

czerwiec 2007

Przegląd gazowniczy

nr 2 (14)

cena 14 zł (w tym 7% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

**Rozmowa z Piotrem Woźniakiem,
ministrem gospodarki**

**Kogeneracyjne układy
– szansa na efektywność**

Temat wydania:

**INTEGRACJA OBROTU
W GRUPIE PGNiG**

ISSN 1732-6575 INDEKS 386464



9 771732 657022

PROPOZYCJE SZKOLEŃ ORGANIZOWANYCH PRZEZ IZBĘ GOSPODARCZĄ GAZOWNICTWA

Izba Gospodarcza Gazownictwa wspólnie z Gdańską Fundacją Kształcenia Menedżerów oraz Uniwersytetem Gdańskim, zaprasza do udziału w studiach



MASTER OF BUSINESS ADMINISTRATION dla branży naftowo-gazowej

Profil uczestnika:

Studia MBA prowadzone przez GFKM mają charakter programu Executive. Oznacza to, iż adresowane są do osób, z co najmniej 4-letnim doświadczeniem menedżerskim.

Mamy Państwu do zaoferowania 2 wersje studiów MBA:

MBA w języku polskim

- Podstawą przyjęcia na studia jest wynik rozmowy kwalifikacyjnej, której termin uzgodniony zostaje z chwilą otrzymania kompletu dokumentów (w tym kopii dyplomu ukończenia studiów wyższych). Rozmowa kwalifikacyjna i wykłady prowadzone są w języku polskim.
- Po pomyślnym ukończeniu studiów słuchacze otrzymują dyplom MBA podpisany przez wszystkie partnerskie instytucje: Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów, Uniwersytet Gdański, Institut d'Administration des Entreprises Aix-en-Provence Marsylia.

Koszt: Koszt studiów wynosi 7 800,00 zł za semestr (zwolnione od podatku VAT). Dla członków IGG koszt studiów wynosi 7 400,00 zł za semestr.

MBA w języku angielskim

- Podstawą przyjęcia na studia jest znajomość języka angielskiego oraz wynik rozmowy kwalifikacyjnej, której termin uzgodniony zostaje z chwilą otrzymania kompletu dokumentów (w tym kopii dyplomu ukończenia studiów wyższych oraz potwierdzenia co najmniej czteroletniej praktyki zawodowej) złożonych przez kandydata.
- Po pomyślnym ukończeniu studiów słuchacze otrzymują dyplom MBA podpisany przez wszystkie partnerskie instytucje: Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów, Uniwersytet Gdański, RSM Erasmus University Rotterdam.

Czas trwania studiów:

Studia trwają 4 semestry (dwa lata, 20 zjazdów). Zajęcia odbywają się raz w miesiącu podczas 3-dniowych sesji (czwartek-sobota), początek październik 2007 r.

Koszt: Koszt studiów wynosi 8 400,00 zł za semestr (zwolnione od podatku VAT). Dla członków IGG koszt studiów wynosi 7 800,00 zł za semestr.

PODYPLOMOWE STUDIA ZARZĄDZANIA PROJEKTAMI

Studia organizowane są we współpracy z Wyższą Szkołą Przedsiębiorczości i Zarządzania im. Leona Koźmińskiego w Warszawie (I miejsce w rankingu niepublicznych szkół wyższych)

Profil uczestnika:

Osoby realizujące projekty, członkowie zespołów projektowych, wykonawcy prac projektowych oraz osoby, które przygotowują się do prowadzenia projektów.

Metody realizacji programu:

Podyplomowe Studia Zarządzania Projektami (*Project Management*) realizowane są w formie warsztatowej, gdzie uczestnicy stosują techniki i narzędzia pracy w projektach na przykładach szkoleniowych – w formie zadań indywidualnych i zespołowych.

Metodyka działań w projekcie prezentowana na Podyplomowych Studiach Zarządzania Projektami (*Project Management*) jest zgodna z zaleceniami Project Management Institute (U.S.A) – organizacji, która wprowadziła obowiązujące na świecie standardy zarządzania projektami.

Czas trwania studiów:

20 dni, w formie 7 sesji 2-dniowych i 2 sesji 3-dniowych

Koszt: 7 400, – zł

PROFESJONALNE STUDIUM DOSKONALENIA UMIEJĘTNOŚCI MENEĐŻERSKICH

Profil uczestnika:

Kadra kierownicza oraz strategiczni pracownicy firm

Metody szkolenia:

Zajęcia prowadzone są metodą aktywnego uczestnictwa (partycypacyjną), uznaną za najbardziej efektywną formę przekazu informacji i wiedzy z wykorzystaniem przykładów z bogatego doświadczenia trenerów.

Czas trwania studium: 12 dni, w formie 4 sesji 3-dniowych,

Koszt: 4 900, – zł

PROFESJONALNE STUDIUM FINANSÓW DLA MENEĐŻERÓW

Profil uczestnika:

Członkowie zarządów przedsiębiorstw i wszyscy członkowie kadry kierowniczej, których decyzje mają bezpośredni lub pośredni wpływ na realizację celów strategicznych firmy i jej wynik finansowy. Wszyscy inni, zainteresowani problematyką finansów firmy

Metody szkolenia:

Zajęcia prowadzone są metodą aktywnego uczestnictwa (partycypacyjną), uznaną za najbardziej efektywną formę przekazu informacji i wiedzy. Prowadzący będą wykorzystywali przykłady symulacyjne z użyciem MS Excel.

Czas trwania studium: 12 dni, w formie 4 sesji 3-dniowych,

Koszt: 4 900, – zł

OBSŁUGA KLIENTA

Profil uczestnika:

Szkolenie przeznaczone dla pracowników będących w bezpośrednim kontakcie z klientem.

Metody szkolenia:

Całość szkolenia bazuje na metodach partycypacyjnych. Tradycyjny wykład ograniczony do niezbędnego minimum, duża liczba zajęć wymuszających aktywne uczestnictwo szkolenych, jak np. ćwiczenia indywidualne, testy, dyskusje, praca w grupach, prezentacje na forum ogólnym, symulacje rozmów z klientami nagrywane na kamerę video.

Czas trwania: 3 dni szkoleniowe (łącznie 24 godziny)

Koszt netto: 1 500, – zł

Szczegółowe informacje, w tym programy i formularze zgłoszeniowe znajdują Państwo na naszej stronie internetowej www.igg.pl

Wszystkich zainteresowanych prosimy o przesyłanie zgłoszeń do Izby Gospodarczej Gazownictwa do 10 września 2007 r. – faks 022 691-87-81; e-mail: office@igg.pl



SZANOWNI PAŃSTWO,

W tym numerze „Przeglądu Gazowniczego” akcentujemy dwa wydania, które obecnie dominują w środowisku polskiego gazownictwa. Pierwsze z nich, o najwyższym ciężarze gatunkowym, bo wytyczające długofalowe perspektywy dla całego sektora, to konsekwentna realizacja rządowego programu dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w nośniki energii, w tym zaopatrzenia w gaz. Z prezentowanych dziś informacji, jak i wypowiedzi Piotra Woźniaka, ministra gospodarki – jednoznacznie wynika, że program ten nabiera realnych kształtów. Podpisywane są kolejne umowy międzynarodowe, które otwierają dla naszego rynku dostawy gazu z szelfu norweskiego i spinają nasz system z europejskimi sieciami gazowymi. Oznacza to, że na stałe łączymy się z europejskim systemem gazowym, wpisując się w realizację europejskiej strategii energetycznej. Dla sektora gazowego to gwarancja stabilizacji i bezpieczeństwa dostaw gazu, a także dobra perspektywa dla rozwoju rynku gazu w Polsce.

Drugie ważne wydarzenie dla środowiska to integracja obrotu w nowych strukturach organizacyjnych PGNiG SA. Wszystkie spółki Grupy Kapitałowej stają przed nowymi wyzwaniami, by w praktyce sprostać założonym celom koncentracji, w jej wymiarach organizacyjnych i technologicznych. Opinie wyrażane w tej sprawie wskazują, że efekty tych zmian – z założenia korzystne finansowo – powinni odczuć przede wszystkim konsumenci, co dla nas, jako dostawców gazu, jest najistotniejsze.

Budowa bezpieczeństwa energetycznego oraz porządkowanie instytucjonalne i organizacyjne rynku gazu w Polsce to kluczowe kwestie dla sektora. Wymagają one jednak realizacji dużego zakresu inwestycyjnego, związanego zarówno z rozbudową sieci gazowych, jak i rozbudową pojemności magazynowych. Dużego znaczenia nabiera tu potrzeba zmiany uwarunkowań prawnych, w których ten sektor funkcjonuje, a konkretnie dokonania zmian regulacji prawnych dla inwestycji celu publicznego. Nie podołamy tym wyzwaniom, jeśli nie dokonają się zmiany w prawie inwestycyjnym, sprzyjające radykalnemu skróceniu czasu przygotowania i realizacji inwestycji. W tej sprawie konieczne są zdecydowane działania rządu i wykazanie dużej determinacji z jego strony w eliminacji inwestorskiego „toru przeszkód”. Gazownicy będą wspierać te poczynania, służąc swą wiedzą i doświadczeniem.

Z poważaniem dla Czytelników

Mieczysław Menżyński
przewodniczący Rady Programowej

Rada Programowa

przewodniczący

Mieczysław Menżyński

wiceprzewodniczący

Cezary Mróz – członek zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa

członkowie:

Maja Girycka – pełnomocnik ds. public relations, Górnoląaska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Zabrze

Włodzimierz Kleniewski – pełnomocnik ds. public relations. Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Ewelina Labak – Izba Gospodarcza Gazownictwa

Leszek Łuczak – pełnomocnik ds. public relations, Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Marzena Majdzik – kierownik Biura Programowania Rozwoju, Inwestycji Remontów i Zamówień Publicznych, Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. we Wrocławiu

Aneta Marzec – specjalista ds. PR, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A.

Jolanta Nowak – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Katarzyna Wróblewicz – pełnomocnik ds. public relations, Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Gdańsku

Wydawca: Izba Gospodarcza Gazownictwa
01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25
tel. (+48) 022 691 87 80
tel./faks (+48) 022 691 87 81
e-mail: office@igg.pl
www.igg.pl

Przygotowanie i opracowanie redakcyjne:

Fundacja Klubu 500
00-549 Warszawa, ul. Piękna 24/26
tel. (+48) 022 628 06 28, 625 56 04
tel./faks (+48) 022 628 83 92
e-mail: klub500@klub500.org.pl
lub sekretariat@nzg.pl

Redaktor naczelny: Adam Cymer
tel. kom. 0 602 625 474
e-mail: cymer@nzg.pl

Redaktor prowadzący: Grażyna Smulska
tel. 022 625-56-04

Projekt graficzny:
Jolanta Krafft-Przeździecka

DTP: BARTGRAF
tel. (+48) 022 625 55 48
e-mail: bartgraf@nzg.pl

Wspomnienie

- 8 **Pierwsza Dama Gazownictwa** – o Bogumile Nawrockiej-Fusch, zmarłej 26 maja br. pisze Janusz Tokarzewski

Temat wydania

- 10 **Optymalne rozwiązanie** – o prawnych aspektach rozdzielania obrotu i dystrybucji w strukturze PGNiG oraz skutkach tych przekształceń mówi Mariusz Dymkowski, dyrektor Departamentu Integracji Obrotu PGNiG SA, przewodniczący Komitetu Projektu Integracji Obrotu w rozmowie z Marzeną Strzelczak



26

Nasz wywiad

- 14 **Bezpieczny program energetycznego bezpieczeństwa** – z Piotrem Woźniakiem, ministrem gospodarki rozmawia Adam Cymer

Publicystyka

- 17 **Nierozliczone ilości gazu** – o problemach strat gazu i metodach walki z nimi pisze Grzegorz Bartoszewski

Nowe technologie

- 20 **Kogeneracyjne układy** – szansa na efektywność – prof. Tomasz Dobski prezentuje możliwości bardziej efektywnego wykorzystania gazów ziemnych poprzez zastosowanie silników gazowych w systemach grzewczych
22 **Stacja podziemna** – o korzyściach i kłopotach związanych z użytkowaniem podziemnych stacji gazowych pisze Jan Zmarzły

Polska – UE

- 25 **Integracja z systemem europejskim** – relacja z konferencji „Integracja polskiego systemu gazowniczego z systemem europejskim”, która towarzyszyła Targom Techniki Gazownicznej w Kielcach

Reportaż

- 26 **EXPO-GAS 2007** – Andrzej Hluzow o IV Targach Techniki Gazownicznej EXPO-GAS

Grupa Kapitałowa PGNiG SA

- 28 **10 lat krakowskich poszukiwań nafty i gazu w Pakistanie** – relacja Wojciecha Wójcika z oficjalnej wizyty delegacji PGNiG w Pakistanie z okazji 10-lecia działalności na tym rynku oddziału Poszukiwań Nafty i Gazu z Krakowa
30 **Tajemniczy gazomierz** – Lesław Łukasik o starym liczniku gazowym odnalezionym w piwnicy na terenie wrocławskiego zoo
32 **SAP w księgowości i finansach** – o doświadczeniach Górnośląskiej Spółki Gazownictwa związanych z wdrażaniem systemu SAP pisze Bożena Michura
34 **Nowa stacja CNG** – Bożena Malaga-Wrona informuje o nowej stacji sprężonego gazu ziemnego, wybudowanej w Świdniku przez Karpacką Spółkę Gazownictwa
Pod siatką – relacja Beaty Bajdy z V Mistrzostw Karpackiej Spółki Gazownictwa w siatkówce
36 **150 lat w pejzażu miasta; Spotkanie strażaków i gazowników** – o wystawie w Muzeum Gazownictwa w Warszawie, której współorganizatorem była Mazowiecka Spółka Gazownictwa oraz współpracy warszawskich strażaków i gazowników pisze Małgorzata Ciemnołońska
38 **W Gdyni o uwolnieniu rynku gazu** – sprawozdanie Katarzyny Wróblewicz z Międzynarodowego Forum Gospodarczego w Gdyni, którego jedną z kluczowych części był panel paliwowo-energetyczny
40 **Program ograniczania kradzieży; Leonardo w poznańskiej gazowni; Zmiana warty; Gaz spod Kościana dla Kościana** – najnowsze wydarzenia w Wielkopolskiej Spółce Gazownictwa w skrócie

GAZ – SYSTEM

- 42 **Działalność normalizacyjna w biznesie gazowym** – o normach opracowanych przez podkomitet ds. oceny jakości paliw gazowych piszą Krystyna Kuchta i Andrzej Molatta

Reportaż

- 44 **Więcej gazu w magazynach** – Krzysztof Kamiński przypomina historię magazynowania gazu w Polsce

Nośniki energii

- 46 **Czy hydraty metanu uchronią świat?** – czym są hydraty gazowe i jakie jest ich znaczenie gospodarcze wyjaśnia Jan Surygała



48

Osobowość

- 48 **Pasja ulokowana w sieci... przesyłowej** – sylwetkę Tadeusza Abramowskiego prezentuje Adam Cymer

Sport

- 51 **I Mistrzostwa Gazowników o Puchar Prezesa MSG** – relacja Małgorzaty Ciemnołońskiej

Fot. Na okładce: fragmenty instalacji PMG w Strachocinie

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Minione trzy miesiące obfitowały w wydarzenia ważne dla IGG i jej członków. Początek dało im odbywające się w kwietniu kolejne, roczne Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa, podczas którego prezes Mirosław Dobrut przedstawił sprawozdanie z działalności IGG w 2006 roku. Podkreślił w nim, iż IGG pomimo zaledwie 4-letniego okresu działalności jest dzisiaj instytucją rozpoznawalną, cieszącą się dużym poważaniem nie tylko wśród firm branży gazowniczej, ale również innych organów samorządowych czy instytucji państwowych. Od zeszłorocznego WZCz, Izba Gospodarcza Gazownictwa ma nowy organ władzy w postaci sprawującej funkcję kontrolną Komisji Rewizyjnej. Przewodniczący Komisji Rewizyjnej pokrótce przedstawił zakres kontroli dokonanych przez Komisję Rewizyjną oraz wnioskuje o udzielenie absolutorium Zarządowi IGG za rok 2006. WZCz pozytywnie oceniło działalność IGG w 2006 roku i udzieliło absolutorium Zarządowi IGG oraz zdecydowało o przeznaczaniu wypracowanego zysku na cele statutowe.

Kolejnym ważnym wydarzeniem były zorganizowane już po raz czwarty Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS 2007 oraz towarzysząca im konferencja. Rośnie zainteresowanie targami, świadczy o tym chociażby fakt, że z roku na rok zwiększa się powierzchnia wystawiennicza. Targi stwarzają okazję firmom z branży do pochwalenia się swoimi osiągnięciami. Jest to szczególnie ważne dla mniejszych firm, które dzięki targom mają okazję zaistnieć i nawiązać kontakt z odbiorcami czy dostawcami.

Wzorem lat ubiegłych w ramach targów zorganizowaliśmy konferencję, w tym roku tematem przewodnim była: „Integracja polskiego systemu gazowniczego z systemem europejskim”. W związku z tym, że w 2007 roku nastąpi pełne otwarcie rynku gazu w całej Unii, postanowiliśmy odpowiedzieć na pytanie, czy polski rynek gazu jest na to przygotowany i czy zyska, stając się aktywnym uczestnikiem tego rynku. Konferencja cieszyła się bardzo dużym zainteresowaniem, wzięło w niej udział ok. 180 osób, wśród zaproszonych gości znaleźli się m.in. przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki, Ministerstwa Skarbu, Urzędu Regulacji Energetyki.

W ciągu tych trzech miesięcy działalności aktywnie uczestniczyliśmy i wspieraliśmy patronatem Izby Gospodarczej Gazownictwa wiele ważnych wydarzeń branżowych, wśród których na szczególną uwagę i zainteresowanie zasługują: X jubileuszowa Konferencja GAZTERM (Międzyzdroje 21 – 23 maja) oraz organizowane przez Akademię Górniczo-Hutniczą (Wydział Zarządzania) warsztaty szkoleniowe „CNG i inne paliwa alternatywne – budowa pozycji na rynku”. Obydwa spotkania przyciągnęły szerokie grono zainteresowanych problemami i wyzwaniem stojącymi przed branżą gazowniczą. Były tym samym platformą wymiany doświadczeń i dyskusji nad aktualnymi problemami sektora.

Intensywnie pracuje powołany przy Izbie Komitet Standardu Technicznego. 28 marca 2007 roku w Warszawie odbyło się I inauguracyjne posiedzenie powołanego Komitetu Standardu Technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa. Mirosław Dobrut, prezes Zarządu IGG – wręczył obecnym członkom komitetu akty powołania podpisane przez członków Prezydium Zarządu IGG. Komitet rozpoczął dyskusję nad regulaminem pracy i propozycją powołania zespołów roboczych do opracowania standardów i wytycznych technicznych. Podczas II posiedzenia, które odbyło się 19 kwietnia br. komitet dyskutował nad propozycjami tematów i zespołów roboczych, które w pierwszej kolejności powinny być realizowane i utworzone. Propozycje tematów pilnych do podjęcia przedstawione zostały na podstawie zgłoszeń nadesłanych przez członków komitetu zgodnie z ustaleniami z I posiedzenia.

31 maja br. w Warszawie odbyło się III plenarne posiedzenie Komitetu Standardu Technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa. Mirosław Dobrut poinformował, że zarząd zatwierdził regulamin pracy komitetu, uchwalony na poprzednim plenarnym posiedzeniu, a także przekazał informację o zawarciu *Porozumienia o współpracy w zakresie normalizacji* pomiędzy PGNiG SA i Izbą Gospodarczą Gazownictwa.

Najważniejszym punktem obrad było powołanie zespołów roboczych i ich kierowników oraz zastępców kierowników. Do pracy w zespołach zgłoszono ponad 120 osób. Komitet przyjął zasady, którymi będzie się kierował przy ich wyborze. Postanowiono, że członkami zespołów roboczych będą wszyscy kandydaci zgłoszeni przez firmy. Na stronie „Wydarzenia” zamieszczamy wykaz kierowników i zastępców kierowników zespołów roboczych Komitetu Standardu Technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Zbliżające się miesiące będą dla IGG okresem dużej aktywności. W październiku planujemy wspólnie z Gdańską Fundacją Kształcenia Menedżerów uruchomienie kilku szkoleń, m.in.: studium doskonalenia umiejętności menedżerskich, studium finansów dla menedżerów, studia zarządzania projektami, szkolenie z zakresu obsługi klienta.

Na jesieni mamy zamiar uruchomić kolejne edycje studiów Master of Business Administration (MBA) w języku polskim i angielskim.

Korzystając z okazji chcielibyśmy zaprosić Państwa we wrześniu (10 – 12.09.2007) do Juraty na konferencję „Perspektywy rozwoju energetyki gazowej”, którą organizujemy wspólnie z Pomorską Spółką Gazownictwa.

Wszelkie informacje na temat studiów, szkoleń i konferencji organizowanych przez IGG dostępne są na naszej stronie internetowej www.igg.pl oraz w biurze IGG.

Przed nami wakacje, okres wypoczynku, ciekawych podróży i wyjazdów. Życzymy wszystkim udanych, słonecznych urlopów i szczęśliwego powrotu do pracy.



Ewelina Labak
Izba Gospodarcza
Gazownictwa

● **29 marca** Walne Zgromadzenie Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA wyraziło zgodę na utworzenie spółki PLNG (Polskie LNG Sp. z o.o.), która będzie realizowała projekt budowy terminalu skroplonego gazu ziemnego LNG w Świnoujściu, a w późniejszym etapie zajmie się jego eksploatacją (działalnością regazyfikacyjną). PGNiG SA obejmie 100% udziałów w spółce. W pierwszym etapie nowo powołana spółka będzie odpowiedzialna między innymi za uzyskanie zgód i pozwoleń administracyjnych umożliwiających budowę terminalu LNG oraz wykonanie dokumentacji techniczno-ekonomicznej FEED (*front end engineering design*). Następnie spółka dokona wyboru generalnego wykonawcy Inwestycji, któremu zostanie zlecona budowa terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo przystąpiło do konsorcjum budującego gazociąg.

● **3 kwietnia** w Szczecinie w Zachodniopomorskim Urzędzie Wojewódzkim odbyło się spotkanie założycielskie Społecznej Rady Konsultacyjnej do spraw budowy terminalu LNG w Świnoujściu. Przewodniczącym rady został Robert Krupowicz – wojewoda zachodniopomorski, natomiast wiceprzewodniczącym Jakub Szumin – prezes Federacji Zielonych GAJA.

Spółeczna Rada Konsultacyjna ds. budowy terminalu LNG w Świnoujściu została powołana z inicjatywy Roberta Krupowicza, wojewody zachodniopomorskiego. W skład rady zostali także powołani przedstawiciele Zarządu Morskich Portów Szczecin i Świnoujście SA oraz Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA (PGNiG), który realizuje inwestycję. – *Budowa terminalu LNG w Świnoujściu jest jedną z największych inwestycji realizowanych w naszym rejonie. Powołujemy Społeczną Radę Konsultacyjną, ponieważ chcemy, aby ta strategiczna inwestycja realizowana w naszym rejonie była na bieżąco konsultowana ze wszystkimi zainteresowanymi stronami. Mamy nadzieję, że dzięki tej inicjatywie terminal do odbioru skroplonego gazu ziemnego LNG w Świnoujściu powstanie z poszanowaniem interesów wszystkich grup społecznych oraz z zachowaniem turystycznych i przyrodniczych walorów*

Świnoujścia – powiedział Robert Krupowicz, wojewoda zachodniopomorski.

● **26 kwietnia** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA otworzyło w Świnoujściu dwa punkty informacyjne dotyczące projektu budowy terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego LNG, gdzie pracownicy spółki będą udzielać informacji wszystkim osobom zainteresowanym realizowaną inwestycją, a w szczególności mieszkańcom miasta i turystom.

– *Jesteśmy świadomi faktu, jak duże znaczenie dla miasta i regionu ma budowa terminalu LNG. Zależy nam, aby strategiczna dla Polski inwestycja powstała w atmosferze dialogu i otwartej wymiany poglądów pomiędzy wszystkimi zainteresowanymi stronami. Dlatego postanowiliśmy otworzyć w Świnoujściu dwa punkty informacyjne, których zadaniem będzie dostarczanie rzetelnych informacji na temat budowy terminalu LNG oraz udzielanie odpowiedzi na pytania dotyczące inwestycji* – powiedział Tadeusz Zwierzyński, wiceprezes Zarządu PGNiG S. A. ds. Projektów Strategicznych.

● **8 maja** Zarząd Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA podjął uchwałę w sprawie redukcji zadłużenia spółki w drodze spłaty kredytu terminowego w kwocie 600 mln euro, ze środków własnych spółki. Są to środki inne niż pozyskane przez spółkę z emisji akcji serii B.

Redukcja zadłużenia ze środków własnych spółki, innych niż środki pozyskane przez spółkę z emisji akcji serii B, nie wpłynie niekorzystnie na możliwości oraz harmonogram realizacji projektów inwestycyjnych. Poprzez tę operację spółka zmniejszy koszty obsługi jej zadłużenia.

● **15 maja** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA oraz Energinet.dk uzgodniły porozumienie, którego celem jest realizacja projektu bezpośredniego gazociągu pomiędzy Polską i Danią (*Baltic Pipe*).

– *Porozumienie z Energinet.dk to ważny krok w realizacji naszych strategicznych zamierzeń – dywersyfikacji kierunków dostaw gazu do Polski. PGNiG bada także możliwości przesyłu gazu ze złóż Skarv i Snadd należących do spółki oraz importu norweskiego gazu poprzez*

gazociąg Skanled przy wykorzystaniu duńskiego systemu gazociągów oraz Baltic Pipe – powiedział Krzysztof Głogowski, prezes Zarządu PGNiG SA.

Ze względów handlowych PGNiG i Energinet.dk opracują również wariant, który stworzy możliwość dwukierunkowych dostaw pomiędzy Polską i Danią. Z tej perspektywy będzie można uznać Baltic Pipe jako połączenie międzysystemowe, dające stronom większą elastyczność w kształtowaniu własnej polityki handlowej.

● **17 maja** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podpisało w Warszawie porozumienie z GB Petroleum Plc.

GB Petroleum Plc została założona w maju 2005 roku i jest międzynarodową firmą wyspecjalizowaną w poszukiwaniu oraz eksploatacji złóż gazu i ropy naftowej. Firma prowadzi działalność w Europie oraz Afryce Północnej. Podpisane 17 maja porozumienie zakłada podjęcie wspólnej działalności poszukiwania i eksploatacji złóż węglowodorów na koncesjach posiadanych przez obie firmy. Dla PGNiG oznacza to możliwość wykorzystania koncesji GB Petroleum Plc w Tunezji i Maroka. Obie firmy wyraziły ponadto chęć długofalowej współpracy opartej na wymianie wiedzy i doświadczeń.

● **22 maja** Zgromadzenie Ogólne Baltic Gas wybrało Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA na członka Komitetu Wykonawczego organizacji. Wyboru dokonano w trakcie spotkania w Warszawie dwóch organizacji: Baltic Gas oraz BASREC. Skupiają one odpowiednio firmy gazownicze regionu Morza Bałtyckiego i przedstawiciele administracji krajów Morza Bałtyckiego. PGNiG po raz pierwszy było organizatorem ich wspólnego spotkania.

Celem Baltic Gas jest działanie w kierunku rozwoju wspólnego rynku gazowego w regionie Morza Bałtyckiego. Grupa BASREC działa w kierunku zniesienia barier administracyjnych stojących na przeszkodzie temu rozwojowi. Spotkanie w Warszawie miało pogłębić dyskusję na temat konkurencyjności, bezpieczeństwa dostaw i zrównoważonego rozwoju rynku gazu w regionie Morza Bałtyckiego.

Obecność PGNiG SA w Baltic Gas daje możliwość uczestnictwa w pra-

cach nad dokumentami mającymi podstawowe znaczenie dla promowania rozwiązań preferowanych przez firmy sektora gazowego. Pozwala również na prowadzenie dialogu z firmami działającymi w regionie, będącymi członkami tego stowarzyszenia.

● **Maj** Firma Anticor została laureatem srebrnego certyfikatu Solidna Firma 2006 r. przyznawanego pod patronatem Przedstawicielstwa Komisji Europejskiej w Polsce, za „terminowe regulowanie wszelkich zobowiązań oraz poszanowanie ekologii i praw konsumenta”.

● **11 czerwca** PGNiG SA otrzymało informację, że oferta spółki na poszukiwania na bloku nr 3 Bahariya w Egipcie została zaakceptowana przez Egyptian General Petroleum Company. Była to pierwsza runda przetargowa na koncesje poszukiwawcze w Egipcie, w której PGNiG złożyło ofertę.

Blok Bahariya jest położony ok. 200 km na południowy-zachód od Kairu na obszarze Zachodniej Pustyni (Western Desert). W ciągu ostatnich 10 lat na obszarze Zachodniej Pustyni dokonano wielu znaczących odkryć złóż ropy naftowej. Blok Bahariya ma powierzchnię 4414,4 km².

● **15 czerwca** Krzysztof Głogowski, prezes PGNiG SA, spotkał się w Islamabadzie z Ahmadem Waqarem, ministrem ds. ropy i zasobów naturalnych Pakistanu. Omówione zostały uwarunkowania dla obecnej i przyszłej aktywności Grupy Kapitałowej PGNiG na rynku pakistańskim.

Delegacja PGNiG SA spotkała się także z Arshadem Nasarem, prezesem zarządu Oil & Gas Development Company Ltd. (ODCEL), największej pakistańskiej firmy naftowo-gazowej. Rozmowy dotyczyły możliwości współpracy obu firm na rynkach takich krajów, jak Jemen, Oman, Libia, Egipt.

● **20 czerwca** PGNiG SA przystąpiło i objęło nieodpłatnie 15% udziałów w Konsorcjum SKANLED, budującym gazociąg z Karsto w Norwegii do Szwecji i Danii.

Zdaniem przedstawicieli Zarządu PGNiG, podpisujących porozumienie, Krzysztofa Głogowskiego i Zenona Kuchciaka – *po zakupie przez PGNiG udziałów w złożach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym oraz po podpisaniu listu intencyjnego z Energinet.dk w sprawie budowy gazociągu Baltic Pipe, który ma połączyć polski i duński system gazowniczy, udział PGNiG w Konsorcjum SKANLED jest kolejnym*

ważnym krokiem na drodze do pozyskania dostaw gazu ziemnego ze Skandynawii do Polski. Jest to powrót do porozumienia strategicznego z partnerami duńskimi i norweskimi z 2001 r. i element realizacji strategii dywersyfikacji dostaw gazu do Polski.

Koncepcja biznesowa realizowana obecnie przez PGNiG składa się z czterech elementów:

1. Zapewnienia źródeł gazu na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NCS) zarówno w postaci złóż zakupionych przez PGNiG, jak i umów na zakup gazu od pozostałych producentów gazu na NCS.
2. Zapewnienia transportu gazu z norweskiego systemu przesyłowego do Danii poprzez gazociąg SKANLED.
3. Zapewnienia transportu gazu przez duński system przesyłowy poprzez współpracę z Energinet.dk,
4. Budowy podmorskiego gazociągu Baltic Pipe w porozumieniu z Energinet.dk.

Realizacja koncepcji pozwoli zdywersyfikować dostawy gazu do Polski oraz stworzy nowe możliwości handlowe, istotne z punktu widzenia europejskiego rynku gazu. Rurociąg Baltic Pipe będzie mógł pełnić rolę połączenia międzysystemowego, których rozbudowę postuluje Komisja Europejska. ■

KIEROWNICY ZESPOŁÓW ROBOCZYCH KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO IGG

| IMIĘ I NAZWISKO | | FIRMA |
|--------------------|----------------------------------|---|
| Mateusz Turkowski | Kierownik zespołu nr 1 KST | Politechnika Warszawska Wydział Mechatroniki Instytut Metrologii i Systemów Pomiarowych |
| Eliza Dyakowska | Z-ca kierownika zespołu nr 1 KST | O.G.P. GAZ – SYSTEM S.A. |
| Andrzej Cichocki | Kierownik zespołu nr 2 KST | PGNiG SA O/ Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze |
| Grzegorz Lange | Z-ca kierownika zespołu nr 2 KST | Common S.A. |
| Joanna Pindelska | Kierownik zespołu nr 3 KST | Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. O/ Zakład Gazowniczy Mińsk Mazowiecki |
| Wojciech Kantor | Z-ca Kierownika zespołu nr 3 | Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. O/ Operator Systemu Dystrybucyjnego |
| Tadeusz Podziemski | Kierownik zespołu nr 4 | Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. O/ Zakład Gazowniczy Warszawa |
| Przemysław Kochan | Z-ca Kierownika zespołu nr 4 | Gazomet Sp. z o.o. |
| Maciej Witek | Kierownik zespołu nr 5 | O.G.P. GAZ – SYSTEM S.A. |
| Rafał Fijołek | Z-ca Kierownika zespołu nr 5 | Media Odra Warta Sp. z o.o. |
| Marek Fiedorowicz | Kierownik zespołu nr 6 | O.G.P. GAZ – SYSTEM S.A. |
| Błażej Nowakowski | Z-ca Kierownika zespołu nr 6 | Atrem Sp. z o.o. |

ZESPÓŁ NR 11. OKREŚLENIE STANDARDÓW POMIAROWYCH NA WYSOKIM POZIOMIE

2. OKREŚLENIE WYTYCZNYCH DLA WZORCOWANIA GAZOMIERZY NA WYSOKIM CIŚNIENIU. HARMONIZACJA 1 m³ Z 1 m³ EU

ZESPÓŁ NR 2 1. AKTUALIZACJA NORM SERII ZN-G-4001-4010:2001 ZG. Z OBOWIĄZUJĄCYM PRAWEM (OCENA ZGODNOŚCI CE, MID, ATEX) I POTRZEBAMI WYNIKAJĄCYMI Z POSTĘPU TECHNICZNEGO (NORMA ZAKŁADOWA PGNIG SA)

2. NADZÓR METROLOGICZNY NAD CHROMATOGRAFAMI GAZOWYMI

3. KRYTERIA POPRAWNOŚCI DZIAŁANIA ANALIZATORÓW DO OCENY JAKOŚCI PALIW GAZOWYCH

ZESPÓŁ NR 3 1. GAZOCIĄGI DYSTRYBUCYJNE. PROBY CIŚNIENIOWE GAZOCIĄGÓW Z POLIETYLENU O MAKSYMALNYM CIŚNIENIU ROBOCZYM DO 1 Mpa

ZESPÓŁ NR 4 1. OPRACOWANIE WYTYCZNYCH OBSŁUGI STACJI GAZOWYCH W ZAKRESIE INSTALACJI ELEKTRYCZNYCH I UKŁADÓW POMIAROWYCH

2. NOWELIZACJA ZN-G-8101: 1998. SIECI GAZOWE. STREFY ZAGROŻENIA WYBUCHEM (NORMA ZAKŁADOWA PGNIG SA)

ZESPÓŁ NR 5 1. STACJE GAZOWE

ZESPÓŁ NR 6 WYTYCZNE DO PROJEKTOWANIA, WYKONANIA I EKSPLOATACJI AUTOMATYCZNYCH STACJI OCHRONY KATODOWEJ

BOGUMIŁA NAWROCKA-FUCHS 1930 – 2007

Pierwsza Dama Gazownictwa



Urodziła się 18 kwietnia 1930 r. w Krotoszynie, woj. poznańskie. Szkołę średnią kończy w 1950 r. w Wałbrzychu. W latach 1950 – 1954 studiuje chemiczną przeróbkę węgla kamiennego i brunatnego na Wydziale Chemii Politechniki Wrocławskiej. Na praktykę produkcyjną trafia w 1953 r. do Gazowni Warszawskiej, gdzie przygotowuje temat pracy dyplomowej: prowadzenie ruchu w piecowni Glover-West. Jednostka ta była jedną z 3 istniejących tego typu piecowni w Europie, miała ciekawe rozwiązanie konstrukcyjne, proces odgazowania węgla kamiennego wraz z ruchem mokrym następował tu w pionowych retortach w sposób ciągły.

Praca przy produkcji gazu była ciężka, niebezpieczna (pył, wysoka temperatura, wypadkowość), zdominowana przez twardych mężczyzn. Tymczasem przychodzi tu delikatna i krucha kobieta, która jednak tryska energią i chęcią poznania wszystkiego dokładnie. Zostaje więc „przezołgana” przez Karola Fuchsa – kierownika piecowni Glover-West (jej późniejszego męża) po wszystkich zakamarkach piecowni i aparatuwni. Nie przestrasza się warunków pracy, poznaje technologię i ludzi produkcji, zyskuje aprobatę. Na zakończenie praktyki ówczesny dyrektor, Florian Głogowiec, zaproponował przyszłej pani inżynier pracę w Gazowni Warszawskiej.

Swoją pierwszą pracę zawodową rozpoczyna 16 marca 1954 r. na stanowisku asystenta kierownika działu produkcji, otrzymuje również pod opiekę stację generatorów gazu Skoda. W latach 1957 – 1962 jest kierownikiem oddziału produkcji, nadzoruje część technologiczną budowanej przez firmę VIAG z Wiednia stacji generatorów dwugazu, nowej jednostki produkcyjnej o wydajności 15 000 m³ gazu na godzinę, a po zakończeniu budowy w 1959 r. prowadzi jej eksploatację.

W latach 1962 – 1972 jest szefem całej produkcji gazu, w której skład wchodzi: piecownia Glover-West, stacja generatorów dwugazu, generatory Skoda, aparatuwnia, zbiorniki, mieszalnia gazu (dociera tu również gaz ziemny i w latach 1961 – 1969 gaz koksowniczy), tłocznia gazu do sieci średniego ciśnienia i stacja zbiornikowa z tłocznią gazu na Targówku.

Warszawa stale rozbudowuje się, powstają nowe dzielnice mieszkaniowe i zakłady przemysłowe. Podstawowym problemem staje się pokrycie rosnącego zapotrzebowania na gaz miejski o właściwej jakości.

Rozważano koncepcje budowy nowego zakładu produkcji gazu (gazokoksowni) w nowej lokalizacji (Sochaczew, Mszczonów) i jego transport do Warszawy. Koncepcja ta upadła. Władze centralne zdecydowały o gazyfikacji kraju gazem ziemnym. Podstawą tej decyzji było odkrycie nowych złóż gazu ziemnego w rejonie Lubaczowa i Przemysła (zasoby udokumentowane 67 mld m³). W kraju budowany jest nowy system gazociągów przesyłowych gazu ziemnego, który do Warszawy dociera w 1967 roku. Gazyfikacja Polski gazem ziemnym była dla całego górnictwa wielkim wyzwaniem, a dla pracowników Gazowni Warszawskiej wręcz rewolucją. Przystawienie około 300 tys. odbiorców indywidualnych oraz tysięcy odbiorców usługowych i przemysłowych w Warszawie z gazu miejskiego (który był gazem mokrym) na suchy gaz ziemny wymagało ogromnych sił, środków i czasu. Dla utrzymania w okresie przestawiania zasilania miasta gazem miejskim odpowiedniej jakości wybudowana zostaje (w miejscu jednego z generatorów dwugazu) w 1969 r. Rozkładnia Gazu Ziemnego. Dotychczasowe jednostki produkcyjne gazu z węgla kamiennego zostają odstawione z ruchu w 1970 roku. Inżynier B. Nawrocka-Fuchs jest współtwórcą i głównym realizatorem tych działań.

Równocześnie (na podstawie uchwały nr 200/66 KERM z 1966 r.) ujednoczono organizację przemysłu gazowniczego w Polsce. W skład Warszawskich Okręgowych Zakładów Gazownictwa od 1967 r. wchodzi ponad 20 gazowni znajdujących się w miastach województw olsztyńskiego i białostockiego, a od 1976 r. również województwa łódzkiego.

Inż. B. Nawrocka-Fuchs tam również służy radą i pomocą.

W związku z przestawieniem Warszawy na gaz ziemny, ciężar działań w zakładzie przenosi się na przygotowanie do tego celu odbiorców i sieci gazowej oraz realizację wymaganych prac przełączeniowych, remonto-

wych i koniecznej przebudowy sieci. Powstaje również problem zagospodarowania dotychczasowych pracowników jednostek produkcji gazu. W realizację tego zadania włącza się inż. B. Nawrocka-Fuchs i współpracując z dyrektorem E. Chmielewskim tworzy nowy zakład – Samodzielny Oddział Wykonawstwa Inwestycyjnego, przekształcony następnie w Zakład Remontowy Urządzeń Gazowniczych, w którym w latach 1973 – 78 jest dyrektorem technicznym.

Wraz z przestawieniem Warszawy na gaz ziemny i stopniowym wyłączaniem z ruchu jednostek produkcyjnych dla inż. B. Nawrockiej-Fuchs kończy się okres „służby” w produkcji gazu, którą obsługiwała, odnawiała, remontowała, modernizowała, słowem – hołubiła przez ponad 20 lat. Przyszło jej teraz odstawianie z ruchu i likwidacja.

Zakończenie przestawiania odbiorców w Warszawie na gaz ziemny i wyłączenie z ruchu rozkładni nastąpiło w 1978 r. Wtedy inż. B. Nawrocka-Fuchs zostaje powołana na stanowisko zastępcy dyrektora ds. technicznych Mazowieckich Zakładów Gazownictwa.

Nową jej pasją staje się nie tylko doprowadzenie gazu ziemnego do wszystkich gazowni, ale i gazyfikacja, zarówno aglomeracji warszawskiej, jak i wielu miast na terenie działania MZG. Otwarta na postęp techniczny wdraża wiele nowych rozwiązań w budowie sieci gazowej.

Jednym z najważniejszych działań, jakie w tym czasie (od 1984 roku) podejmuje, jest przygotowanie i realizacja ogromnego przedsięwzięcia, jakim była budowa nowej drogi transportu rosyjskiego gazu ziemnego do Polski, tj. gazociągu Kobryń – Brześć – Warszawa. W skład tego przedsięwzięcia wchodziły takie zadania inwestycyjne, jak: gazociąg o 1000 mm Granica Państw – Hołowczyce, gazociąg o 700 mm Hołowczyce – Rembelszczyzna, gazociąg o 700 mm Hołowczyce – Wronów, gazociąg o 500 mm Rembelszczyzna – Włocławek oraz tłocznie gazu: Hołowczyce I, Rembelszczyzna i Hołowczyce II.

Ukoronowaniem jej działalności jest praca w latach 1990 – 1999 na stanowisku dyrektora Mazowieckich Okręgowych Zakładów Gazownictwa w Warszawie. Pod jej kierownictwem kontynuowane jest doprowadzenie gazu ziemnego do kolejnych miejscowości, z których największe to Łomża, Ostrołęka, Sieradz, Kutno i wiele innych.

Aktywnie uczestniczy w ramach Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w dyskusji nad restrukturyzacją Gazownictwa w Polsce. W licznej kadrze kierowniczej była jedyną kobietą-dyrektorem Okręgowego Zakładu Gazownictwa i Oddziału PGNiG. Jej wiedza, fachowość, życzliwość, spokój i opanowanie oraz troska o ludzi budowały jej autorytet i charyzmę. Zyskała więc miano Pierwszej Damy Gazownictwa.

Była również inicjatorem utworzenia Muzeum Gazowni Warszawskiej, które zlokalizowano w aparatuwni gazowni przy ul. Kasprzaka 25. Dzięki jej zaangażowaniu i staraniom został zachowany dotychczasowy (XIX w.) wygląd zewnętrzny większości obiektów produkcyjnych, a zmodernizowano ich wnętrza dla obecnych potrzeb ga-

zownictwa. Teren gazowni stanowi dziś wizytówkę obiektów przemysłowych historycznej Warszawy.

Do jej hobby należała działalność społeczna w ramach Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych, do którego wstąpiła w 1955 r. Już w 1957 jest delegatem na Zjazd PZITS w Toruniu. Działa w Kole Zakładowym przy Gazowni Warszawskiej i Oddziale Warszawskim PZITS. W latach 1983 – 1993 pełni funkcję zastępcy przewodniczącego Głównej Komisji Rewizyjnej, w latach 1988 – 2007 przewodniczącej Głównej Sekcji Gazownictwa oraz w latach 1994 – 2007 jest wiceprezesem ds. Gazownictwa w Zarządzie Głównym PZITS.

Reprezentowała PZITS w Radzie Krajowej Federacji Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT.

Brała również udział w pracach Międzynarodowej Unii Przemysłu Gazowniczego, gdzie współtworzyła dziesięciojęzyczny (z językiem polskim) Międzynarodowy Słownik Przemysłu Gazowniczego.

Praca na tym polu zbudowała jej szeroki autorytet w międzynarodowym środowisku gazowniczym. Była członkiem Rady Programowej czasopisma „Gaz, Woda i Technika Sanitarna” oraz członkiem Kapituły Medalu PZITS im. prof. Zygmunta Rudolfa.

Jej praca zawodowa i zaangażowanie społeczne były wielokrotnie nagradzane:

- odznaczeniami państwowymi, tj. Krzyżami Oficerskim i Kawalerskim Orderu Odrodzenia Polski, Złotym i Srebrnym Krzyżem Zasługi,
- medalami okolicznościowymi: Tysiąclecia PP, 30-lecia i 40-lecia,
- wyróżnieniami resortowymi: Złotą Odznaką Zasłużony dla Górnictwa RP, tytułem Generalny Dyrektor Górniczy II stopnia, Brązowym Medalem Zasłużony dla Obronności Kraju,
- odznakami branżowymi: Zasłużony dla Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, Zasłużony Pracownik MOZG,
- odznakami regionalnymi: Złotą i Srebrną Odznaką Honorową Zasłużony dla Warszawy,
- odznakami Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych: Złotą Honorową Odznaką NOT, Złotą Honorową Odznaką PZITS, medalem PZITS im. prof. Zygmunta Rudolfa oraz godnością Członka Honorowego PZITS.

Inż. B. Nawrocka-Fuchs w 1999 r. przeszła na zasłużoną emeryturę. W dalszym ciągu utrzymywała jednak więź zarówno z zakładem pracy, doradzając swoim następcom, jak i z całą branżą gazowniczą poprzez organizowane w ramach PZITS konferencje, sympozja, zjazdy gazowników polskich. Tak było do ostatniej chwili.

Bogusia odeszła od nas nagle, 26 maja 2007 r. 31 maja 2007 r. na Cmentarzu Wolskim w Warszawie żegnały ją setki przyjaciół.

Była wspaniałym, życzliwym wszystkim Człowiekiem, wymagającym szefem i oddanym Przyjacielem i taka niech na zawsze pozostanie w naszej pamięci. ■

Janusz Tokarzewski



Optymalne rozwiązanie

Grupa PGNiG kończy wydzielenie prawne sześciu Operatorów Systemu Dystrybucyjnego. To kluczowy etap w projekcie prawnego rozdzielania działalności handlowej od technicznej dystrybucji gazu, który PGNiG realizuje na mocy zapisów dyrektywy Unii Europejskiej (2003/55/EC) oraz znowelizowanego prawa energetycznego. To przedsięwzięcie na niespotykaną skalę, a w opinii doradców zewnętrznych projekt wyjątkowo złożony pod względem prawnym i biznesowym. Zmiana dotyczy kilkunastu tysięcy pracowników i kilku milionów klientów Grupy PGNiG. O prawnych aspektach przekształceń, zmianach, które przyniosą mówi **MARIUSZ DYMKOWSKI, dyrektor Departamentu Integracji Obrotu PGNiG SA, przewodniczący Komitetu Projektu Integracji Obrotu.**

Nasza rozmowa odbywa się w II połowie czerwca 2007 r., w przededniu zmian.

W jakim trybie organizacyjnym dokona się rozdzielanie obrotu i dystrybucji?

Proces przekształceń realizowany był w trzech etapach. W pierwszym nastąpiło pełne organizacyjne rozdzielanie działalności. Utworzono sześć oddziałów obrotu w ramach dotychczasowych spółek gazownictwa (po jednym w każdej), w skład których weszły odpowiednio 23 gazownie zajmujące się obrotem. W drugim etapie nastąpił podział spółek gazownictwa i przeniesienie sześciu oddziałów obrotu z każdej spółki gazownictwa do odrębnej spółki obrotu gazem, której istnienie jest niezbędne do prawidłowego przeprowadzenia całego procesu. W trzecim etapie nastąpi integracja spółek tymczasowych z PGNiG, przy zachowaniu zasady podporządkowania 23 gazowni jednemu utworzonemu w Warszawie Oddziałowi Handlowemu PGNiG SA.

Jakie będą temu towarzyszyć przekształcenia własnościowe (kapitałowe)?

Zgodnie z wybranym wariantem koniecznych przekształceń organizacyjno-własnościowych w Grupie

PGNiG, dokonano podziału spółek gazownictwa poprzez wydzielenie działalności handlowej na rzecz oddziałów obrotu. Oddziały jako zorganizowane części zostaną wniesione do spółek obrotu, których właścicielem jest w 100% PGNiG SA. Ostatecznie, jak już wspominałem, nastąpi ich pełna inkorporacja do PGNiG SA. PGNiG SA realizowało integrację działalności obrotu gazem na podstawie modelu prawnego osiągnięcia struktury docelowej, polegającym na podziale spółek gazownictwa w trybie przepisów KSH Rozdziału II – Podział spółek, a w szczególności art. 529, 530, 531. W związku z powyższym, najpierw nastąpiło obniżenie kapitałów spółek gazownictwa, a następnie podwyższenie kapitałów spółek obrotu gazem.

To dość skomplikowany proces przekształceń. Trzeba jednak powiedzieć, że w prawie gospodarczym nie wprowadzono zmian, które ułatwiłyby przeprowadzenie procesu prawnego wydzielenia OSD i wyeliminowały ryzyko prawne i podatkowe, które pojawiło się w trakcie jego realizacji, a które zostało wyeliminowane. Realizacja każdej innej koncepcji zwiększała poziom tych rodzajów ryzyka.

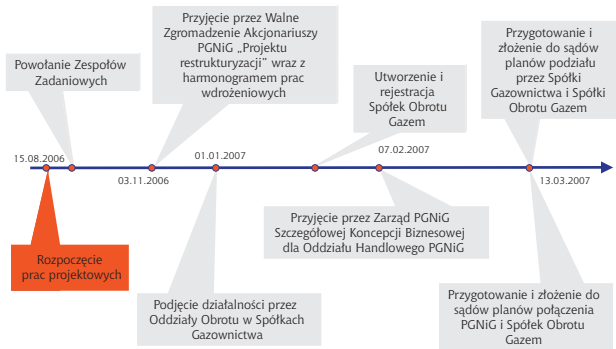
Jak przebiegać będzie integracja działalności obrotu gazem (hurtowego i detalicznego)?

Jak już powiedziałem, integracja obrotu następuje stopniowo. Jesteśmy na etapie podziału każdej spółki gazownictwa poprzez wniesienie działalności handlowej do wcześniej zawiązanych przez PGNiG sześciu spółek z siedzibami w Warszawie. Obecnie działalność handlową prowadzi sześć spółek. Są to tzw. spółki tymczasowe o nazwach: Dolnośląska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o., Górnośląska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o., Karpacka Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o., Mazowiecka Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o., Pomorska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o. oraz Wielkopolska Spółka Obrotu Gazem Sp. z o.o., które w kolejnym etapie zostaną połączone z PGNiG. Wówczas, prawdopodobnie od 1 października 2007 roku, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA – Oddział Handlowy w Warszawie przejmie prawa i obowiązki wynikające z dotychczasowych umów spółek z klientami. Plany połączenia spółek z PGNiG zostały już zaakceptowane przez poszczególne Zarządy.

Jakie funkcje i w jakiej strukturze organizacyjnej będzie spełniał Oddział Handlowy PGNiG SA?

Oddział Handlowy PGNiG SA będzie strukturą ogólnopolską, kolokwialnie można powiedzieć – superdepartamentem Centrali PGNiG SA, odpowiedzialnym przede wszystkim za sprzedaż hurtową i detaliczną. W jego ramach nadal będą funkcjonowały 23 gazownie i biura obsługi klienta na terenie całego kraju. Oddział Handlowy, tak samo jak wcze-

Działania zrealizowane



szej spółki gazownictwa, zapewni naszym klientom kompleksową oraz pełną obsługę handlową.

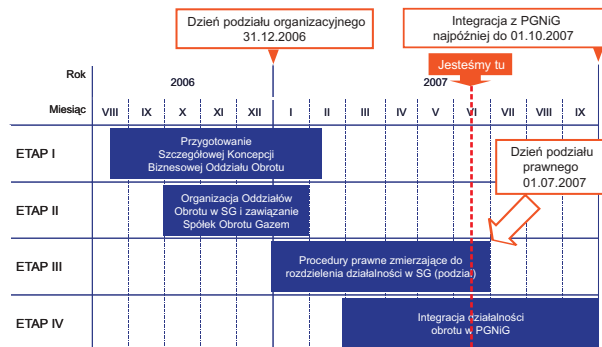
W ten sposób PGNiG SA oprócz działalności wydobywczej i magazynowej prowadzi także całość działalności handlowej (obróty hurtowy i detaliczny) poprzez Oddział Handlowy. Warto zaznaczyć, że w oddziale tym skupiona będzie działalność handlowa szeroko rozumiana, nie tylko jako sama sprzedaż gazu i obsługa klienta, ale również marketing oraz bilansowanie handlowe gazu.

Jakie efekty biznesowe przyniesie integracja obrotu?

Wybór określonego modelu przekształceń w Grupie Kapitałowej PGNiG został dokonany z myślą o wzroście efektywności działania oraz wzmocnieniu pozycji rynko-

wej grupy. Realizowane przekształcenia w średnim i w długim okresie pozwolą obniżyć koszty działalności handlowej, przyspieszyć przepływy finansowe oraz możliwości inwestycyjne. Wszystkie te czynniki wpłyną na poprawę pozycji konkurencyjnej PGNiG na rynku obrotu gazem i będą korzystne dla naszych klientów.

Ramowy harmonogram przekształceń



OPINIA URZĘDU OCHRONY KONKURENCJI I KONSUMENTA

Przekształcenia wewnątrz PGNiG nie muszą być notyfikowane prezesowi UOKiK. Zgodnie z ustawą o ochronie konkurencji i konsumentów, w związku z tym, że koncentracja odbywa się w ramach grupy kapitałowej, PGNiG nie ma obowiązku zgłaszania jej prezesowi urzędu i uzyskiwania zgody.

Ponadto zgodnie z prawem energetycznym nie ma obowiązku, by obrót hurtowy był wydzielony od detalicznego. Natomiast przedsiębiorstwa energetyczne muszą wydzielić działalność związaną z obrotem (gazem, energią) od działalności związanej z dystrybucją. Rozdział obrotu hurtowego od detalicznego bez wątpienia zapewniłby większą przejrzystość w działaniach PGNiG. Jego brak może m.in. negatywnie wpłynąć na podmioty będące hurtowymi odbiorcami gazu od PGNiG i jednocześnie dostawcami detalicznymi tego gazu. Należy przy tym zauważyć, że odbiorcy końcowi podlegają prawnym zabezpieczeniom wynikającym z regulacji prezesa URE.

Specyfiką polskiego rynku gazu jest uzależnienie od silnej pozycji PGNiG, które dysponuje praktycznie całym gazem, znacząco wpływając przez to na rozwój konkurencji na tym rynku. Nawet bowiem po otwarciu rynku nadal będzie problem z zakupem gazu od innego podmiotu niż PGNiG.

Jaki to może mieć wpływ na funkcjonowanie rynku gazu w Polsce?

Klienci powinni być zadowoleni ze zmian. PGNiG jako lider polskiego rynku gazu jest też odpowiedzialny za wyznaczanie i kształtowanie określonych standardów technicznych

OPINIA UCZESTNIKA RYNKU GAZU

dr Bernard Rudkowski, prezes Zarządu G.EN. GAZ ENERGIA S.A. z Poznania

Dla naszej firmy, jako największego w Polsce prywatnego dystrybutora gazu ziemnego, dużo większe znaczenie miał pierwszy etap wprowadzania unbundlingu, czyli wydzielenie Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A. Z perspektywy czasu zabieg ten oceniamy pozytywnie. Z pozostałego do tej pory w całkowitym posiadaniu PGNiG łańcucha dostaw gazu, prowadzącego od granicy kraju lub kopalni do gazomierza u klienta, wyłączono zostało jedno ogniwo. Podkreślić również należy, iż nowo powstała spółka GAZ – SYSTEM sprostąła niełatwemu wyzwaniu, jakim było utrzymanie, a nawet podniesienie wysokiego standardu obsługi. Oczywiście pojawiły się także pewne niedogodności. Największą z nich była konieczność prowadzenia wszelkich uzgodnień i negocjacji jednocześnie z dwoma partnerami.

Od spółek dystrybucyjnych nasza firma nie kupuje gazu przeznaczonego do redystrybucji, dlatego też wydzielenie operatorów systemów dystrybucyjnych bezpośrednio nie wpłynie na działalność spółki. Na podstawie naszych doświadczeń z rynku hurtowego sądzymy jednak, iż także klienci końcowi zyskają na wydzieleniu OSD. Przepuszczamy, iż korzyści mogą być nawet większe niż w przypadku wydzielenia operatora systemu przesyłowego. Ze względu na ograniczenia dotyczące importu gazu, po 1 lipca 2007 roku, wolna konkurencja szybciej rozwinie się na rynku konsumentów końcowych, a – jak wiadomo – na wprowadzeniu wolnego rynku ci ostatni mogą jedynie zyskać.

Ze swojej strony z uwagą przyglądamy się sposobowi, w jaki grupa PGNiG dokonuje wydzielenia operatorów systemów dystrybucyjnych. W związku z dynamicznym rozwojem nasza spółka w przyszłości również przekroczy próg zobowiązujący ją do dokonania takiego zabiegu. Będziemy jednak w lepszej pozycji, mogąc oprzeć własne rozwiązania na dokładnej analizie doświadczeń naszych kolegów z branży.

i jakości obsługi. Nasza Grupa bardzo aktywnie uczestniczy w kształtowaniu norm jakości w tym zakresie. W maju zostało podpisane porozumienie z Izbą Gospodarczą Gazownictwa dotyczące współpracy w zakresie prowadzenia normalizacji zakładowej w gazownictwie. PGNiG jako podmiot dominujący w branży gazowniczej ma szansę wpływania na jakość standardów technicznych polskiego gazownictwa. Korzystanie z nich daje gwarancje bezpieczeństwa, obniża

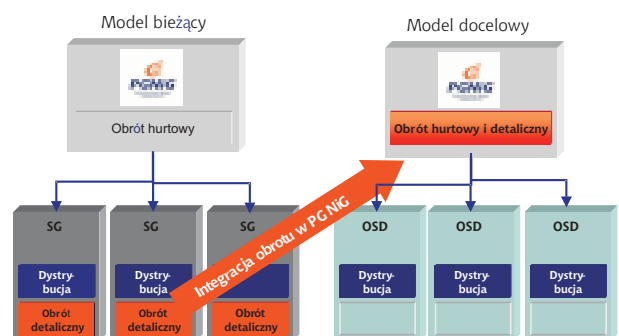
Zależy nam, by tak duże przekształcenie organizacyjne było w minimalnym stopniu odczuwalne przez klientów.

koszty zarówno na etapie projektowania, jak i realizacji zadań inwestycyjnych. Jeśli chodzi zaś o jakość obsługi klientów, to skoncentrowanie ich w wyspecjalizowanych strukturach – handlowych – również gwarantuje klientom wzrost standardu obsługi.

Czy integrację obrotu odczują konsumenci gazu, czy będą to zmiany korzystne?

Zależy nam, by tak duże przekształcenie organizacyjne było w minimalnym stopniu odczuwalne przez klientów. Dla naszych klientów rozdzielenie działalności nie spowoduje żadnych zmian w obsłudze, klient w całości będzie obsługiwany w dotychczasowych miejscach – Biurach Obsługi Klienta. Dla nowego odbiorcy, przyszłego klienta nastąpiła zmiana formalna związana z procesem przyłączania do sieci gazowej. Jest ona jednak niezauważalna dla klienta dzięki rozwiązaniu określanemu mianem

Przyjęty model przekształceń



„jednego okienka”. Zasada ta umożliwi kompleksowe załatwienie spraw w BOK-ach. Staraliśmy się zbudować proces obsługi klienta w sposób dla niego optymalny.

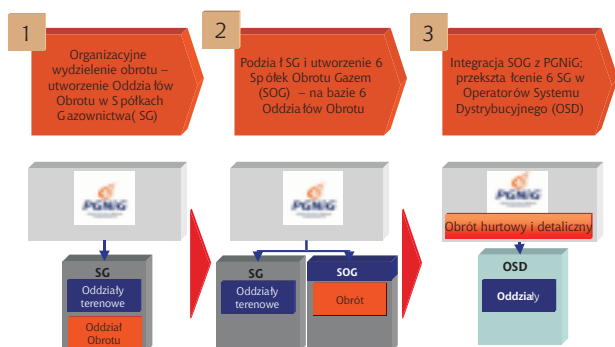
To właśnie z myślą o klientach wybrano dość żmudny i skomplikowany proces organizacyjno-prawny. Istotnym czynnikiem przemawiającym za tym rozwiązaniem była możliwość uniknięcia konieczności wypowiedzania umów ponad 6 milionom naszych klientów, co niestety towarzyszyło innym opcjom zmian. Przyjęta ścieżka prawna, choć długa i pracochłonna, ma jednak zasadniczą zaletę: podział spółek

i inkorporacja (wcielenie obrotu do PGNiG) nie wymagają wypowiedzeń umów o dostawę gazu. Najpierw spółki tymczasowe, a potem PGNiG stają się automatycznie drugą stroną umowy (tzw. sukcesja uniwersalna). Nietrudno wyobrazić sobie, jak skomplikowana byłaby taka procedura i jak reagowałby nasi klienci. Wybrano więc rozwiązanie optymalne ze względu na komfort, wygodę naszych klientów.

Taka jest pierwsza część odpowiedzi na pani pytanie. Jeśli chodzi o drugą, to zmiana, której dokonujemy, w możliwie krótkim okresie doprowadzi do ujednoczenia polityki taryfowej i handlowej oraz ujednoczenia procedur obsługi klientów. W ten sposób, z myślą o naszych klientach chcemy wykorzystać przekształcenia, którym z mocy prawa musieliśmy, w określonym terminie, się poddać. Zmiany przyniosą naszym klientom dalsze doskonalenie standaryzacji obsługi, wprowadzenie w całym kraju najlepszych praktyk biznesowych, a także rozwój nowoczesnych narzędzi komunikacji z klientami, opartych na wspólnych w całym kraju rozwiązaniach informatycznych. Chcemy być dla naszych klientów partnerem i niezawodnym dostawcą usług energetycznych. Chcemy bliżej poznać naszych klientów.

Warto przy tym zaznaczyć, że już od 1 lipca pod numerem **0 801 809 900** uruchamiamy dla klientów indywidualnych i biznesowych specjalną infolinię, która ułatwi im dostęp do informacji na temat PGNiG oraz procesu integracji obrotu. Początkowo infolinia czynna będzie od poniedziałku do soboty w godzinach 8:00 do 22:00. Od 1 lipca zamierzamy również uruchomić drugie narzędzie wspierające proces informacji o zmianach zachodzących w spółce. Będzie to adres e-mail: infolinia@pgnig.pl, pod którym klienci będą mogli składać zapytania dotyczące restrukturyzacji w GK PGNiG. Zamierzamy rozwijać te na-

Przekształcenia prawne



rzędzia tak, by stopniowo oferować naszym klientom coraz więcej funkcjonalności.

Jakie funkcje wypełniać będą operatorzy systemu dystrybucyjnego po wydzieleniu działalności handlowej?

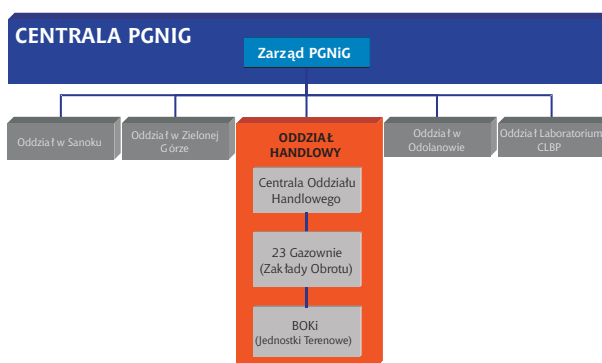
Operatorzy systemu dystrybucyjnego (OSD) zajmować się będą techniczną dystrybucją gazu. Spółki gazownictwa, które przekształcone zostaną w operatorów systemu dystrybucyjnego funkcjonować będą samodzielnie, zgodnie z wymogami niezależności przewidzianymi

przez zapisy dyrektywy 2003/55/EC oraz prawa energetycznego.

Zasada niezależności OSD dotyczy zarówno kierownictwa OSD (niezależność w podejmowaniu decyzji), jak i pracowników OSD (brak faworyzowania bądź dyskryminacji jakichkolwiek spółek obrotu na rynku unijnym). Takie określenie niezależności osób odpowiedzialnych za zarządzanie OSD oraz samej spółki OSD oznacza, iż PGNiG nie może wkraczać w operacyjne podejmowanie decyzji przez OSD.

Obsługą handlową, sprzedażową zajmie się Oddział Handlowy, natomiast Operator Systemu Dystrybucyjnego, czyli

Oddział Handlowy w strukturze organizacyjnej PGNiG



poprzednio Spółka Gazownicza działająca na danym terenie lub inny podmiot działający na zlecenie operatora będzie wciąż realizował odczyty gazomierzy. Kontrole układów pomiarowych dokonywane będą przez osoby upoważnione przez operatora lub pracowników ww. spółki.

Jak podsumuje pan projekt, który właśnie wkracza w decydującą fazę?

Integracja obrotu w Grupie Kapitałowej PGNiG to największe przekształcenie na rynku gazu w Polsce. Bez względu na obowiązek, który nakładało na nas prawo energetyczne i prawo Unii Europejskiej, połączyliśmy z projektem udoskonalenia funkcjonowania gazownictwa w całej Polsce. To trudny projekt, wymagający ogromnego zaangażowania. Wiemy, że czeka nas jeszcze dużo pracy. Jednak dzisiaj, z perspektywy czasu możemy potwierdzić, że wybrany w Grupie Kapitałowej PGNiG model przekształceń związanych z realizacją obowiązkowego wydzielenia operatorów systemu dystrybucyjnego jest rozwiązaniem najlepszym z możliwych, dla klienta i dla Grupy PGNiG.

Dziękuję za rozmowę. ■

Rozmawiała **Marzena Strzelczak**

Od Redakcji:

29 czerwca nastąpiło podwyższenie Kapitałów Zakładowych Spółek Obrotu Gazem w Grupie PGNiG. Spółki obrotu gazem: Dolnośląska, Górnośląska, Karpacka, Mazowiecka, Pomorska i Wielkopolska przejęły prawa i obowiązki wynikające z dotychczasowych umów z klientami spółek gazownictwa na swoim terenie. Funkcjonuje sześć operatorów systemu dystrybucyjnego – Dolnośląski, Górnośląski, Karpacki, Mazowiecki, Pomorski i Wielkopolski.



Rozmowa
z **Piotrem Woźniakiem**,
ministrem gospodarki

Bezpieczny program energetycznego bezpieczeństwa

Zasadniczym elementem polityki państwa wobec sektora gazowniczego w Polsce jest problem dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Jednym z elementów tego programu są rozmowy z Norwegami w sprawie pozyskania gazu z ich złóż i budowy gazociągu duńskiego, by gaz norweski trafił na polskie wybrzeże. Proszę scharakteryzować stan rozmów w tej sprawie.

Zasadnicza kwestia to dywersyfikacja. Wszystkie inne sprawy muszą zostać jej podporządkowane. Rozwój polskiego rynku gazu nie będzie możliwy, jeśli nie pozbedziemy się lęku przez brakiem stabilnych dostaw. Proszę pamiętać, co się stało z przemysłem chemicznym po kryzysach zimowych w dostawach rosyjskiego gazu w 2005 i 2006 roku. Musieliśmy wtedy ograniczyć dostawy gazu dla ciężkiej chemii. Efekt był taki, że przygotowana na rok 2006 prywatyzacja sektora chemii skończyła się fiaskiem; oferty prywatyzacyjne, które otrzymaliśmy, pochodziły z bardzo niskiej półki. Brak stabilizacji dostaw inwestorzy bezwzględnie dyskонтują. A przecież musimy rozwijać przemysł ciężkiej chemii. Proszę pamiętać, że w bilansie handlowym surowców i artykułów chemicznych mamy co roku saldo ujemne na 5 mld euro. Bez gwarancji bezpiecznych dostaw gazu, przemysłu chemicznego w Polsce nie będzie. Nie mówiąc o samym sektorze gazowym. Zużycie gazu w Polsce jest wciąż najniższe w Europie. 14 mld m sześć. rocznie w 40 milionowym kraju to znacznie poniżej średniej. Dobra średnia w kraju europejskim to miliard m sześć. na milion mieszkańców rocznie. Rynek w reakcji na niebezpieczeń-

stwo odcięcia dostaw nie będzie inwestować w tym sektorze. Musimy pozbyć się widma krachu dostaw, a dopiero później liberalizować rynek i myśleć o jego rozwoju. Warunkiem bezpieczeństwa jest dywersyfikacja, a drogą do niej jest realizacja koniecznych, chociaż trudnych i kosztownych inwestycji. Jeszcze jedno połączenie gazociągowe z Niemcami, nie jest wyjściem z tej sytuacji, bo pozostaniemy *de facto* przy tym samym dostawcy.

I stąd kierunek północny, jako alternatywa?

Jesteśmy w lepszej sytuacji niż Czechy czy Słowacja – mamy stosunkowo blisko do złóż skandynawskich. Na szelfie norweskim operują wszyscy znaczący gracze branży paliwowej w Europie. Mimo to, proszę zauważyć, że PGNiG SA – firma znana, ale nie potentat na rynku europejskim – bez większych trudności kupił złoża na Morzu Północnym. Negocjacje trwały nieco ponad pół roku, a zatem to nie jest zamknięty krąg, przez który nie można się przebić. Takich ofensywnych ruchów potrzeba więcej. Pojawiły się głosy, że to złożo jest nieopłacalne. To fałszywa teza. Oferta była atrakcyjna dla niemieckiego E. ON i duńskiego DONG, z którymi ostatecznie wygrało PGNiG. Przystąpiliśmy równocześnie do projektu Skanled, tj. połączenia gazociągowego pomiędzy Norwegią a Szwecją i Danią (patrz mapka). Wszystkie 10 firm, które są obecnie w tym przedsięwzięciu – między innymi E. ON, norweski Skagerak i my – widzą dla siebie korzyści. Projekt doskonale mieści się w naszych planach dostępu do szelfu północnego, a jednocześnie dzielimy ryzyko i koszty. 1 października 2009 r. zakończony zostanie etap

projektowy prac konsorcjum Skanled. Będziemy w nim uczestniczyć już jako pełnoprawni członkowie projektu. Po 1 października 2009 r. ruszyć ma budowa. Skanled ma połączyć szelf Morza Północnego przez Danię z wybrzeżem polskim koło Szczecina. Trwają uzgodnienia, w jaki sposób Duńczycy wzmocnią swój system przesyłowy i połączą się z Baltic Pipe. My ze swej strony musimy zbudować połączenie z Wybrzeża Szczecińskiego w głąb kraju. Wtedy będziemy mogli powiedzieć, że jesteśmy „wpięci” w system dostaw z Morza Północnego. To powinno nastąpić w 2011 lub 2012 roku. Fakt, że zostaliśmy przyjęci do konsorcjum to jest nasz sukces. Trzeba było poświęcić ponad rok na odbudowanie zaufania partnerów po skandalicznym zerwaniu kontraktu zawartego ze Skandynawami w 2001 roku. Powracamy w pewnym sensie do porozumienia strategicznego z partnerami norweskimi i duńskim z 2001 roku.

Tym samym znajdziemy się w czasie, kiedy drugi element strategii dywersyfikacji – budowa terminalu LNG w Świnoujściu – również będzie na finiszu.

Tak, chociaż zbieżność w czasie nie była zamierzona. Problemy lokalizacyjne opóźniły projekt tzw. Gazoportu.

Realizacja terminalu LNG to zupełnie nowa jakość w polskim gazownictwie. Ten projekt wymaga łącznego rozpatrywania trzech zagadnień: długoletniego kontraktu z producentem lub producentami LNG, stworzenia logistyki dostaw flotą metanowców i budowy terminalu na

polskim wybrzeżu. Na jakim etapie są poszczególne segmenty tego projektu?

Chcę podkreślić: to nie jest wyścig. Oba projekty – gazociągu i terminalu – nie konkurują ze sobą. Nie ma znaczenia, który powstanie pierwszy. A wracając do terminalu LNG. Wspomniał pan o elementach składowych tego projektu. To prawda. W sprawie dostaw i logistyki – można te elementy połączyć, bo można zawierać kontrakty loco port odbiorcy. Można też kupować loco port dostawcy. Nie wiadomo jeszcze, jakie będzie rozstrzygnięcie ostateczne, ale oba warianty są rozważane. Nie będzie problemu z flotą gazowców, bo ta rośnie na świecie niezwykle szybko. W obecnej fazie projektów terminalu LNG bardzo ważne jest zawarcie długoterminowych umów dostaw, które twardo uzasadnią budowę terminalu. Trwają rozmowy PGNiG SA z partnerami m.in. z Kataru i Algierii, ale spółka jest dość oszczędna w komunikatach na ten temat. Trzeba to rozumieć. Negocjacje handlowe wymagają poufności i dyskrecji. Jest jeszcze aspekt technologicznych reżimów takiej inwestycji. Konstrukcja terminalu wymaga użycia bardzo szlachetnych materiałów, na przykład odpowiedniej jakości stali, która nie jest dostępna powszechnie. Jest dwóch czy trzech producentów na świecie i oni też korzystają z koniunktury. A więc i z nimi rozmowy będą trudne. Trzeba zaangażować na początek duże pieniądze z długim terminem zwrotu. Mówię o tym, bo to są czynniki ryzyka, jakich w polskim przemyśle gazowniczym jeszcze nie było. Mogę zapewnić, że mimo trudnych uwarunkowań, harmonogram realizacji tego projektu nie jest zagrożony.

Koncepcja importu gazu z Norwegii do Polski



Jesteśmy w roku 2012. Oba projekty zostały sfinalizowane. Osiągnęliśmy bezpieczny poziom dywersyfikacji?

Tak. Przy przewidywanym poziomie popytu, tak. Nie przewiduję istotnych zmian w prognozach popytu.

A przecież zakładany jest również wzrost wydobycia krajowego...

To jest osobna kwestia. Mamy zlokalizowane zasoby, mamy pieniądze na inwestycje w wydobycie, ale problem tkwi gdzie indziej. Są już złoża gotowe do eksploatacji, które czekają na doprowadzenie gazociągów. Poza tym w naszych złożach dwie trzecie to jest gaz zaazotowany, a nie wszyscy odbiorcy taki gaz tolerują. Musimy zatem równocześnie inwestować w uzdatnianie gazu. Zakład uzdatniania w Odolanowie pracuje już z maksymalną wydajnością.

Może mniej blokad towarzyszyć będzie koniecznym inwestycjom w zakresie bazy magazynowej? A to przecież kolejny element bilansowania potrzeb i bezpieczeństwa. Zwłaszcza że ustawodawca podniósł poprzeczkę wymagań w tym zakresie.

Musimy zwiększyć krajowe pojemności magazynowe. Np. nasi sąsiedzi – Czesi, a także Słowacy i Węgrzy, mają ich wielokrotnie więcej niż my. W stosunku do wielkości rynku magazyny są już za małe, a przy tym nie spełniają koniecznych reżimów technologicznych, co oznacza między innymi, że nie zapewniają takiej mocy podawczej, która pozwoliłaby kompensować nagły brak dostaw np. z importu. Magazynów musi być po prostu więcej i nie tylko ze względu na pojemność. Aby zainicjować inwestycje w tę dziedzinę, trzeba sięgnąć do instrumentu administracyjnego – do nowych przepisów, by zmusić uczestników rynku – przede wszystkim PGNiG SA – do inwestycji w magazyny podziemne. Są odpowiednie ekspertyzy i projekty, są pieniądze, są wykonawcy. Obowiązek magazynowania dotyczy wszystkich potencjalnych chętnych do wejścia na nasz rynek. Muszą dysponować pojemnościami magazynowymi.

Mówimy dużo o różnych aspektach bezpieczeństwa energetycznego, o projektach, które mają je zagwarantować. Ale kto za to wszystko zapłaci, przecież to są olbrzymie koszty?

Weźmie to na siebie przede wszystkim dominująca na rynku spółka. Wszystkie szczegółowe analizy przedinwestycyjne, wszystkie biznesplany wskazują, że założone projekty są bezpieczne finansowo. Przewidywana opłacalność planowanych przedsięwzięć jest wystarczająca. Trzeba pamiętać, że w przemyśle gazowniczym inwestycje nie przynoszą ani szybkiej, ani wysokiej stopy zwrotu. Dyskontuje się swoje zyski – bezpiecznie – ale przez lata. Przy okazji warto zwrócić uwagę na rosyjsko-niemiecki gazociąg bałtycki. Nie komentuje się dotąd cen gazu, który ma być nim transportowany, a warto żądać odpowiedzi na pytanie, czy inwestycja spowoduje wzrost cen gazu na wspólnym europejskim rynku? Czy będziemy mieć gaz

droższy czy tańszy? Ograniczenia środowiskowe dla „ruary bałtyckiej” są ważne, ale zwracamy uwagę na sprawy zasadnicze, a taką sprawą jest niska cena nośników energii w Europie. Dla naszych planów inwestycyjnych ceny rynkowe gazu są kluczową sprawą. Na jednolitym rynku musi to być policzalne i przewidywalne.

Polski rynek gazu musi być bezpieczny. To oczywiste. O tym rozmawialiśmy. Ale na tym rynku zachodzą również procesy zmian. Na przykład trwa – wynikający z europejskiej dyrektywy gazowej – proces wydzielenia i koncentracji obrotu. Jaki to będzie miało wpływ na rynek, co to oznacza dla konsumentów?

To będzie skutkowało przede wszystkim obniżką kosztów działalności. Jeśli uwzględnić opinię prezesa URE, koszty kwalifikowane powinny spaść. Taka jest logika. Ten kierunek zmian organizacyjnych jest zatem korzystny, bo zmierza do obniżenia cen. Oczekuję korzystnych efektów synergicznych.

Jeśli mowa o działaniach na rzecz porządkowania reguł rynku, jest jedna jeszcze kwestia – powiązania kapitałowe pomiędzy PGNiG SA a OSP GAZ – SYSTEM S.A. Chodzi przede wszystkim o skutki taryfowe kosztów leasingu sieci.

To są złe skutki złej prywatyzacji. Pomysł leasingu sieci był wymuszony chybioną decyzją prywatyzacji PGNiG SA. Leasing wykreował koszty nieznane wcześniej ani na rynku, ani spółce PGNiG. Mogliśmy tego uniknąć, a ponieważ jest to koszt kwalifikowany, mogli go uniknąć przede wszystkim konsumenci. Teraz ten kolosalny błąd naprawiamy. PGNiG wypłaca skarbowi państwa dywidendę rzeczową w formie elementów sieci przesyłowej przekazywanej następnie do OSP GAZ – SYSTEM SA. Myślę, że w ciągu dwóch lat cały majątek zostanie przekazany.

Czy te wszystkie działania na rynku międzynarodowym ze względu na dywersyfikację i na rynku wewnętrznym, ze względu na jego porządkowanie, otwierają lepsze perspektywy dla sektora gazowego?

Przewiduję dobre perspektywy. Co prawda, faktyczna liberalizacja rynku będzie na początku dość ograniczona ze względu na monopol w imporcie, ale w 2011 roku stanie się faktem. Gdy rzeczywiście otworzymy rynek na dostawy z innych kierunków, uwolnimy jednocześnie prawdziwy rozwój rynku. Szkoda ostatnich 10 lat zupełnie zmarnowanych – albo przez złą wolę, albo przez zaniechania. Gdyby nie fatalne decyzje o odstąpieniu od konkretów i inwestycji dywersyfikacyjnych od 2002 roku, bylibyśmy już w świecie normalnej konkurencji. Łatwiej też byłoby radzić sobie z ograniczeniami emisji CO₂. Z powodu własnych błędów znowu będziemy w ogniu. Szkoda.

Dziękuję za rozmowę. ■

Rozmawiał
Adam Cymer

Nierozliczone ilości gazu

Grzegorz Bartoszewski

Gazownictwo od początków swego istnienia boryka się z problemem występowania strat gazu. Doskonale zdajemy sobie sprawę z faktu, iż nie istnieją systemy gazownicze, które nie generowałyby strat w trakcie ich eksploatacji. Walka o zmniejszenie poziomu nierozliczonych ilości paliwa gazowego (NIPG) prowadzona jest na coraz większą skalę, przy wykorzystaniu coraz nowocześniejszych metod.

Obecnie, gdy następuje fizyczny rozdział spółek gazownictwa z GK PGNiG na część zajmującą się sprzedażą paliw gazowych oraz na część dystrybucyjną, należy mieć świadomość, że wszystkie nierozliczone ilości paliwa gazowego w całości będą obciążać Operatorów Sieci Dystrybucyjnej.

Podstawą wyboru strategii ograniczania wielkości NIPG jest dokładne rozpoznanie problemu. W tym celu należy określić w sposób jak najbardziej szczegółowy: rodzaj strat, genezę powstawania strat, wielkość strat, obszar, na którym są generowane, ekonomiczny aspekt podejmowanych działań (opłacalność).

Generalnie straty można zdefiniować jako różnicę pomiędzy ilością paliwa gazowego wprowadzonego do systemu, a ilością gazu dostarczonego odbiorcom oraz ilością paliwa gazowego przeznaczonego na potrzeby własne Operatora Sieci Dystrybucyjnej. Występowanie NIPG wiąże się z koniecznością zamawiania przez OSD alokacji własnej na poziomie wyższym niż wielkość, która wynikałaby z rzeczywistego zapotrzebowania. W efekcie ma to określony wymiar finansowy dla operatora, gdyż musi on pokryć koszt zakupu paliwa gazowego, opłacić jego transport poprzez sieć gazociągów przesyłowych, a w przypadku strat związanych z nielegalnym poborem paliwa gazowego, OSD nie osiąga zysków z jego dystrybucji. Dla porządku należy dodać, że w przypadku strat związanych z nielegalnym poborem, „obrót”, mimo że nie ponosi związanych z tym realnych kosztów, w rzeczywistości traci, gdyż nie osiąga zysków, które mogłyby być jego udziałem, gdyby udało mu się to paliwo sprzedać.

PODZIAŁ STRAT

W celu znalezienia źródeł generujących NIPG należy je właściwie sklasyfikować, co pozwoli na jednoznaczne stwierdzenie, czy istnieje realna możliwość, by dany rodzaj strat ograniczyć

oraz jakie środki trzeba będzie zaangażować, aby podjęte działania były ekonomicznie uzasadnione. Odpowiednia klasyfikacja NIPG pozwala na stwierdzenie, czy występujące straty to efekt prowadzenia niewłaściwych działań podczas procesu dystrybucji, czy też są one konieczne dla zapewnienia prawidłowego ruchu sieciowego.

Straty można podzielić na straty rzeczywiste i straty pozorne. Straty rzeczywiste to fizyczny ubytek paliwa gazowego z systemu dystrybucyjnego, natomiast straty pozorne to straty wynikające z błędów pomiarowych, akumulacji systemu, księgowania lub zmiany parametrów fizycznych gazu. W tym artykule omówimy problem strat rzeczywistych. W następnym numerze zajmiemy się stratami pozornymi.

EMISJE Z SYSTEMU

Nawet najdoskonalsze systemy gazownicze generują straty poprzez emisje gazu do atmosfery. Najczęściej powodem emisji są nieszczelności sieci gazowej oraz, o czym należy pamiętać, wszystkie nieszczelności na instalacjach gazowych. Poza tym powodem występowania emisji mogą być wszelkiego rodzaju nadmiarowe zawory upustowe zlokalizowane w stacjach gazowych, węzłach redukcyjnych czy też będących elementem reduktorów przydomowych. Można zastanawiać się, czy emisje z urządzeń upustowych, których zadaniem jest stabilizacja systemu, należy zakwalifikować do strat związanych z emisją czy do strat związanych z bieżącą pracą sieci. Myślę, że klasyfikacja zależy od konstrukcji tych urządzeń. Przykładem mogą być stacje redukcyjno-pomiarowe II^o starszej generacji, gdzie w myśl obowiązujących podczas ich budowy przepisów instalowano zabezpieczenia, które w przypadkach ponadnormatywnego wzrostu ciśnienia po stronie wylotowej wyrzucały do atmosfery strumień gazu o wielkości 25%, a w razie konieczności nawet 100% przepustowości stacji. Podczas obowiązywania ówczesnych przepisów stwierdzono by, że są to straty technicznie uzasadnione, ale obecnie, gdy zawór nadmiarowy powinien upuścić 2% przepustowości stacji¹⁾ należy stwierdzić, że są to emisje, które generują nadmierne dla systemu straty. Podobnie wygląda sprawa reduktorów przydomowych, wśród których od dziś znajduje się sporo reduktorów starej konstrukcji.

Kolejnym elementem, który może być przyczyną powstawania NIPG są awarie sieci gazowej, które są wynikiem działania osób trzecich. Tylko właściwe postępowanie, zgodne z obowiązującymi w WSG instrukcjami eksploatacyjnymi, pozwoli na oszacowanie powstałych podczas zaistniałego zdarzenia strat gazu.

Metody walki z emisjami to przede wszystkim:

- Wykrywanie i usuwanie nieszczelności.
- Podczas kwalifikowania kolejności usuwania wykrytych nieszczelności, podstawowym parametrem powinno być zachowanie bezpieczeństwa publicznego, a w dalszej kolejności należy rozpatrywać wielkość występującej emisji.
- Wymiana odcinków sieci gazowej, które ze względu na zły stan techniczny są źródłem znacznej emisji.
- Stosowanie nowoczesnych metod doszczelniania sieci.
- Nadzór nad pracami prowadzonymi na instalacjach gazowych.



- ➔ ■ Remonty urządzeń stacji redukcyjno-pomiarowych II^o połączone z wymianą urządzeń powodujących ponadnormatywną emisję.
- Sukcesywna wymiana reduktorów przydomowych starego typu.
- Rzetelne wyliczenie strat gazu powstałych w wyniku awarii sieci gazowej.

W przypadku identyfikacji sprawcy, konsekwencje finansowe wynikające z tego faktu powinny zostać poniesione przez sprawcę, łącznie z przedstawioną wielkością strat paliwa gazowego.

Trzeba dodać, że emisje paliwa gazowego do atmosfery oprócz strat finansowych, jakie przynoszą firmom gazowniczym, mają znaczenie globalne, gdyż przyczyniają się do spotęgowania efektu cieplarnianego.

STRATY UZASADNIONE TECHNOLOGICZNIE

Straty uzasadnione technologicznie to straty, których nie można uniknąć, gdyż są one niezbędne dla prawidłowego prowadzenia ruchu sieciowego. Mimo że nie można zniwelować tego typu strat do zera, to jednak można próbować je ograniczyć. Podstawą do tego jest właściwa lokalizacja powstawania strat w trakcie prowadzenia procesów ruchowych i, co niesłychanie ważne, bardzo dokładne opisanie źródeł ich powstawania przy jednoczesnym określeniu ich wielkości. Pozwoli to na precyzyjne stwierdzenie, jaką część NIPG stanowią straty tego typu oraz w jaki sposób można je ograniczyć.

Do strat technologicznie uzasadnionych można zaliczyć:

- Straty związane z prowadzeniem prac sieciowych związanych z upuszczaniem paliwa gazowego.
- Ponowne napełnienie odcinków sieci gazowej.
- Straty związane z napełnianiem nowo wybudowanych odcinków sieci gazowej.
- Straty związane z napełnianiem instalacji gazowych – dotyczy odcinków przed gazomierzami.
- Straty związane z pracami wykonywanymi na instalacjach gazowych przez firmy instalatorskie. Często tego typu prace wiążą się z koniecznością zamknięcia kurka głównego oraz upuszczenia paliwa gazowego z instalacji.

Z kolei ta operacja często wykonywana jest z pominięciem urządzenia pomiarowego. Po dokonaniu niezbędnych czynności następuje ponowne napełnienie instalacji. Wydaje się, że w pojedynczych przypadkach są to niewielkie ilości, ale biorąc pod uwagę skalę działań wykonywanych na instalacjach gazowych można przypuszczać, że w sumie są to już ilości, których nie powinno się pomijać. Należy rozważyć, czy za każdorazowe zamknięcie kurka głównego nie obciążać właściciela instalacji niewielką, zryczałtowaną opłatą, której wysokość rekompensowałaby powstałe straty. Działanie takie, oprócz tego, że pozwalałoby pokryć straty gazu generowane przez tego typu prace, dodatkowo dyscyplinowałoby wykonawców i administratorów, ograniczając zbyt pochopne i bez troskie działania na instalacjach.

- Straty związane z przeglądami oraz regulacjami urządzeń stacji gazowych, węzłów gazowych oraz straty związane z prowadzeniem wymiany urządzeń pomiarowych.
- Straty związane z badaniami jakościowymi gazu – koniecz-

ność upuszczenia określonej ilości paliwa gazowego przed pobraniem próbki lub wykonaniem badania urządzeniami elektrochemicznymi.

- Emisja paliwa gazowego związana z przepuszczalnością sieci gazowej z PE.

$$[1] V = P \times \Pi \times p \times t \times l \times SDR \text{ [cm}^3\text{]}$$

gdzie:

p – ciśnienie gazu [MPa]

t – czas [doba]

l – długość rury [m]

SDR – (*Standard Dimension Ratio*) stosunek średnicy zewnętrznej rury d_n do grubości ścianki e_n

P – współczynnik przenikalności – dla gazu ziemnego wynosi **0,56** [cm³/ (m × MPa × doba)]

Korzystając z przedstawionego powyżej wzoru, wynikającego z I prawa Ficka²⁾ oraz dysponując tylko szacunkowymi danymi odnośnie do długości sieci gazowej z PE zlokalizowanej na terenie działania O/ZG Poznań można stwierdzić, że roczna emisja paliwa gazowego spowodowana przenikalnością PE wynosi ok. 7 tys. m³.

Podstawą do określenia wielkości utraconego w procesach technologicznych paliwa gazowego jest przypisanie wszystkim działaniom technologicznym odpowiedniej wielkości strat, których te działania są powodem. Wszystkie wielkości, które zostaną zmierzone i odpowiednio przyporządkowane pozwolą na określenie, z jaką wielkością strat tak naprawdę trzeba walczyć, i w jakich procesach należy ich szukać.

KRADZIEŻE

„Taryfa dla paliw gazowych nr 2” Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. w punkcie 9.1. definiuje nielegalny pobór paliw gazowych:

9.1. Za nielegalny pobór paliw gazowych uważa się:

9.1.1. Pobieranie paliw gazowych bez zawartej umowy ze sprzedawcą.

9.1.2. Pobieranie paliw gazowych:

a) z całkowitym lub częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego,

b) poprzez ingerencję w ten układ, mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.

Kradzież paliwa gazowego to kolejny element składowy NIPG. Oprócz wymiernych strat, które w całości obciążają OSD, kradzież wiąże się z ingerencją w infrastrukturę gazowniczą, powodując realne zagrożenie dla życia ludzkiego oraz mienia. Katastrofalne skutki takich ingerencji można niekiedy zobaczyć w środkach masowego przekazu. Walka z tym zjawiskiem jest niezwykle trudna, gdyż metody używane do nielegalnego poboru są niesłychanie zróżnicowane i wymyślne. Problem stanowi także zlokalizowanie miejsca nielegalnego poboru, ale na tym polu coraz więcej do powiedzenia mają służby gazownicze. W celu wyłonienia spośród bardzo dużej grupy odbiorców, jednostek, które pobierają paliwo w sposób nielegalny, wskazane jest wykorzystanie istniejących programów komputerowych. Wydaje się zasadne stworzenie profilu odbiorcy gazu w każdej grupie taryfowej, co pozwoli wygenerować zbiór odbiorców zakwalifikowanych do tych grup, których zużycie gazu znacznie

odbiega od założonego. Oczywiście, profil ten powinien zawierać zakładane wielkości zużycia dla odbiorcy danej grupy taryfowej w odniesieniu do charakteru odbioru oraz sezonowości. Metoda, mimo że prosta, wydaje się skuteczna, chociaż obarczona jest błędem wynikającym z faktu, iż niektórzy odbiorcy mogą wykorzystywać inne nośniki energii lub okresowo mogą nie korzystać z gazu. Jednakże takie działania pozwolą zawęzić grupę odbiorców, którą należy poddać kontroli.

Podczas wykonywanych kontroli, oprócz ewidentnych kradzieży możliwe jest także wykrycie niesprawnych urządzeń pomiarowych. Możliwa będzie także weryfikacja odbiorców pod kątem kwalifikacji do właściwej grupy taryfowej. Zasadne wydaje się, aby w pierwszej kolejności poddać kontroli odbiorców z najwyższych grup taryfowych, gdyż to właśnie oni mogą generować najwyższe straty (kradzieże, niesprawny układ pomiarowy).

Innego rodzaju problem stanowią kradzieże gazu dokonywane przez osoby, które nie mają podpisanej umowy sprzedaży. Wszyscy, którzy wyposażeni są w urządzenia pomiarowe (gazomierze) teoretycznie powinni być związani ze służbami gazowniczymi poprzez zawartą umowę o dostawę gazu. Jednak, gdy umowa taka nigdy nie została zawarta lub z takich czy innych przyczyn została rozwiązana, to osoba taka praktycznie nie podlega żadnej kontroli ze strony służb gazowniczych. Bez umowy o dostawę gazu nie ma ona żadnych powiązań z „obrotem”, a jednocześnie nie jest ona związana z OSD, gdyż nie ma zainstalowanego urządzenia pomiarowego. Teoretycznie nieczynna instalacja gazowa często zachęca do ingerowania w nią w celu prowadzenia nielegalnego poboru paliwa gazowego. Niemal niemożliwe wydaje się wykrycie tego typu działań przez służby gazownicze. Należy tutaj wykorzystać inne metody, pozwalające na wykrycie nielegalnych ingerencji w infrastrukturę gazową.

Do metod, które należy stosować należą:

- prowadzenie akcji medialnej mającej na celu uświadomienie społeczeństwu zagrożenia, które wynika z nielegalnego poboru paliwa gazowego,
- propagowanie właściwego (legalnego), tzn. bezpiecznego użytkowania paliwa gazowego,
- wprowadzenie infolinii oraz strony internetowej, na której będzie można zgłaszać nielegalny pobór,
- szkolenie administratorów budynków, które dotyczyłoby nielegalnego poboru paliwa gazowego. W trakcie takich szkoleń należy kłaść nacisk na zagrożenie, jakie niesie ze sobą niepowołana ingerencja w instalację gazową oraz skutki, jakie może mieć taka ingerencja dla życia mieszkańców oraz dla samego budynku. Należy wskazać, że podczas okresowych kontroli wentylacji, instalacji elektrycznej itp. powinno się także zwrócić uwagę na istniejącą (teoretycznie nieczynną) instalację gazową,
- przy demontażu gazomierza jako standardowe działanie należy stosować zaślepienie strony dolotowej instalacji wraz z jej zaplombowaniem. Dane dotyczące demontażu urządzenia pomiarowego wraz z opisem miejsca nałożenia plomby na instalację oraz jej numerem, powinny zostać wprowadzone do systemu komputerowego, a informacja o tym (kopia karty montażu/demontażu) powinna zostać przekazana administratorowi,
- nagłaśnianie negatywnych skutków nielegalnego poboru, z naciskiem na zagrożenia, które stwarzają takie działania,

■ należy pokazywać opinii publicznej spektakularne akcje ujęcia sprawcy kradzieży oraz konsekwencje prawno-finansowe, które się z tym wiążą – jeżeli oczywiście zostaną zasądzone (!?). Podczas prowadzonych akcji medialnych należy podkreślić fachowość i profesjonalizm działania służb zakładu, kładąc nacisk na upowszechnienie bezpłatnego numeru Pogotowia Gazowego.

Kolejna metoda stosowana w celu kradzieży gazu to ingerencja w układ pomiarowy. Bezpośrednia ingerencja wiąże się z uszkodzeniem plomb, liczydła itd. Jednak coraz bardziej „popularne” wśród odbiorców jest wykorzystywanie magnesów neodymowych, które obecnie są ogólniedostępne. Przeprowadzono wiele badań, które wskazują, które gazomierze są odporne na działanie tego typu magnesów, a które ulegają ich oddziaływaniu. Producenci gazomierzy oraz instytucje, które prowadziły badania nad oddziaływaniem magnesów na urządzenia pomiarowe, zgodnie twierdzą, że gazomierze produkowane od roku 2005 są całkowicie odporne na ich działanie.

W związku z brakiem danych o najbardziej podatnych na działanie magnesów gazomierzy, uważam za celowe bieżące wykrywanie urządzeń, które były poddane ich działaniu. Istnieje obecnie przyrządy, które pozwalają na wykrycie szczytkowego pola magnetycznego, wskazując tym samym na działanie magnesem. Należy dodać, że urządzenia były badane przez PGNiG SA Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze, gdzie stwierdzono ich przydatność do wykrywania pozostałości pola magnetycznego w gazomierzu miechowym po uprzednim działaniu na niego magnesem neodymowym.

Celowe wydaje się wyposażenie zespołów Pogotowia Gazowego oraz pracowników brygad, które prowadzą działania na instalacjach gazowych w urządzenia tego typu oraz wprowadzenie odpowiednich zapisów w instrukcjach eksploatacyjnych. Działanie takie pozwoli na dokonywanie rutynowej kontroli gazomierzy pod kątem prób ingerencji magnesami neodymowymi. Prawne dowodzenie kradzieży paliwa gazowego poprzez działanie magnesem na urządzenie pomiarowe jest niemal niemożliwe, dlatego w przypadku stwierdzenia śladów pola magnetycznego należy bezwzględnie taki gazomierz wymienić. Nowo zainstalowany gazomierz musi być odporny na działanie tego pola. Mimo że operator nie odzyska należności za nielegalnie pobrane paliwo gazowe, to wymiana gazomierza pozwoli przerwać proceder kradzieży, czego efektem będzie zmniejszenie strat w przyszłości.

Jeżeli pójść dalej tym tokiem rozumowania, to grupą, która także powinna być wyposażona w tego typu urządzenia, powinni być inkasenci. To właśnie ta grupa podczas realizacji odczytów dociera do większości zainstalowanych gazomierzy, co powinno skutkować dużą wykrywalnością tego typu ingerencji. ■

Grzegorz Bartoszewski

Autor jest dyrektorem Zakładu Gazowniczego Poznań – Oddział Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa

1) Określa Dz.U.01.97.1055 rozporządzenie ministra gospodarki z 30 lipca 2001 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe. §33.1

2) Według „Sieci gazowe polietylenowe” – SITPNIG opracowanie zbiorowe pod redakcją A. Barczyńskiego – 2006 r.

Kogeneracyjne układy – szansa na efektywność

Tomasz Dobski

Artykuł podejmuje temat zastosowania silników gazowych w systemach grzewczych. W części pierwszej prezentowanej w tym numerze zajmuję się silnikami tłokowymi. W kolejnym numerze zostaną omówione silniki gazowe.

Obecne ceny gazu ziemnego wysokometanowego oscylują w okolicy 1 zł/Nm³ gazu. Wartość opałowa gazu wynosi około 34 MJ/Nm³ lub 9,3 kWh/Nm³. Oznacza to, że cena energii cieplnej uzyskanej ze spalania gazu wynosi ok. 29 zł/GJ. Spalanie gazu w układach grzewczych w małych czy średnich kotłach wodnych lub parowych powszechnie stosowanych w przemyśle, odbywa się ze sprawnością ponad 90%. Jeżeli w kotłach zastosujemy schłodzenie spalin do temperatury niższej niż temperatura punktu rosy spalin, czyli poniżej 56°C, możemy dodatkowo uzyskać 5 do maksymalnie 15% energii dostarczonej z gazem do kotła.

Jeżeli ten sam 1 m³ gazu spalimy w gazowym silniku tłokowym, wbudowanym w układ kogeneracyjny ze sprawnością 40%, to uzyskamy:

$40\% \times 9,3 \text{ kWh/Nm}^3 \times 1 \text{ Nm}^3 = 3,72 \text{ kWh}$ energii elektrycznej

oraz: $50\% \times 9,3 \text{ kWh/Nm}^3 \times 1 \text{ Nm}^3 = 4,65 \text{ kWh}$ energii cieplnej.

Reszta energii – ok. 10% – zostanie odprowadzona z układu kogeneracyjnego do otoczenia, w przeważającej większości ze spalinami odpływającymi z silnika.

Uproszczony rachunek ekonomiczny pokaże, że możemy uzyskać ze spalania 1 m³ gazu za energię cieplną x zł oraz za energię elektryczną x zł. No właśnie, tu jest cały problem: ile możemy uzyskać za energię cieplną i przede wszystkim elektryczną?

Gdy zagospodarujemy ją sami w gospodarstwie domowym – na przykład zainstalujemy silnik gazowy w piwnicy, w bloku, w którym mieszka autor (3 budynki 4-piętrowe, 500 mieszkań o powierzchni 64 m²), mieszkańcy mogliby płacić 25 zł/GJ energii cieplnej (obecnie 32,2 zł/GJ) oraz nawet 0,30 zł/kWh energii elektrycznej (obecnie 0,32 zł/kWh + VAT). Szczegółowe obliczenia wykazują, że nawet w takim mieście jak Poznań, ogrzewanym przez elektrociepłownię, mała kogeneracyjna instalacja oparta na silniku gazowym byłaby opłacalna.

Proszę pamiętać, że powyższe ceny wynikają z kogeneracyjnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowni w bardzo dobrym stanie technicznym. Jednak źródłem energii dla niej jest węgiel kamienny kupowany w cenie około 170 zł/tonę węgla (ile naprawdę kosztuje w Polsce węgiel?) o wartości opałowej około 26 MJ/kg. Oznacza to, że cena energii cieplnej zawartej w węglu wynosi 8 do 9 zł/GJ, czyli jest wielokrotnie niższa niż pochodząca ze spalania gazu.

Powyższy przykład uzmysławia konieczność wprowadzenia kogeneracji w szczególności w miastach i instalacjach przemysłowych wyposażonych w kotły parowe.

W latach 20. ub. wieku w Wielkopolsce wybudowano wiele cukrowni. Pracowały one tylko 2000 godzin w roku i nikt nie wpadł na pomysł, aby były to ciepłownie, a nie elektrociepłownie. Teraz w Wielkopolsce praktycznie nigdzie nie ma elektrociepłowni, a są tylko ciepłownie opalane węglem i gazem ziemnym, rzadko biomasą i olejem opalowym!

SKĄD TAKIE RÓŻNICE?

1. Straty na sieciach ciepłych

Na wyspie Bornholm jest mała elektrociepłownia – samodzielna jednostka energetyczna, bardzo łatwa do analizy. Oprę wnioski na niej, bo „chciałbym zachować choć kilku przyjaciół w Poznaniu” (za św. Tomaszem z Aquinum): udowodnione straty na sieciach przesyłu ciepła wynoszą co najmniej 18% energii wysłanej do odbiorców!

2. Straty na przesyłach prądu elektrycznego

W trakcie konferencji na temat nowych technologii gazowych, która odbyła się z okazji 150-lecia gazownictwa w zeszłym roku w Poznaniu, dwóch niezależnych ekspertów: dr Jacob Klimsta z Wartsili oraz dr Guinther Herdin z Jembachera – GE przedstawili wynik badań ich koncernów, dotyczących strat na sieciach elektroenergetycznych. G. Herdin stwierdził, że stary energii na sieci przesyłowej prądu elektrycznego wynoszą przy przesyłach 400 MW_{el} na odległość 100 km odpowiednio: dla napięcia 110 kV – 80 MW_{el} (czyli 20%), dla napięcia 220 kV – 40 MW_{el}, a dopiero dla najnowocześniejszych sieci stałoprądowych straty te spadają do jednego procenta. Czy sieci stałoprądowe są tak nowoczesne? Z elektrowni atomowej w Forsmark w Szwecji od kilkunastu lat prąd elektryczny wysyłany jest właśnie takimi jednożyłowymi przewodami – co zaprezentowano naszej grupie studentów w maju tego roku.

Niestety, jeszcze gorsze wyniki analizy naszej sieci elektroenergetycznej przedstawił J. Klimsta: sprawność wytwarzania

i przesyłu energii elektrycznej wynoszą odpowiednio: w Danii i Niemczech – 31%, Włoszech – 34%, Portugalii – 36%, Polsce – tylko 25%. Na szczęście wskaźnik ten dla Polski jest o około 1% lepszy na skutek istnienia układów kogeneracyjnych – niestety, tylko w dużych miastach. Należy skomentować bardzo dobry poziom wskaźnika dla Portugalii i Włoch – kraje te mają nowoczesne systemy elektroenergetyczne oparte na kogeneracji zasilanej paliwami gazowymi!

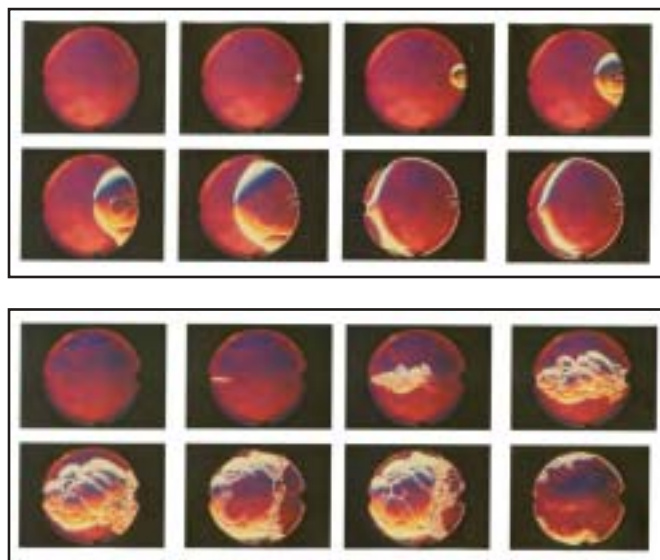
SPRAWNOŚĆ CIEPLNA SILNIKÓW GAZOWYCH

Zasadniczo silniki gazowe pracują wg obiegu termodynamicznego silników o zapłonie iskrowym i dlatego ich obieg porównywany jest z obiegiem Otto. Sprawność takiego silnika zależy przede wszystkim od stopnia sprężania ϵ , zdefiniowanego jako stosunek objętości cylindra V_{cylindra} do objętości komory spalania V_{ks} : $\epsilon = V_{\text{cylindra}} / V_{\text{ks}}$. Im stopień sprężania jest wyższy, tym sprawność silnika jest większa. Nie może on jednak być zbyt wysoki: na skutek sprężania rośnie temperatura ładunku. Gdy temperatura w trakcie sprężania przekroczy temperaturę samozapłonu mieszanki, nastąpi spalanie stukowe, co prowadzi nieuchronnie do zniszczenia silnika.

Teoretycznie sprawność silnika może przekroczyć nawet 55%. Jednak na skutek tarcia, wymiany ciepła między ładunkiem a ściankami cylindra sprawność ta praktycznie nie przekracza 47%. Tylko wolnoobrotowe silniki okrętowe, produkowane na przykład przez Zakłady Cegielskiego, w wersji silnika gazowego mogą mieć sprawność ponad 50%

Prawidłowe spalanie musi przebiegać możliwie szybko, aby przy odpowiednio wysokich obrotach nastąpiło całkowite wypalenie gazu w silniku. Na rysunku 1. przedstawiono pojedyncze klatki szybkiego filmu przedstawiającego propagację płomienia (prędkość filmowania wynosiła 6000 klatek na sekundę) w izo-

Rys. 1. Porównanie propagacji płomienia wywołanego zapłonem od klasycznej świecy zapłonowej (zestaw zdjęć górnych) z propagacją płomienia wywołanego przez zapłon w komorze wstępnej (zdjęcia dolne). Zdjęcia wykonano w Uniwersytecie Kalifornijskim w Berkeley na modelu komory spalania – cylindrycznej komorze o średnicy 82 i głębokości 51 mm.



chorycznej komorze spalania, będącej modelem komory spalania. Uwidoczniony na niej front płomienia musi zdążyć przed otwarciem zaworu wylotowego – „przebiec” całą komorę spalania. Tak działają silniki stosowane powszechnie na tłocznikach gazu w PGNiG produkcji firmy Cuper-Bessemer typu GMBH.

Jednak aby zmniejszyć toksyczność spalin, spalanie ładunku w silniku gazowym musi odbywać się przy stosunkowo wysokim nadmiarze powietrza, czyli przy ubogiej mieszance. Jeżeli jej skład będzie zbliżony do składu stechiometrycznego, czyli λ będzie niewiele większe od jedności, to temperatura płomienia w cylindrze będzie bardzo wysoka. Na skutek dysocjacji molekuł tlenu O_2 na atomy tlenu – dysocjacja ta rośnie wykładniczo ze wzrostem temperatury – przez co gwałtownie wzrośnie emisja tlenków azotu. Przedstawia to rysunek 2., wykonany na podstawie badań przeprowadzonych w zespole badawczym autora. Wynika z niego, że spalanie niskoemisyjne odbywa się dla λ co najmniej większego od 1,8.

Aby zwiększyć stopień sprężania, a nie narażać silnika na spalanie stukowe, współczesne silniki tłokowe zasilane gazami pracują wg obiegu Millera. Obieg ten charakteryzuje się tym, że w trakcie suwu sprężania zawór dolotowy do cylindra jest otwarty przez pewien czas ruchu tłoka. Taka regulacja silnika pozwala na obniżenie stopnia sprężania – grożącego spalaniem stukowym i pozwala na uzyskanie wysokiej sprawności na skutek wysokiego stopnia rozprężania w suwie pracy. Zasadniczo wszystkie nowoczesne silniki gazowe pracują wg tej zasady.

Jak powszechnie wiadomo, emisja tlenków azotu przy spalaniu gazu nawet w kotłach parowych dużej mocy nie przekracza 100 ppm. A dla silników gazowych, jak widać z wykresu (rys. 2.), emisja ta jest bardzo wysoka – przekracza nawet 1500 ppm! Czyżby silniki gazowe były tak „toksyczne”?

Nie. Konstruktorzy współczesnych silników wydali bardzo dużo pieniędzy na ich modernizację – liczoną w setkach milionów dolarów na jednego producenta. Jedną z metod obniżenia emisji NO_x jest spalanie nie chmury gazu wtryskiwanej do silnika, jak to jest w silnikach motosprężarek GMBH, a spalanie mieszanki jednorodnej – tzw. premix. W silnikach tego typu gaz i powietrze mieszane są przed cylindrem. Jednak zapłon takiej mieszanki za pomocą zwykłej świecy zapłonowej jest znacznie utrudniony – dla gazów zaazotowanych praktycznie niemożliwy. Dlatego w silnikach tych stosuje się zapłon za pomocą strumienia gorących gazów wytryskujących z komory wstępnej, w której umieszczona jest świeca zapłonowa.

Autor miał szczęście być na stażu naukowym w Uniwersytecie Kalifornijskim w latach 1988 – 89, gdzie prowadzono pod kierunkiem profesora Antoniego Oppenheima jedne z pierwszych na świecie badań zapłonu ubogich mieszanek za pomocą gazów wyrzucanych z komory wstępnej. Mechanizm propagacji płomienia w modelu komory spalania sfilnowany jak poprzednio, przedstawiano na dolnej części rysunku 1. Można zauważyć, że spalanie przebiega nie w postaci frontu płomienia przemieszczającego się przez komorę spalania, ale zaczyna się palić od środka komory. Zapewnia to dokładniejsze wypalenie paliwa, a gorące spaliny nie dotykają ścianek. Dlatego silniki wyposażone w zapalającą komorę wstępną mają wyższą sprawność (o około 1%) i mogą pracować przy większych współczynnikach nadmiaru powie-

Dokończenie na str. 50

Stacja podziemna

Jan Zmarzły

W krajowym systemie dostaw gazu jest obecnie kilkadziesiąt czynnych podziemnych stacji gazowych. Stacje te budowane były w różnych okresach i cechuje je wielka różnorodność konstrukcyjna.

Istnieją stacje zbudowane w pojemnikach ciśnieniowych i obudowach zapewniających jedynie nieprzedostawanie się wody i zabrudzeń do wnętrza obudowy. Są stacje o wyniesionych kolumnach wentylacyjnych i takie, gdzie otwory wentylacyjne kończą się na poziomie gruntu.

KORZYŚCI...

Te różnorodności można by jeszcze długo wymieniać i dlatego postanowiono unormować konstrukcję wszystkich nowo budowanych stacji podziemnych, wnosząc do Normy Zakładowej ZN-G-4120 odpowiednie wymagania dotyczące stacji gazowych umieszczonych w gruncie.

Podziemna stacja gazowa, tak ją ogólnie nazwijmy, powinna przynosić określone korzyści, które należałoby głębiej rozważyć, a jednocześnie powinna spełniać wymagania normy. Pierwszą korzyścią wynikającą z budowy stacji podziemnej jest znaczne ograniczenie terenu pod jej budowę.

Zabezpieczenie terenu stacji powinno odpowiadać wymaganiom normy ZN-G-4120 pkt 5. Z treści tego paragrafu wynika jednoznacznie, że nie wymaga się budowy ogrodzenia stacji gazowej, należy jednak ją odpowiednio zabezpieczyć przed dostępem osób nieupoważnionych. Zabezpieczenie takie przedstawione jest w pkt. 6.4.1. wyżej przywołanej normy, gdzie opisana jest szczegółowo pokrywa zamykająca pomieszczenie stacji.

Pozostaje do rozważenia wyznaczenie strefy zagrożenia wybuchem. Jako że norma nie zaleca stosowania upustowych zaworów bezpieczeństwa (ZN-G-4120 pkt 7.2.1 oraz ZN-G-4121 pkt 2.5.2) należy przyjąć, że jedynymi źródłami emisji gazu pochodzących mogą być połączenia kołnierzowych lub gwintowanych aparaty odcinającej oraz przewody oddechowych reduktorów. Jednak gaz uchodzący z nieszczelności powstałej na którymkolwiek z tych urządzeń nie wypływa bezpośrednio do atmosfery, lecz do wnętrza pomieszczenia stacji, na zewnątrz wydostaje się poprzez właściwie zaprojektowaną i właściwie wykonaną wentylację. W tym przypadku należy zastosować postanowienia Normy Zakładowej ZN-G-8101 „Strefy zagrożenia wybuchem”, która w pkt. 3.6 w sposób jednoznaczny stwierdza że: „*Otwory prowadzące na zewnątrz obiektu budowlanego z pomieszczeń zagrożonych wybuchem, gdy wentylacja tych pomieszczeń spełnia wymagania wentylacji naturalnej nieograniczonej lub kategorii A, nie stanowią źródła emisji i nie wyznacza się dla nich strefy zagrożenia wybuchem*” a, zgodnie z ZN-G-4120 pkt. 6.2.3 stacja podziemna powinna posiadać wentylację klasy A zgodną z normą ZN-G-8101 zał. A. Zgodnie z powyższym, teren pod budowę stacji podziemnej możemy ograniczyć do wielkości powierzchni samej stacji, zmniejszając w ten sposób koszty zakupu bądź dzierżawy terenu. Dzięki tak małej powierzchni, którą zajmuje stacja zwiększają się również możliwości w jej usytuowaniu.

W przypadku małej stacji można całkowicie zrezygnować z zakupu terenu pod budowę, traktując taki obiekt jako element gazociągu w ten sam sposób jak traktujemy kompensator, zasuwę czy odwadniacz, zabezpieczając jedynie kostką chodnikową teren wokół jej pokrywy.

Nie bez znaczenia jest zauważalne ograniczenie emisji hałasu przy usytuowaniu stacji gazowej pod ziemią. Izolacja jaką tworzy grunt wokół stacji pozwala na uniknięcie stosowania tłumików hałasu. Tak przyjazną dla środowiska stację można więc z powodzeniem usytuować w środku aglomeracji miejskiej czy na terenie ośrodka wypoczyn-



Stacja podziemna w Rawiczu.

kowego, nie obawiając się jednocześnie o często spotykane akty wandalizmu polegające na niszczeniu ogrodzeń bądź „pseudo graffiti” na obiektach stacji.

...I KŁOPOTY

W tym miejscu należy jednak wspomnieć o kilku niedogodnościach związanych z budową podziemnej stacji gazowej, wynikających z jej charakteru.

Problemem jest właściwy dobór kontenera. Norma dopuszcza trzy rodzaje kontenerów (ZN-G-4120 pkt 6.4.1): ze stali nierdzewnej, stali ocynkowanej lub betonowe. Biorąc pod uwagę fakt, iż stacja powinna być elektrycznie oddzielona od zewnętrznych gazociągów, w wypadku gdy zastosujemy kontener stalowy, powinno się go chronić przed korozją poprzez zastosowanie ochrony katodowej (PN-EN 12954: 2003). Nie jest to korzystne rozwiązanie, gdyż bardzo podraża koszt inwestycji i jednocześnie powiększa teren budowy. Znacznie prostsze jest zastosowanie odpowiednio zabezpieczonej przed wilgocią obudowy betonowej, która nie potrzebuje takich zabezpieczeń. Nie wspominając o tym, że koszt kontenera wykonanego ze stali nierdzewnej bądź cynkowanej ogólnie kilkakrotnie przewyższa koszt takiej



Stacja podziemna w Rawiczu.

obudowy wykonanej z odpowiednio zbrojonego betonu.

Ze względu na fakt, że norma przewiduje połączenie otworów nawiewnych i wywiewnych połączonych z pionowymi szybami wentylacyjnymi, które od góry zabezpieczone są kratką na poziomie gruntu, a od spodu powinny być połączone z podłożem przepuszczającym wilgoć, istnieje możliwość czasowego zalania takiej stacji wodą. Nie stwarza to żadnego zagrożenia dla prawidłowej pracy stacji w wypadku, gdy zabudowane urządzenia przystosowane są do takich warunków i posiadają



odpowiedni certyfikat. Urządzenia takie produkuje kilka firm i są one już dostępne na naszym rynku. Należy jednak pamiętać że przewody oddechowe reduktorów należy zabezpieczyć przed przedostaniem się wody do ich wnętrza. Kontynuując temat czasowego zalania wodą pomieszczeń stacji, ustawodawca przewidział kontener jako szczelny pojemnik, nie umieszczając w jego dnie kratki ściekowej.

Zastosowanie pomiaru przepływu gazu w takim obiekcie też nie sprawia większego kłopotu, jednak zastosowanie telemetrii wiąże się z usytuowaniem przynajmniej niezbędnych elementów takiego układu ponad powierzchnią gruntu.

Zastanawiając się nad zasadnością umieszczenia stacji gazowej pod powierzchnią gruntu należy powiedzieć, że jest to dobre rozwiązanie, szczególnie w takich miejscach, gdzie nie dysponujemy odpowiednio dużym terenem, jak również w miejscach, gdzie widok stacji kontenerowej przeszkadzałby otoczeniu, jednak przed rozpoczęciem takiej inwestycji należy dokładnie zbadać warunki hydrogeologiczne, ustalając, czy poziom wód gruntowych w wybranym pod budowę miejscu jest odpowiednio niski. ■



Stacja prezentowana na targach kieleckich o przepustowości 300 nm³.

Integracja z systemem europejskim

W dniach 25 – 26 kwietnia 2007 r. odbyła się zorganizowana przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa konferencja „Integracja polskiego systemu gazowniczego z systemem europejskim”. Konferencja towarzyszyła Targom Techniki Gazowniczej w Kielcach.

Konferencję rozpoczął panel dyskusyjny, poświęcony rozwojowi sektora gazowego w Polsce. W panelu udział wzięli: Maciej Woźniak, dyrektor Departamentu Ropy i Gazu w Ministerstwie Gospodarki, Jan Anysz, wiceprezes PGNiG SA, Janusz Honkowicz, prezes Górnośląskiej Spółki Gazownictwa, Mirosław Dobrut, prezes IGG, Piotr Seklecki z Departamentu Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE, a także Paul Wolters, szef warszawskiego przedstawicielstwa E. ON/Ruhrigas. Panel prowadziła Marcelina Gołębiowska, doradca w Instytucie Strategii Energetycznych. Wstępem do dyskusji stał się referat Adama Matkowskiego, prezesa BSIPG Gazoprojekt pt. „Europejski system gazowniczy”.

Dyrektor Maciej Woźniak charakteryzował w dyskusji założenia polskiej polityki energetycznej w zakresie gazu ziemnego, opisane w dokumencie „Polityka dla przemysłu gazu ziemnego” z 20 marca 2007 r. i oparte na dwóch priorytetach dywersyfikacji dostaw gazu do Polski: wybudowaniu terminalu gazu skroplonego na wybrzeżu i uruchomieniu dostaw gazu sieciowego ze złóż na Morzu Północnym. Dyrektor Woźniak wyjaśniał stosunek resortu do kwestii liberalizacji gazowego rynku w Polsce oraz skorelowania w czasie zadań liberalizacji dostaw gazu z importu i dywersyfikacji. Podkreślił, że wynikająca z regulacji UE liberalizacja rynku gazu dobiega końca, a rozwój rynku gazu przy udziale niezależnych podmiotów jest nie tylko dostrzegany,

ale też doceniany przez Ministerstwo Gospodarki.

W dyskusji o włączeniu polskiego systemu gazowego do systemu Unii Europejskiej podkreślano, iż celem UE nie jest stworzenie 27 liberalnych rynków gazu, lecz jednego gazowego ryn-

ziemnego, Węgry, aspirujące do roli pierwszego hubu gazowego w nowych państwach członkowskich UE oraz rozwinęty rynek Niemiec aż do państw Europy Południowo-Zachodniej, zaopatrywanych w gaz ziemny z południa.

Tak silne zróżnicowanie charakterystyki rynków i problemów zaopatrzenia w gaz nadal skłania sektory gazowe poszczególnych państw przede wszystkim do koncentrowania się na własnych, wewnętrznych problemach. O kłopotach gazowników na polskim rynku mówili na kieleckim panelu przedstawiciele PGNiG i Górnośląskiej Spółki



Prezydium konferencji IGG

ku Wspólnoty. O najnowszych narzędziach regulacyjnych i organizacyjnych, mających przyspieszyć budowanie europejskiego systemu gazu ziemnego opartego na zasadach rynkowych, mówił Piotr Seklecki, przedstawiciel Urzędu Regulacji Energetyki.

Podkreślono zarazem, że budowanie europejskiego systemu gazowego utrudnia zróżnicowanie rynków gazu w poszczególnych państwach UE: od małych zależnych od rosyjskiego kapitału rynków trzech państw bałtyckich, poprzez Polskę w znacznym stopniu (ok. 30%) korzystającą z własnego gazu

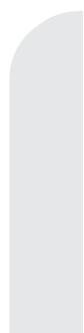
Gazownictwa z GK PGNiG oraz Gospodarczej Izby Gazownictwa. Debatę komentowali uczestnicy Konferencji.

Łącznie w czasie dwudniowej konferencji wygłoszono dziesięć informacji i referatów, poświęconych dywersyfikacji dostaw gazu do Polski i poszukiwaniom gazu na terenie kraju, nowo przyjętym regulacjom na polskim rynku gazu (w szczególności obowiązkowi magazynowania), a także nowym inicjatywom gospodarczym w zakresie gazu ziemnego. ■

(e.g.)

Fot. M. Ciemnołońska

REKLAMA
OD PANI JOLANTY
PRZEŹDZIECKIEJ





EXPO-GAS 2007

W dniach 25-26 kwietnia 2007 roku w pawilonach wystawienniczych Targów Kielce odbyły się IV Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS. Podobnie jak w poprzednich latach ich organizatorami były: Izba Gospodarcza Gazownictwa i Targi Kielce, przy wsparciu Karpackiej Spółki Gazownictwa.

Patronat nad targami objęli: Ministerstwo Gospodarki, Wojciech Lubawski – prezydent Kielc oraz Grzegorz Banaś – wojewoda świętokrzyski.

EXPO-GAS stał się największą w Polsce wystawą specjalistyczną branży gazowniczej i z roku na rok wzbudza coraz większe zainteresowanie. Do Kielc zjechało w tym roku prawie 70 wystawców z Czech, Węgier, Wielkiej Brytanii i Polski, prezentujących nowości techniczne oraz rozwiązania systemowe z różnych obszarów działalności gazowniczej. Zakres branżowy targów obejmował sieci i urządzenia gazowe, stacje gazowe, odbiorniki gazu, aparaturę kontrolno-pomiarową, automatykę przemysłową dla gazownictwa, tłocznie gazu, urządzenia, materiały i sprzęt do budowy i wyposażenia gazociągów, stacji redukcyjnych i tłoczni gazu, a także wydawnictwa branżowe.

Tradycyjnie najwięcej zgłoszeń pojawiło się w kategorii aparatura kontrolno-pomiarowa.

Medal targów otrzymał Zakład Wytwórczy Urządzeń Gazowniczych INTERGAZ Sp. z o.o. z Tarnowskich Gór za „EURUTRACE 868 – system zdalnego odczytu (AMR) współpracujący z gazomierzami produkcji ZWUG INTERGAZ wyposażonymi w opcję ENCODER”. System ten został tak zaprojektowany, aby można go było z łatwością dostosować do potrzeb klienta. Dzięki modułowej konstrukcji można umieścić odbiornik w pojeździe, dokonać odczytu podczas przejazdu przez rozliczany obszar, np. osiedle mieszkaniowe. Można go również zastosować w połączeniu z mikrokomputerem typu palmtop. Odczytu dokonujemy wówczas, przemieszczając się pieszo, a w wypadku wystąpienia ingerencji w układ pomiarowy stosowny alarm pozwala na natychmiastową kon-

trolę gazomierza. Po włączeniu do systemu koncentratora danych uzyskujemy w pełni automatyczny system odczytu stanu zużycia gazu. Różne wersje koncentratora zapewniają przesyłanie danych przez linie telefoniczne, GSM lub bezpośrednio do komputera poprzez złącze RS232.

Zdobywcą kolejnego medalu targów zostało Przedsiębiorstwo Produkcji i Usług Rynkowo-Eksportowych POLDE Sp. z o.o. ze Strumienia za „Ślužę tłoka czyszczącego z nowatorskim rozwiązaniem głowicy zamykającej”. Głowica zamykająca znajduje zastosowanie zarówno jako integralna część śłuzы, jak i doskonale zamknięcie komór filtrów poziomych. Głowica składa się z części stałej (korpusu) oraz części ruchomej (pokrywy), która odchylana jest na zawiasie. Zamknięcie realizowane jest poprzez zażębieńie wielobagnetowe. Obrót pokrywy odbywa się poprzez przekładnię z dźwignią ręczną. Przekładnia jest autorskim rozwiązaniem zastrzeżonym przez firmę POLDE. Ślužы z głowicami i zamknięciem bagnetowym oferowane są dla średnic rurociągów DN300 do DN800 i ciśnień PN16 do PN100 bar i większych.

Trzeci medal targów zdobył INTEGROTECH Sp. z o.o. z Łodzi. Zgłosił on do konkursu „Przelicznik objętości gazu MSP- 02-FC”, będący autorskim rozwiązaniem tej firmy. Urządzenie może pracować z gazomierzami z wyjściami impulsowymi (turbinowe rotorowe), gazomierzami zwężkowymi, ultradźwiękowymi (jedno- i dwukierunkowymi) annubarami, w zależności od wymagań użytkownika. Wybór gazomierza współpracującego odbywa się w menu konfiguracyjnym przelicznika na poziomie administratora. Na tle rozwiązań konkurencyjnych szcze-

EXPO-GAS

4th Gas Engineering Fair
IV Targi Techniki Gazowniczej
WIELCZE, 23-26.04.2007

gólnie odróżnia go zweryfikowany przez CLPB algorytm przeliczania temperatury gazu na płaszczyznę przed kryzą, dzięki czemu można skrócić łączną długość odcinków pomiarowych w układach, w których przed gazomierzem zwężkowym pracuje gazomierz ultradźwiękowy niewprowadzający zakłóceń do strumienia gazu (np. MSP-02FC firmy Kongsberg FMC).

Komisja postanowiła ponadto nagrodzić wyróżnieniem targów czeską firmę **GASCONTROL Sp. z o.o.** za „Stację ochrony drenażowo-katodowej”. To kolejny produkt wspomagający działalność służb antykorozyjnych, poprawiający skuteczność ochrony gazociągów stalowych. W kategorii „Urządzenia do budowy sieci” wyróżnienie przypadło Zakładowi Urzędzeń Gazowniczych **GAZOMET Sp. z o.o.** z Rawicza za „Kurek kulowy typ KKS/KKK – wykonanie TOP ENTRY”.

Duże zainteresowanie wzbudził wśród zwiedzających „Materiał termokurczliwy nowej generacji Vogelsang-SM C 50, SB C 50”. Prezentujące go Przedsiębiorstwo Wielobranżowe **AGCOR** Michał Nitschke z Poznania zaproponowało system izolacji gazociągów, sprawdzający się w trudnych warunkach terenowych. To kolejny wyrób, który w kategorii „Inne” otrzymał wyróżnienie targów w Kielcach.

Tradycją targów stało się przyznawanie nagród specjalnych. W tym roku Nagroda Prezesa Karpackiej Spółki Gazownictwa powędrowała do Tarnowskich Gór. Zygmunta Trąba, prezes Zakładu Wytwórczego Urzędzeń Gazowniczych **INTERGAZ**, nie krył zadowolenia w trakcie odbierania kolejnej nagrody za Eurotrace 868. Zdobywcą Nagrody Izby Gospodarczej Gazownictwa zostało Przedsiębiorstwo Branżowe **GAZOWNIA SER-**

WIS z Warszawy. Zwiedzających urzekły latarnie gazowe eksponowane przez „Gazownię”, dlatego nikogo nie zdziwił ogłoszony werdykt.

Jak podkreślił w swoim wystąpieniu dr Andrzej Machoń, prezes targów, tegoroczna wystawa wyróżniała się bardzo ciekawymi aranżacjami stoisk, co zaowocowało aż 6 wyróżnieniami przyznanymi przez organizatorów dla następujących firm:

1. za nowoczesny i przejrzysty sposób prezentacji dla **ZRUG Sp. z o.o.** z Poznania,
2. za połączenie funkcjonalności, elegancji i prostoty w aranżacji stoiska dla **MARLEY POLSKA Sp. z o.o.** z Warszawy,
3. za sposób prezentacji na targach dla Zakładu Wytwórczego Urzędzeń Gazowniczych **INTERGAZ Sp. z o.o.** z Tarnowskich Gór,
4. za ciekawe rozwiązania przestrzenne stoiska dla Przedsiębiorstwa Instalacji Przemysłowych i Sanitarnych **ALSI** z Poznania,
5. za dostępność i wykorzystanie światła dla **ELEKTROMETAL S.A.** z Cieszyna,
6. za efektywność i funkcjonalność stoiska dla **BOWIM S.A.** z Sosnowca.

Mirosław Dobrut, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa, po gratulacjach dla wyróżnionych i podziękowaniach dla uczestników targów i towarzyszącej im konferencji: „Integracja polskiego systemu gazowniczego z europejskim systemem – jak i kiedy?, zapowiedział, że następna wystawa w Kielcach odbędzie się w 2009 roku, a więc dopiero za dwa lata. Jednocześnie zaprosił wszystkich zainteresowanych do udziału w przyszłorocznym Kongresie Gazowniczym, który odbędzie się w hotelu „Gołębiowski” w Wiśle. ■

Andrzej Hluzow

Fot. Małgorzata Ciemnołowska



10 lat krakowskich **Poszukiwań Nafty i Gazu w Pakistanie**

Wojciech Wójcik

W połowie czerwca odbyły się obchody 10-lecia działalności na tym rynku Pakistańskiego oddziału Poszukiwań Nafty i Gazu z Krakowa.

Szczególne analizy i badania rynku oraz pomoc pakistańskiego Ministerstwa Ropy i Gazu zaowocowały założeniem 05.06.1997 r. przez PNiG Kraków jednego z pierwszych oddziałów zagranicznych. Od tego momentu rozpoczęła się polska ekspansja biznesowa na pakistańskim rynku poszukiwań ropy naftowej i gazu ziemnego. W ciągu 10 lat PNiG Kraków odwiertł w Pakistanie ponad 500 000 m. Realizował kontrakty dla największych światowych firm, m.in.: ENI, OMV, BP, British Gas, Premier Oil, OGDC, Orient Petroleum, Lasmco, Petronas czy Occidental. Wartość przychodów ze sprzedaży usług PNiG Kraków w Pakistanie – za rok 2006 – wyniosła ponad 10 mln USD.

POCZĄTKI...

Pakistan to kraj ponad 2,5 razy większy od Polski, położony w północno-zachodniej części Półwyspu Indyjskiego. Ma ok. 160 mln ludności. Pierwszą siedzibą Biura Oddziału PNiG Kraków w Pakistanie była stolica – Islamabad. Wybór nie był przypadkowy, pierwsze prace, jakie prowadziła krakowska Nafta były zlokalizowane na północy tego kraju w Salt Range (nazwa od solnych wysadów w tym rejonie) dla firmy Occidental. Pierwszym krakowskim urządzeniem pracującym w Pakistanie było IRI 1700, jedno z najnowocześniejszych, wyposażone w system „top – drive”, który zna-

cząco zwiększa siłę wiercenia. Kierownikiem wiertni został Waldemar Kindler.

W 2000 roku, w wyniku podpisania nowych kontraktów, głównie na południu kraju w prowincji Sindh, biuro firmy zostało przeprowadzone do Karachi, gdzie jest do dzisiaj. Obecnie oddział pakistański zatrudnia trzydziestu Polaków i 100 Pakistańczyków.

I JUŻ JUBILEUSZ

Obchody 10-lecia PNiG Kraków w Pakistanie rozpoczęły się w Karachi.

Polski Konsulat w Karachi zorganizował konferencję prasową, w której udział wzięli: Krzysztof Głogowski, prezes PGNiG – wiceprezes PGNiG – Stanisław Niedbalec, wiceprezes PNiG Kraków – Maciej Załubka, kierownik oddziału PNiG Kraków w Pakistanie – Łukasz Kwieciński. Prezes Załubka podkreślił ważność tego rynku pod względem zasobów surowcowych i możliwości współpracy w zakresie energetyki dla polskich firm. PNiG Kraków planuje zwiększenie liczby urządzeń wiertniczych na tym rynku. „*Jest to rynek atrakcyjny, stabilny i niezwykle szybko rozwijający się*” – stwierdził M. Załubka.

PERSPEKTYWY BIZNESOWE

PGNiG SA jest jedyną polską firmą, która ma koncesje na poszukiwania ropy i gazu, w tym kilka w Pakistanie. Dziennikarze dopytywali prezesa Głogowskiego o szczegóły działalności firmy na tym rynku.

Krzysztof Głogowski, prezes PGNiG, przedstawił im perspektywę rozpoczęcia prac na koncesjach poszukiwawczych należących do firmy oraz strategię pozyskiwania przez PGNiG dostępu do złóż w innych rejonach świata.

Spółki geofizyczne i wiertnicze Grupy Kapitałowej PGNiG prowadzą prace poszukiwawcze w Polsce, ale też coraz częściej za granicą. Poza krajem prowadzone były prace poszukiwawcze właśnie wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd. na bloku Kirthar w Pakistanie. Koncesja ta jest w 70% własnością PGNiG, pozostałe 30% należy do Pakistan Petroleum Ltd. PGNiG SA podejmuje również starania o pozyskanie koncesji poszukiwawczych w Libii, Algierii, Egipcie i Danii. Na początku stycznia 2007 roku zostało podpisane memorandum z indyjską firmą naftową Gujarat State Petroleum Corporation Ltd., dotyczące poszukiwania oraz wydobycia gazu i ropy naftowej



Pamiątkowe zdjęcie w hotelu Serena na Gala Dinner.



Prezisi Głogowski i Bałasz z załogą pakistańską

w Indiach, Egipcie, Jemenie, a także innych krajach Bliskiego i Dalekiego Wschodu. Obecność na tych rynkach zwiększa szanse na dywersyfikację źródeł i kierunków zakupu gazu ziemnego. Jednocześnie uzyskanie dostępu do złóż poza granicami Polski wzmacnia pozycję marki Grupy Kapitałowej PGNiG na arenie międzynarodowej.

Spółki poszukiwawcze w 2006 roku w Polsce oraz za granicą dokonały w sumie 306,7 tys. m. b. wierceń. W Polsce zostało wywierconych 27 otworów, przy czym w 22 osiągnięto sukces (skuteczność wyniosła 71%). Wszystkie działania w obszarze działalności poszukiwawczej PGNiG są elementem strategii Grupy PGNiG, którą jest zagwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego Polski, Grupy PGNiG.

W trakcie obchodów jubileuszu delegacja PGNiG i PNiG Kraków spotkała się również z przedstawicielami międzynarodowych firm operujących w Pakistanie, które zainteresowane są współpracą z polskim biznesem naftowym.

JUBILEUSZOWA MASZYNA

Jednym z najważniejszych punktów wizyty był całodzienny wyjazd na wiertnię. W rejonie Karachi pracuje jedno z trzech krakowskich urządzeń wierzących za ropę i gazem w Pakistanie – IRI 1700. To też maszyna „jubileuszowa” – jest tu również od 10 lat! Obecnie realizuje kontrakt dla największej tamtejszej firmy, czyli OGDCL. Kierownik wiertni, Waldemar Kindler, oprowadził gości po urządzeniu i zapoznał ze szczegółami pracy. Na pewno zrobiło to duże wrażenie, temperatura pustynnego powietrza – ok. 40°C zrobiła też swoje... W takich warunkach pracują wszystkie pakistańskie urządzenia. Krakowscy wiertnicy są tu niezwykle cenieni. Spora konkurencja ze strony np. firm chińskich nie grozi Polakom. Po prostu oddając naszym kontrakt, operator ma pewność co do jakości i terminowości wykonania odwiertu. I tak jest już przez 10 lat...

Tuż obok wiertni wybudowano olbrzymi namiot. To tu odbyła się część oficjalna. Zaproszono całą załogę polsko-pakistańską. Medal „Jestem z Firmą” oraz specjalnie na tę okazję przygotowany dyplom to na pewno duże wyróżnienie, a na dodatek prezes Jarosław Bałasz przygotował dla zasłużonych czeki pieniężne. Prezes Głogowski – za wieloletnią pracę na rzecz sukcesu PGNiG i PNiG Kraków – odznaczył następujących pracowników: Łukasza Kwiecińskiego –

kierownika Oddziału PNiG Kraków w Pakistanie, Waldemara Kindlera – kierownika wiertni, Jana Rzepkę – kierownika wiertni, Zdzisława Kowaliczka – wiertacza, Michała Furmana – mechanika, Jakuba Grybela – elektryka, Waława Zagórskiego – mechanika, Faisala Ansari – głównego księgowego oddziału, Shehzada Zafara – kadrowca oddziału, Rustama Muhammada – zarządcę, Zbigniewa Kmieciaka – mechanika, Włodzimierza Łazowskiego – kierownika nocnego.

A TERAZ NA PÓŁNOC...

W Islamabadzie, stolicy Pakistanu, przewidziano najważniejszą część obchodów. Tutaj mieści się biuro pakistańskiego oddziału PGNiG SA.

W czasie pobytu polska delegacja spotkała się z przedstawicielami rządu pakistańskiego oraz z Mohammedianem Soomro – marszałkiem Senatu Pakistanu. Omówiono możliwości współpracy polskich firm na rynku pakistańskim. Następnie spotkano się z szefostwem OGDCL, która jest tutaj odpowiednikiem polskiego PGNiG.

UROCZYŚĆCI CIĄG DALSZY

Nadszedł moment kulminacyjny uroczystości obchodów 10-lecia PNiG Kraków we wnętrzach jednego z najbardziej eleganckich hoteli świata „Serena Islamabad” – uroczysty GALA DINNER. Udało się zgromadzić wszystkie znaczące postaci przemysłu naftowego w Pakistanie. To okazja do spotkania z największymi firmami międzynarodowymi, z jakimi współpracował w ciągu 10 lat PNiG Kraków. Na spotkaniu obecni byli przedstawiciele polskiego korpusu dyplomatycznego. Atmosferę uroczystości i biznesowych rozmów umilił występ m.in. okrzykniętego przez prezydenta Musharaffa, skrzyplikiem narodowym Pakistanu, Raeesa Ahmada.

Na koniec wszyscy goście zostali obdarowani historycznym albumem „Dawno temu w Karpatach”, który opisuje dzieje polskiej nafty, a także repliką lampy Ignacego Łukaszewicza. Prezenty ze szczególną uwagą obserwowali przedstawiciele amerykańskiego biznesu naftowego. Dotychczas byli przekonani, że to oni pierwsi przedestylowali ropę na naftę oraz oczywiście pierwsi zbudowali lampę naftową...

I JUŻ DO POLSKI

W 1997 roku nikt się nie spodziewał, że rynek pakistański stanie się na 10 lat przystankiem nie tylko dla krakowskiej Nafty, ale i dla całej GK PGNiG. W czasie wizyty trzy krakowskie urządzenia: IRI 1700 i RR 600 (pracujące dla OGDCL) oraz Swab Unit (pracujące dla BP) odwiertowały kolejne dziesiątki metrów, zbliżając się szybko do bogatych pokładów ropy naftowej i gazu, głęboko ukrytych pod pakistańskimi pustyniami i stepami. ■

Krakowscy wiertnicy są tu niezwykle cenieni.

Spora konkurencja ze strony np. firm chińskich nie grozi Polakom. Po prostu oddając naszym kontrakt, operator ma pewność co do jakości i terminowości wykonania odwiertu.

Tajemniczy gazomierz

Lesław Łukasik

Pod koniec kwietnia do Zakładu Gazowniczego we Wrocławiu dotarła informacja, że w piwnicy budynku na terenie wrocławskiego zoo, podczas remontu, znaleziono stary licznik gazowy. Oprócz opisu okoliczności, w jakich dokonano odkrycia i kilku zdjęć gazomierza, do informacji dołączona została także treść z jego tabliczki znamionowej:

Julius Pintsch
Dresden-Berlin-Breslau-Fursten Walde
Gasmesser fur 22 flammen

Fakt ten wydał nam się dosyć interesujący, zwłaszcza po sprawdzeniu, kim był wspomniany Julius Pintsch (opis jego działalności – w ramce). Stało się jasne, że tajemniczy gazomierz może być ciekawym eksponatem.

Jako że w strukturze zakładu, niestety, nie ma komórki, do której kompetencji można by przypisać opiekę nad tym znaleziskiem, uformowała się z nas grupa ochotników, dla których sprawa miała wymiar

małej przygody. Wyruszyliśmy więc do zoo z pozytywnym nastawieniem wydobyć i przetransportować obiekt do gazowni.

Po dotarciu na miejsce nasza ekipa została zaskoczona zarówno usytuowaniem gazomierza, jak i jego gabarytami. Znajdował się on bowiem w piwnicy, bezpośrednio przy ścianie, z której wychodziło przyłącze, na betonowym łożu w wyżłobieniu, które stabilizowało go w wymaganej pozycji. Obok było puste miejsce na drugi taki sam gazomierz, zapewne zapasowy.

ZNALEZISKO MIAŁO KSZTAŁT WALCA,

którego podstawy stanowiły pokrywy, przykręcone śrubami do kołnierza osadzonego na korpusie. Do określenia kształtu tego gazomierza najbardziej pasowałoby słowo „szpula”. Jeżeli zaś chodzi o jego wymiary, średnica kołnierzy miała ok. 120 cm, a średnica i wysokość gazomierza ok. 110 cm. Wykonany został z żeliwa lub staliwa.

Rok produkcji był dla nas nieznany. Do pierwszych szacunków przymierzaliśmy się, konfrontując fakty z historii, które mogły nam pomóc w ustaleniu poszukiwanej daty.

Il gazownia na dzisiejszym pl. Powstańców Warszawy powstała w 1864 roku. Zoo we Wrocławiu otwarto w roku 1865. Filia fabryki Juliusza Pintscha we Wrocławiu powstała między 1864 a 1872 rokiem.

Tak więc w pierwszej wersji przyjęliśmy (z niemałą euforią) datę produkcji gazomierza na zgodną z datą powstania zoo (1864).

Nieco później, zagłębiając się dokładniej w historię ogrodu zoologicznego doszliśmy jednak do wniosku, że gazyfikacja tych okolic w owym czasie nie była jeszcze możliwa. W latach bowiem, gdy ogród powstawał, tereny wokół niego były „odludną, zamieszką okolicą, porośniętą z rzadka starymi dębami i topolami”. Gazyfikacja nastąpiła dopiero z chwilą ożywienia rozwoju tej części miasta, czyli ok. roku 1900. Tak więc w tym zapewne czasie powstał „nasz” gazomierz.

Pierwszy ogląd znaleziska, niestety, nie nastroił nas pozytywnie. Było mało miejsca na jego demontaż, na pierwszy rzut oka dużo ważył. Postanowiliśmy jednak podjąć przygotowania. Uzbrojona m.in. w szesnastotonowy podnośnik hydrauliczny i dwudziestotonową wciągarkę ekipa wróciła po paru dniach do zoo i przystąpiła do pracy.

Jednak już podczas próby wzruszenia gazomierza z łoża (przy użyciu podnośnika) pękła pokrywa jednej



Zoo – widok ogólny gazomierza.



Zoo – widok liczydła gazomierza.

z podstaw. Stało się jasne, że waga gazomierza jest znacznie większa niż przypuszczano. W tym momencie okazało się również, z jakiego jest wykonany materiału. Dalsze planowane działania (m.in. podniesienie go za pomocą wciągarki umocowanej do stalowej belki stropowej nad gazomierzem) nie mogły zdać egzaminu. (Belka stropowa była zbyt niepewnym punktem zaczepienia.)

MONTAŻ GAZOMIERZA

był najprawdopodobniej przeprowadzony w trakcie budowy budynku, przy użyciu dźwigu. Podjęte działania, wobec braku takich możliwości okazały się skazane na niepowodzenie.

Nie wiemy, w którym roku gazomierz został wycofany z eksploatacji. Oceniamy, że stało się to już po wojnie, zapewne w okolicach roku 1956, kiedy to obszar ogrodu powiększono z 13 ha do 30 ha. Wtedy to, w celu zasilenia nowych obiektów nastąpiła rozbudowa i przebudowa sieci gazowej na jego terenie.

Być może, po wycofaniu naszego znaleziska z eksploatacji, ktoś już gazomierz widział, jednak... Nam przez moment (zanim dokładniej poznaliśmy historię zoo) miło było wierzyć, że jesteśmy jednymi z pierwszych, którzy oglądają go od 1921 r. (Ten rok również był przełomowy dla historii ogrodu – na 6 lat zoo zostało zamknięte z powodu kryzysu po pierwszej wojnie światowej).

Jak widać, wyprawa po znalezisko okazała się nieudana. Możliwe, że zabrakło nam determinacji. To, czego nie mieliśmy na pewno, to możliwości technicznych i czasu.

Gazomierz zostawiliśmy na swoim miejscu... Być może, znowu zostanie zapomniany i przez kolejne lata będzie czekał na następnych „odkrywców”, którzy docenią znalezisko i którym uda się wydobyć go z piwnic i znaleźć dla niego miejsce ekspozycji.

A może będzie tak, że wydobycia tego gazomierza podejmie się firma budowlana, której zlecono remont

JULIUS CARL FRIEDRICH PINTSCH

(* 6. stycznia 1815;
† 20. stycznia 1884).

Kamień węgielny pod firmę RMG-GASELAN został położony 26 kwietnia 1843 przez majstra (blacharsko-hydraulicznego) Juliusa Pintscha równocześnie z otwarciem warsztatu hydraulicznego w Berlinie.

Julius Pintsch najpierw zajmował się robotami hydraulicznymi i blacharskimi, a potem naprawami latarni gazowych. W końcu sam zaczął produkcję latarni gazowych na ulice Berlina.

Potem zaczął produkcję urządzeń pomiarowych. W 1863 rozpoczął przygotowania do budowy swojej pierwszej fabryki na dużą skalę przy ul. Andreasa w Berlinie.

Wraz z rozwojem, założył filie fabryki w Dreźnie, Wrocławiu, Frankfurtie nad Menem i Utrechcie. Największy zakład założył w roku 1872 w Furstenwalde nad Sprewą i tam ulokował siedzibę główną swojej firmy. W zakres produkcji wchodziła różnorodna paleta urządzeń i aparatów głównie do gazu miejskiego, m.in. regulatory gazu, chłodnie, liczniki, myjnie itp.

W latach pierwszej i drugiej wojny światowej w Furstenwalde AG Pintscha produkowało też torpedy. Doprowadziło to do demontażu urządzeń warsztatowych pod koniec drugiej wojny światowej.

Po wojnie powstał na terenie dawnych zakładów Pintscha w Furstenwalde nad Sprewą, Industrierwerk, który przekształcił się w 1951 w VEB Gaselan Furstenwalde, a później VEB Chemie. Zakład przejął dawną produkcję zakładów Juliusa Pintscha.

Po upadku muru berlińskiego zakłady weszły w skład koncernu RMG – Gaselan.

budynku i wtedy (tak jak chcieliśmy) trafi on jednak do „Gazowni”. W takim wypadku, nie czekając na potomnych, już niedługo będzie można go ekspozycjonować. ■

Autor jest kierownikiem Działu Obsługi Sieci – Teren

Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

ul. Ziębicka 44, 50-507 Wrocław

tel. (+48) 071 336 65 66, (+48) 071 364 94 00

faks (+48) 071 336 78 17

www.gazownia.pl

Po dotarciu na miejsce nasza ekipa została zaskoczona zarówno usytuowaniem gazomierza, jak i jego gabarytami...

SAP w księgowości i finansach

Bożena Michura

Zbiór rozwiązań informatycznych oraz platforma integracji i aplikacji oprogramowania „mySAP Business Suite” dostarcza aplikacje biznesowych zwiększających siłę istniejących relacji partnerskich poprzez integrację osób, informacji i procesów. Aplikacje te umożliwiają użytkownikom osiągnięcie spójnych rezultatów w ramach całej sieci biznesowej, gwarantują elastyczność konieczną do sprostania zmianom, nieodzowną we współczesnym środowisku biznesowym.

W Górnośląskiej Spółce Gazownictwa (GSG) od roku z powodzeniem funkcjonuje system SAP. Został on wdrożony zgodnie z harmonogramem projektu 3 lipca 2006 r. w ramach Zintegrowanego Systemu Zarządzania (ZSZ), opartego na platformie informatycznej „mySAP Business Suite” w obszarze: Ewidencja księgowa i raportowanie.

METODOLOGIA WDROŻENIA

Wdrożenie systemu SAP w GSG w ramach pierwszego z planowanych strumieni¹⁾ prowadzone było przez spółkę samodzielnie: poczynawszy od sprecyzowania oczekiwań dotyczących wdrożenia systemu, poprzez wybór zewnętrznego partnera dostarczającego wiedzę

w zakresie wdrożenia, wybór firmy dostarczającej sprzęt informatyczny, aż po podpisanie umowy o wsparcie eksploatacji systemu przez firmę zewnętrzną.

Przy wdrażaniu standardowo zastosowano metodologię ASAP, która dostarcza kompletny wachlarz narzędzi i dokumentów, podlegających późniejszej selekcji i dostosowaniu do potrzeb firmy i konkretnego projektu. Wdrażanie Zintegrowanego Systemu Zarządzania ze względu na jego zakres procesowy, prawno-organizacyjny, funkcjonalny i techniczny podzielono na: strumienie, etapy i fazy w celu łatwiejszego zarządzania wdrażaniem oraz zwiększenia efektywności kontroli realizacji zadań.

Metodologia ASAP objęła swym zasięgiem wszystkie obszary projektu wdrożenia: infrastrukturę, sprzęt, oprogramowanie systemowe, aplikacje, dostosowanie procesów gospodarczych czy aspekty organizacyjne (np. przypisanie ról w projekcie wdrożenia, zakresu obowiązków).

OCZEKIWANIA GSG

GSG po wdrożeniu nowego oprogramowania oczekiwała, najogólniej mówiąc:

- uzyskania sprawnego, zintegrowanego rozwiązania w zakresie obsługi informacyjnej rachunkowości finansowej i zarządczej;
- zapewnienia szerokiej dostępności informacji niezbędnych do realizacji założonych przez PGNiG SA oraz GSG celów strategicznych, operacyjnych oraz finansowych.

Konkretne cele, które spodziewano się osiągnąć to:

- ujednoczenie sposobów ewidencji procesów gospodarczych,
- skrócenie i usprawnienie obiegu dokumentów księgowych,
- automatyzacja procesu raportowania i sprawozdawczości finansowej,
- umożliwienie analizy rentowności analitycznych jednostek budżetowych, w myśl koncepcji controllingowej GSG,
- zapewnienie zgodności prowadzonych działań z uregulowaniami prawnymi,
- usprawnienie procesów w zakresie niepokrytym kolejnymi strumieniami,
- umożliwienie realizacji wdrożenia kolejnych strumieni zgodnie z ich celami.



UCZESTNICY WDROŻENIA

Wdrażanie systemu SAP w pierwszym strumieniu odbywało się z pomocą firmy IBM Business Consulting Services, wyłonionej w drodze przetargu, pełniącej rolę „integratora wdrożenia”.

W projekcie czynny udział brali jednak przede wszystkim pracownicy spółki, którzy jako członkowie „Zespołu projektowego” pełnili z góry przypisaną im rolę.

Zostali oni przypisani do konkretnych komórek struktury organizacyjnej projektu i pracowali w zespołach roboczych, wykonując konkretne zadania i obowiązki w zakresie kształtowania przebiegu przyszłych procesów biznesowych GSG. Dodać należy, że prace projektowe prowadzone były równolegle do codziennych, bieżących zadań operacyjnych.

W sumie w projekt zaangażowano na stałe 100 osób, w tym ze strony IBM 18.

REALIZOWANE ZADANIA

Zgodnie z metodologią ASAP realizowane według określonego porządku i przyjętego harmonogramu zadania pogrupowane zostały następująco:

1. Przygotowanie projektu wdrożenia, tj. utworzenie i mobilizacja „Zespołu projektowego” oraz zespołów roboczych, biorących udział w danym etapie prac i w danym strumieniu.
2. Budowanie rozwiązania, tj. stworzenie opisu, w jaki sposób i przy użyciu jakich mechanizmów system SAP ma wspierać określone procesy gospodarcze (m.in. wtedy powstała koncepcja biznesowa).
3. Parametryzacja systemu SAP, tj. dostosowanie funkcjonalności systemu do opisanych wymagań.
4. Przygotowanie do startu produktywnego, tj. szkolenie użytkowników systemu i przeniesienie danych ze starych systemów informatycznych (migracja, interfejsy).
5. Start produktywny i wsparcie, tj. uruchomienie systemu SAP, nadzór i drobne korekty.

Wdrożenie pierwszego ze strumieni SAP zakładało na wstępie objęcie swym zakresem, w sposób bezpośredni, ponad 70 stanowisk pracy w Biurze Rachunkowości oraz, w sposób pośredni, kilkanaście stanowisk w innych komórkach organizacyjnych spółki. Po zakończeniu prac wdrożeniowych okazało się, że konieczne było zakupienie ponad 200 licencji stanowiskowych, gdyż w tym strumieniu wdrożono także poza modułem: FI – Finanse, również częściowo moduły: CO – Controlling, PM – Remonty, PS – System Projektowy i BW – Hurtownia Danych. Przeszkolonych w obsłudze nowego systemu zostało ponad 190 pracowników.

Wymiana systemu informatycznego w obszarze księgowości i finansów wywołała w GSG również skutki natury jakościowej:

- zmianę struktury organizacyjnej pionu księgowości na bardziej nowoczesną, opartą na procesowym podejściu do ewidencji zdarzeń gospodarczych,

- zmniejszenie liczby systemów informatycznych i zastąpienie ich funkcjonalnościami w systemie SAP,
- zmiany w konfiguracji niektórych systemów informatycznych współpracujących z SAP,
- wprowadzenie nowych procedur regulujących zmianę organizacji dotychczasowej pracy w obszarze objętym wdrożeniem,
- przegląd i wymianę sprzętu informatycznego na nowocześniejszy, uzupełnienie braków sprzętowych na wielu stanowiskach pracy,
- możliwość oceny posiadanej kadry pod kątem jej wiedzy, zaangażowania i podejścia do pracy, odpowiedzialności, umiejętności pracy w grupie czy zarządzania czasem.

BLASKI I CIENIE

Z wdrażaniem nowego oprogramowania, tak jak z każdą nowością, wiązały się dla pracowników spółki zarówno korzyści, jak i pewne uciążliwości (przynajmniej w początkowym okresie):

- **korzyści** to: nowa wiedza informatyczna pracowników pionu informatyki, pionu księgowo-finansowego oraz innych komórek zaangażowanych we wdrożenie; wiedza o przebiegu procesów biznesowych w spółce; przegląd i uporządkowanie czynności na poszczególnych stanowiskach pracy pod kątem ich celowości, możliwości usprawnień; „zaistnienie” nowych osób w firmie, które dotychczas były „niewidoczne” na swoich stanowiskach pracy; możliwość podniesienia standardu pracy dzięki wprowadzeniu nowych rozwiązań informatycznych itp.
- **uciążliwości** podczas wdrożenia to: większy niż normalnie zakres pracy, szybkie tempo pracy i konieczność zwiększenia jej wydajności, reorganizacja dnia pracy, uwzględnienie potencjalnych ograniczeń czasowych w życiu prywatnym itp.

Obecnie w Górnośląskiej Spółce Gazownictwa trwają prace nad wdrożeniem dalszych funkcjonalności systemu SAP, tym razem dla obszarów: Inwestycje, Remonty, Eksploatacja, Gospodarka materiałowa i zaopatrzenie. ■

¹⁾ Strumień (dziedzina) – dotyczy wdrożenia określonej funkcjonalności i wsparcia dla określonych procesów gospodarczych (np. strumień dotyczący ewidencji księgowej i raportowania); Etap – element wdrożenia, pojawiający się w ramach danego strumienia, określa zakres organizacyjny wdrożenia; Faza – element konkretnego etapu.

Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Zabrze

ul. Szczęść Boże 11, 41-800 Zabrze
tel. (+48) 032 373 50 00,
faks (+48) 032 271 78 01
e-mail: biuro@gaz.zabrze.pl;
www.gaz.zabrze.pl

Z wdrażaniem nowego oprogramowania, tak jak z każdą nowością, wiązały się dla pracowników spółki zarówno korzyści, jak i pewne uciążliwości (przynajmniej w początkowym okresie).



Nowa stacja CNG

Bożena Malaga-Wrona

15 maja 2007 r. odbyło się uroczyste otwarcie kolejnej stacji tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) do pojazdów. Stacja powstała przy al. Tysiąclecia 8 w Świdniku i należy do Gazowni Lubelskiej.

Nowa stacja CNG to już 26. ogólnodostępna stacja tankowania sprężonego gazu ziemnego w Polsce i dziesiąta wybudowana przez Karpacką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o., należąca do Grupy Kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa (PGNiG).

Świdnicka stacja jest jedną z najnowocześniejszych i najładniejszych stacji w Polsce, co potwierdził ekspert z AGH, dr Jan Sas. Usytuowano ją w bardzo korzystnym miejscu, przy głównym szlaku komunikacyjnym, pomiędzy Lublinem a Świdnikiem. Wyposażona jest w sprężarkę o mocy 1075 metrów sześciennych na godzinę, dwa podwójne dystrybutory o przepustowości 1300 metrów sześciennych na godzinę, wewnętrzny i zewnętrzny ma-

gazy gazu, o pojemności ok. 250 metrów sześciennych każdy. Stację CNG tworzy zespół urządzeń firmy GALILEO, stacja redukcyjno-pomiarowa o przepustowości 1200 metrów sześciennych. Będzie ona obsługiwać autobusy, samochody dostawcze oraz samochody osobowe przystosowane do zasilania sprężonym gazem ziemnym.

W Lublinie przewiduje się rozwój floty od obecnych 3 do nawet 100 autobusów MPK. Na uroczystość otwarcia przybyli przedstawiciele lokalnych władz samorządowych, politycy, przedsiębiorcy z firm przewoźnych i monterskich zajmujących się instalacjami CNG oraz media. Uroczystego przecięcia wstęgi dokonali: wiceprezydent Lublina Krzysztof Żuk, dyrektor Oddziału Obrotu Gazem KSG w Tarnowie Tomasz Blacharski, dyrektor Zakładu Gazowniczego w Lublinie Bolesław Staniszewski, prezes MPK Lublin Grzegorz Jasiński oraz Henryk Skalba, dyrektor Gazowni Lubelskiej. Na terenie działania Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. stacje tankowania zlokalizowane są w Mielcu, Jaśle, Kielcach, Jarosławiu, Krakowie, Tarnowie, Dębicy, Rzeszowie, Zamościu i Świdniku koło Lublina. W trakcie realizacji są kolejne stacje w Sandomierzu i Ostrowcu Świętokrzyskim, a w planach budowa stacji CNG w Zakopanem i Nowym Sączu. Poprzez budowę sieci ogólnodostępnych stacji tankowania CNG zlokalizowanych przy głównych szlakach komunikacyjnych KSG rynek sprężonego gazu ziemnego na terenie KSG rozwija się dynamicznie. Rośnie również lokalne zapotrzebowanie na sprężony gaz ziemny, pośród firm posiadających własne floty pojazdów, a także wśród użytkowników indywidualnych. Stacje gazowe zlokalizowane na obszarze KSG obsługują ponad 400 samochodów osobowych i ponad 100 autobusów. W KSG zakłada się stopniowe zwiększanie sprzedaży sprężonego gazu ziemnego. W 2006 r. sprzedaż CNG wyniosła 1,56 mln m³, dla porównania: 2005 r. było to tylko 0,70 mln m³. Warto podkreślić, że KSG wdrożyła jednolity, elektroniczny system obsługi klientów na wszystkich stacjach CNG należących do spółki. ■



Przecięcie wstęgi. Od lewej: Bolesław Staniszewski, Krzysztof Żuk, Tomasz Blacharski, Grzegorz Jasiński, Henryk Skalba,

Pod siatką

W dniach 19 – 20 maja Janowem Lubelskim „rządziła” siatkówka. To właśnie tutaj odbyły się V Mistrzostwa Karpackiej Spółki Gazownictwa i jednocześnie XIII Mistrzostwa Zakładu Gazowniczego w Sandomierzu. Do grona organizatorów dołączyła w tym roku po raz pierwszy Gazownia Sandomierska. Natomiast dla sandomierskiego Zakładu Gazowniczego zawody te były w tym roku dodatkowo jednym z punktów obchodów 70-lecia powstania zakładu.

Historia mistrzostw piłki siatkowej jest znacznie krótsza niż historia Zakładu Gazowniczego w Sandomierzu. Pierwsze zawody odbyły się w przepięknym Ulanowie, a brało w nich udział sześć zespołów. Było to, oczywiście, trzynaście lat temu.

Dzisiaj rozgrywki toczą się nie tylko pomiędzy drużynami z KSG, ale także z drużynami z PGNiG-u Oddział Główny Warszawa, OGP „Gaz – System” Warszawa i OGP „Gaz – System” Tarnów. Wśród licznej i gorąco dopingującej widowni w tym roku można było zauważyć m. in. posła Jerzego Bieleckiego i wicestarostę powiatu Janów Lubelski, Piotra Górę. Były także osoby reprezentujące różne spółki PGNiG, m.in. Sławomir Hinc – dyrektor finansowy OGP Gaz – System Warszawa, Andrzej Wrona, dyrektor Departamentu Administracyjnego PGNiG SA w Warszawie, Ryszard Ryba, dyrektor OGP Gaz System Tarnów, Mieczysław Menżyński, wiceprezes Zarządu Głównego PZiTS, a także dyrektorzy zakładów gazowniczych oraz prezesi stowarzyszeń sportowych działających w otoczeniu gazownictwa.



Zacięte mecze toczyły się od pierwszego dnia zawodów. Każda z drużyn walczyła z determinacją do ostatniej piłki. Dzień drugi, zgodnie z planem, przeznaczony był na mecze półfinałowe i finały. Tak więc walczyły drużyny: „Alpejczyk”, ZRUG Pogórska Wola, ZG Sandomierz i OGP „Gaz – System” Tarnów.

Zwycięzcą mistrzostw zostało Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji „Alpejczyk” przy PGNiG SA A oto skład mistrzowskiej drużyny: Ryszard Olejarski (kapitan), Mateusz Żychowski, Jarosław Juszczyk, Mieczysław Dziadosz, Paweł Pankiewicz, Bartłomiej Rysz i Piotr Pankiewicz. Najwszechstronniejszym zawodnikiem mistrzostw został Sebastian Woźny z OGP Gaz – System Tarnów.

Drugie miejsce przypadło ZRUG Pogórska Wola, a trzecie wywalczył OGP GAZ – SYSTEM Tarnów. Kolejne miejsca zajęli: czwarte – Zakład Gazowniczy w Sandomierzu; piąte – OGP GAZ – SYSTEM Warszawa; szóste – KSG Zakład Główny Tarnów; siódme – Zakład Gazowniczy Rzeszów; ósme – PGNiG SA w Warszawie; dziewiąte – Zakład Gazowniczy w Lublinie; dziesiąte – Zakład Gazowniczy w Sandomierzu – RES Zamość.

W mistrzostwach tradycyjnie uczestniczyły także dwie drużyny kobiece. W ich konfrontacji lepszymi od zespolonej drużyny „GAZERKI” z ZG Sandomierz i Gazowni Sandomierskiej, okazały się panie z ZG/KSG Tarnów. ■

Beata Bajda

Zacięte mecze toczyły się od pierwszego dnia zawodów. Każda z drużyn walczyła z determinacją do ostatniej piłki.

Karpacka Spółka Gazownictwa Spółka z o.o. w Tarnowie

ul. Wita Stwosza 7, 33-100 Tarnów
tel. (+48) 014 632 31 00,
faks (+48) 014 632 31 11,
sekr. (+48) 014 632 31 12
www.ksg.pl, e-mail: ksg@ksg.pl





150 lat w pejzażu miasta

Małgorzata Ciemnołońska

Mazowiecka Spółka Gazownictwa już po raz trzeci była współorganizatorem wystawy przygotowanej ze zbiorów Muzeum Narodowego i eksponowanej w Muzeum Gazownictwa w Warszawie.

Współpraca z MNW nie jest przypadkowa, bowiem Mazowiecka Spółka Gazownictwa jako jedna z największych i najstarszych firm gazowniczych w Polsce czuje się szczególnie upoważniona do wspierania narodowej kultury. Bogata, bo ponad stu pięćdziesięcioletnia historia spółki to powód do dumy, do kultywowania tradycji, ale także dbałości o spuściznę i pamiątki będące narodowym dziedzictwem. Sztuka jest zwierciadłem rzeczywistości, a jej dzieła mówią o rze-

czach największych i najważniejszych, ale też całkiem niewielkich. Dlatego należy o nie dbać tak, by mogły cieszyć następne pokolenia.

Od wieków świat arystokracji, finansjery czy mieszczaństwa wspierał wielkich twórców. Dzisiaj ten szczególny obowiązek przypadł dużym firmom, bankom, a także prywatnym mecenasom. Mariaż sztuki z biznesem jest związkiem trudnym, ale – jak pokazuje historia – możliwym.

Obecna wystawa jest prezentacją malarstwa, rzeźby i starych fotografii wybitnych artystów ze zbiorów Muzeum Narodowego w Warszawie. Jest też sentymentalną podróżą w przeszłość. Prowadzeni przez artystów malarzy i fotografików możemy dziś na nowo odkryć urok miasta, którego już nie ma.

Warszawa to miasto niezwykle. Przeszłość, teraźniejszość i przyszłość mieszają się w stolicy niczym kolorowe szkiełka kalejdoskopu. Ślady dramatycznej historii stolicy widoczne są na każdym kroku, przypominają o niej tablice pamięci. Tuż obok wyrastają gigantyczne wieżowce ze stali i szkła. Królewski Wilanów, wskrzeszona Starówka, zielone Łazienki, nowoczesne osiedla otaczające stolicę niczym pierścienie, tworzą barwną mozaikę. Wśród tych, wydawałoby się, znanych miejsc jest jedno niezwykle, a jego niepowtarzalna uroda zachwyca każdego, kto je ujrzy po raz pierwszy. Drugi Zakład Gazowniczy, uruchomiony we wsi Wola w latach 80. XIX w., mimo zniszczeń wojennych zachował zabytkowy charakter. Ozdobne fasady dawnych hal produkcyjnych, imponujące bramy i łuki, brukowane alejki tworzą wyjątkową atmosferę. I oto na wystawie odkrywamy piękny, ale jakże nowoczesny na ów czas zbiornik gazu na obrazie Xawerego Pillatiego.

W Warszawie połowy XIX wieku wieczorami na ulicach zapadały głębokie ciemności, gdzieś tylko rozświetlane pochodniami czy naftowymi lampami. Tętniące życiem miasto, pełne targowisk, latem kawiarnia-



nych i parkowych ogródków, zimą naturalnych lodowisk, powozów i przechodniów zamierało, ludzie zamykali się w domach, spiesząc, aby zdążyć do nich przed zmrokiem. Rytm życia wyznaczała natura i słońce. Nic dziwnego, że mocne, jasne światło na ulicach wzdłuż Traktu Królewskiego, jakie zapłonęło po raz pierwszy w grudniu 1856 r., wywołało niemal euforię. Pierwszy gazociąg i pierwsze lampy gazowe, które zapłonęły na ulicach, rozświetlając panujące dotąd ciemności, były zwiastunami zmian, które na trwałe wpisały się w miejską codzienność.

To miasto oglądamy na obrazach i fotografiach wielkich twórców, takich jak Józef Ejsmond, Józef Pankiewicz, Władysław Podkowiński, Magdalena Spasowicz czy Edward Dwurnik. Odnajdujemy na nich latarnie ga-

zowe, które do dziś są malowniczym akcentem pejzażu miasta. Na urokliwych starych fotografiach Karola Beyera z 1859 i 1861 roku widać również te pierwsze lampy oświetlające Trakt Królewski czy plac Bankowy. Ulicami, które przetrwały do dziś historyczne zawieruchy, prowadzą nas także inni wybitni fotograficy, m.in. Jan Bulhak, Aleksander Karoli czy Maurycy Pusch.

Od wielu już lat Mazowiecka Spółka Gazownictwa, będąca spadkobierczynią i kontynuatorką pierwszej warszawskiej gazowni, towarzyszy wielkim wydarzeniom kulturalnym, a za współpracę z Muzeum Narodowym w Warszawie została nagrodzona Muzeonem. ■

Zdjęcia Małgorzata Ciemnołońska

Dobra współpraca Mazowieckiej Spółki Gazownictwa z Państwową Strażą Pożarną trwa od dawna, bowiem od zrozumienia specyfiki naszej działalności często zależy bezpieczeństwo innych.

Spotkanie **strażaków i gazowników**

„**N**a miejsce wypadku przyjechali strażacy i policjanci...” „W akcji poszukiwawczej wzięły udział strażackie grupy wodno-nurkowe...”, „Z płonącego mieszkania strażacy uratowali...”. To tylko nieliczne tytuły prasowe dotyczące pracy Straży Pożarnej. Ale to właśnie strażacy są najczęściej pierwsi na miejscu nieszczęśliwych wypadków drogowych, kolejowych, budowlanych, katastrof naturalnych – powodzi czy ostatnio szalejących wichur, wreszcie pożarów. Ratują nam zdrowie, życie i mienie, w wolnych chwilach pomogą zdjąć kota z wysokiego drzewa. Spełniają również rolę służby ratownictwa medycznego, chemicznego i wszelkich zagrożeń ludzkiego życia.

Dobra współpraca Mazowieckiej Spółki Gazownictwa z Państwową Strażą Pożarną trwa od dawna, bowiem od zrozumienia specyfiki naszej działalności często zależy bezpieczeństwo innych. Jan Zbińkowski, zawodowy strażak z Zakładu Gazowniczego Warszawa, jak nikt wie, że właśnie od jakości tej współpracy zależy tak wiele. Dlatego od lat nie tylko wspiera, ale również kreuje i nadzoruje wspólne ćwiczenia przeciwpożarowe w oddziałach zależnych MSG.

Na pewno wszyscy pamiętają ćwiczenia, jakie odbyły się w starej siedzibie Zarządu MSG przy ul. Kasprzaka czy te z ulicy Kruczkowskiego, które ujawniły, jak często lekceważone są przepisy. Inną, choć już dziejącą się naprawdę akcją strażaków współpracujących ze służbami Pogotowia Gazowego, była awaria na ul. Wilanowskiej w Warszawie, gdzie na skutek uszkodzenia gazociągu przez koparkę przez powstały otwór zaczął ulatniać się gaz. Jego zapalenie prawdopodobnie spowodował przechodzień przypalający sobie papierosa. Akcja likwidacji zagrożenia trwała około 4 godzin. Zaangażowane były wszystkie służby miejskie: straż pożarna, policja, pogotowie ratunkowe, pogotowie energetyczne. Zdziwienie gapiów wywołał fakt, iż strażacy nie gasili płomienia. Ale



przecież tylko wtedy, gdy gaz płonie, można mieć nad nim kontrolę. I gdyby na przykład płomień został zdmuchnięty przez wiatr, prawdopodobnie znów zostałby podpalony.

Najnowszą inicjatywą Jana Zbińkowskiego i służb przeciwpożarowych było seminarium poświęcone w całości problematyce strony technicznej obszaru dystrybucji. Zaproszenie do spotkania ze służbami technicznymi Oddziału Zakład Gazowniczy Warszawa MSG przyjęli strażacy z województwa mazowieckiego. Goście z dużym zainteresowaniem wysłuchali przygotowanych referatów, dotyczących między innymi przepisów budowlanych regulujących prace w gazownictwie, a także materiałów i nowoczesnych technologii stosowanych przy budowie gazociągów. ■

Tekst i zdjęcia Małgorzata Ciemnołońska

Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

ul. Krucza 6/14, 00-537 Warszawa
tel. (+48) 022 594 39 46
faks (+48) 022 594 37 46
www.msgaz.pl

W Gdyni o uwolnieniu rynku gazu

Katarzyna Wróblewicz

Międzynarodowe Forum Gospodarcze w Gdyni, które odbyło się w dniach 23 – 24 maja 2007 r. już po raz siódmy zgromadziło rzeszę słuchaczy. To największe spotkanie ludzi biznesu na Pomorzu, które z roku na roku zyskuje coraz większy prestiż, tworząc jednocześnie doskonałe warunki do debaty społecznej.

W tym roku gościem honorowym forum był Hernando de Soto – światowej sławy ekonomista, nominowany do Nagrody Nobla. De Soto jest przedstawicielem współczesnego instytucjonalizmu – szkoły myśli ekonomicznej, według której sposób organizacji społeczeństwa ma kluczowe znaczenie dla jego rozwoju gospodarczego. Podczas



Od lewej: Adam Jaśkowski, Wojciech Szczurek, Piotr Świąć, Ryszard Orłowski, Tomasz Pelc.

debaty de Soto wyjaśniał, że to, czego brakuje biednym społeczeństwom, to nie pieniądze, lecz stabilny i niekrępujący system prawny, który chroniłby prawa własności i umożliwiał inwestowanie. Uczestnicy forum otrzymali jego książkę „Tajemnica kapitału”, a nieliczni szczęśliwcy mogli również zdobyć autograf autora.

Jednym z kluczowych paneli odbywających się na forum był panel paliwowo-energetyczny. Celem tego spotkania była prezentacja stopnia przygotowania przedsiębiorstw energetycznych do pełnej liberalizacji sektora. Na mocy wytycznych dyrektywy unijnej pełne uwolnienie rynku energetycznego nastąpi 1 lipca 2007 r. Od tego momentu wszystkie grupy klientów będą miały pełną swobodę wyboru dostawcy źródła energii. W dyskusji uczestniczyli reprezentanci firm gazowniczych, energetycznych i ciepłowniczych, a także Urzędu Regulacji Energetyki. Grupę kapitałową PGNiG reprezentowali: Tomasz Fill – rzecznik prasowy PGNiG SA, Ryszard Orłowski – prezes Pomorskiej Spółki Gazownictwa oraz Michał Szubski, prezes Mazowieckiej Spółki Gazownictwa. Wszyscy zgodnie uznali, że w efekcie pojawienia się konkurencji na rynku, nastąpi optymalizacja cen energii oraz poprawa jakości obsługi klientów. Liberalizacja rynku to proces długofalowy. Trudno przewidzieć, jaki układ sił rynkowych pojawi się w Polsce za kilka lat. Obecnie cena gazu w Polsce jest jedną z najniższych w Europie, wobec tego – mimo iż wielkie koncerny energe-



Przygotowania do nagrania programu „Forum Gospodarcze” – Ryszard Orłowski i Tomasz Pelc.



tyczne monitorują polski rynek – to jednak nie przewiduje się ich ekspansji, do momentu, kiedy będą mogli konkurować cenowo. Prowadzący panel wyrazili przekonanie, że mimo iż wszyscy odbiorcy formalnie nabędą prawo wyboru dostawcy energii po 1 lipca 2007 roku, to będą musieli poczekać jeszcze na



Stoisko Pomorskiej Spółki Gazownictwa podczas Forum Gospodarczego.

oferty produktowe innych dostawców. Eksperti przypominali, że tak jak dotychczas, zarówno sprzedawca, jak i dystrybutor gazu zobowiązany jest do zatwierdzania swojej taryfy przez Urząd Regulacji Energetyki.

W pierwszym dniu forum w foyer Teatru Muzycznego w Gdyni, gdzie odbywały się obrady, nagrano kolejną odsłonę popularnego w Trójmieście programu telewizyjnego Piotra Świąca „Forum Gospodarcze”. Uczestnikami emitowanego na żywo w Telewizji Gdańskiej programu byli między innymi: wspomniany już Hernando de Soto, Wojciech Szczurek – prezydent Gdyni i Ryszard Orłowski – prezes Pomorskiej Spółki Gazownictwa. Tematem programu było uwolnienie rynku energii, w tym rynku gazu ziemnego. Prezes spółki, Ryszard Orłowski, wyjaśnił, że nie są jeszcze znane oferty produktowe firm konkurencyjnych działających na Wybrzeżu. Wyraził przekonanie, że klienci spółki nie będą masowo opuszczać swojego dotychczasowego dostawcy gazu ziemnego, który jest stabilnym, solidnym partnerem, oferującym wysokiej jakości usługi. Jednocześnie zapewnił o dobrym przygotowaniu Pomorskiej Spółki Gazownictwa do funkcjonowania w zmieniających się warunkach rynkowych.

Po raz kolejny władze Gdyni udowodniły, że poważnie traktują swoją powinność, którą jest stworzenie płaszczyzny dyskusji i wymiany doświadczeń przedsiębiorców z różnych dziedzin gospodarki. Zorganizowany w przededniu uwolnienia rynku, przy czynnym udziale Pomorskiej Spółki Gazownictwa, panel energetyczny był bardzo interesującym wydarzeniem. Podczas wymiany opinii i poglądów ścierały się argumenty przedstawicieli firm reprezentujących odmienne siły rynkowe.

W panelu udział wzięli: Jacek Kwiatkowski – VERBUNDNETZ GAS AG, Bogdan Pilch – GAS DE FRANCE, Krzysztof Noga – POLSKA GRUPA ENERGETYCZNA, Artur Zdybicki – POLENERGIA S.A., Tomasz Fill – PGNiG SA, Ryszard Orłowski – POMORSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA, Arkadiusz Marat – KE ENERGIA S.A., Michał Szubski – MAZOWIECKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA, Jacek Szymczak – IZBA GOSPODARCZA CIEPŁOWNICTWO POLSKIE, Janusz Różalski – OPEC GDYNIA, Zofia Janiszewska – URZĄD REGULACJI ENERGETYKI, Sławomir Żygowski – NORDEA BANK POLSKA S.A., Julita Ledzińska – BANK BGŻ S.A. Moderatorem panelu paliwowo-energetycznego był Tomasz Pelc – prezes NEXUS CONSULTANS Sp. z o.o. ■

Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

ul. Wałowa 41/43, 80-858 Gdańsk

tel. (+48) 058 326 35 00,

faks (+48) 058 326 35 04

e-mail: sekretariat@psgaz.pl, www.psgaz.pl

Po raz kolejny władze Gdyni udowodniły, że poważnie traktują swoją powinność, którą jest stworzenie płaszczyzny dyskusji i wymiany doświadczeń przedsiębiorców z różnych dziedzin gospodarki.

Program ograniczania kradzieży

W Wielkopolskiej Spółce Gazownictwa podejmuje się różne działania, by zmniejszyć nierozliczone ilości gazu. Jednym ze źródeł powodujących powstawanie różnicy między ilością gazu odbieranego od OGP Gaz – System a ilością gazu, którą odnotowują gazomierze odbiorców, są kradzieże paliwa gazowego. Nielegalny pobór gazu poprzez „dzikie” przyłącza lub obejścia gazomierzy są rzadkim przypadkiem. Samowolne majstrowanie przy gazowych instalacjach jest niebezpieczne, w WSG zanotowano już takie ingerencje zakończone skutkiem śmiertelnym. Takie wypadki są nagłaśniane poprzez media. Natomiast o wiele częstszym przypadkiem są kradzieże gazu poprzez ingerencję w liczniki. W ostatnich latach trudne do oszacowania straty dla dostawców wody, energii elektrycznej

i gazu powoduje spowalnianie pracy liczników przez oddziaływanie na nie magnesami neodymowymi.

Przeprowadzono wiele badań, które wykazały, że niektóre gazomierze są odporne na tego typu magnesy, a inne nie. Producenci gazomierzy i instytuty przeprowadzające te badania zgodnie twierdzą, że całkowitą odpornością na magnesy neodymowe cechują się gazomierze produkowane od 2006 r. Wcześniejsze reagują na te magnesy w różnym stopniu.

Gazomierze z wykrytymi śladami pola magnetycznego będą wymieniane na nowe, odporne na magnesy neodymowe. Urządzenie do wykrywania śladów oddziaływania pola magnetycznego na gazomierz kosztuje ok. 600 zł. Ta inwestycja powinna się szybko zwrócić. ■

Gaz dla gminy Dolsk

Krok po kroku postępuje gazyfikacja gminy Dolsk w powiecie śremskim. W kwietniu ZG Poznań ukończył budowę gazociągu do wsi

Masłowo. 20 kwietnia odbyła się uroczystość zapalenia symbolicznej świecy i uruchomienia kotłowni gazowej w miejscowej szkole. ■

Leonardo w poznańskiej gazowni

Wśród braci gazowniczej nie brakuje osób o wysokich uzdolnieniach artystycznych. Jedną z nich jest Leonard Bańkowski, pracownik magazynu ZG Poznań. Od lat w wolnych chwilach z pasją profesjonalisty maluje obrazy i rzeźbi. Miał już kilka indywidualnych wystaw w Poznaniu i Swarzędzu. Jego prace, na przykład pejzaże z poznań-



„Reprodukcja” obrazu Leonarda Bańkowskiego na tramwaju z informacją o 150-leciu Gazowni Poznańskiej.

ska gazownią, można podziwiać także w murach gmachu administracyjnego WSG. Jedną z najnowszych prac pana Leonarda wydrukowano na ubiegłorocznych kartkach bożonarodzeniowo-noworocznych ZG Poznań. Reprodukcje tego obrazu umieszczono na tramwaju informującym poznaniaków o 150-leciu gazowni. W nowej salce konferencyjnej WSG nad radzącymi czuwa św. Barbara, wyrzeźbiona w drewnie przez L. Bańkowskiego. Koleżanki i koledzy z ZG Poznań z dumą mówią o Bańkowskim: To jest nasz Leonardo. ■

Figurka św. Barbary w salce konferencyjnej WSG.



Pożegnanie Stanisława Szolkowskiego



Adam Winogradzki



Wiesław Gurdak



Grzegorz Bartoszewski

Zmiana warty

W ostatnim czasie w WSG doszło do kilku zmian na stanowiskach kierowniczych. 11 maja br. przeszedł na emeryturę prezes Stanisław Szolkowski, który kierował wielkopolskim i zachodniopomorskim gazownictwem od 1988 r. Żegnano go z wielkim żalem, gdyż był wysokiej klasy fachowcem i świetnym menedżerem, wymagającym, a zarazem opiekuńczym szefem. Decyzją Zgromadzenia Wspólników WSG nowym prezesem został Zdzisław Kowalski, dotychczasowy dyrektor Oddziału Zakład Gazowniczy Poznań. Zdzisław Kowalski pracuje w poznańskiej gazowni od 1985 r. (z trzyletnią przerwą). Jest absolwentem Politechniki Poznańskiej i studiów podyplomowych Akademii Ekonomicznej w Poznaniu i Szkoły Głównej Handlowej. Obecnie finalizuje studia MBA.

Zgromadzenie Wspólników WSG poszerzyło też skład zarządu WSG o czwartą osobę, powołując na

członka zarządu Adama Winogradzkiego. Jest on absolwentem Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu A. Mickiewicza w Poznaniu, w przeszłości był m.in. wicedyrektorem Miejskiego Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej w Poznaniu i członkiem Rady Nadzorczej Dalkia-Poznań.

Zarząd WSG kierowanie Zakładem Gazowniczym Poznań powierzył Grzegorzowi Bartoszewskiemu, który od kilku lat kierował Działem Dyspozycji i Bilansowania Gazu w ZG Poznań.

Rezygnację z powodów osobistych złożył Andrzej Szurobura, dyrektor Oddziału Zakład Gazowniczy Szczecin. Nowym dyrektorem ZG Szczecin jest od 1 czerwca Wiesław Gurdak, wcześniej zastępca dyrektora ds. technicznych. Absolwent AGH, obecnie słuchacz studiów MBA. ■

L.Ł.

Gaz spod Kościana dla Kościana

1 lipca rusza przestawianie urządzeń gazowych w mieście i gminie Kościan na gaz ziemny Lw (GZ 41,5). Władze samorządowe Kościana, na skutek postulatów mieszkańców, od pewnego czasu zabiegały o zmianę rodzaju gazu. Ludzie żyjący na terenie kryjącym bogate złoża gazu, eksploatowane przez nowoczesną kopalnię, chcieli, aby także do ich domów i zakładów docierał tańszy gaz krajowy. Kościan korzystał z gazu wysokometanowego. W ubiegłym roku PGNiG wydał zgodę na tę zamianę i do końca sierpnia wszyscy odbior-

cy w tym rejonie Wielkopolski korzystać będą ze „swojego” lokalnego paliwa gazowego. Prace związane z przestawianiem na nowy rodzaj gazu przeprowadzi kilka firm pod kierunkiem Centrum Eksploatacji Sieci Leszno ZG Poznań. ■

Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

ul. Grobla 15, 61-859 Poznań
tel. (+48) 061 854 53 50, 854 51 00
faks (+48) 061 852 39 23
e-mail: sekretariat@wsgaz.pl, www.wsgaz.pl

Działalność normalizacyjna w biznesie gazowym (cz. 1)

Krystyna Kuchta, Andrzej Molatta

Normalizacja to działalność mająca na celu uzyskanie optymalnego stopnia uporządkowania w określonej dziedzinie poprzez ustalenie postanowień przeznaczonych do powszechnego i wielokrotnego stosowania, dotyczących istniejących lub możliwych do zaistnienia problemów technicznych. Polega ona w szczególności na opracowywaniu, publikowaniu i stosowaniu norm. Dotyczy to zarówno norm polskich, jak i zakładowych. Działalność ta jest długim procesem, polegającym na dokonywaniu wyboru jednego uprzywilejowanego wariantu i promowaniu go jako standardu.

Normalizacja techniczna osiągnęła w ostatnim okresie taki stan zorganizowania, poziom i tempo rozwoju oraz wszechstronność zakresu oddziaływania, że jest nieodłącznym narzędziem postępu przemysłowego i naukowo-technicznego w każdej skali. Warunkuje wymianę towarową, kooperację przemysłową oraz umożliwia przenoszenie światowej myśli technicznej, sama będąc nośnikiem.

Działalność normalizacyjna w sektorze gazowym jest prowadzona zarówno na szczeblu krajowym, jak i zakładowym, poprzez aktywne zaangażowanie się Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A., PGNiG SA oraz Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie.

Z uwagi na duże zmiany organizacyjne i własnościowe, które nastąpiły w ostatnich latach w sektorze gazowniczym, z początkiem roku 2007 działalność normalizacyjną rozpoczęła Izba Gospodarcza Gazownictwa. Powołano Komitet Standardu Technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa, którego celem jest prowadzenie wszelkich prac standaryzacyjnych na rzecz podmiotów zrzeszonych w IGG. W pracach komitetu biorą udział m.in. przedstawiciele Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A.

NA SZCZEBLU KRAJOWYM

Działalność na szczeblu krajowym jest prowadzona przez Komitet Techniczny nr 277 ds. Gazownictwa, który składa się z Komitetu Głównego (z sekretariatem umieszczonym w Instytucie Nafty i Gazu w Krakowie) oraz z czterech podkomitetów. Zakres tematyczny działalności KT nr 277 ds. Gazownictwa został rozdzielony na poszczególne podkomitety w następujący sposób:

- Podkomitet ds. Przesyłu Gazu – gazociągi przesyłowe, tłocznie, stacje redukcyjne i redukcyjno-pomiarowe, pomiary ilości gazu w sieci przesyłowej;
- Podkomitet ds. Oceny Jakości Paliw Gazowych – metodyka pomiaru parametrów charakteryzujących jakość gazu ziemnego, terminologia dotycząca jakości gazu

ziemnego, urządzenia do pomiarów ilości/energii gazu ziemnego dostarczanego odbiorcom;

- Podkomitet ds. Dystrybucji Paliw Gazowych – sieci rozdzielcze gazu i ich elementy, instalacje sprężonego gazu ziemnego CNG, magazynowanie i transport CNG, instalacje skroplonego gazu ziemnego LNG, magazynowanie i transport LNG;
- Podkomitet ds. Użytkowania Gazu – instalacje gazowe w budynkach oraz urządzenia spalające paliwa gazowe.

Sekretariat Podkomitetu ds. Przesyłu Gazu jest prowadzony przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A., natomiast sekretariaty trzech pozostałych podkomitetów są prowadzone przez Instytut Nafty i Gazu.

Do dziś zostało ustanowionych 60 norm, opracowanych przez Komitet Techniczny nr 277 ds. Gazownictwa. Prace nad kilkunastoma następnymi projektami trwają. W większości są to normy stanowiące wdrożenie norm EN (normy europejskie) do zbioru Polskich Norm, co jest zgodne z polityką i priorytetem Polskiego Komitetu Normalizacyjnego. Polityka ta jest zresztą całkowicie zrozumiała, jeżeli weźmie się pod uwagę fakt, że już od trzech lat Polska jest członkiem Unii Europejskiej. Nie oznacza to jednak, że nie można opracowywać norm własnych. Jeżeli istnieje potrzeba uporządkowania w kraju określonej działalności, która nie została ujęta ani w normach europejskich, ani w normach międzynarodowych (ISO) można, a nawet należy przystąpić do opracowania normy własnej. Jednak w odniesieniu do sektora gazowego sytuacja taka zdarza się bardzo rzadko. Komitet Techniczny nr 277 ds. Gazownictwa, przez ponad 9 lat swojej działalności opracował zaledwie 5 norm własnych, w tym ani jednej po przystąpieniu Polskiego Komitetu Normalizacyjnego do Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego (CEN), a Polski do Unii Europejskiej. Obecnie żadne prace nad projektami norm własnych również nie są prowadzone. Poszczególne podkomitety, wchodzące w skład KT nr 277 ds. Gazownictwa, muszą natomiast znacznie więcej niż dotychczas czasu poświęcić na opiniowanie projektów norm europejskich. Jest to bardzo istotne nie tylko dlatego, że Polski Komitet Normalizacyjny, jako członek CEN, ma obowiązek opiniowania projektów EN i przedstawienia uzgodnionego stanowiska krajowego. Chodzi przede wszystkim o to, że projekt normy europejskiej jest jednocześnie projektem przyszłej Polskiej Normy.

Dlatego Polski Komitet Normalizacyjny do pracy w komitetach technicznych CEN z zakresu gazownictwa delegował siedmiu ekspertów, między innymi pracowników Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A.

NORMY OPRACOWANE PRZEZ PODKOMITET DS. OCENY JAKOŚCI PALIW GAZOWYCH

Podkomitet ds. Oceny Jakości Paliw Gazowych opracował dotychczas 24 normy, w tym 15 norm PN-EN (normy stanowiące wdrożenie norm europejskich), 5 norm PN-ISO (normy stanowiące wdrożenie norm międzynarodowych) i 4 własne. Konieczność opracowania 4 norm własnych wynikała z faktu, iż dotychczas nie udało się opracować ani normy EN ani ISO, w których byłyby zawarte wymagania dotyczące jakości gazu ziemnego. Dlatego w normie PN-C-04752:2002 *Gaz ziemny – Jakość gazu w sieci przesyłowej* podano wymagania dotyczące m.in. maksymalnych zawartości siarkowodoru, tlenu, ditlenku węgla, węglowodorów mogących ulec kondensacji i pyłów, a także temperatury punktu rosy wody i węglowodorów. Jeżeli wymagania te nie będą dotrzymane, materiał gazociągu może ulegać stopniowemu niszczeniu na skutek erozji, abrazji i korozji. Może także ulec zmniejszeniu drożność gazociągu, na skutek kondensacji pary wodnej, kondensacji węglowodorów, tworzenia się hydratów lub osadzania się pyłów.

Dla użytkownika gazu istotne jest natomiast, aby urządzenia spalające gaz pracowały prawidłowo, spaliny nie zawierały pochodzących z gazu zanieczyszczeń w ilościach zagrażających zdrowiu użytkowników, gaz miał określoną wartość kaloryczną oraz odpowiednie nawońnienie. Dlatego w normie PN-C-04753:2002 *Gaz ziemny – Jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci rozdzielczej* podano wymagania dotyczące ciepła spalania, wartości opałowej, górnej liczby Wobbego, ciśnienia przed urządzeniami gazowymi i na kurku głównym, intensywności zapachu gazu oraz maksymalnych zawartości siarkowodoru, siarki merkaptanowej, siarki całkowitej, tlenu, par rtęci i pyłu.

Znaczna część norm opracowywanych przez Podkomitet ds. Oceny Jakości Paliw Gazowych, to normy na metody badań. Do najważniejszych z nich niewątpliwie należy pakiet sześciu norm PN-EN ISO 6974 pod ogólnym tytułem *Gaz ziemny – Oznaczanie składu gazu metodą chromatografii gazowej z oszacowaniem niepewności*. Gdy znamy już skład gazu, możemy na tej podstawie wyznaczyć ciepło spalania, wartość opałową, gęstość i liczbę Wobbego, stosując normę PN-ISO 6976:2003 *Gaz ziemny – Obliczanie wartości kalorycznych, gęstości, gęstości względnej i liczby Wobbego na podstawie składu*. Ponieważ norma ta została zastąpiona przez PN-EN ISO 6976:2005 (U) warto w tym miejscu wyjaśnić:

- a) dlaczego autorzy przytaczają normę już zastąpioną (a więc, jak można by sądzić nieaktualną),
- b) co oznacza zapis (U) na końcu numeru normy.

Zacząć należy od odpowiedzi na drugie pytanie. Zapis ten informuje, że norma stanowi wdrożenie normy europejskiej metodą uznaniową, tzn. do normy EN wydanej w języku angielskim dodano tylko stronę tytułową Polskiej Normy. Powodem, dla którego Polski Komitet Normalizacyjny wdraża normy EN tą metodą jest fakt, iż norma europejska powinna uzyskać status normy krajowej

w stosunkowo krótkim terminie, najczęściej w ciągu 6 miesięcy. Dotrzymanie tak krótkiego terminu może być w praktyce bardzo trudne. Dlatego w PKN przyjęto zasadę, że wszystkie normy EN będą w pierwszej kolejności wprowadzane do PN metodą uznaniową, a dopiero później tłumaczone (choć niekoniecznie wszystkie) na język polski. Ponieważ korzystanie z normy w języku angielskim jest dla wielu użytkowników znacznym utrudnieniem, autorzy przywołali normę, która jest wprawdzie zastąpiona, ale wydana w języku polskim i merytorycznie tożsama z normą, która ją zastąpiła. Należy wyraźnie podkreślić, że zgodnie z obowiązującą obecnie ustawą o normalizacji norma jest dokumentem przeznaczonym do dobrowolnego stosowania. Tak więc nie można zabronić posługiwania się normą, która została już zastąpiona. Wprawdzie dobra praktyka inżynierska wymaga, aby posługiwać się normami aktualnymi, ale w pewnych sytuacjach, np. w wyżej opisanej, można od tej reguły odejść.

Podobna sytuacja jest z trzema częściami normy PN-ISO 12213 pod ogólnym tytułem *Gaz ziemny – Obliczanie współczynnika ściśliwości* (znając albo szczegółowy skład gazu, albo jego gęstość względną, ciepło spalania i zawartość ditlenku węgla można, stosując te normy, obliczyć współczynnik ściśliwości gazu) oraz z normą PN-ISO 13443:2002 *Gaz ziemny – Standardowe warunki odniesienia*. Normy te zostały zastąpione przez odpowiednie normy PN-EN, wprowadzone do zbioru Polskich Norm metodą uznaniową. Sytuacja ta potrwa jednak nie dłużej niż do końca 2007 r., ponieważ Podkomitet ds. Oceny Jakości Paliw Gazowych pracuje nad zastąpieniem wszystkich ww. pięciu norm uznaniowych normami, które będą wydane w języku polskim.

Trudno w krótkim artykule omówić, choćby w kilku słowach, wszystkie normy opracowane przez ten podkomitet. Na pewno warto jednak wspomnieć o PN-EN ISO 10715:2005 *Gaz ziemny – Wytyczne pobierania próbek*. W normie tej obszernie omówiono wszelkie aspekty dotyczące pobierania próbek gazu i dlatego jest ona powoływana w wielu innych normach. Istotne znaczenie mają także dwie części normy PN-EN ISO 6326 *Gaz ziemny – Oznaczanie związków siarki*. Jedna z nich opisuje oznaczanie związków siarki metodą potencjometryczną, a druga metodą spalania Lingenera. Zawartość wody można oznaczyć stosując normę PN-EN ISO 11541:2004 *Gaz ziemny – Oznaczanie zawartości wody pod wysokim ciśnieniem*, a ciecz węglowodorową, stosując normę PN-EN ISO 6570:2006 *Gaz ziemny – Oznaczanie zawartości potencjalnej cieczy węglowodorowej – Metody wagowe*. ■

Mgr inż. Krystyna Kuchta jest kierownikiem Działu Przepisów Technicznych GAZ – SYSTEM S.A.

Mgr inż. Andrzej Molatta jest specjalistą ds. przepisów technicznych w Dziale Przepisów Technicznych GAZ – SYSTEM S.A.



Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A.

ul. Bohomolca 21, 01-613 Warszawa
tel. (+48) 022 560 18 00
faks (+48) 022 560 16 06
www.gaz-system.pl

Więcej gazu w magazynach

Krzysztof Kamiński

25-lecie Podziemnego Magazynu Gazu w Strachocinie k. Sanoka, które obchodzono w połowie czerwca br., było okazją do podziękowania pracownikom tego zakładu, a także przypomnienia historii magazynowania gazu w Polsce oraz dyskusji o rozbudowie tego rodzaju składowisk.

W położonej 12 km od Sanoka Strachocinie od początku XX w. wydobywano ropę naftową i gaz. W latach międzywojennych istniało tu jedno z większych polskich złóż ropy. W okresie poprzedzającym wybuch wojny wydobywano rocznie 600 tys. t. Zbudowany w 1935 r. gazociąg dostarczał gaz ze Strachociny m.in. do Sanockiej Fabryki Gumy, do Fabryki Armatek Przeciwlotniczych, a także do gorzelnii w Jurowcach. W latach powojennych, po rozwierceniu dotychczasowych otworów i włączeniu do eksploatacji nowych,



Mieczysław Kawecki od 1991 r. kieruje PMG w Strachocinie



Głowica eksploatacyjna

wzrosło wydobywanie kopalin. Równocześnie poszukiwano nowych złóż. W 1980 r. wykonano tu najgłębszy otwiert: 2918 m. Gdy miejscowe zasoby wyczerpały się, a badania wykazały, że pod ziemią pozostały szczelne przestrzenie o odpowiedniej wytrzymałości, zdecydowano o wtłoczeniu do nich gazu. Tak powstał trzeci w historii firmy magazyn, mający pojemność 150 mln m sześć., należący do PGNiG SA Oddział w Sanoku. Pozostałymi są: utworzone w 1978 r. PMG Swarzędów (90 mln m sześć.) i Brzeźnica 65 mln m sześć.) oraz – od 1988 r. Husów (400 mln m sześć.) W sumie PGNiG ma w Polsce 5 tego typu magazynów. Są jeszcze w Wierchowicach (od 1995 r.) i w Mogilnie, utworzony w kawernie solnej. Całkowita pojemność podziemnych składowisk wynosi 1,63 mld m sześć., co stanowi 11,4% rocznego zużycia gazu w Polsce.

Istotą gromadzenia gazu pod ziemią jest równoważenie zapotrzebowania w szczytach sezonowych, zapewnienie niezawodności dostaw, racjonalna eksploatacja krajowych złóż, ponadto tworzenie strategicznych rezerw. Trzeba przyznać, że jest to też metoda ekologiczna, bezpieczna i dość dobrze opanowana przez naszych górników ropy i gazu.

– Jest tu bardzo ciekawa praca. Charakter złoża, podobnie jak człowieka, ma swoją indywidualną specyfikę



Elementy instalacji osuszania gazu w PMG Strachocina

*i trzeba umieć z nim postępować, nie przekraczając pewnych zasad. To coś zupełnie innego niż naziemne zbiorniki. Trzeba stale kontrolować zachowanie złoża i jego stan. Ważna jest jakość gazu, nie możemy pozwolić sobie na pogorszenie jego parametrów – mówi **Mieczysław Kawecki**, absolwent AGH, z 30-letnim stażem zawodowym, od 1991 r. kierujący PMG w Strachocinie, członek rady nadzorczej spółki PGNiG SA.*

Większość urządzeń pozostała po dawnej kopalni, dlatego do najpilniejszych potrzeb kierownik zalicza unowocześnienie instalacji osuszania gazu i regeneracji glikolu.

Wcześniej kopalnia, następnie Podziemny Magazyn Gazu, zatrudniająca dziś 35 osób, zawsze stanowiły dla tej wsi ważny element kulturowy. Żywe są tradycje górnicze, a naftowcy



Pamiątkowa fotografia uczestników jubileuszu.

tego ostatniego: I etap – zakłada powiększenie do 330 mln m sześć., II – do 1,2 mld m sześć. Szczegóły planów, harmonogram prac i przewidywane

Na sympozjum do Strachociny przybyli przedstawiciele władz Grupy Kapitałowej, wśród nich **Jan Anysz**, wiceprezes zarządu PGNiG SA i wicepre-



Instalacja wstępnego oddzielania wody złożowej.

Fot. archiwum PGNiG O. Sanok

wspomagają miejscowy klub sportowy. Przypomniał o tym obecny na jubileuszu PMG pos. **Marian Daszyk**, były sołtys Strachociny.

Zapotrzebowanie krajowe na gaz wciąż rośnie, dlatego PGNiG planuje zwiększenie do 2012 r. pojemności magazynowej do 2,85 mln m sześć. przez rozbudowę istniejących i tworzenie nowych magazynów – w Daszewie, Bonikowie, Kosakowie. Trwa rozbudowa magazynu w Mogilnie, niebawem zacznie się powiększanie strachocińskiego. Instytut Naftowy opracował dwie koncepcje rozbudowy

koszty przedstawiono na sympozjum w Strachocinie. Jeśli plany się powiodą, w 2010 r. rozpocznie się zatłaczanie gazu do magazynu powiększonego według I wariantu. Przewiduje się, że całkowity koszt tego przedsięwzięcia wyniesie ok. 209 mln zł, a II etapu – 700 mln zł. Zdaniem specjalistów, o czym mówili podczas sympozjum, celowe byłoby poprowadzenie przez Strachocinę magistrali gazowej Hermanowice – Podgórska Wola. Tę decyzję podejmie jednak inne gremium. Wniosek PGNiG z pewnością zasługuje na rozważenie.

wodniczący rady nadzorczej, Piotr Szwarz, także szefowie firm związanych z górnictwem nafty i gazu, kierownictwo Oddziału w Sanoku, a także emerytowani pracownicy Podziemnego Magazynu Gazu. Przy okazji uczestnicy jubileuszu zwiedzili „Bobolówkę” – miejsce urodzenia oraz sanktuarium św. Andrzeja Boboli, a jego kustosz, ks. **Józef Niżnik**, przedstawił ciekawostki towarzyszące powstaniu w latach 90. ub. wieku miejsca kultu tego świętego w Strachocinie. ■

Zdjęcia autora

Czy hydraty metanu uchronią świat?

Jan Surygała

Światowe zużycie energii przekroczyło w 2005 r. 10,5 Gtoe, z czego 88% pochodziło z naturalnych nośników energii: ropy naftowej – 36,5%, węgla – 28% i gazu – 23,5%. Jeżeli tempo wzrostu zużycia energii nie przekroczy w najbliższych latach tempa odkrywania nowych złóż, to zasoby ropy naftowej ulegną wyczerpaniu po 40, gazu ziemnego po 60, a węgla po 200 latach. Świadomość tego faktu, jak również tego, że każdego roku do atmosfery przechodzi 25 mld ton CO₂, zwiększając jego stężenie o kolejne 2 – 3 ppm jest stymulatorem poszukiwań odnawialnych i niekonwencjonalnych źródeł energii.

Jednym z intrygujących potencjalnych nośników energii są złoża hydratów gazowych występujące w olbrzymich ilościach w osadach sedimentacyjnych i w skałach osadowych pod nimi oraz w rejonach zmarzliny arktycznej, w niskiej temperaturze i pod wysokim ciśnieniem.

CZYM SĄ HYDRATY GAZOWE?

- Hydraty gazowe są krystalicznymi tworami powstającymi wówczas, gdy cząsteczki wody utworzą stałą strukturę klatkową (klatrat) wokół małych cząsteczek gazu np. metanu.
- Warunkiem tworzenia hydratów jest odpowiednio niska temperatura (poniżej 0°C), wysokie ciśnienie (głębokość większa niż 300 m) oraz duża koncentracja gazu.
- Najprostszą jednostką strukturalną klatratu tworzą dwie sześciokątne podstawy połączone poprzez 12 pięciokątnych ścian bocznych. Atomy H i O wody umiejscowione są w węzłach sieci, a krawędzie obrazują wiązania H-O.
- Hydraty gazowe występują w jednym z trzech rodzajów układów krystalograficznych: regularnym, heksagonalnym lub sieci diamentu.
- Komórki podstawowe mogą tworzyć klatraty o różnej strukturze, wielkości i średnicy wewnętrznej kawern.
- Spotykane w przyrodzie twory mają promień wewnętrzny od 3,51 Å do 5,71 Å i w zależności od wielkości mogą po-

mieścić cząsteczki gazu o odpowiedniej średnicy.

- Hydraty gazowe tworzy woda z ośmioma gazami: CH₄, C₂H₆, C₃H₈, n-C₄H₁₀, izo-C₄H₁₀, N₂, CO₂, H₂S.
- Rodzaj utworzonej struktury i jej stabilność zależą od rodzaju gazu, temperatury i ciśnienia.
- Większość występujących w przyrodzie hydratów to hydraty metanu.
- 85% molowych hydratów metanu stanowi woda, 15% gaz.
- Hydraty metanu wydobyte z głębin na powierzchnię przypominają wyglądem śnieg ulegający szybkiemu topnieniu, uwalniając ok. 180 Nm³ gazu z każdego m³ hydratu.

WIELKOŚĆ ZASOBÓW

Hydraty metanu występują w okolicach szelfów kontynentalnych mórz i oceanów oraz w strefie arktycznej.

- Pole powierzchni basenów zawierających hydraty szacowane jest na 35,7 mln km², czyli około 10% powierzchni mórz i oceanów.
- Ilość gazu występująca w hydratách szacowana jest obecnie na 2,8x10¹⁵ m³ do 7,6x10¹⁸ m³. Wielkość zweryfikowana przez specjalistów i przyjęta do założeń projektowych to 21x10¹⁵ m³.
- Ilość energii zawarta w hydratách jest przynajmniej dwukrotnie większa od ilości energii możliwej do uzyskania ze wszystkich innych znanych paliw naturalnych.
- Grubość złóż hydratów jest zróżnicowana i wynosi od kilku do 1100 m.
- Szacunkowa dystrybucja zasobów jest następująca:

| | |
|----------------------|-------|
| wody rejonu Arktyki | 12,3% |
| Antarktydy | 19,7% |
| Oceanu Atlantyckiego | 38,2% |
| Pacyfiku | 15,4% |
| Oceanu Indyjskiego | 14,4% |
- Znaczące ilości hydratów występują w wodach mórz: Kaspijskiego, Północnego, Śródziemnego, Ochockiego. Zawartość metanu w hydratách wymienionych mórz waha się od 2 do 8x10⁸ m³/km².

HYDRATY METANU A KLIMAT

Gigantyczna ilość metanu nagromadzona w osadach dennych stanowi bombę ekologiczną. Sieć krystaliczna hydratów ma małą energię wiązań, a narażona jest na ruchy tektoniczne

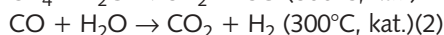
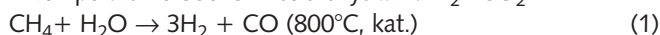
dna morskiego, erupcje lawy, wybuchy wulkanów czy wiele innych oddziaływań. W rezultacie może to prowadzić do uwolnienia olbrzymich ilości metanu, który jest gazem cieplarnianym o efektywności działania 10 – 20-krotnie większej niż CO₂.

Metan podejrzewany jest o spowodowanie w przeszłości wielu katastrof ekologicznych: rozpad hydratów i uwolnienie dużej ilości metanu mogło być przyczyną wzrostu temperatury na ziemi o 7°C w późnym paleolicie i wymarcia wielu organizmów morskich, obniżenie poziomu wód w morzach i oceanach, w epoce lodowej doprowadziło do kolejnej emisji dużej ilości metanu z hydratów, cykle emisji metanu i ocieplenia klimatu powtarzały się w przeszłości kilkakrotnie, rozpad hydratów metanu był prawdopodobnie przyczyną wielkiego osuwiska skał sprzed 8 tys. lat koło Trondheim (M. Północne), kiedy to przemieszczeniu uległo 5 300 km³ skał, incydenty w „Trójkącie bermudzki”: znikanie statków i samolotów, powstawanie olbrzymich fal tsunami w rejonie trójkąta Bahama-Wyspy Dziewicze-Hawaje też są przypisywane hydratom gazowym, a ponadto hydraty destabilizują podłoże pod platformami, utrudniając wydobywanie ropy naftowej i gazu spod dna morskiego, a także mogą powodować wybuchy gazu.

ZNACZENIE GOSPODARCZE HYDRATÓW METANU

Wydobycie niewielkich ilości hydratów do badań prowadzone jest od kilkunastu lat i nie nastręcza większych trudności. Jeszcze łatwiejsze jest pozyskanie ze złoża samego gazu. Nie ma natomiast obecnie przemysłowej metody pozyskiwania gazu z hydratów. Od kilku lat prowadzone są w USA badania pilotażowe nad pozyskiwaniem metanu z hydratów przy użyciu pływających platform z następczą konwersją gazu. Gaz po wydoby-

ciu na platformę poddawany jest reformingowi parowemu w temperaturze 800°C w celu uzyskania H₂ i CO₂:



Część metanu (ok. 25%) zużywana jest na platformie do obsługi urządzeń tam zainstalowanych. Pozostała część metanu (75%) przetwarzana jest do H₂ i CO₂ (równania 1 i 2). Uzyskany wodór jest paliwem absolutnie czystym, gdyż jedynym produktem jego spalania jest woda. Nie ma emisji gazu cieplarnianego, CO₂.



Wodór po sprężeniu przesyłany jest na ląd i może być wykorzystywany jako paliwo silnikowe, energetyczne lub ciepłownicze.

Ditlenek węgla (CO₂) może być sekwestrowany w różny sposób:

- w formie stałych hydratów CO₂ w osadach sedimentacyjnych,
- w formie płynnych jezior CO₂ na dużych głębokościach,
- w formie płynnych kropeł na mniejszych głębokościach,
- jako gaz rozproszony w wodzie morskiej.

Formą preferowaną są hydraty CO₂ wprowadzone do osadów dennych w miejsca, z których wydobyto metan. Hydraty CO₂ tworzą się w podobnych warunkach ciśnienia i temperatury jak hydraty metanu, mają też podobne rozmiary klatratów. Znaczenie badań nad pozyskiwaniem metanu z hydratów jako surowca do produkcji wodoru podkreśla fakt, że do rozpoczętego w USA programu dołączyły dalsze 4 kraje: Japonia, Kanada, Indie i Niemcy. Jak zapowiadają realizatorzy, opracowywana obecnie metoda będzie nieekonomiczna przez najbliższe 30 lat, czyli do czasu wybudowania instalacji wielkoprzemysłowych. ■

Autor jest profesorem Politechniki Wrocławskiej.

POMIAR BIOGAZU

Nieoczyszczony biogaz składa się w ok. 65% z metanu i w 35% z dwutlenku węgla oraz z domieszki innych gazów (np. siarkowodoru czy tlenu węgla). Na składowiskach odpadów biogaz wytwarza się samoczynnie. Dziś tam właśnie instaluje się systemy odgazowujące. Co warte zainteresowania – ze składowiska o niewielkiej powierzchni, bo tylko 15 ha, można uzyskać 20 do 60 GWh energii w ciągu roku! (przy założeniu, że masa odpadów w ciągu roku waha się w okolicach 180 tys. ton).

Biogaz wykorzystuje się głównie jako paliwo dla generatorów prądu elektrycznego (ze 100m³ biogazu można wyprodukować około 540 – 600 kWh energii elektrycznej), jako źródło energii do ogrzewania wody, a po oczyszczeniu i sprężeniu jako paliwo do napędu silników (instalacje CNG). W Polsce wykorzystanie biogazu na wielką skalę to dopiero przyszłość.

Ale... dostrzegając tę potrzebę, ALTER SA wprowadza już dziś na rynek **Mikroprocesorowy System Monitorujący-Rejestrujący MSMR-4 BIO z DROGĄ GAZOWĄ** – stacjonarne urządzenie prze-

znaczony do pomiaru CH₄, CO₂, O₂, pozwalające odczytać wszystkie parametry pomiaru: nazwę mierzonego medium, aktualną wartość stężenia, jednostkę pomiarową. Co ciekawe, możliwy jest również odczyt wartości średnich, maksymalnych i minimalnych z ostatnich 15 minut i z ostatnich 8 godzin pracy systemu! Przekroczenie progów alarmowych MSMR-4 zawsze sygnalizuje sygnałami świetlnym i dźwiękowym.

MSMR-4 ma dwie – i to niezależne – pamięci. W jednej zapisywane są wartości cząstkowe z pomiarów, a interwał zapisu jest ustawialny. Natomiast w drugiej zapisywane są sytuacje alarmowe. Obie pamięci rejestrują dane z aktualną datą i godziną ich wystąpienia. Pojemność każdej pamięci – 4320 komórek. Co niezwykle istotne, system komunikuje się z komputerem i to poprzez łącze optyczne – w podczterwieni.

Nie mniej ważny fakt – centrala wyposażona jest w układ sterowania urządzeniami wykonawczymi i zewnętrznym sygnalizatorem optyczno-akustycznym. Zasilanie systemu: 230 V AC/50 Hz. Oczywiście, zgodnie z potrzebami klienta, wyposażamy system w zasilanie awaryjne UPS.



Pasja ulokowana w sieci... przesyłowej

Z pasji szybownik i spadochroniarz, miłośnik wszystkich rodzajów wędkarstwa, a zawodowo – precyzyjny i analityczny, o olbrzymiej wiedzy, lider zespołu ludzi odpowiedzialnych za bezpieczeństwo i gwarantowanie dostaw w polskim systemie przesyłu gazu.

Oto **TADEUSZ ABRAMOWSKI**, szef Pionu Krajowej Dyspozycji Gazu Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A.

Od 1976 roku związany z KDG. Od stanowiska dyspozytora po funkcje dyrektorskie, uczestniczył we wszystkich zmianach jej usytuowania w strukturach organizacyjnych polskiego gazownictwa.

A wszystko zaczęło się dość przypadkowo. Tadeusz Abramowski, po studiach na Wydziale Samochodów i Maszyn Roboczych Politechniki Warszawskiej, pod-

jął pracę w Technikum Samochodowym jako nauczyciel. Wówczas wydawało się, że to idealny wybór. Umiarkowane pensum godzin nauczyciela, liczne ferie i długie wakacje pozwalały na realizowanie swoich pasji – szybownictwa i spadochroniarstwa. Po prostu był na to czas. Ale po kilku latach okazało się, że to zbyt rutynowe zajęcie. Po latach wspomina, iż w pewnym momencie uznał, że jeśli na swoich lekcjach zaczyna powtarzać co roku te same dowcipy, czas z tym zajęciem skończyć. A i samolociarsko-spadochronowe pasje trzeba było z powodu kontuzji nieco ograniczyć. Zaczął rozglądać się za nową pracą. A ponieważ kolega, pracujący wówczas w Krajowej Dyspozycji Gazu, powiedział, że poszukują inżynierów, zainteresował się tą ofertą. I tak, przed ponad 30 laty, podjął pracę dyspozytora, która rozpoczęła karierę w największym polskim koncernie gazowym.

Skończone studia politechniczne były bardzo pożyteczne, ale niewystarczające w tak bardzo specjalistycznej branży. Konieczne były studia podyplomowe. Odbył je na warszawskiej politechnice, pod kierunkiem prof. Andrzeja Osiadacza. Od razu wiedział, że nie interesuje go sama problematyka eksploatacji systemów gazociągów, a bardziej procesy zarządzania dużymi systemami, gdzie trzeba mieć pełną wiedzę o możliwościach wszystkich elementów przyłączonych do sieci, ich walorach i ograniczeniach, a więc charak-

terystrykach technicznych. A przede wszystkim trzeba umieć przewidywać ich zachowanie w różnych okolicznościach i różnych warunkach. Trzeba umieć obserwować zachowania sieci w różnych stanach obciążenia, by z odpowiednim wyprzedzeniem opracowywać prognostyczne założenia sytuacji i zdarzeń.

Takie analizy zajmowały nieraz cały dzień, by osiągnąć jakiś wynik. Dzisiaj jest inaczej. Symulacje sieciowe umożliwiają teoretyczne analizy funkcjonowania sieci przy założeniu bardzo wielu różnych parametrów, przy mnogości zmiennych elementów i pozwalają przewidywać, jak te ciśnienia w sieci się rozłożą. Wszystko jest dokonywane *on line*, wszystko jest na bieżąco kontrolowane modelem matematycznym. To bardzo ułatwia pracę dyspozytora, przyspiesza proces decyzyjny. Ale przede wszystkim zwiększa bezpieczeństwo przesyłu gazu.

Ponad 30 lat w gazownictwie to szmat czasu. Zmieniło się właściwie wszystko.

Inne są możliwości techniczne urządzeń, informatyka pozwala na wszelkie symulacje systemowe, ale też zmienił się sam sektor gazowniczy w Polsce pod wpływem praw rynku. A w ostatnich latach także pod wpływem dyrektyw Unii Europejskiej, regulujących funkcjonowanie rynku energetycznego.

Dyrektor Abramowski był aktywnym uczestnikiem tej wielkiej przemiany. Wspomina, że w latach 70. i 80., rynek



był łatwiejszy, bardziej przewidywalny. Sezonowość – lato i zima – była oczywista. Utrudnienia normalne, bo nie dało się zbilansować zapotrzebowania z braku magazynów. Ponad 70 proc. rynku stanowiłi wielcy odbiorcy przemysłowi i nikogo nie dziwiły ograniczenia dostaw. Ciężka chemia i hutnictwo było przyzwyczajone, ale dzisiaj? Jak wytłumaczyć dzisiejszym uczestnikom rynku obrotu gazem, że istnieje zagrożenie wprowadzenia ograniczeń dostaw gazu? Planem objęci są tylko najwięksi przemysłowi odbiorcy gazu i zmniejszenia dostaw gazu tylko ich dotyczą. A taka sytuacja była w styczniu 2006 roku. Nałożyło się wówczas kilka przyczyn zaistniałego kryzysu. Ostra zima. Zaskakująca, bo rzadko się zdarzało, by słynna „rosyjska zamrażarka” czyli wysoki wyż, przekraczał linię Wisły. A tym razem przekroczył nawet Odrę i zmroził Niemców. Do tego dołączył kryzys gazu rosyjsko-ukraiński i ograniczenie dostaw. Zapotrzebowanie natomiast wzrosło do poziomu 67,8 mln m³, a zdolności systemu zatrzymały się na poziomie 63,5 mln m³. Pozostałe zapotrzebowanie objęte zostało ograniczeniem dostaw paliwa gazowego, wprowadzonym rozporządzeniem Rady Ministrów.

Dzisiaj dyrektor Abramowski przyznaje, że było to bardzo trudne doświadczenie, ale zarazem zdany test – system się nie załamał. Nie dopuszczono, by w sieciach komunalnych zabrakło gazu. A to było największe zagrożenie. Zapowietrzenie sieci gazowej przez przerwanie dostaw może spowodować zjawiska niekontrolowane. Udało się tego uniknąć.

Już mniej dramatyczny przebieg miała sytuacja w grudniu 2006 roku. Tym razem spór rosyjsko-białoruski sprawił zagrożenie ciągłości dostaw, na szczęście zakończył się późnym wieczorem 31 grudnia. Dla dyrektora Abramowskiego był to jednak już drugi z kolei sylwester spędzony w pracy.

Zdany „test zimowy” to nadzieja, że zdolności adaptacyjne systemu w sytuacjach kryzysowych są wysokie. Jak podkreśla jednak dyrektor Abramowski – *stojemy przed nowymi wyzwaniem w OGP GAZ – SYSTEM S.A., wyciągamy wnioski. Również PGNiG SA ma świadomość rozwoju konkurencyjnego rynku, potrzeb inwestycyjnych, konieczności rozbudowy zasobów magazynowych gazu, dywersyfikacji dostaw gazu dla podniesienia możliwości bilansowania zapotrzebowania.*



Jest nadzieja, że tak się stanie w krótkim czasie, bo niezbędne inwestycje w rozwój systemu gazowego w Polsce zostały zapisane w rządowej polityce dla przemysłu gazu ziemnego z 20 marca 2007 i określony został harmonogram jej realizacji.

To oznacza dla Krajowej Dyspozycji Gazu, że w jej gestii pozostały kwestie związane z ogólnie rozumianym bilansowaniem. Chodzi o to, aby każdy odbiorca miał odpowiednie parametry techniczne dostarczanego gazu – ciśnienie, ilość i jakość. Do KDG należy również dokonywanie procedur rozliczenia pomiędzy użytkownikami sieci. Nawet tych zamawiających małe strumienie gazu, zgodnie z zasadą o równym traktowaniu wszystkich użytkowników sieci. A teraz dochodzi jeszcze problem rozbudowy systemu, dostosowanie go do planowanych inwestycji związanych z realizowanym programem dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia.

Gaz ziemny jako medium powinien zajmować coraz wyższą pozycję w bilansie paliw. Mają tego świadomość wszyscy związani z branżą gazowniczą i dążą do tego, aby tak się stało.

– *Ale potencjał tkwi nie tylko w pozycji ekonomicznej i wysokim poziomie technologicznym sektora.* – mówi dyrektor Abramowski. – *Wielkim potencjałem są ludzie. Nie jestem gazownikiem „z dziada pradziada”, jak wielu moich kolegów, ale znam profesjonalizm ludzi, znam ich poczucie więzi ze środowiskiem i poczucie odpowiedzialności za pracę.*

W tym momencie dyrektor Abramowski sięga po zdjęcia z uroczystości 35-lecia

Krajowej Dyspozycji Gazem, w styczniu 2006 roku, wskazuje na wiele widocznych tam osób i mówi, że to oni stanowią o sukcesie polskiego sektora gazowego.

– *I co ważniejsze – dodaje – obserwuję ciągłość tradycji fachu gazowniczego, ale i zainteresowanie młodych tym zawodem. W ostatnim okresie pojawiło się wielu młodych, doskonale wykształconych inżynierów, informatyków, którzy chcą się związać z naszą branżą. Co mnie tylko zaskakuje. Nie robią na nich już wrażenia insygnia tytułów górniczych, którymi szczytują się środowiska. Bardziej imponują im systemy komputerowe najwyższej generacji, które pozwalają nam funkcjonować.*

Młode pokolenie w gazownictwie to też w jakiejś mierze zasługa dyrektora Abramowskiego. Odżywa w nim często duch nauczyciela i chętnie dzieli się swoim doświadczeniem z młodszymi kolegami. – *Tylko zainteresowanie lotnictwem i spadochroniarstwem to sentymentalna podróż w czasie. Mam wielu przyjaciół w tym środowisku – podkreśla – i często spotykam ich na lotnisku. Ale to już historia, choć wciąż jeszcze potrafię wyskoczyć ze spadochronem.*

Dyrektor górniczy najwyższego stopnia, Tadeusz Abramowski, na zakończenie naszego spotkania z równą pasją wspomina o swoich zainteresowaniach lotniczych, jak i rozpoczyna opowieść o tajnikach budowy magazynów gazu w kawernach solnych. Ale to już zupełnie inna historia. ■

Adam Cymer

Zdjęcia pochodzą z prywatnego archiwum.

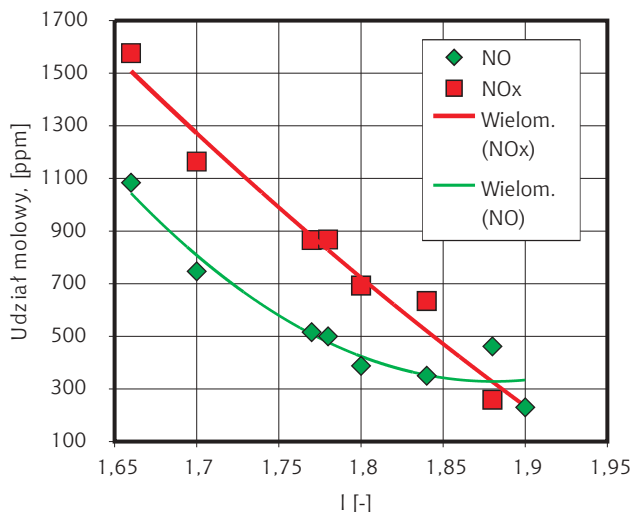
Kogeneracyjne układy – szansa na efektywność

Dokończenie ze str. 21

trza λ . Zasadniczo wszystkie nowoczesne silniki gazowe średniej i dużej mocy wyposażone są w komorę wstępną. Pozwala to im na osiągnięcie sprawności co najmniej 43% a dla dużych silników – o mocy ponad 10 MW_{el} nawet 47%.

Wiele firm i laboratoriów badawczych – na przykład Uniwersytet stanu Colorado w Fort Collins, pracuje nad zapłonem laserowym. Pozwala on zapalić nawet mieszankę o $\lambda > 2$. Takie konstrukcje budzą wielkie nadzieje i są traktowane jako silniki przyszłościowe. Znane są one jako silniki HCCI (*Homogenous Charge Compression Ignition*). Ponieważ temperatura samozapłonu mieszanki mocno rośnie ze wzrostem λ , silniki takie będą mogły mieć bardzo wysoki stopień sprężania ϵ – porównywalny z silnikami Diesla. Oczekiwana sprawność silnika powinna być większa niż 50%. To samo laboratorium jest jednym z wiodących w zastosowaniu elektrozaworów do wtrysku bezpośredniego gazu do cylindrów

Rys. 2. Emisja tlenków azotu z silnika o mocy 900 kW. Liczba obrotów: 1000 obr./min. Gaz zasilający silnik: 56% CH₄, > 2% C+4, reszta: azot [wg badań naszego zespołu].



silnika. Taką modernizację zastosowano na przykład w silnikach motosprężarek GMBH, przywracając ich świetność: emisja tlenków azotu znacząco spadła, wzrosła sprawność silnika i jego niezawodność.

Jak ważny jest wzrost sprawności silnika gazowego, uzmysławia przykład przytoczony przez J. Klimstę we wspomnianym powyżej referacie: zwiększenie sprawności silnika gazowego z 31% na 44% skutkuje 50-proc. spadkiem zużycia gazu! Warto wspomnieć o emisji węglowodorów z silników gazowych, ponieważ w trakcie spalania nie dochodzi do całkowitego wypalenia paliwa na skutek naturalnych procesów towarzyszących kinetyce reakcji chemicznych między paliwem a powietrzem. Większość współczesnych silników

gazowych pracuje jako silniki typu „premix”, zasilane są one jednorodną mieszanką gazu i powietrza – zmieszanie ich następuje daleko przed cylindrem. Takie spalanie prowadzi do drastycznego obniżenia emisji tlenków azotu oraz tlenku węgla. Jednak, niestety, na skutek zgaszenia płomienia przez zimne ścianki cylindra, około 1% gazu dostarczanego do silnika nie ulega spalaniu. Dlatego w normach emisji związków toksycznych w odniesieniu do silników gazowych pojawia się pojęcie: emisja węglowodorów niemetanowych NMH (*non methane hydrocarbons*). Można to nawet nazwać pewnego rodzaju nieprecyzyjnością, gdyż metan jest tak samo groźny dla środowiska, przy założeniu masowego stosowania silników gazowych, jak węglowodory niemetanowe. Aby uniknąć emisji węglowodorów stosuje się katalizatory. Katalizatory stosowane w silnikach gazowych są typu „three way catalyzer”: dopala on węglowodory, redukuje tlenki azotu i dopala tlenek węgla. Jak wspomniano, opracowywane są i wstępnie wdrażane silniki z bezpośrednim wtryskiem gazu do cylindra – silnik taki nie powinien emitować niespalonego metanu i innych węglowodorów.

W najbliższym czasie nadejdą złote lata dla układów kogeneracyjnych. Zgodnie z zarządzeniem Urzędu Regulacji Energetyki, wchodzącym w życie 1 lipca tego roku, produkcja energii elektrycznej uzyskanej z układu kogeneracyjnego będzie dotowana w wysokości 94 zł/MWh_{el} jeżeli będzie to energia „czerwona” (energia oparta na paliwach kopalnych, w tym gazie ziemnym) oraz nawet w wysokości do 300 zł/MWh_{el}, jeśli będzie to energia „zielona”, czyli pozyskana ze zgazowania biomasy, biogazów itp. Miejmy nadzieję, że tak wysokie dopłaty, stanowiące nawet 50% ceny koniecznej do uzyskania za energię elektryczną wytworzoną na bazie spalania gazu ziemnego, szybko otworzą rynek układów kogeneracji rozproszonej. Nawet gwałtowny wzrost cen silników gazowych, szacowany przez czołowych producentów: na 600 euro/kW_{el} mocy elektrycznej dużego silnika (ponad 3 MW_{el}) oraz na 700 do 800 euro/kW_{el} dla silników małych, nie zaszkodzi rozwojowi tej technologii użytkowania gazów ziemnych. Na konferencji w Dessau zaprezentowano koncepcję bliską realizacji, silnika gazowego „domowego” o mocy około 2,5 kW_{el} i sprawności co najmniej 20%. Takie silniki powinny zrewolucjonizować systemy ogrzewania domów jednorodzinnych. Podobnej wielkości silnik (4,3 kW) pracuje z powodzeniem w stacji rozdziału gazu w Poznaniu od wielu lat. ■

Tomasz Dobski

Autor jest profesorem Politechniki Poznańskiej.
tomasz.dobski@put.poznan.pl

W opracowaniu wykorzystano materiały z konferencji:

1. *New Technology of Using Natural gases in Industrial and Domestic Sectors* Poznan University of Technology, Poznan, September 2006.
2. *Latsis Symposium 2006: Research Frontiers in Energy Science and Technology* ETH Swiss Federal Institute of Technology, Zurich, October 2006.
3. *5th Dessau Gas Engine Conference*, Dessau, 29-30 March 2007, a także wieloletnie doświadczenie badawcze naszego zespołu, szczególnie na silnikach w Odazotowni Odolanów i zagranicznych ośrodkach naukowych.

I Mistrzostwa Gazowników o Puchar Prezesa MSG



W samo południe, 18 maja, rozpoczęły się I Mistrzostwa Gazowników w piłce nożnej o Puchar Prezesa Mazowieckiej Spółki Gazownictwa.

W sercu warszawskiego Bemowa na stadionie Gazowniczego Klubu Sportowego ŚWIT zostały rozegrane cztery mecze pomiędzy Oddziałami MSG i reprezentacją Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. W wyniku losowania w pierwszym meczu spotkały się drużyny Zakładu Gazowniczego Łódź i Zakładu Gazowniczego Warszawa. Mecz trwał dwa razy po 25 minut z krótką 10-minutową przerwą. Obie drużyny, walcząc z wielkim poświęce-

niem i zaangażowaniem, zdobyły po jednej bramce. O wyniku spotkania musiały rozstrzygnąć rzuty karne. Lepszymi strzelcami okazali się zawodnicy Zakładu Gazowniczego Warszawa, wygrywając 6:5.

Drugie spotkanie to pojedynek ZG Białostok i PGNiG SA. Nieznaczną przewagę w tym spotkaniu mieli reprezentanci Centrali i to oni wygrali 3:2. W ten sposób poznaliśmy dwie drużyny, które spotkały się w finale. O Puchar Prezesa MSG zagrały Zakład Gazowniczy War-

szawa i drużyna Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa.

W spotkaniu o trzecie miejsce walczyły reprezentacje Łodzi i Białogostoku. Dużą przewagę bramkową już od pierwszych minut meczu zdobyli łódzcy zawodnicy. Trzeba jednak pamiętać, że „Białostok” stoczył kilka minut wcześniej zacięty pojedynek z Centralą. Mecz zakończył się wynikiem 8:0 dla ZG Łódź.

W finale reprezentacja Zakładu Gazowniczego Warszawa wygrała 4:0. Najlepszym bramkarzem turnieju został Marek Furmański z Warszawy, a królem strzelców i najlepszym zawodnikiem Łukasz Gortat z Łodzi.

Okazałe puchary i medale w imieniu Michała Szubskiego, prezesa Mazowieckiej Spółki Gazownictwa, wręczył wszystkim zawodnikom Włodzisław Kleniewski, pełnomocnik ds. public relations, gratulując wysokiego poziomu gry i walki *fair play*.

Uczestnicy zawodów świetnie się bawili i mimo zmęczenia zgodnie twierdzili, że takie sportowe spotkania są bardzo potrzebne i szkoda, że odbywają się tak rzadko. Edmund Dyba, prezes zarządu GKS „Świt”, obiecał zawodnikom kontynuację tej cennej inicjatywy.



**Tekst i zdjęcia
M. Ciemnołońska**

MSA

BDA6G57@F 3D? 3FGDK BDL7? KE| AI 7<



97@7D3>@K BDL76EF3I ;5;7>? E3 Szezi BA>E57

DEFT
POLSKA

Ebd WS Sd Sfgdk bd Wke-ai Wi k]ad kefki S Wi ,

••••• bd W Sd S [g [bd Wk Wabk ` SXai W

••••• bd W Sd S [g [bd Wk Wadl VkefckTgU [YSlg

••••• W W Wk U W d S V k U k ` W [\ V chi W

EW [eSd Sfgdk bd Wke-ai W



6z7z8FzBa e] S
g'z i [faUZ-ai [U] S %
&#Z+ " + 4kfa_
Ba e] S
fWVYa ` , t & * / " % \$ f i % & * Z \$ & Z & * t % & * Z \$ & Z & +
Xsj , t & * / " % \$ f i \$ & + Z * Z ("
VZ_ S [^ V W F 2 V W F z l a _ z o t [g d a 2 V W F z l a _ z o ^
i i i z V W F z l a _ z o ^

? E3l Szez
: g i e] a & #
) &) \$ \$ 6 a ^ i 4 W W a h
D W b g T [] S 5 l W e] S
fWVYa ` , t & \$ " ' ' % * * # ###
Xsj , t & \$ " ' ' % (' # \$ % (
VZ_ S [^ e S V e 2 _ e S z l
i i i z e S z l