zasad wyrażania właściwości użytkowych wyrobów budowlanych w odniesieniu do ich zasadniczych charakterystyk oraz zharmonizowanych zasad stosowania oznakowania CE na tych wyrobach. Oznacza to odejście od zasady potwierdzania zgodności wyrobu budowlanego z określonymi wymaganiami, których spełnienie oznaczało, że wyrób jest bezpieczny i może być stosowany w budownictwie. Rozporządzenie jednocześnie dopuszcza stosowanie krajowych regulacji wprowadzania do obrotu wyrobów budowlanych, dla których nie ustanowiono normy zharmonizowanej lub nie wydano Europejskiej Oceny Technicznej.

Wejście w życie rozporządzenia CPR wymagało dostosowania polskich przepisów dotyczących wyrobów budowlanych tak, aby z nim nie kolidowały. Aktami prawnymi, które wymagały nowelizacji były Ustawa z dnia 16 kwietnia o wyrobach budowlanych (Dz. U. Nr 92 poz. 881, z późn. zm.) [2], Ustawa z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności (Dz. U. z 2010 r. Nr 138, poz. 935 z późn. zm.) [3].

Postanowienia zawarte w rozporządzeniu CPR wprowadzono w Ustawie z dnia 13 czerwca 2013 r. o zmianie ustawy o wyrobach budowlanych i systemie oceny zgodności (Dz. U. z 2013 r. poz.898) [4], która weszła w życie w dniu 23 sierpnia 2013 r.

Ustawa [4] określa zasady wprowadzania do obrotu lub udostępniania na rynku krajowym wyrobów budowlanych, zasady kontroli wyrobów budowlanych wprowadzonych do obrotu lub udostępnianych na rynku oraz określa właściwość organów w zakresie wykonywania zadań administracyjnych i obowiązków wynikających z rozporządzenia CPR.

Udostępnianie wyrobów budowlanych na rynku krajowym

Na polskim rynku wyroby budowlane mogą być obecnie udostępniane wg trzech systemów:

1. System europejski – wyroby budowlane udostępniane zgodnie z rozporządzeniem CPR tj. wyroby, dla których ustanowiono normy zharmonizowane lub wydano Europejską Ocenę Techniczną i oznakowano je znakiem CE, przy czym deklarowane właściwości użytkowe wyrobów powinny być zgodne z wymaganiami krajowych przepisów dotyczących obiektów budowlanych, w tym przepisów techniczno budowlanych, oraz wiedzy technicznej.
2. System krajowy – wyroby budowlane nieobjęte regulacjami CPR udostępniane na rynku wg wymagań krajowych.

3. System uwzględniający zasadę wzajemnego uznawania – dotyczy wyrobów budowlanych nie objętych regulacjami CPR, a wprowadzonych legalnie do obrotu na rynku innego państwa członkowskiego UE pod warunkiem, że jego właściwości użytkowe są zgodne z wymaganiami krajowych przepisów dotyczących obiektów budowlanych, w tym przepisów techniczno budowlanych, oraz wiedzy technicznej.

W Ustawie [4] wprowadzono między innymi nową definicję wyrobu budowlanego zgodną z rozporządzeniem CPR art. 2 pkt. 1 w myśl, której „wyrób budowlany" oznacza każdy wyrób lub zestaw wyprodukowany i wprowadzany do obrotu w celu trwałego wbudowania w obiektach budowlanych lub ich częściach, którego właściwości wpływają na właściwości użytkowe obiektów budowlanych w stosunku do podstawowych wymagań dotyczących obiektów budowlanych. Wprowadzono również pojęcie udostępnienia wyrobu budowlanego na rynku, które oznacza każde dostarczenie wyrobu budowlanego w celu dystrybucji lub zastosowania na rynku unijnym w ramach działalności handlowej, odpłatnie lub nieodpłatnie. Z kolei wprowadzenie wyrobu budowlanego do obrotu oznacza jego udostępnienie po raz pierwszy na rynku unijnym.

Ustawa [4] określa zasady wprowadzania wyrobów budowlanych na rynku krajowym (art. 5): w systemie europejskim zgodnie z rozporządzeniem CPR tj. w obszarze norm zharmonizowanych oraz Europejskich Ocen Technicznych, gdzie wyrób budowlany podlega obowiązkowi znakowania znakiem CE; w systemie krajowym, w którym wyrób budowlany nie jest objęty normą zharmonizowaną oraz dla którego nie wydano Europejskiej Oceny Technicznej. W tym systemie wyrób budowlany może być wprowadzony do obrotu, jeżeli został oznakowany znakiem budowlanym.

Wyrób budowlany wprowadzony legalnie do obrotu w innym państwie członkowskim UE, nie objęty zakresem przedmiotowym zharmonizowanych specyfikacji technicznych, może być udostępniony na rynku krajowym, na zasadzie wzajemnego uznawania, jeżeli jego właściwości użytkowe umożliwiają spełnienie wymagań podstawowych przez obiekty budowlane zaprojektowane i budowane w sposób określony w przepisach techniczno – budowlanych, oraz zgodnie z zasadami wiedzy technicznej. W takim przypadku z wyrobem powinny być przekazane informacje o jego właściwościach użytkowych oznaczonych zgodnie z przepisami państwa, w którym wyrób został wprowadzony do obrotu, instrukcje stosowania i obsługi oraz informacje dotyczące zagrożenia dla zdrowia i bezpieczeństwa, jakie wyrób ten stwarza podczas stosowania i użytkowania (art. 5 pkt. 3). Przed zastosowaniem

takiego wyrobu konieczne będzie porównanie deklarowanych właściwości użytkowych wyrobu z wymaganiami polskich przepisów techniczno-budowlanych.

Szczegółowe zasady wprowadzania wyrobów budowlanych w systemie europejskim określa rozporządzenie CPR. Do wyrobu budowlanego oznakowanego znakiem CE powinna być dostarczona deklaracja właściwości użytkowych zgodna z Załącznikiem III do rozporządzenia CPR. Powinna ona zawierać między innymi wykaz zasadniczych charakterystyk określonych w zharmonizowanej specyfikacji technicznej dla deklarowanego zamierzonego zastosowania oraz właściwości użytkowe z uwzględnieniem przepisów krajowych.

W Ustawie o zmianie ustawy o wyrobach budowlanych i systemie oceny zgodności [4] wskazany został właściwy minister do spraw budownictwa, lokalnego planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa do wyznaczenia w formie decyzji administracyjnej Jednostek Oceny Technicznej (JOT). Do zadań JOT należy między innymi opracowywanie europejskich dokumentów oceny oraz wydawanie europejskich ocen technicznych. Ocenę i monitorowanie jednostek notyfikowanych uczestniczących w ocenie i weryfikacji stałości właściwości użytkowych wyrobów w systemach oceny 1+, 1, 2+ i 3 ustawodawca powierzył Polskiemu Centrum Akredytacji.

W ustawie wskazano również punkt kontaktowy ds. wyrobów budowlanych, który działa przy Głównym Urzędzie Nadzoru Budowlanego. Do podstawowych jego zadań należy dostarczanie informacji o krajowych przepisach mających na celu spełnienie podstawowych wymagań dotyczących obiektów budowlanych mających zastosowanie do zamierzonego zastosowania każdego wyrobu budowlanego.

W przypadku systemu krajowego, zgodnie z art. 8 pkt. 1 Ustawy [4] wyrób budowlany może być oznakowany znakiem budowlanym, jeżeli producent mający siedzibę na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego upoważniony przedstawiciel, dokonał oceny zgodności i wydał na swoją wyłączną odpowiedzialność, krajową deklarację zgodności z Polską Normą wyrobu albo aprobatą techniczną. Z powyższego wynika, że w systemie krajowym podtrzymano możliwość wydawania aprobat technicznych, dla których nie ustanowiono Polskiej Normy wyrobu albo, jeżeli właściwości użytkowe wyrobu budowlanego, odnoszące się do wymagań podstawowych, różnią się istotnie od właściwości określonej w Polskiej Normie. Dla tych wyrobów nie jest wymagane również wystawianie deklaracji właściwości użytkowych w myśl rozporządzenia CPR. W dalszym ciągu wyrobowi budowlanemu wprowadzanemu do obrotu na polskim rynku powinna towarzyszyć krajowa deklaracja zgodności.

Nadchodzące zmiany w przepisach dotyczące udostępniania wyrobów budowlanych w systemie krajowym

Obecnie trwają prace nad kolejną nowelizacją ustawy o wyrobach budowlanych [5]. Zmienione zostaną zasady wprowadzania do obrotu lub udostępniania na rynku krajowym wyrobów budowlanych, dla których nie ustanowiono norm zharmonizowanych oraz nie wydano Europejskiej Oceny Technicznej. Wg systemu krajowego na rynku będą mogły być udostępniane wyroby budowlane, dla których producent wystawi na swoją wyłączną odpowiedzialność krajową deklarację właściwości użytkowych, która zastąpi obecnie wymaganą deklarację zgodności. Właściwości użytkowe będą deklarowane zgodnie z przedmiotową specyfikacją techniczną, tj. Polską Normą lub Krajową Oceną Techniczną, w odniesieniu do zasadniczych charakterystyk mających wpływ na spełnienie wymagań podstawowych przez obiekty budowlane, zgodnie z zamierzonym zastosowaniem wyrobu. Wyroby budowlane wprowadzane do obrotu w systemie krajowym w dalszym ciągu będą znakowane znakiem budowlanym. Do krajowej deklaracji właściwości użytkowych producent będzie musiał dołączyć instrukcję stosowania i obsługi oraz informacje dotyczące zagrożenia dla zdrowia i bezpieczeństwa, jakie wyrób stwarza podczas stosowania i użytkowania.

Ocenę i weryfikację właściwości użytkowych wyrobu producent będzie prowadził wg wymaganego systemu określonego w przepisach krajowych (np. systemu 1+, 1, 2+, 3 i 4). W przepisach wykonawczych określone zostaną zasady deklarowania właściwości użytkowych wyrobów budowlanych z zastosowaniem systemów oceny i weryfikacji stałości właściwości użytkowych jak i grupy wyrobów budowlanych, dla których będzie obowiązkowe wystawienie krajowej deklaracji właściwości użytkowych. Nastąpi to w oparciu ustalone zasady w rozporządzeniu CPR.

Krajowe Oceny Techniczne będą mogły być wydawane dla wyrobów budowlanych:

- nieobjętych zakresem przedmiotowej normy zharmonizowanej (hEN) albo polskiej Normy (PN),
- jeżeli dla co najmniej jednej zasadniczej charakterystyki wyrobu metoda oceny przewidziana w hEN lub PN nie jest właściwa,
- jeżeli hEN lub PN nie przewiduje żadnej metody oceny co najmniej jednej zasadniczej charakterystyki wyrobu.

Krajowe Oceny Techniczne będą udokumentowaną pozytywną oceną właściwości użytkowych zasadniczych charakterystyk, które mają wpływ na spełnienie wymagań podstawowych przez obiekty budowlane, w których wyrób będzie zastosowany.

Do wydawania Krajowych Ocen Technicznych będą upoważnione polskie jednostki oceny technicznej (JOT) wyznaczone zgodnie z rozporządzeniem CPR lub inne polskie jednostki organizacyjne wyznaczone przez właściwego ministra w drodze decyzji administracyjnej.

Obowiązki producentów, ich upoważnionych przedstawicieli oraz dystrybutorów wyrobów budowlanych objętych systemem krajowym oraz wyrobów udostępnianych na podstawie zasady wzajemnego uznawania, określone zostaną szczegółowo w zmienionej ustawie o wyrobach budowlanych.

Wprowadzanie do obrotu i udostępnianie na rynku krajowym wyrobów budowlanych oznakowanych znakiem budowlanym wg nowych regulacji planowane jest w roku 2014, przy czym nowe zasady i procedury związane ze znakowaniem wyrobów budowlanych znakiem budowlanym obowiązywać będą po 12 miesiącach od opublikowania przepisu. Wyroby budowlane wprowadzone do obrotu i oznakowane znakiem budowlanym zgodnie z obowiązującymi obecnie przepisami, będą mogły być udostępniane po tej dacie.

Literatura

1. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 305/2011 z dnia 9 marca 2011 r. (CPR),
2. Ustawa z dnia 16 kwietnia o wyrobach budowlanych (Dz. U. Nr 92 poz. 881, z późn. zm.),
3. Ustawa z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności (Dz. U. z 2010 r. Nr 138, poz. 935 z późn. zm.),
4. Ustawa z dnia 13 czerwca 2013 r. o zmianie ustawy o wyrobach budowlanych i systemie oceny zgodności (Dz. U. z 2013 r. poz. 898),
5. Materiały szkoleniowe „Wyroby budowlane – CPR" FWB – Fundacja Wszechnicy Budowlanej, Kraków, 27 września 2013 r.,

Bartłomiej Sady
RADPOL S.A. – Zakład Rurgaz

Rury PE z warstwą barierową – technologia ograniczająca emisję metanu z sieci

Przenikanie gazu ziemnego przez ścianki rur PE

Dyfuzja gazu poza rurociąg polietylenowy jest zjawiskiem znanym. Przy stosowaniu obecnych dopuszczalnych ciśnień zakłada się, iż dyfuzja metanu nie stanowi szczególnego problemu.

Natomiast, gdy planowane jest rozszerzenie zakresu stosowania rur PE na ciśnienia wyższe od 1 MPa, na pewno należy brać ją pod uwagę ze względu na możliwość zbierania się gazu w ilościach niebezpiecznych np.: w przestrzeniach pomiędzy rurami przewodowymi i ochronnymi.

Przy wykonywaniu obliczeń mających na celu porównanie ilości metanu ulegającego dyfuzji przy ciśnieniach stosowanych obecnie i planowanych, zauważyłem, iż przy ciśnieniu 1MPa dla SDR 11 już mogą wystąpić wartości dyfuzji, na które być może należałoby zwrócić uwagę.

Zadanie polega na obliczeniu objętości przenikającego metanu w okresie 1 roku z rury o długości 1.000 mb, średnicy DN 500 dla SDR 11, SDR 9 i SDR 7,4 porównawczo dla rury w całości wykonanej z HDPE, oraz rury o konstrukcji: HDPE/0,5 mm bariery/HDPE (o grubości ścianki zwiększonej o grubość bariery i warstwy ochronnej HDPE (2 mm)), dla różnych ciśnień roboczych rurociągu (MOP 0,5, MOP 1,0 i MOP 1,5).

- rura SDR 11 dn 500, en 45,4,

- rura SDR 9 dn 500, en 55,8,
- rura SDR 7,4 dn 500, en 68,3,

- pole zewnętrznej powierzchni rury dn 500 o długości L = 1.000 m,
- $P_Z = \pi$ x dn x L,
- $P_{Z(SDR11)} = P_{Z(SDR9)} = P_{Z(SDR7,4)}$ = 3,14 x 0,500 x 1.000 = 1.570 m^2.

Z danych producenta materiału barierowego oraz publikacji „Sieci gazowe polietylenowe" przyjęto:

Dane producenta materiału barierowego	**Sieci gazowe polietylenowe**
Objętość przenikającego gazu: $V = k * P * t * \Delta p$ gdzie: k – współczynnik przenikania, P – pole powierzchni przeszkody [m^2], t – czas 1 [doba], Δp – różnica ciśnień [bar],	Objętość przenikającego gazu: $V = P * \pi * p * t * L * SDR$ gdzie: P – współczynnik przenikalności gazu [cm^3/m x MPa x dzień], p – ciśnienie gazu [MPa], t – czas [doba], L – długość rury [m],
współczynnik przenikania metanu (CH_4) przy temperaturze 20°C wynosi: dla 0,1 mm EVOH – 0,04 cm^3/h x m^2 dla ciśnienia 200 bar	współczynnik przenikania metanu (CH_4) przy temperaturze 20°C wynosi: dla 1 mm HDPE – 0,56 cm^3/m x MPa x doba
Zakładam liniową zależność objętości (V) przenikającego gazu od różnicy ciśnienia (Δp) i grubości warstwy, wtedy:	
dla 0,5 mm bariery i ciśnienia 1 bar przez 1 dobę: k = (0,04 x 24) / (200 x 5) = 0,00096 [cm^3/dzień x bar x m^2]	

Dla rury w całości z HDPE ma zastosowanie wzór (*): $V = P * \pi * p * t * L * SDR$ gdzie: P – współczynnik przenikalności gazu [cm^3/m x MPa x dzień], p – ciśnienie gazu [MPa], t – czas [doba], L – długość rury [m], (*) Sieci gazowe polietylenowe
1) Dla rury w całości z HDPE SDR 11 i ciśnienia 0,5 MPa: V = 0,56 x 3,14 x 0,5 x 365 x 1000 x 11 = 3529988 cm^3 = 3,53 m^3
2) Dla rury w całości z HDPE SDR 11 i ciśnienia 1,0 MPa: V = 0,56 x 3,14 x 1,0 x 365 x 1000 x 11 = 7059976 cm^3 = 7,06 m^3

3) Dla rury w całości z HDPE SDR 9 i ciśnienia 1,0 MPa:
$V = 0{,}56 \times 3{,}14 \times 1{,}0 \times 365 \times 1000 \times 9 = 5776344\ cm^3 = 5{,}78\ m^3$

4) Dla rury w całości z HDPE SDR 7,4 i ciśnienia 1,5 MPa:
$V = 0{,}56 \times 3{,}14 \times 1{,}5 \times 365 \times 1000 \times 7{,}4 = 7124158\ cm^3 = 7{,}12\ m^3$

Dla rury z barierą grubości 0,5 mm przyjmujemy, iż na każdy 1 m^2 powierzchni i 1 bar różnicy ciśnień przenika 0,00096 cm^3 (9,6 x 10^{-10} m^3) gazu na dobę:

Objętość przenikającego gazu $V = k * P * t * \Delta p$
gdzie: k – współczynnik przenikania,
P – pole powierzchni przeszkody [m^2],
t – czas 1 rok,
Δp – różnica ciśnień (bar).

Dla ciśnienia 5 bar i rury SDR 11 z barierą o grubości 0,5 mm przy zewnętrznej powierzchni rury:
$V = 0{,}00096 \times 1570{,}00 \times 365 \times 5 = 2750{,}64\ cm^3 = 2{,}75\ dm^3 = 0{,}003\ m^3$

Dla ciśnienia 10 bar i rury SDR 11 z barierą o grubości 0,5 mm przy zewnętrznej powierzchni rury:
$V = 0{,}00096 \times 1570{,}00 \times 365 \times 10 = 5501{,}28\ cm^3 = 5{,}50\ dm^3 = 0{,}005\ m^3$

Dla ciśnienia 10 bar i rury SDR 9 z barierą o grubości 0,5 mm przy zewnętrznej powierzchni rury:
$V = 0{,}00096 \times 1570{,}00 \times 365 \times 10 = 5501{,}28\ cm^3 = 5{,}50\ dm^3 = 0{,}005\ m^3$

Dla ciśnienia 15 bar i rury SDR 7,4 z barierą o grubości 0,5 mm przy zewnętrznej powierzchni rury:
$V = 0{,}00096 \times 1570{,}00 \times 365 \times 15 = 8251{,}92\ cm^3 = 8{,}25\ dm^3 = 0{,}008\ m^3$

Zestawienie wyników:

- rura DN 500 SDR 7,4 o długości 1.000 mb, ciśnienie 15 bar (1,5 MPa):
  bez bariery – przenikanie 7,12 m^3 rok,
  z barierą 0,008 m^3 na rok,
- rura DN 500 SDR 9, o długości 1.000 mb, ciśnienie 10 bar (1,0 MPa):
  bez bariery – przenikanie 5,78 m^3 na rok,
  z barierą 0,005 m^3 na rok,
- rura DN 500 SDR 11, o długości 1.000 mb, ciśnienie 10 bar (1,0 MPa):
  bez bariery – przenikanie 7,06 m^3 na rok,
  z barierą 0,005 m^3 na rok,
- rura DN 500 SDR 11, o długości 1.000 mb, ciśnienie 5 bar (0,5 MPa):
  bez bariery – przenikanie 3,53 m^3 na rok,
  z barierą 0,003 m^3 na rok.

Obliczenie czasu, po którym stężenie gazu w szczelnej przestrzeni międzyrurowej przekroczy dolną granicę wybuchowości:

$$T = [0{,}0045 \times (D^2 - d_n^2) \times z]/p \times SDR \text{ [doba]}$$

gdzie:

z – stężenie gazu [%],
D – średnica wewnętrzna rury ochronnej [mm],
d_n – nominalna średnica zewnętrzna rury PE [mm],
p – ciśnienie gazu [MPa],
SDR – szereg wymiarowy (d_n/e_n).

Czas do osiągnięcia stężenia 5% i 15% gazu w przestrzeni pomiędzy rurami o średnicach dn = 500, SDR 11 – MOP 0,5, SDR 11 – MOP 1,0, SDR 9 – MOP 1,0, SDR 7,4 – MOP 1,5 i D = 800 mm.

	SDR 11 MOP 0,5 HDPE	SDR11 MOP 1,0 HDPE	SDR 9 MOP 1,0 HDPE	SDR 7,4 MOP 1,5 HDPE	SDR 11 MOP 0,5 HDPE + bariera zew.	SDR 11 MOP 1,0 HDPE + bariera zew.	SDR 9 MOP 1,0 HDPE + bariera zew.	SDR 7,4 MOP 1,5 HDPE + bariera zew.
5%	4,37 roku	2,19 roku	2,67 roku	2,17 roku	5142 lata	3092 lata	3086 lat	1931 lat
15%	13,11 roku	6,57 roku	8,01 roku	6,51 roku	15426 lat	9276 lat	9259 lat	5794 lata

Powyższa informacja ma szczególne znaczenie, w przypadku zastosowania rur do renowacji metodami luźno pasowanymi lub przy przejściach pod przeszkodami z zastosowaniem rur ochronnych.

ŁĄCZENIE

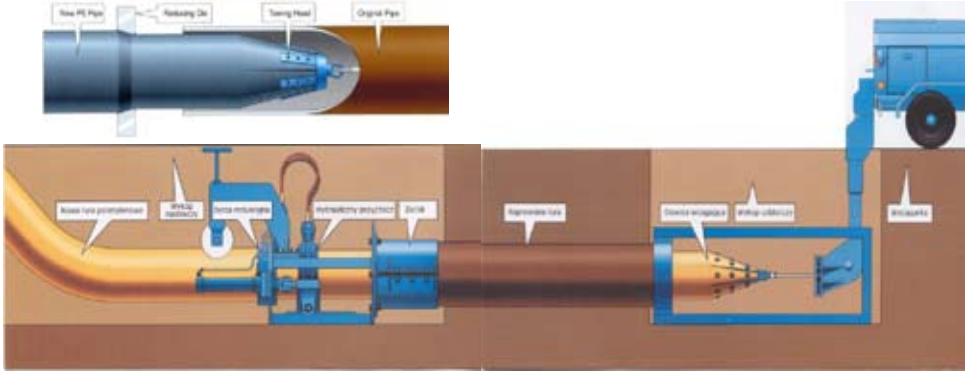
Połączenie zapewniające szczelność bariery oraz odpowiednią wytrzymałość mechaniczną można uzyskać stosując zgrzewanie doczołowe z usunięciem części płaszcza z barierą, wypływki zewnętrznej oraz zabezpieczeniem połączenia za pomocą mufy termokurczliwej z barierą.

Zastosowanie w renowacjach gazociągów (do wykładania metodami ciasnopasowanymi)

Metoda POLYFOLD

Bartłomiej Sady

Metoda SWAGELINING



Utzkodzona rura po naprawie

Rozwiązanie wykonania trójnika po naprawie

Podsumowanie

Zastosowanie rur HDPE z warstwą antydyfuzyjną rozwiązuje skutecznie jeden z problemów pojawiających przy zwiększaniu ciśnienia w gazociągach polietylenowych lub stosowaniu rur HDPE do wykładania gazociągów stalowych.

Dyfuzja gazu poza rurociąg nie jest problemem ekonomicznym, ale w wypadku rur standardowych należy brać ją pod uwagę ze względu na możliwość zbierania się gazu w ilościach niebezpiecznych np. w przestrzeniach pomiędzy rurami przewodowymi i ochronnymi.

Rury z warstwą barierową niwelują to zjawisko do poziomu pomijalnego.

В. Н. СУПОНЕВ (V. N. Suponev)
Директор НПП «Газтехника», Украина
В. И. ОЛЕКСИН (V. I. Oleksyn)
Харьковский национальный автомобильно-дорожный университет, Украина

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСТИМОГО ДИАМЕТРА СКВАЖИНЫ И СПОСОБ ЕГО УВЕЛИЧЕНИЯ ДЛЯ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ПРОКЛАДКИ ИНЖЕНЕРНЫХ КОММУНИКАЦИЙ МЕТОДОМ ПРОКОЛА

Determining a permissible hole diameter for trenchless installation of engineering networks by puncture of soil and ways to increase the hole diameter

Wyznaczenie dopuszczalnej średnicy otworu do bez wykopowego układania komunikacji inżynieryjnych metodą statycznego przebicia

АБСТРАКТНЫЙ

В статье рассматриваются причины повреждения дорог при производстве горизонтальных скважин для инженерных сетей методом статического прокола грунта. Представлен расчет допустимого диаметра скважины в зависимости от ее глубины и физико-механических свойств грунта. Предлагается комбинированный метод для увеличения диаметра скважины и методика выбора рабочего оборудования.

Abstract

The article considers the causes of road damage due to the construction of horizontal holes for engineering networks by static puncture of soil. Presented is a method of calculating a permissible diameter of the hole depending on its depth and physical and mechanical characteristics of soil. A combined method of hole construction is proposed for increasing the hole diameter, as well as a guidance for selecting the equipment and calculating its working parameters.

При прокладке подземных коммуникаций приходится сталкиваться с различного рода препятствиями в виде автомобильных дорог, трамвайных и железнодорожных путей. Среди известных методов бестраншейных технологий, которые применяются при пересечении инженерными коммуникациями различного рода препятствий, наиболее эффективным является метод статического прокола грунта. Процесс заключается во внедрении рабочего органа с конусным наконечником в грунтовый массив с помощью гидравлических домкратов. Силовое усилие передается от домкратов на рабочий орган (прокольная головка или уплотняющие конусы) через составные штанги.

Достоинствами грунтопрокалывающих установок статического действия являются: отсутствие удаляемого грунта из полости скважины, они обладают малыми габариты и массой, стенки скважины формируются устойчивыми к просыпанию, что снимает необходимость их укрепления дорогостоящими способами, такими, как применение скользящей опалубки или пропитка стенок скважины бентонитовым раствором.

Основным недостатком метода является формирование вокруг скважины структурно-упругих деформаций, вызванных радиальным уплотнением грунта, что в свою очередь может привести к повреждению автомобильной дороги.

Глубину заложения скважины, при которой может начаться поверхностное разрушение грунта (рис. 1), назовем минимально допустимой глубиной.

Исследованиями Вазетдинова А. С. [1], Полтавцева И. С. [2], Васильева С. Г. [3] и др. установлено, что радиально вытесненный при проколе грунт создает вокруг скважины зону структурных изменений. При этом твердые частицы грунта в этой зоне занимают весь объем пор.

Логично предположить, что минимальная глубина заложения скважины пропорциональна диаметру зоны структурно-упругих деформаций, которая также зависит от пористости грунта.

Рис. 1. Повреждение массива грунта при его проколе.

На основе этих предположений были проведены экспериментальные исследования в различных грунтовых условиях. В супесчаных грунтах с пористостью 51–53%, в суглинистых грунтах с пористостью 43–46%, в глинистых грунтах с пористости 38–40%. При этом относительная влажность грунта была в пределах 18–24%.

Методика экспериментального исследования заключалась в следующем. На первом этапе осуществлялся выбор участка и подготовка его к эксперименту, который включал в себя снятие и удаление гумусного слоя для получения однородного грунтового массива. После этого разрывался приямок для размещения в нем грунтопрокалывающей установки. В массив грунта внедряли конусные наконечники диаметрами 65 и 108 мм. Длина экспериментального участка соответствовала расстоянию, при котором прокол переходил в постоянную стадию процесса, при котором прекращался рост напорного усилия.

Глубина создания скважины менялась с интервалом 50 мм. В процессе прокола отслеживалось перемещение грунтового массива над скважиной и образование трещины на поверхности. При полном отсутствии трещины на поверхности грунта фиксировалась минимальная глубина заложения скважины.

Используя известные методы обработки экспериментальных данных [4], было получено уравнение регрессии для определения минимальной глубины заложения скважины, которое учитывает как диаметр скважины, так и свойства грунта в виде его пористости

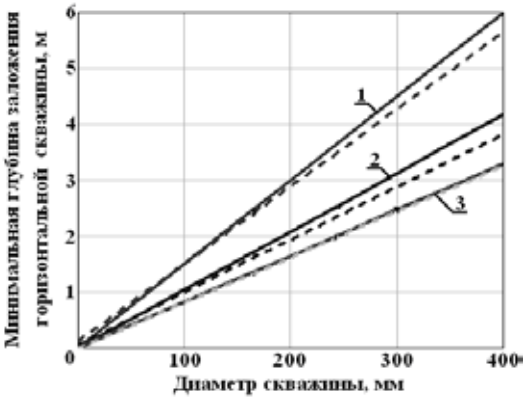
$$H_{\min} = d \cdot \left[4,4 + \frac{1}{(0,01 \cdot n)^{2,25}} \right] \quad (1)$$

где:

d – диаметр скважины [м],

n – пористость грунта [%].

На рис. 2 представлены графики минимальной глубины заложения горизонтальной скважины.



— расчетное значение; --- экспериментальное значение;
1 – $n = 38$ %; 2 – $n = 45$ %; 3 – $n = 53$ %

Рис. 2. Зависимость минимальной глубины заложения горизонтальной скважины от диаметра и физико-механических свойств грунта.

Из приведенных данных следует, что расхождение между полученными значениями минимальной глубины заложения скважины не превышает 7%.

Можно утверждать, что, например, при создании скважины диаметром 200 мм минимальная глубина заложения для глины составит приблизительно 2,9 м, для супеси 1,6 м, а для суглинка 1,9 м.

При прокладке подземных коммуникаций в траншеях или при пересечении ими различных препятствий, как правило, определяющей величиной является проектная глубина. Поэтому важно знать, какой предельный диаметр горизонтальной скважины можно создать методом статического прокола. Следовательно, из формулы (1) максимальный диаметр разрабатываемой горизонтальной скважины составит

$$d_{\max} = \frac{H}{\left[4{,}4 + \frac{1}{(0{,}01 \cdot n)^{2{,}25}}\right]} \qquad (2)$$

Если заданный диаметр скважины не превышает расчетного значения, то метод статического прокола можно применять без риска разрушения дорожного основания. Если расчетный диаметр будет больше заданного размера скважины, то необходимо применить другую технологию разработки скважины, например: бурение, продавливание или щитовою проходку.

Если диаметр скважины ограничен в пределах 400 мм, что является характерным для распределительных сетей, то предлагается применять комбинированный метод разработки горизонтальных скважин [5, 6], который сочетает в себе преимущества известных способов прокола и продавливания. Суть комбинированного метода заключается в том, что сначала образуют лидирующую скважину, которую затем расширяют, доводя ее диаметр до нужного размера.

Расширение скважины может осуществляться уплотняющим конусом или кольцевым ножом. Расширение скважины кольцевым ножом представлено на рис. 3.

Между диаметрами d и d_1 должно выдерживаться определенное соотношение, обусловленное необходимостью свободного прохождения срезанного грунта через отверстия в кольцевом ноже. С учетом конструкции ножа и коэффициента разрыхления грунта, установлено, что это соотношение будет находиться в диапазоне

$$\frac{d_1}{d} \approx 1,25...1,35. \tag{3}$$

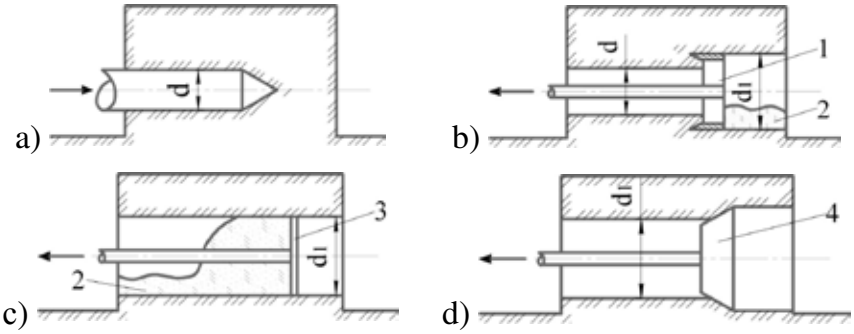


Рис. 3. Схема комбинированного метода разработки горизонтальной скважины; a – создание лидирующей скважины; b – расширение скважины кольцевым ножом; c – очистка скважины от срезанного грунта; d – уплотнение стенок скважины конусом; 1 – кольцевой нож; 2 – срезанный грунт; 3 – очистной скребок; 4 – уплотняющий конус.

Схема взаимодействия кольцевого ножа с грунтом в скважине показана на рис. 4.

Для расчета грунтопрокалывающей установки необходимо знать силы сопротивления грунта, которые возникающие при реализации данной технологии. Если для прокола и конусного расширения процесс взаимодействия с грунтом считается хорошо изученным, то для определения силы резания грунта необходимо получить аналитическую зависимость. Для этого считаем, что толщина срезанной ножом стружки соответствует условию (3), или несколько меньше. В противном случае придется прилагать дополнительное усилие на прессование разрыхленного грунта с тем, чтобы он смог пройти сквозь отверстия ножа. С продвижением кольцевого ножа перед ним образуется призма грунта, давление которой способствует прохождению срезанного грунта через отверстия ножа. Эта сила P_1 вызывает усилие распора P_P, которое создает дополнительную нагрузку на отделяемый от массива ножом элемент грунта. Таким образом, при перемещении кольцевого ножа приходиться преодолевать усилия P_1, трения обечайки ножа о стенки скважины T_1, лобовое сопротивление грунта на ребрах ножа P', и сопротивление на резания грунта кольцевым ножом $P_{\text{Ã}}$. Изложенное позволило получить зависимость (4) для определения сопротивления перемещению кольцевого ножа при расширении скважины.

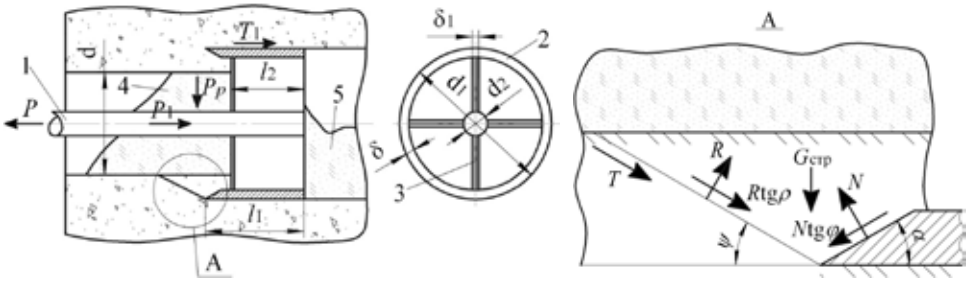


Рис. 4. Схема взаимодействия кольцевого ножа с грунтом в скважины. 1 – штанга; 2 – кольцевой нож; 3 – ребро; 4 – призма грунта; 5 – грунт, прошедший сквозь отверстия в ноже; α – угол заострения кромки ножа, ρ – угол внутреннего трения грунта; φ – угол внешнего трения грунта; T – сопротивление сдвигу отделяемого элемента грунта; N – нормальное давление на грунт лобовой грани, заостренной кромки ножа, ψ – угол сдвига грунта; $G_{стр}$ – вес отделяемого элемента грунта.

$$P = 2\xi \mathrm{tg}\varphi E_p \frac{\left\{nl_2^2\left[(d_1 - 2\delta - d_2) - 2\delta_1\right] + \pi l_1 l_2\left[(d_1 - 2\delta) + d_2\right]\right\}}{\alpha_1 (d_1 - 2\delta - d_2)} + p\pi d_1 l_1 \mathrm{tg}\varphi + \frac{n}{\alpha_1}\delta_1 l_2 E_p +$$
$$+ \frac{\sin(\alpha+\varphi)}{\sin(\alpha+\varphi+\psi+\rho)}\left\{2\xi^2 \mathrm{tg}\varphi E_p \frac{\left\{nl_2^2\left[(d_1 - 2\delta - d_2) - 2\delta_1\right] + \pi l_1 l_2\left[(d_1 - 2\delta) + d_2\right]\right\}}{\alpha_1 (d_1 - 2\delta - d_2)} + \right. \quad (4)$$
$$\left. + \gamma \frac{\pi}{8} d_1 (d_1 - d)^2 (\mathrm{ctg}\alpha + \mathrm{ctg}\psi)\right\} \sin(\rho+\psi) + c\frac{\pi}{4}\frac{\left(d_1^2 - d^2\right)}{\sin\psi} \cdot \cos\rho,$$

где:

α_1 – поправочный коэффициент,

E_p – модуль деформации разрыхленного грунта,

ξ – коэффициент бокового давления грунта,

p – сопротивление грунта смятию,

n – количество ребер ножа,

c – сцепление грунта в стенке скважины,

γ – объемный вес грунта.

Общий вид грунтопрокалывающей установки [7] и ее рабочего оборудования представлены на рис. 5.

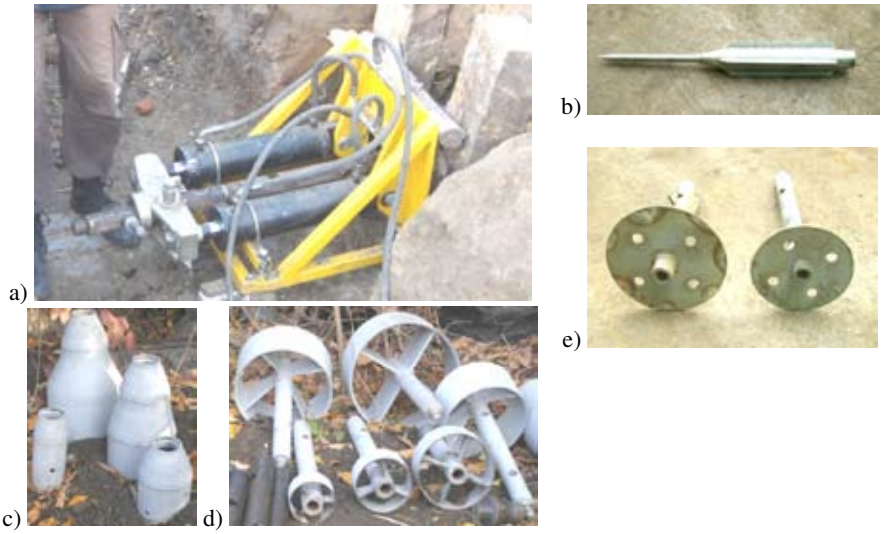


Рис. 5. Общий вид грунтопрокалывающей установки и ее рабочего оборудования; a – общий вид грунтопрокалывающей установки; b – прокольная головка; c – уплотнительные конусы; d – кольцевые ножи; e – очистные скребки.

По результатам проведенных исследований был разработан алгоритм расчета параметров рабочего оборудования грунтопрокалывающей установки для создания скважин комбинированным методом, который представлен на рис. 6.

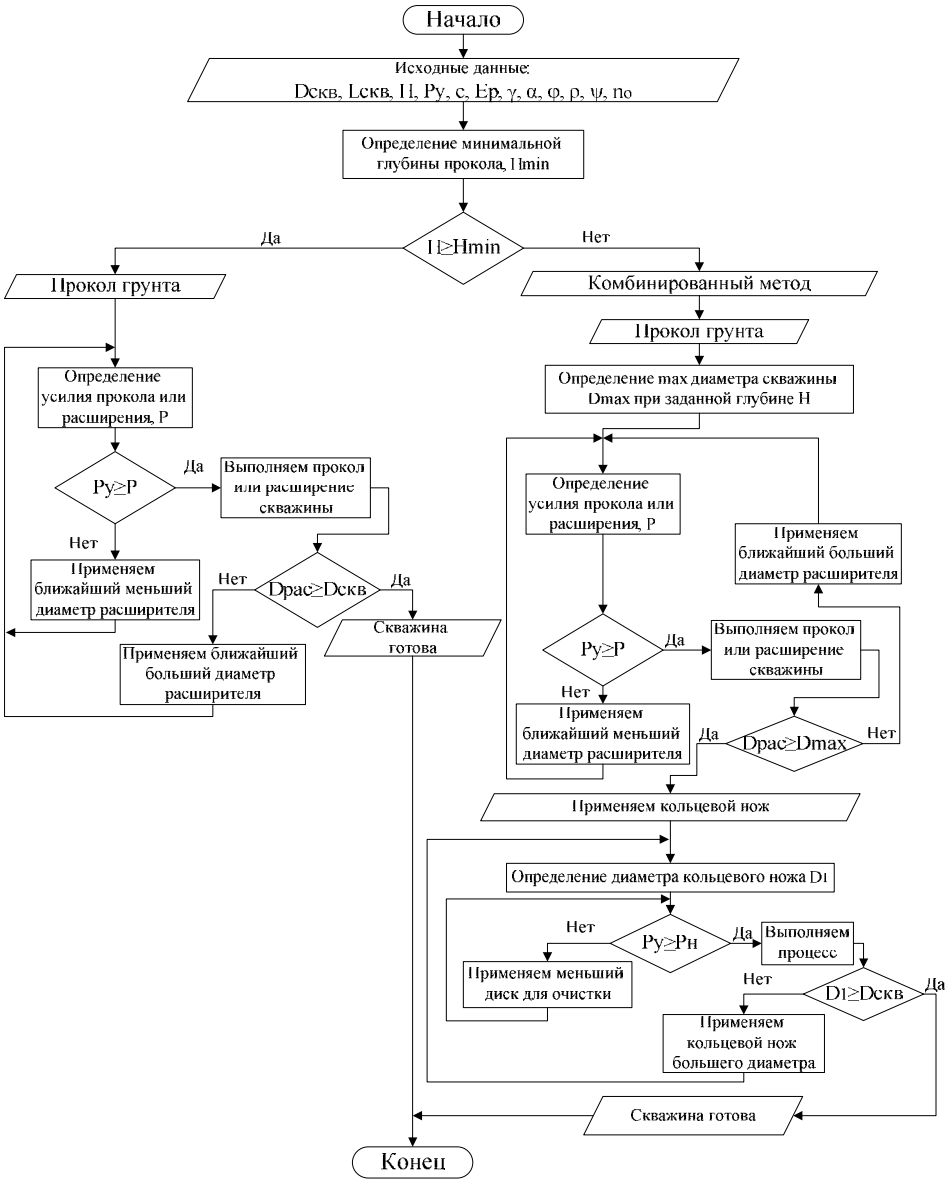


Рис. 6. Блок-схема алгоритма расчета параметров рабочего оборудования грунтопрокалывающей установки для разработки горизонтальной скважины комбинированным методом.

Для решения данного алгоритма необходимо в систему внести исходные данные: диаметр и длину скважины, глубину ее заложения, развиваемое усилие установки, физико-механические свойства грунта.

Первым условием алгоритма является проверка соответствия минимальной глубины заложения коммуникации в конкретных грунтовых условиях. В случае, когда глубина заложения скважины соответствует условию, то выполняется прокол. Если усилия установки позволяет сразу создать скважину необходимого диаметра, то она может быть создана за один проход, а в случае, когда усилия установки не хватает, то принимаем диаметр уплотнительного конуса на размер меньше и выполняем расчет силы сопротивления грунта. Так последовательно можно уменьшать диаметр до тех пор, пока необходимое усилие на расширения не окажется меньше, чем то, которое в состоянии развить установка.

Если глубина заложения скважины не соответствует условию, то возникает угроза повреждения дорожного покрытия. Тогда формирование скважины методом прокола необходимо выполнять в пределах допустимого диаметра. После ее создания, согласно первой части алгоритма, применяют кольцевой нож соответствующего диаметра, который должен обеспечить свободный пропуск срезанного грунта сквозь отверстия. Соответствующим зачистным скребком проводят очистку скважины. При этом также необходимо сравнить возникающие усилия с возможными усилиями установки.

Таким образом, меняя мощностные характеристики грунтопрокалывающей установки, можно решить задачу по разработке их типоряда и установить области рационального применения. Так, например установку со статическим усилием 100 кН комбинированный метод экономически целесообразно применять для разработки скважины в пределах 250 мм в диаметре. А с усилием в 250 кН можно эффективно разрабатывать скважины до 400 мм.

ВЫВОДЫ

Полученные результаты исследований позволяют рекомендовать к применению расчетную зависимость (2) для определения минимальной глубины заложения горизонтальных скважин в грунтах, пористость которых находится в диапазоне 38–53%. Исходная от нее зависимость для определения допустимого диаметра скважины, позволяет еще на стадии проектирования провести выбор эффективной технологии бестраншейной прокладки инженерных коммуникаций в условиях сохранения дорог от разрушений. В частности, она позволяет установить области рационального применения

метода статического прокола грунта. Удобством для практического применения предложенной методики расчета является ее связь с различными свойствами грунта через один из основных его показателей – пористость. Этот показатель приводится в справочных данных или может быть установлен лабораторным путем.

Снять возникающие при этом ограничения по диаметру скважины, полученной путем статического прокола грунта в пределах 400 мм можно с помощью предложенного комбинированного метода разработки скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вазетдинов А. С., Опыт определения усилий внедрения и местоположения в грунте головного снаряда при проколе / А. С. Вазетдинов // Водоснабжение и санитарная техника. – 1958. – №1. – с. 21–26.,
2. Полтавцев И. С., Специальные землеройные машины и механизмы для городского строительства. / Полтавцев И. С., Орлов В. Б., Ляхович И. Ф. – К.: Будівельник, 1977. – 136 с,
3. Васильев С. Г., Подземное строительство неглубокого заложения / Сергей Григорьевич Васильев. – Львов: Вища школа, 1980. – 144 с,
4. Адлер Ю. П., Планирование эксперимента при поиске оптимального условия / Адлер Ю. П., Маркова Е. В., Грановский Ю. В. – М.: Наука, 1976. – 254 с,
5. Пат. 72790 Україна, МПК E02F5/18. Спосіб розширення горизонтальної свердловини / Олексин В. І., Супонєв В. М., Каслін М. Д., Руднєв В. К., заявник та патентовласник Олексин В. І., Супонєв В. М., Каслін М. Д., Руднєв В. К. – № u201202507; заявл. 02.03.2012; опубл. 27.08.2012, Бюл. №16.,
6. Олексин В. И. Выбор и обоснование параметров рабочего оборудования грунтопрокалывающих установок для создания горизонтальных скважин комбинированным методом: дис. … канд. техн. наук: 05.05.04 / Олексин Владимир Иванович. – Харьков, 2013. – 200 с,
7. Пат. 67560 Україна, МПК E02F5/18. Установка для проколу ґрунту та розширення горизонтальних свердловин при безтраншейній прокладці підземних комунікацій / Супонєв В. М.,Каслін М. Д.,Руднєв В. К.,Олексин В. І.; заявник та патентовласник Супонєв В. М., Каслін М. Д., Руднєв В. К., Олексин В. І. – № u201109739; заявл. 05.08.2011; опубл. 27.02.2012, Бюл. №4.,

Magdalena Swat
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Systemy oceny zgodności reduktorów średniego ciśnienia

Streszczenie

W artykule przedstawiono systemy oceny zgodności reduktorów średniego ciśnienia w rysie historycznym oraz system obowiązujący obecnie. Zwrócono uwagę, że obecnie obowiązujący system oceny zgodności reduktorów nie przewiduje udziału jednostki certyfikującej wyroby. Zaprezentowano więc również możliwości certyfikacji w systemach dobrowolnych z udziałem strony trzeciej. Omówiono dokumenty odniesienia stosowane do oceny.

Abstract

The article presents the conformity assessment systems of medium pressure regulators in historical outline and the current mandatory system. Attention has been drawn to the fact, that current mandatory conformity assessment system of regulators does not provide for the participation of the product certification body. Therefore the possibility of certification in the voluntary systems, with the participation of a third party, have been presented. The reference documents used for attestation has been discussed.

Rys historyczny dot. oceny zgodności reduktorów

Przed wejściem Polski do Unii Europejskiej reduktory średniego ciśnienia podlegały obowiązkowej certyfikacji na znak bezpieczeństwa opartej na wymaganiach zawartych w Kryteriach Technicznych. W roku 1994 została opracowana Polska Norma PN-M 34511:1994 Gazociągi i instalacje gazownicze. Reduktory o przepustowości do 60 m^3/h na ciśnienie średnie. Wymagania i badania [1]. Norma ta posłużyła do opracowania Kryteriów Technicznych nr 28/96 wyd. 1. Reduktory średniego ciśnienia. Wymagania i badania [2]. Opracowane w 1996 roku przez Instytut Górnictwa Naftowego i Gazownictwa (obecnie INiG-PIB) w/w Kryteria stały się podstawą do obowiązkowej certyfikacji na znak bezpieczeństwa i zawierały wymagania ostrzejsze niż Polska Norma [1]. Tym samym Kryteria Techniczne [2] zapewniały spełnienie przepisów prawnych oraz bezpieczeństwo użytkowania.

Od roku 2004 r., tj. po wejściu Polski do Unii Europejskiej reduktory średniego ciśnienia, jako wyroby budowlane, objęte zostały Ustawą z dnia 16 kwietnia 2004 r. o wyrobach budowlanych [4] oraz przepisami wykonawczymi wydanymi na podstawie art. 8 ust. 6 tej ustawy, tj. Rozporządzeniem Ministra Infrastruktury z dnia 11 sierpnia 2004 r. w sprawie deklarowania zgodności wyrobów budowlanych oraz sposobu znakowania ich znakiem budowlanym [5]. Na mocy w/w aktów prawnych na producentów został nałożony obowiązek znakowania wyrobów budowlanych znakiem budowlanym przed wprowadzeniem ich do obrotu, ale dopiero po dokonaniu oceny zgodności wg tego rozporządzenia oraz wystawieniu deklaracji zgodności. W/w rozporządzenie [5] wskazywało dla reduktorów średniego ciśnienia system 1 oceny zgodności zgodnie z § 15 i Załącznikiem nr 3 do Rozporządzenia. (Załącznik ten stracił aktualność z końcem 2009 roku). Dokumentem odniesienia była Polska Norma PN-M 34511:1994 [1], a Kryteria Techniczne 28/96 wspomagały certyfikację obowiązkową. Obowiązkowy system 1 oceny zgodności stosowany był do czasu wycofania w/w Polskiej Normy [1].

W związku ze zmianami w polskich przepisach w zakresie warunków technicznych dotyczących instalacji i sieci gazowych, norma PN-M 34511:1994 [1] stawała się nieaktualna. Kryteria Techniczne 28/96 były ciągle aktualizowane poprzez kolejne wydania, więc tym bardziej rola tego dokumentu była istotna w certyfikacji reduktorów średniego ciśnienia. Na krajowych certyfikatach zgodności przywoływane były zarówno: PN-M 34511: 1994 jak i KT 28/96. Do chwili obecnej Kryteria Techniczne 28/96 cieszą się dużym uznaniem wśród producentów, odbiorców i użytkowników reduktorów.

Jednocześnie, po wejściu w życie przepisów ustawy o wyrobach budowlanych [4] certyfikacja na znak bezpieczeństwa stała się certyfikacją dobrowolną i jest stosowana pod nazwą „certyfikacja na znak bezpieczeństwa i jakości". Obecnie Kryteria Techniczne nie powinny być dłużej stosowane w certyfikacji obowiązkowej, ponieważ nie są specyfikacją techniczną służącą do oceny zgodności w rozumieniu Rozporządzenia w sprawie deklarowania zgodności wyrobów budowlanych oraz sposobu znakowania ich znakiem budowlanym [5].

Specyfikacje techniczne stosowane w obowiązkowej ocenie zgodności wyrobów budowlanych

Reduktory średniego ciśnienia, jako wyrób budowlany podlegają przepisom Ustawy o wyrobach budowlanych [1] i Rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie deklarowania zgodności wyrobów budowlanych oraz sposobu znakowania ich znakiem budowlanym [5].

Zgodnie z w/w Rozporządzeniem, § 2 ust. 1, specyfikacjami technicznymi są:

- Polska Norma wyrobu niemająca statusu normy wycofanej, lub
- aprobata techniczna.

Jak już wcześniej wspomniano, Polska Norma PN-M 34511:1994 [1] stała się nieaktualna ze względu na zmianę przepisów prawnych i nie mogła dłużej być stosowana do oceny zgodności. W/w norma stała się niezgodna z polskimi przepisami prawa zawartymi zarówno we wcześniejszym Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 30 lipca 2001 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe [6] jak i obecnie obowiązującym Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie [7]. W Polskiej Normie [1] podany był zakres ciśnienia wejściowego 0,05–0,4 MPa, podczas gdy ciśnienie średnie w sieciach gazowych wg w/w Rozporządzeń [6, 7] wynosi 0,01–0,5 MPa. Norma ta posiadała również błędy formalne np.: przywoływała niestosowane już ciśnienie wyjściowe 0,8 kPa, podawała też asymetryczne odchyłki tolerancji dla ciśnień wyjściowych, występowały w niej błędy dot. zabezpieczeń przez spadkiem i wzrostem ciśnień wyjściowych oraz przywoływała nieaktualne już inne Polskie Normy. W związku z powyższym Instytut Nafty i Gazu wystąpił z wnioskiem do Polskiego Komitetu Normalizacyjnego o wycofanie w/w Polskiej Normy. W dniu 31.10.2013 r. norma [1] została wycofana przez PKN zgodnie z procedurami PKN.

Obecnie więc jedynymi specyfikacjami technicznymi służącymi do oceny zgodności reduktorów średniego ciśnienia są Aprobaty Techniczne wydawane przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy. Instytut Nafty i Gazu został wskazany w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 8 listopada 2004 r. [8] jako jednostka organizacyjna upoważniona do wydawania aprobat technicznych w zakresie wyrobów budowlanych stosowanych w sieciach i instalacjach gazowych. Dział Aprobat Technicznych INiG-PIB opracował Zalecenia nr 122 dot. reduktorów o przepustowości do 60 m^3/h na ciśnienie średnie [9], w których zawarte zostały:

- wymagania dot. właściwości użytkowych i właściwości technicznych podlegających sprawdzeniu, w tym wymagania konstrukcyjne i funkcjonalne stawiane reduktorom z uwzględnieniem przepisów prawnych obowiązujących w Polsce w zakresie warunków technicznych dot. instalacji i sieci gazowych [7, 10],
- program badania typu oraz metody badań,
- postanowienia dot. oceny zgodności,
- wymagania dot. zakładowej kontroli produkcji wraz z programem badań, który producent powinien realizować w trakcie produkcji i na wyrobie gotowym.

Zalecenia nr 122 [9] opracowane zostały w trybie przyjętym w Dziale Aprobat Technicznych, po przeprowadzeniu konsultacji z uczestnikami rynku, w tym producentami reduktorów. Po pozytywnym zaopiniowaniu przez Komisję Aprobat Technicznych Zalecenia zostały zatwierdzone przez Dyrektora INiG-PIB w dniu 12.11.2013 r. Na podstawie w/w Zaleceń wydawane są Aprobaty Techniczne, indywidualnie dla każdego producenta. Sposób postępowania aprobacyjnego został wskazany w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 8 listopada 2004 r. [8]. Aprobaty Techniczne wydawane są na okres 5 lat.

Aprobata Techniczna nie upoważnia producenta do oznakowania wyrobu znakiem budowlanym. Producent zobowiązany jest dokonać oceny zgodności wg systemu wskazanego w Aprobacie Technicznej oraz wystawić krajową deklarację zgodności z Aprobatą Techniczną, przez co na swoją wyłączną odpowiedzialność oświadcza, że wyrób jest zgodny ze specyfikacją techniczną. Dopiero po wykonaniu powyższych obowiązków producent ma prawo oznaczać wyrób znakiem budowlanym i wprowadzać go do obrotu.

Obowiązkowy system oceny zgodności reduktorów średniego ciśnienia

W Zaleceniach nr 122 [9] został wskazany system 3 oceny zgodności zgodnie z Załącznikiem nr 1 do Rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 11 sierpnia

2004 r. [5] pt. „Wymagane systemy oceny zgodności dla poszczególnych grup wyrobów budowlanych" i wymienioną w tym załączniku Decyzją 99/472/WE Komisji z dnia 1 lipca 1999 r. w sprawie procedury atestowania zgodności wyrobów budowlanych: rur, zbiorników i elementów pomocniczych nieprzeznaczonych do kontaktu z wodą do spożycia przez ludzi.

Zgodnie z §4, ust. 3, punkt 5) Rozporządzenia [5] w systemie 3 oceny zgodności producent deklaruje zgodność wyrobu na podstawie:

- wstępnego badania typu przeprowadzonego przez akredytowane laboratorium (na zgodność z Aprobatą Techniczną),
- zakładowej kontroli produkcji (ZKP).

System oceny zgodności wskazany w Zaleceniach nr 122 [9] jest następnie przenoszony do Aprobat Technicznych wydawanych na podstawie tych Zaleceń.

Należy zauważyć, że w systemie 3 nie uczestniczy akredytowana jednostka certyfikująca wyroby. W tym przypadku wyłącznie producent wyrobu jest odpowiedzialny za wdrożenie i funkcjonowanie zakładowej kontroli produkcji oraz przeprowadzanie badań wg planu zgodnie z ZKP, jak również za ponowne przeprowadzenie badania typu reduktora w przypadku wprowadzenia zmian w konstrukcji wyrobu lub ZKP, mogących wpłynąć na właściwości użytkowe wyrobu.

Warto podkreślić, że do tej pory zgodność reduktorów średniego ciśnienia ze specyfikacją techniczną oceniana była w systemie 1, przewidującym udział akredytowanej jednostki certyfikującej wyroby, która nadzorowała wyrób i ZKP. Obecnie producenci mogą angażować jednostkę certyfikującą wyroby w ocenę zgodności wnioskując o dobrowolną certyfikację.

Podsumowanie Roli Kryteriów Technicznych oraz Aprobat Technicznych

Przed przystąpieniem do omówienia dobrowolnych systemów certyfikacji reduktorów celowe jest dokładne wskazanie roli dokumentów odniesienia, którymi są Aprobaty Techniczne oraz Kryteria Techniczne nr 28/98 wyd. 8 [3].

Aprobaty Techniczne (AT), wydawane przez INIG-PIB na podstawie Zaleceń nr 122 [9] są podstawą obowiązkowej oceny zgodności reduktorów średniego ciśnienia. Mogą również służyć do dobrowolnej oceny zgodności. Tryb opracowywania Zaleceń oraz Aprobat Technicznych został opisany w p. 2 niniejszego artykułu.

Kryteria Technicznie nr 28/96 wyd. 8 [3] służą obecnie tylko do dobrowolnej certyfikacji na znak bezpieczeństwa i jakości i stanowią wymagania INiG-PIB. Opracowane zostały zgodnie z procedurą Biura Certyfikacji, ustanowione

przez Komitet Techniczny ds. Certyfikacji oraz zatwierdzone przez Dyrektora Instytutu. Kryteria Techniczne zawierają ostrzejsze wymagania niż Zalecenia nr 122 [9] odnoszące się do:

- grubości ścianek korpusu (powinna wynosić co najmniej 1 mm między każdą droga przepływu gazu, a atmosferą, lub otworami mającymi połączenie z atmosferą),
- trwałości oznakowania reduktorów (badania na oddziaływanie promieni UV oraz ścieralność),
- deklarowanej temperatury pracy (klasy T3 (-30°C ÷ 60°C) i T4 (-40°C ÷ 60°C)).

Obecne wydanie Kryteriów obowiązuje od dnia 5.12.2013 r. i dostępne jest na stronie Instytutu www.inig.pl.

Dobrowolne systemy oceny zgodności reduktorów średniego ciśnienia

Ocena zgodności oparta na Systemie 1

Biuro Certyfikacji INiG-PIB przeprowadza dobrowolną ocenę zgodności z Aprobatą Techniczną opartą na systemie 1 oceny zgodności opisanym w Rozporządzeniu [5]. W systemie tym zadania rozdzielone są pomiędzy producenta i akredytowaną jednostkę certyfikującą wyroby następująco:

- zadania producenta:
  - zakładowa kontrola produkcji (ZKP),
  - uzupełniające badania próbek pobranych w zakładzie produkcyjnym, prowadzonych przez producenta zgodnie z ustalonym planem badania;
- zadania akredytowanej jednostki:
  - wstępne badanie typu (na zgodność z AT),
  - wstępna inspekcja zakładu i ZKP,
  - ciągły nadzór, ocena i akceptacja ZKP.

Po pozytywnych wynikach wstępnej inspekcji zakładu i ZKP Biuro Certyfikacji wystawia dobrowolny certyfikat zgodności, którego ważność pokrywa się z okresem ważności Aprobaty Technicznej i jest utrzymywana pod warunkiem przeprowadzania corocznego nadzoru ZKP z wynikiem pozytywnym.

Certyfikacja z udziałem jednostki certyfikującej wyroby (strony trzeciej) w systemie opartym na systemie 1 oceny zgodności daje następujące korzyści:

- stały nadzór nad wyrobem i zakładową kontrolą produkcji sprawowany przez stronę trzecią; w przypadku wprowadzenia przez producenta zmian w konstrukcji wyrobu i/lub ZKP, mogących wpłynąć na właściwości użytkowe wyrobu, ocena tych zmian dokonywana jest przez stronę trzecią.
- wydanie certyfikatu potwierdzającego spełnienie wymagań zawartych w Aprobacie Technicznej przez akredytowaną jednostkę certyfikującą wyroby.

Certyfikacja na znak bezpieczeństwa i jakości

Certyfikacja na znak bezpieczeństwa i jakości jest certyfikacją dobrowolną. Może ona uzupełniać certyfikację obowiązkową w systemie 3 oceny zgodności oraz certyfikację dobrowolną opartą na systemie 1 oceny zgodności. Dokumentem odniesienia są Kryteria Techniczne nr 28/96 wyd. 8 [3]. Po pozytywnym zakończeniu procedur certyfikacji Biuro Certyfikacji INiG-PIB wystawia Certyfikat bezpieczeństwa i jakości na okres 3 lat z możliwością przedłużania jego ważności na kolejne okresy 3 lub 5-cio letnie.

Certyfikacja ta obejmuje:

- badania laboratoryjne pełne wg programu wskazanego w p. 3.2 Kryteriów Technicznych nr 28/96 wyd. 8 wykonane przez akredytowane laboratorium,
- wstępną kontrolę warunków organizacyjno-technicznych w zakładzie producenta przeprowadzaną przez INIG-PIB,
- ciągły nadzór nad certyfikatem bezpieczeństwa i jakości poprzez coroczne kontrole warunków organizacyjno-technicznych przeprowadzane przez INiG-PIB.

Certyfikacja na znak bezpieczeństwa i jakości daje następujące korzyści:

- korzystanie z uznanego na rynku znaku bezpieczeństwa i jakości INiG-PIB,
- potwierdzenie certyfikatem spełnienia wymagań zawartych w KT 28/96 wyd. 8 [3], które zawierają wyższe wymagania niż Aprobaty Techniczne,
- stały nadzór strony trzeciej (INiG-PIB) nad produkcją w zakładzie producenta oraz jakością wyrobu.

Podsumowanie

Obecnie przyjęty obowiązkowy system 3 oceny zgodności łagodzi wymagania stawiane producentom reduktorów średniego ciśnienia w stosunku do wcześniej funkcjonującego systemu 1 oceny zgodności.

Reduktor średniego ciśnienia jest bardzo ważnym elementem bezpieczeństwa w dostawie gazu do budynków, ponieważ nie tylko redukuje ciśnienie gazu do

zadanych wartości, ale również powinien odciąć dopływ gazu w przypadku awarii. Dlatego też, w celu zwiększenia zaufania do jakości wyrobu oraz procesu jego wytwarzania Biuro Certyfikacji INiG-PIB stwarza możliwości uzupełnienia obowiązkowej oceny zgodności (system 3) certyfikacją dobrowolną:

- na zgodność z Aprobatą Techniczną w systemie opartym na systemie 1 i/lub
- na znak bezpieczeństwa i jakości, w której dokumentem odniesienia są Kryteria Techniczne nr 28/96 wyd. 8 [3].

Literatura

1. Polska Norma PN-M 34511:1994 Gazociągi i instalacje gazownicze. Reduktory o przepustowości do 60 m^3/h na ciśnienie średnie. Wymagania i badania,
2. Kryteria Techniczne nr 28/96 wyd. 1. Reduktory średniego ciśnienia. Wymagania i badania,
3. Kryteria Techniczne nr 28/96 wyd. 8. z dnia 17.10.2013 r. Reduktory średniego ciśnienia. Wymagania i badania (z późniejszą zmianą),
4. Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o wyrobach budowlanych (Dz. U. z 2004 r., nr 92 poz. 881 z późniejszymi zmianami),
5. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 11 sierpnia 2004 r. w sprawie deklarowania zgodności wyrobów budowlanych oraz sposobu znakowania ich znakiem budowlanym (Dz. U. z 2004 r. nr 198, poz. 2041 z późniejszymi zmianami),
6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 30 lipca 2001 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz. U. z 2001 r., nr 97, poz. 1055),
7. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz. U. z 2013 r., nr 0, poz. 640),
8. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 8 listopada 2004 r. w sprawie aprobat technicznych oraz jednostek organizacyjnych upoważnionych do ich wydawania. (Dz. U. nr 249/2004 poz. 2497 z późniejszymi zmianami),
9. Zalecenia dla wyrobu będącego przedmiotem aprobaty technicznej nr 122 z dnia 12.11.2013 r. Wymagania i badania. Reduktory o przepustowości do 60 m^3/h na ciśnienie średnie,
10. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. z 2002 r. nr 75, poz.690 z późniejszymi zmianami),

S. Chekhovskyi, O. Serediuk, V. Romaniv, V. Malisevych
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ukraine

Calculation of natural gas adjusted for its energy parameters

Wyznaczanie ilości gazu ziemnego z uwzględnieniem jego energetycznych parametrów

Abstract

The article analyzes the recent researches in the field of flow meter survey concerning measurement of flow or volume of natural gas with simultaneous consideration of the quality parameters of operation conditions. There is improved an optical method for measuring the main components of natural gas, and offered its technical implementation in order to provide calculation of the natural gas considering its energy content. A mathematical model of the partial flow meter based at the Pitot tube, which takes into consideration the quality parameters of the operation environment, has been developed. The effect of the component composition of natural gas on the partial flow meter operation has been studied in the article.

Statement of the problem

When calculating the natural gas it is important both to determine its flow or volume and to adjust the measuring information about the power characteristics of natural

gas. The main feature of gas is its calorific value, which is known to be determined both by its density and the component structure, which can form different calorific value with the same density.

Currently, the commercial calculating of natural gas is conducted by flow meters and counters in cubic meters, although, most consumers are interested in both the volume and high-calorie characteristics of natural gas. One important quality characteristic of natural gas that is hardly used in commercial accounting and mutual accounting at the current development of information and measurement systems is its energy content.

At the same time it is reasonable to take into account the qualitative characteristics of natural gas during the verification of metrological characteristics of industrial gas-meters for inter-verification interval directly on a site. It is thus insufficient to consider only the density during the control of metrological characteristics in order to consider its calorific value.

Analysis of recent researches and publications

The analysis of recent researches in the field of quality parameters in flow meter survey of natural gas has shown that there are information-measuring systems for measuring the flow or volume of natural gas with a glance to the quality parameters (component composition or density), which are defined by chromatographic method or densimeters [1].

The control of quality characteristics of natural gas is of practical value for improving the diagnosis accuracy or rapid control of measuring instruments in order to arrange to the standard conditions the results of volume measurement or volumetric flow of natural gas.

However, there is a limited number of measuring instruments, which would take into account the qualitative characteristics of natural gas during its calculating. The known regulations take into account the quality parameters of natural gas to determine the conditions of its calorific value [2], or its energy intensity [3, 4]. New means of conveying of the consumption unit of natural gas do not take into account the specific heat of the operation environment; they operate by measuring the density parameter of natural gas [13].

The aim of the research

The aim of the research is to develop technical support and mathematical reasoning for producing flow meters and counters, which would operate with regard to the quality parameters of the operation environment and provide gas calculation with regard to its energy characteristics.

The main material

One alternative approach is to use gas analyzers supplied with turbine flow meters based on the absorption capacity of the infrared (IR) radiation components of the gas mixture.

In order to determine the volumetric particle components of natural gas, the energy content can be calculated by the formula [6]:

$$E = \sum_{j=1}^{n} \left(\sum_{i=1}^{n} H_i \cdot r_i \right) \cdot V_{Cj} \tag{1}$$

where r_i is a volume fraction of the i-component of natural gas; H_i is a volumetric calorific value of the i-component of natural gas at standard conditions and it is defined in the interval k_j

As we can see based on the expression (1), the energy content of natural gas depends on the calorific value of each component.

In [5, 7] we have offered a method of measuring the concentration of the main components of natural gas (CH_4, C_2H_6, C_3H_8) by direct measuring without prior sample preparation, which includes a three-cuvette scheme for one component measuring. The measuring accuracy and sensitivity increases when we use a three-cuvette scheme. The mathematical expression for determining the concentration of a particular component of natural gas in the measuring cuvette for a three-cuvette measuring scheme is the following:

$$C = C_{e1} - \left(C_{e2} - C_{e1}\right) \cdot \frac{\lg\left(\frac{I}{I_{e1}}\right)}{\lg\left(\frac{I_{e1}}{I_{e2}}\right)} \tag{2}$$

where I_{e1} is the intensity of the IR – radiation at the outlet of an absorption line of the relative cuvette 1; I_{e2} is the intensity of the IR – radiation at the outlet of an absorption line of the relative cuvette 2; I is the intensity of the IR – radiation at the outlet of an absorption line of the measuring cuvette, C_{e1}, C_{e2} are the minimum and maximum known concentrations of a particular component in comparative cuvettes 1 and 2.

In this formula C_{e1}, C_{e2} are known, while I_{e1}, I_{e2}, I are obtained by direct measuring. The main advantage of a three-cuvette measurement circuit according to expression (2) is a lack of any previous laboratory studies of the molar specific

absorption rate (SAR). All necessary information is obtained by direct measuring the intensities of IR absorption lines at the outlet of three cuvettes. In addition, the dynamic range of measurements narrows, as they are held between the minimum and maximum concentrations in comparative cuvettes, which reduce errors.

The calculation of total concentration C_4H_{10+} and energy content of the gas mixture in a given volume is made on the basis of the achieved values of the basic components concentration using the developed mathematical model [8].

In order to make a mathematical model that determines the volume fraction of the higher components of natural gas C_4H_{10+} each natural gas sample from a statistical sample was presented as a point in a three-dimensional space of the measured concentration values of the first three components. Each point of this space was marked by a corresponding concentration value of a higher component C_4H_{10+}. As a result, the mathematical model of concentration C_4H_{10+} shows the distribution of values in a three-dimensional space:

$$C_{C4H10+} = f(C_{CH4}, C_{C2H6}, C_{C3H8}) \tag{3}$$

There was applied the method of local construction of mathematical model to improve the adequacy of the dependence model of C_4H_{10+} concentration from the measured values of methane, ethane, propane concentrations, and to reduce the errors during determining the calorific value of natural gas. The offered model has been made in two stages: in the first stage the space of the change of the principal components has been fragmented in certain areas that do not overlap with each other. In the next phase we have made a corresponding regression model in each selected region of space. The results of mathematical modeling are shown in Table 1.

As a result the maximum value error of C_4H_{10+} concentration from the measured values of methane, ethane, propane concentrations for this model does not exceed 8.61%, which is acceptable for the practical use. Thus during determining the volumetric particles of natural gas components, the energy content of natural gas can be calculated by the formula:

$$E = \sum_{j=1}^{n} (H_{CH4} \cdot r_{CH4} + H_{C2H6} \cdot r_{C2H6} + H_{C3H8} \cdot r_{C3H8} + H_{C4H10+} \cdot r_{C4H10+}) \cdot V_{Cj} \tag{4}$$

where $r_{CH4,}$ $r_{C2H6,}$ $r_{C3H8,}$ $r_{C4H10+,}$ are the volumetric fractions of methane, ethane, propane, butane and higher components of natural gas, respectively;

$H_{CH4,}$ $H_{C2H6,}$ $H_{C3H8,}$ $H_{C4H10+,}$ is the volumetric heat of combustion of methane, ethane, propane and butane and higher natural gas components that were measured under standard conditions, respectively.

Based on the developed scheme of evaluation of natural gas energy characteristics (Fig. 1) there has been implemented a pilot model of the control system.

Table 1. An overall computational table of mathematical models for determining the concentration C4H10+.

Component prognostication	Group	Group measures		Regressional model C_{C4H10+} = A·PC+B				
		Min.	Max.	Component	Group measures		A	B
PC1	A	0,7815	0,8445	PC3	3,915	3,978	-0,066	0,2656
					3,979	4,0067	1,158	-4,604
					4,007	4,181	-0,216	0,902
PC1	B	0,8446	0,8656	PC1	0,845	0,866	-0,2339	0,2034
PC1	C	0,8657	0,8865	PC2	-1,292	-1,257	0,8115	1,0417
					-1,256	-1,250	2,9863	3,7603
PC1	D	0,8867	0,9075	PC3	4,2474	4,3001	-0,1813	0,7812
					4,3002	4,3358	0,2805	-1,2048
					4,3359	4,3802	-0,2037	0,8947
PC1	E	0,9076	0,9285	PC2	-1,350	-1,3266	0,0096	0,0165
					-1,325	-1,1265	0,0263	0,0368
PC1	F	0,9286	0,9496	PC2	-1,3919	-1,3510	0,2559	0,3490
					-1,352	-1,3427	-0,1347	-0,1791
					-1,3426	-1,2100	0,0439	0,0607
PC1	H	0,9497	0,9706	PC2	-1,4239	-1,3829	0,0836	0,1167
					-1,3830	-1,3581	-0,0466	-0,0634
PC1	G	0,9707	0,9916	PC3	4,4466	4,5386	-0,0029	0,0132
					4,5387	4,5547	0,0265	-0,1200
					4,5548	4,5794	0,0027	-0,0123

The system consists of a multichannel IR – gas analyzer that includes the sources of IR – radiation $Д_1$–$Д_n$, optical systems OC_1–OC_n, cuvettes (comparative A_1,C_1–A_n,C_n and measuring B_1–B_n), receivers of IR – radiation $ПА_1$–$ПС_n$, multiplexers M_1–M_n, microprocessor controller МК, the transmission and display device for measuring data, and measurement instrumentation for measuring gas volume Q, converters of temperature T and absolute pressure P.

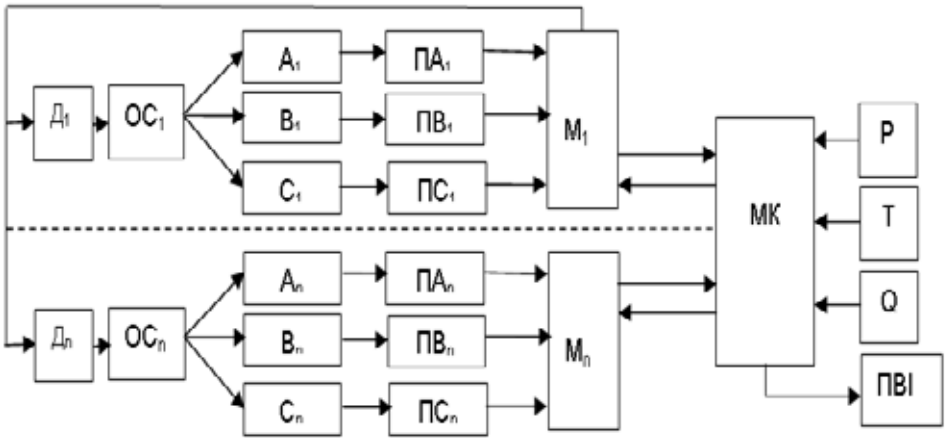


Fig. 1. Block diagram of the control system power characteristics of natural gas.

The system operates in the following way: when you turn on the system, the managing modulated signal spreads from the microcontroller into three DGS – lasers, which are the sources of IR – radiation. Each DGS – laser is tuned to a specific band of radiation which corresponds to the frequency of the absorption of methane (ethane, propane). A beam of infrared radiation passes through the optical system, which includes fiber channel, optical filter, cuvette and lands on a photodetector, where the intensity of the radiation is converted into electricity. Current signal is amplified, stabilized and enters the multiplexer. Thus each of the three input multiplexer receives three current signals that are a function of the absorption intensity of the IR – radiation in three cuvettes: one measuring cuvette and two comparative cuvettes. From the multiplexer the signl reaches the microcontroller. There are determined the concentrations of the three main components of the gas mixture and calculated butane and higher components according to the offered model; there is also determined the gas volume in standard conditions.

In order to solve the problem of measuring the flow or volume of natural gas adjusted to its energy characteristics, there is offered a partial flow meter [9], which

measures natural gas flow with correction of its thermal conductivity, heat capacity and dynamic viscosity and provides the possibility to determine the indirect component composition of natural gas, and therefore its energy value. Therefore, it is necessary to conduct a simulation of influence of the thermophysical and physical characteristics of natural gas on the algorithm of a partial flow meter operation.

The sensitive element of the partial flow meter is a thin platinum wire, which is heated due to a direct electric current flow through it. Workspace that flows through the pipeline cools the wire and changes its electrical resistance, which is an informative parameter of a flow meter.

The algorithm of a partial flow meter operation adjusted to the peculiarities of its functioning can be shown in the following way [12]:

$$R_{Д} = \frac{\alpha\pi dlR_C\left(k\left(T_w - T_g\right)-1\right)}{kR_C I^2 - \alpha\pi dl} \tag{5}$$

where α is a heat transfer coefficient; d is a diameter of the wire; l is a length of the wire, T_w, T_g is the temperature of the wire and gas respectively, R_C, T_C is resistance and temperature of the wire under the standard conditions; k is a temperature coefficient of electrical resistance of the wire material; I is an amperage in the wire.

A heat transfer coefficient α, in its turn, is defined as [10]:

$$\alpha = \frac{\lambda_Г\left(0{,}42\left(\frac{c_p\mu_Г}{\lambda_Г}\right)^{0,2} + 0{,}57\left(\frac{c_p\mu_Г}{\lambda_Г}\right)^{0,33}\left(\frac{\rho_Г vd}{\mu_Г}\right)^{0,5}\right)}{d} \tag{6}$$

where λ_r is thermal conductivity of gas at the temperature T_g; c_p is a specific heat of gas at the constant pressure; $m_Ã$ is a coefficient of the dynamic viscosity of gas at the temperature T_g; $r_Ã$ is the density of gas at the temperature T_g; v is the velocity of gas flow in the pipeline.

It is obvious that the quality characteristics of the operating environment, which are included in the formula (5), (6) affect the operation of the partial flow meter. They depend on the component composition of environment and the operating conditions of flow meter operation (operating pressure and temperature), which affect indirectly the parameters λ_r, μ_r, c_{pr}, ρ_r. The authors have made researches of the impact of component composition of natural gas and operating conditions on the range of its thermal conductivity, specific heat, dynamic viscosity and density [11] in the case of the pressure

change in the range from 0,1 to 2 MPa and the temperature from 0 to 20°C. The results of the studies have shown that if the methane concentration changes in natural gas in the range of 89–97%, the thermal conductivity of natural gas varies from $27{,}96 \cdot 10^{-3}$ to $35{,}21 \cdot 10^{-3}$ W/(m·K), heat capacity varies from $2{,}1 \cdot 10^{-3}$ to $2{,}3 \cdot 10^{-3}$ J/(kg·K), density – in the range of 0,63 to 15,57 kg/m^3, dynamic viscosity – from $10{,}16 \cdot 10^{-6}$ to $12{,}49 \cdot 10^{-6}$ Pa·s. that is why these ranges are the starting values for the simulation. Besides we have chosen the range of gas flow between 0,2–1,5 m/s for the partial flow meter.

Based on the above input data we have performed a mathematical modeling of algorithm for partial flow meter operation on condition that the quality characteristics of natural gas are changed. That is why there are calculated the changes in electrical resistance as a function of the change in the speed of the gas flow in a pipeline and one of quality parameters of natural gas (Fig. 2). In this case, other values of the quality parameters were taken as the average of the above specified range of possible changes.

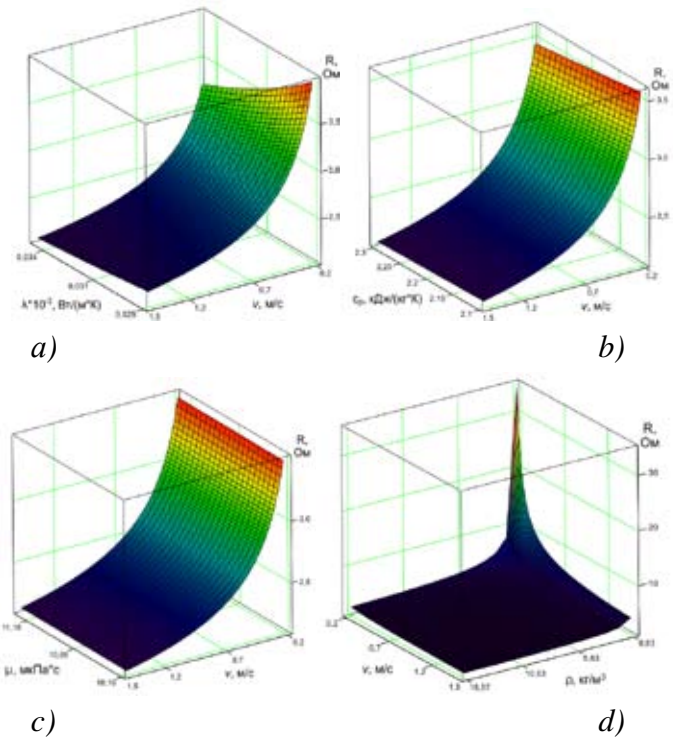


Fig. 2. Graphical dependence of the informative parameter change of the algorithm of the partial flow meter operation on the flow rate and conductivity (a), heat capacity (b), dynamic viscosity (c) and density (d) of the natural gas.

Based on the simulation results we can see non-linear variation of the resistance R in dependence on the flow velocity v and natural gas quality parameters: thermal conductivity λ, heat capacity c_p, dynamic viscosity μ and density ρ. The sensitivity of a partial flow meter at the same speed varies in relation to thermal and physical parameters. So the sensitivity of thermal conductivity change is the largest at a speed of 0,2 m/s, and the lowest at a speed of 1,5 m/s. However, the greatest sensitivity of a flow meter depends on gas density in the range of 0,63 to 4,0 kg/m^3 at low flow rates (0.2 m/s) and it is significantly smaller at speeds greater than 1 m/s.

Conclusions

There is offered the improvement of an optical method, which core is to apply a three-cuvette scheme of identifying fuel key components of natural gas and to use a ring-shaped cuvette to determine the components in the gas mixture with a maximum stroke length of the optical beam without prior sample preparation.

There is technically implemented the control system of natural gas energy content on the basis of an improved optical method.

There is made a numerical simulation of the component composition of natural gas for the operation of a partial flow meter that takes into account the parameters of natural gas on the basis of its performance parameters and thermal conductivity and heat capacity volatility of natural gas.

The obtained research results prove the possibility to make devices for natural gas calculation, including partial flow meters that allow us to determine the consumption of natural gas as an energy source that is based on the energy value of the measured gas flow.

References

1. *Calculation of natural gas*: reference book /Andriyishyn, M. P., Karpash, O. M., Seredyuk, O. Ye, edited by Chehovskyi, S. A. – Ivano-Frankivsk: "Simyk", 2008. – 180 p.,
2. *Natural gas. Methods for Calculating of physical properties. Definition of physical properties of natural gas, its components and processed products*: State Standard 30319.1-96. – [Valid from 1997-07-01]. – Moscow: Publishing House of Standards, 1997.-14 p.,
3. *Energy systems*. Basic Provisions (ISO 13600:1997, IDT): ISO 13600-2001. – [Valid from 01.04.1996]. – Kyiv: State Standard of Ukraine, 2002. – 16 p.,
4. *Power save. Methods of determining the energy consumption in the production process and the provision of services in industrial power systems*: State Standard

51750-2001. – [Valid from 2002-01-01]. – Moscow: Publishing House of Standards, 2004. – 29 p.,
5. Romaniv, V. M., *Improvement of optical control method for determination of natural gas energy content* /Romaniv, V. M. / / Scientific Bulletin of the Ivano-Frankivsk National University of Oil and Gas. – 2013. – № 1 (34). – pp. 179–187,
6. Vaschyshak, S. P., *Current approaches to the development of infrared gas analyzers for the analysis of natural gas* / Vaschyshak, S. P., Romaniv, V. M., Chekhovskyi, S. A. / / Oil and gas energetics. – 2007. – № 4 (5). – pp. 70–75,
7. Romaniv, V. A., *Mathematical model for determining the energy content in natural gas* / Romaniv, V. M. / / Bulletin of NTU "KPI". Series of instrument engineering. – 2007. – Vol. 33. – pp. 76–84,
8. Patent of Ukraine 28992 IPC (2006) G 01 number 21/00. *Multi-stream infrared gas analyzer* / Chekhovskyi, S. A., Romaniv, V. M., Vaschyshak, S. P., Vaschyshak, I. R., – № 2007 10407, appl. 19.09.2007, publ. 25.12.2007, Bull. Number 21,
9. Pat. 99887 C2 Ukraine, IPC (2012.01) G 01 F 1/00. *Partial flow meter* / Seredyuk, O. Ye, Malisevych, V. V., – № 201114278, appl. 02.12.11, publ. 10.10.12, Bull. Number 19,
10. Crate, F., *Fundamentals of Heat Transfer*: translated from the English. / Crate, F., William Blake. – Moscow: Mir, 1983. – 512 p.,
11. Varhaftyk, N. B., *Handbook of thermophysical properties of gases and liquids*/ Varhaftyk, N. B. – Moscow: Nauka, 1972. – 720 p.,
12. Malisevych, V., *Control of metrological characteristics of gas meters based on quality parameters of the operation environment*. / Malisevych, V., Seredyuk, O.,// Quality management in education and industry: experience, problems and prospects: Internat. Scientific and practical conf., 22–24.05.2013, Lviv: abstract add. Lviv: Publishing House of Lviv Polytechnic. – 2013. – pp. 239–240.,
13. Seredyuk O. E., Malisevich V. V., Warsza Z. L., *"Transfer of the unit of standard at the measuring of natural gas flow rate" ["Transfer wartości wzorca w pomiarach przepływu gazu ziemnego"],* PAR [Pomiary Automatyka Robotyka], vol. 12, pp. 173–180, 2012 (in Polish),

СТЕЦЕНКО АНДРЕЙ АНАТОЛЬЕВИЧ (A. A. STETSENKO)
Частное акционерное общество «Энергоучет», директор
НЕДЗЕЛЬСКИЙ СЕРГЕЙ ДЕНИСОВИЧ (S. D. NEDZELSKIY)
Частное АО «Энергоучет», главный метролог, к.т.н.

Ультразвуковые счетчики газа ГУВР-011 и опыт их применения

Gazomierze ultradźwiękowe GUVR-011 i doświadczenia w ich stosowaniu

Ultrasonic Gas Flow Meters GUVR-011. Application Experience

АБСТРАКТНЫЙ

В связи с постоянным ростом цен на энергоресурсы все более ужесточаются требования к точности их учета, а следовательно, и к приборам, выполняющим такие функции. В настоящее время возрастает не только спрос на средства измерения расхода, но и требования к их метрологическим характеристикам. В связи с этим и наблюдается повышение потребности в высококачественных средствах измерения расходов.

Ключевые слова: ультразвуковые счетчики газа, метрологические характеристики, повышение точности, погрешности измерений, расход газа.

Streszczenie

Technologia ultradźwiękowa jest jedną z niewielu technologii, które umożliwiają pomiar różnych substancji: cieczy, gazów a nawet par. W ostatnich latach gazomierze ultradźwiękowe przyciągają rosnącą uwagę ze względu na zastosowanie w wielu dziedzinach gospodarki narodowej. W ciągu ostatnich 20-u lat przedsiębiorstwo „Energouchet" opracowało przyrządy pomiarowe, systemy pomiarowe oraz urządzenia do transportu i pomiarów różnych nośników energii. Ultradźwiękowy przepływomierz GUVR-011 może być stosowany do echnologicznego i handlowego rozrachunku gazu w przemyśle oraz innych przedsiębiorstwach energetycznych. Przepływomierz ten ma wieloletnią praktykę ruchową jako element układów pomiarowych i gazowych stacji pomiarowych w różnych instalacjach produkcji gazu, systemach przesyłowych, urządzeniach energetycznych oraz w przemyśle chemicznym i metalurgicznym".

Słowa kluczowe: przepływomierze ultradźwiękowe, charakterystyki metrologiczne, poprawa dokładności, błędy pomiarowe, przepływ gazu.

Abstract

Ultrasonic technology – is one of the few technologies that allow measuring various substances: liquids, gases and even vapor. In recent years the ultrasonic flow meters compel increasingly greater attention as far as they are applied extensively in national economy areas.

Within last 20 years "Energouchet" enterprise is developing measuring devices, systems and equipment for transporting and measurement of energy sources.

Ultrasonic gas flow meters GUVR-011 may be used for commercial and technological gas accounting at industrial, utility and other enterprises, energy objects. This gas flow meter has considerable operation experience as part of the measuring systems and gas metering stations at different gas production objects, gas transporting system, energy objects, in the metallurgical, chemical and other industries.

Key words: ultrasonic gas flow meters, metrological characteristics, accuracy improvement, measurement errors, gas flow.

ВВЕДЕНИЕ

Как показывает практика расходометрии, ультразвуковые расходомеры в последние годы приковывают к себе все большее внимание, поскольку находят широкое применение во многих областях народного хозяйства. Они с успехом заменяют расходомеры других типов при измерении практически любых сред. Ультразвуковые расходомеры имеют ряд существенных преимуществ перед остальными средствами измерения расхода. Когда при выборе того или иного метода измерения в качестве приоритетных ставятся такие критерии, как высокая точность, повторяемость, простота калибровки и надежность, то более предпочтительным зачастую является именно ультразвуковой метод.

Ультразвуковая технология – это одна из немногих технологий, позволяющих измерять любые среды: жидкости, газы и даже пар. Измерение практически без потерь давления может сэкономить значительные затраты на насосное оборудование особенно там, где требуются высокое давление в магистрали или длинные дистанции транспортировки тех или иных сред.

Но задачи последующего повышения эффективности ультразвукового метода, в частности, точности, актуальны и по сей день. Особенно, когда речь идет об измерении очень дорогих сегодня энергоресурсов.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Предприятие «Энергоучет» в течение последних 20-ти лет является разработчиком измерительных приборов, систем и оборудования для транспортировки и учета энергоресурсов. Предприятие серийно выпускает средства измерительной техники (приборы), осуществляющие получение, обработку, хранение, отображение информации об объеме и расходе акустически прозрачных жидкостей и газов (воды, природного газа и т.п.).

Поэтому все проблемы, связанные с учетом объемов производства и потребления энергоресурсов, проектированием узлов учета, обеспечением достоверных измерений и вычислений расхода и количества указанных сред, а также обеспечением единства измерений известны и актуальны предприятию в достаточно большой степени.

Разработка ультразвуковых счетчиков газа ГУВР–011 была начата в 2005 году.

В 2008–2009 г. счетчики ГУВР–011 прошли опытно-промышленную эксплуатацию в структурных подразделениях ПАО «Укрнафта» и получил положительные отзывы.

В октябре-декабре 2009 г. ГУВР–011 прошел эксплуатационные испытания на дублирующих узлах учета газа в ОАО «Харьковгаз».

В апреле 2010 г. счетчики ГУВР-011 внесены в Государственный реестр средств измерительной техники, допущенных к применению в Российской Федерации под № 43618-10.

В феврале-апреле 2010 г. ГУВР-011 прошел эксплуатационные испытания на дублирующем узле учета газа УМГ «Киевтрансгаз».

В июле 2010 г. счетчики ГУВР-011 внесены в перечень приборов, рекомендованных к применению в ОАО «Газпром».

НАЗНАЧЕНИЕ, ХАРАКТЕРИСТИКИ

Ультразвуковые счетчики газа ГУВР-011 предназначены для работы в автономном режиме или под управлением ЭВМ в составе автоматизированных систем управления (АСУ) на объектах газоснабжения и газопотребления – ГРС, ГРП, КС и др.

Счетчики предназначены для измерения в рабочих условиях объемного расхода и объема природного газа, физико-химические показатели которого соответствуют ГОСТ 5542, с плотностью при стандартных условиях от 0,67 до 1 кг/м^3, и других газов с плотностью при стандартных условиях не менее 0,4 кг/м^3 и не более 2 кг/м^3, транспортируемых по трубопроводам круглого сечения в прямом или обратном направлении, а также для измерения времени наработки и простоя.

Счетчики могут применяться для коммерческого и технологического учета газа на промышленных, коммунальных и других предприятиях, объектах энергетики.

Счетчики для учета горючих газов изготовляются во взрывобезопасном выполнении.

Исполнение счетчиков: двухканальный, многолучевой.

Преимущества ультразвуковых расходомеров газа ГУВР-011:

- отсутствие подвижных частей в расходомере,
- отсутствие падения давления в расходомере,
- многолучевая схема измерения,
- широкий диапазон измерения (более 1:160),
- не требуются, по сравнению с диафрагмой, калибрирующие измерительные участки перед и после счетчика,

- наличие струевыпрямителя, которым комплектуется счетчик, позволяет уменьшить прямой участок перед счетчиком ГУВР–011 до 5 ДN,
- счетчик имеет утвержденную Методику поверки. Межповерочный интервал составляет 2 года.

Основные характеристики ультразвуковых счетчиков ГУВР-011 различных модификаций приведены в таблицах 1, 2:

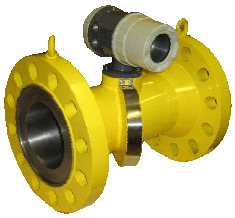
Таблица 1. Основные технические характеристики двухлучевого счетчика газа ГУВР-011 модификации А2.2.

Параметр	Значение
Диапазон измерения скорости потока, м/с	0,15–22
Внутренний диаметр трубопровода, мм	50, 80, 100, 150, 200, 250, 300, 400
Количество измерительных лучей	2
Максимальное давление, МПа	1,6; 6,3; 10; 16
Погрешность измерения, %	1,0

DN, мм	Обозначение типоразмера	Значение объемного расхода, м³/ч			
		пороговый, $Q_{пор}$	минимальный, Q_{min}	переходной Q_t	максимальный, Q_{max}
50	G100	0,7	1,0	8,0	160
80	G250	1,9	2,7	20,0	400
100	G400	3,0	4,2	33,0	650
150	G1000	6,8	9,5	80,0	1600
200	G1600	12,0	17,0	125,0	2500
250	G2500	19,0	26,0	200,0	4000
300	G4000	27,0	38,0	325,0	6500
400	G6500	48,0	67,0	500,0	10000

Таблица 2. Основные технические характеристики расходомера-счетчика газа ГУВР-011 модификации А4.4.

Параметр	Значение
Диапазон измерения скорости потока, м/с	0,1–30
Внутренний диаметр трубопровода, мм	100, 150, 200, 250, 300, 400
Количество измерительных лучей	4
Максимальное давление, МПа	1,6; 6,3; 10; 16
Погрешность измерения, %	0,5 (0,25)



DN, мм	Значение объемного расхода, м³/ч			
	пороговый, $Q_{пор}$	минимальный, Q_{min}	переходной, Q_t	максимальный, Q_{max}
100	1,68	5,1	22,6	780
150	3,8	11,5	51	1920
200	6,7	20,4	90	3000
250	10,8	32,4	144	4800
300	15,2	45,6	204	7800
400	25,2	84	408	12000

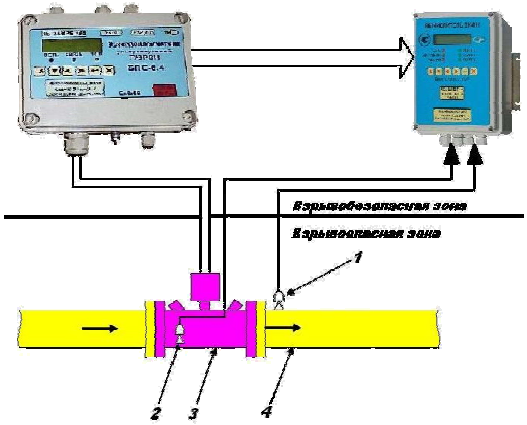


Рис. 1. Типовая схема узла учета газа на базе счетчика ГУВР-011, где: 1 – Датчик температуры; 2 – Датчик давления; 3 – Врезная секция с блоком электронным; 4 – Трубопровод.

Типовая схема подключения счетчика ГУВР-011 на узле учета газа приведена на рисунке 1.

Счетчики ГУВР-011 прошли многочисленные испытания на установках и стендах Украины, России, Дании с целью подтверждения их метрологических характеристик на различных рабочих средах (воздух, природный газ) при различных рабочих давлениях. Один из результатов таких испытаний приведен на рисунке 2.

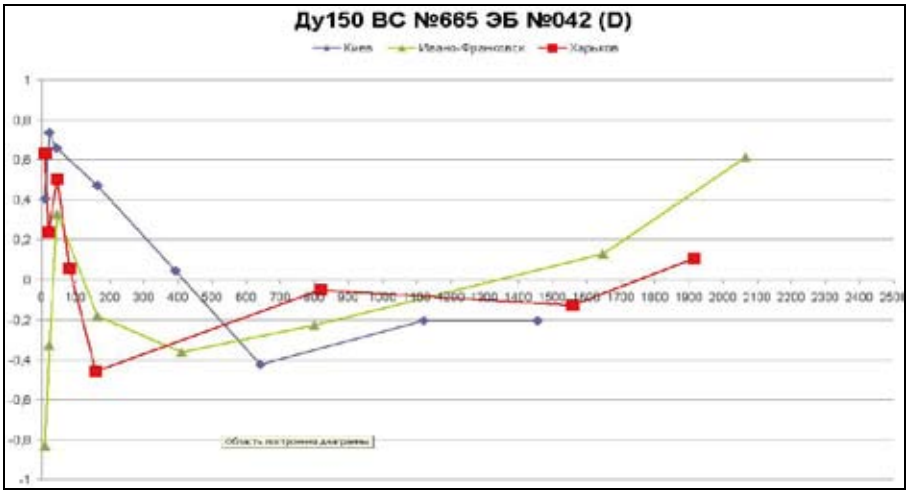


Рис. 2. Результаты испытаний ультразвукового счетчика газа ГУВР–011 на различных испытательных стендах и средах (природный газ и воздух).

Испытания, проведенные в соответствии с требованиями Директивы 2004/22/EC Европейского парламента и Совета, международного стандарта ISO/FDIS 17089-1:2009(E) и рекомендаций OIML R 137-1, показали достаточно высокие точность, повторяемость, воспроизводимость и стабильность счетчиков ГУВР-011.

На рисунке 3 приведены графики расширенной относительной неопределённости результатов измерений счетчика ГУВР-011 для различных видов испытаний, проведенных в соответствии с европейскими нормативными метрологическими документами.

Длительный опыт эксплуатации ультразвуковых счетчиков ГУВР-011 в составе измерительных комплексов и узлов коммерческого учета газа на различных объектах газодобывающей промышленности, предприятиях газотранспортной системы, объектах энергетики, в металлургической, хими-

ческой и других отраслях промышленности, показал их хорошие и стабильные характеристики, о чем свидетельствуют многочисленные сертификаты, отзывы, рекомендации.

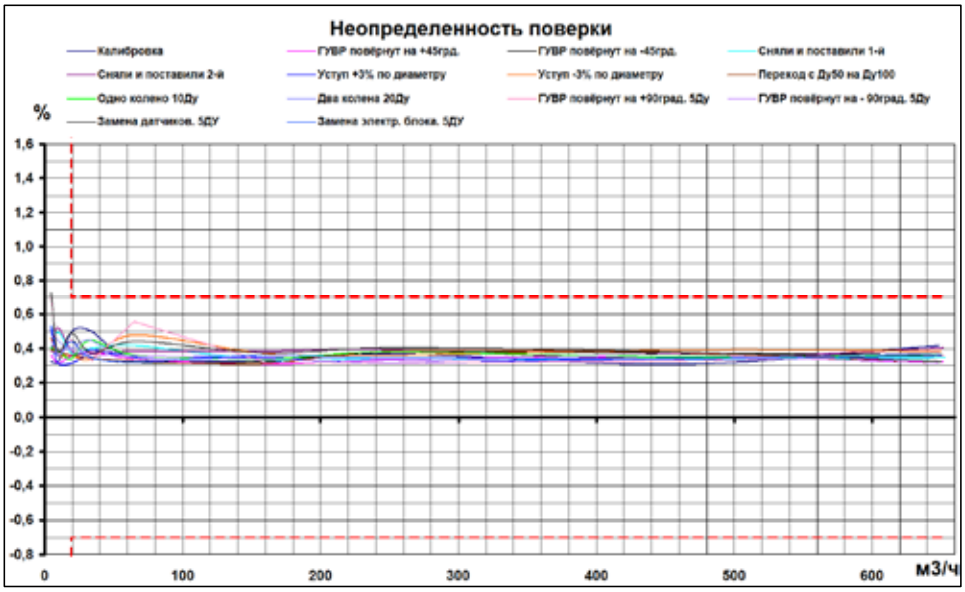


Рис. 3. Графики расширенной относительной неопределённости результатов измерений счетчика ГУВР-011.