

czerwiec 2008

Przegląd Gazowniczy

nr 2 (18)

cena 14 zł (w tym 7% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

**Rozmowa
z Jerzym Buzkiem,
posłem do Parlamentu Europejskiego**

**Rozmowa
z Piotrem Gliniakiem,
dyrektorem departamentu poszukiwań
i eksploatacji złóż PGNiG SA**

Ponowna legalizacja gazomierzy

Temat wydania:

**ZGAZOWANIE
WĘGLA**

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



9 771 732 65 70 77 0 6



Gdańska Fundacja
Kształcenia Menedżerów



iae
aix-en-provence

GRADUATE SCHOOL OF MANAGEMENT
EQUIS

Zapraszamy do udziału w kolejnej edycji programu podyplomowych studiów menedżerskich MBA

MASTER OF BUSINESS ADMINISTRATION z uwzględnieniem branży naftowo-gazowej Oferujemy wersję studiów MBA w języku polskim.

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

- ▶ Podstawą przyjęcia na studia jest wynik rozmowy kwalifikacyjnej, której termin uzgodniony zostanie z chwilą otrzymania kompletu dokumentów (w tym kopii dyplomu ukończenia studiów wyższych).
- ▶ Koszt studiów wynosi 8000,00 zł za semestr (zwolnione od podatku VAT). Dla członków IGG koszt studiów wynosi 7600,00 zł za semestr, co stanowi 5% rabatu.
- ▶ Po pomyślnym ukończeniu studiów słuchacze otrzymają **dyplom MBA** podpisany przez wszystkie partnerskie instytucje:
- ▶ Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów,
- ▶ Uniwersytet Gdański,
- ▶ Institut d'Administration des Entreprises Aix-en-Provence Marsylia.

Studia trwają 4 semestry (dwa lata, 20 zjazdów). Zajęcia odbywają się raz w miesiącu podczas

3-dniowych sesji (czwartek–sobota). Rozpoczynają się w połowie października 2008 r. O dokładnym terminie zainteresowane osoby powiadomimy drogą e-mailową.

W ramach opłaty za studia słuchacze otrzymują:

- ▶ możliwość udziału we wszystkich zajęciach programowych oraz konsultacjach z wykładowcami;
- ▶ pełen zestaw niezbędnych podręczników i materiałów dydaktycznych;
- ▶ lunch.

Ze względu na specyfikę zajęć liczba miejsc jest ograniczona do 25, decyduje kolejność zgłoszeń.

Szczegółowe informacje, w tym programy i formularze zgłoszeniowe, znajdą Państwo w załączonej ofercie oraz na stronie internetowej: www.igg.pl

Wszystkich zainteresowanych prosimy o przesłanie zgłoszeń do Izby Gospodarczej Gazownictwa do 10 września 2008 r.

fax.: 022/691-87-81; e-mail: office@igg.pl



Dla sektora gazowniczego okres wakacyjny rozpoczyna się tylko kalendarzowo. Spraw, które w tym okresie będą na różnych forach dyskutowane – od Parlamentu Europejskiego poprzez krajową administrację rządową, aż po decyzje podejmowane w spółkach gazowych – jest tak dużo, że trudno oczekiwać, by zainteresowani mogli spokojnie wyjechać na letniska. Zwracamy uwagę – wypowiedziami polskich europarlamentarzystów – na lipcowe posiedzenie plenarne Parlamentu Europejskiego, podczas którego przyjmowane będą sprawozdania komisji europarlamentu, poświęcone planom budowy gazociągu bałtyckiego, a także nowym technologiom przeróbki węgla. Debatowana będzie również kwestia III Dyrektywy Energetycznej (tzw. gazowej), o czym piszemy w komentarzu prawniczym. Wszystkie te kwestie mają dla nas olbrzymie znaczenie, bowiem podejmowane decyzje rzutować będą wprost na funkcjonowanie rynku gazu w Polsce. Problem nowych technologii przeróbki węgla, o którym ostatnio dużo się w Polsce mówi, to temat szczególny. Kojarzony jest bowiem nie tylko z niskoemisyjnymi technologiami – ograniczającymi emisję CO₂ – ale także z technologią zgazowania węgla, która umożliwiłaby zmniejszenie zapotrzebowania na gaz ziemny w zakładach syntezy chemicznej. Dla sektora gazowego w Polsce to kwestia o dużym znaczeniu, przeto stała się ona głównym tematem tego numeru. Poprosiliśmy o jej omówienie najlepszych specjalistów, by uporządkować wiedzę na ten temat, ograniczyć towarzyszący jej szum informacyjny. Jednak nawet na podstawie tych opracowań trudno przesądzić jednoznacznie, czy technologia zgazowania węgla rzeczywiście jest do zastosowania na skalę przemysłową w polskich warunkach i po kosztach, które gaz syntetyczny uczynią atrakcyjniejszym cenowo niż gaz ziemny. Poruszając ten temat, chcemy zainicjować dyskusję. Zapraszamy naszych Czytelników do przedstawienia własnych analiz i opracowań, by pogłębić naszą wspólną wiedzę w tej materii. W przekonaniu, że zostanie ona w sposób racjonalny wykorzystana przez decydentów przed podjęciem ostatecznych decyzji. Nie tracimy bowiem nadziei, że nasz głos będzie – jak wiele razy wcześniej – brany pod uwagę. Pomimo przeżywanego ostatnio w środowisku gazowników rozczarowania. Otóż przygotowane przez IGG oraz UDT wielkim nakładem sił i środków projekty rozporządzeń w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe oraz zakresu dozoru technicznego nad gazociągami przesyłowymi, mimo iż złożone zostały w Ministerstwie Gospodarki w październiku ubiegłego roku, do dziś nie zostały podpisane. Istnieje zagrożenie, że projekty zdezaktualizują się i trzeba będzie raz jeszcze ponieść koszty ich opracowania, nie licząc strat, wynikających z obowiązku stosowania starych przepisów. Licząc na zainteresowanie przedstawionymi problemami i zachęcając do udziału w zainicjowanej dyskusji z wakacyjnym pozdrowieniem

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 Górnoląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. w Zabrze

Emilia Tomalska – pełnomocnik ds. public relations Mazowieckiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.

Andrzej Schoeneich – dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa

Włodzimierz Kleniewski – dyrektor ds. marketingu, PGNiG SA

Leszek Łuczak – pełnomocnik ds. public relations Wielkopolskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.

Marzena Majdzik – dyrektor Biura Rozwoju Dolnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. we Wrocławiu

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

Katarzyna Mróz – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA

Katarzyna Wróblewicz – pełnomocnik ds. public relations Pomorskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego 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

Projekt graficzny:
Jolanta Krafft-Przeździecka

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

S p i s t r e ś c i

Temat wydania

- 8 **Węgiel wspiera nasze bezpieczeństwo energetyczne** – twierdzi Jerzy Buzek, poseł do Parlamentu Europejskiego
- 9 **Zgazowanie węgla** – o doświadczeniach światowych w wykorzystaniu technologii zgazowania węgla i polskich perspektywach tej metody wykorzystania węgla piszą Marek Ściążko i Tomasz Chmielniak z Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrzu
- 13 **Zasoby węgla kamiennego i brunatnego w Polsce** – omawiają Adam Smoliński i Krzysztof Stańczyk z Głównego Instytutu Górniczego

Nasz wywiad

- 16 **Kluczowe jest wydobycie krajowe** – z Piotrem Gliniakim, dyrektorem departamentu poszukiwań i eksploatacji złóż PGNiG SA, rozmawia Adam Cymer

Publicystyka

- 18 **Nord Stream budzi sprzeciw** – pisze Urszula Gacek, poseł do Parlamentu Europejskiego, po posiedzeniu Komisji Petycji PE
- 19 **Projekt zmiany dyrektywy gazowej** – prace w Parlamencie Europejskim omawia mec. Jakub Pokrzywniak
- 26 **Top Energy Berlin** – prezentuje w korespondencji z Berlina Cezary Mróz

Technologie

- 21 **Badanie gazomierzy miechowych metodą próby losowej** – omawia dr Jacek Jaworski z Instytutu Nafty i Gazu

I Kongres Polskiego Przemysłu Gazowego

- 27 **Dokumentacja**

PGNiG SA

- 30 **O pomysłach i podjętych działaniach** przez Fundację PGNiG pisze Anna Dłużniewska

Grupa Kapitałowa PGNiG SA

- 32 **O podziemnych i nadziemnych stacjach redukcyjnych** pisze Lesław Łukasik z Dolnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego
- 34 **Wykorzystanie gazu ziemnego w klimatyzacji** omawia Adam Kotowicz z Górnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego
- 36 **W poszukiwaniu nowych technologii dystrybucji gazu ziemnego** – o technologii LNG piszą Grzegorz Wielgus i Łukasz Rys z Karpackiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego
- 38 **MOSD patronem uruchomienia klasy gazowniczej.** O nowej inicjatywie w zakresie kształcenia zawodowego pisze Małgorzata Ciemnołowska
- 40 **Ramię w ramię z ONZ.** O udziale Pomorskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego w programie Global Compact pisze Katarzyna Wróblewicz
- 42 **„Matka-gazownia” nagrodzona.** O tytule Solidnego Pracodawcy Wielkopolski 2007 dla Wielkopolskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego pisze Leszek Łuczak

GAZ-SYSTEM S.A.



53

- 44 **Plany inwestycyjne Gaz-System S.A. w północno-zachodniej Polsce**

G.EN GAZ ENERGIA S.A.

- 46 **Odpowiedzialny biznes elementem konkurencyjności.** Michał Szymczak omawia zagadnienie budowania przewagi konkurencyjnej w sektorze gazowniczym

Osobowość

- 48 **Tajniki duszy geologa** ujawnia prof. dr Wojciech Górecki

Historia

- 50 **Historię rozwoju sieci gazowych w Polsce** omawia Janusz Tokarzewski

Sport

- 53 **Sandomierski turniej piłki siatkowej**
- 54 **Mistrzostwa Strzeleckie o Puchar Prezesa Spółki MOSD**



8



13

Na okładce: Przekroczenie gazociągiem Sanu (Karnaty). Fot. archiwum

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Drugi kwartał br. IGG rozpoczęła od organizacji I **Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego**, który odbył się w Wiśle 16–18 kwietnia br. Tradycję organizowania kongresu gazowniczego na przemian z targami EXPO-GAS IGG zamierza utrzymać w przyszłości. (Więcej informacji z kongresu na s. 25).

Podczas otwarcia kongresu odbyło się również wręczenie dyplomów absolwentom I edycji studiów MBA, organizowanych wspólnie przez IGG i Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów oraz we współpracy z Institut d'Administration des Entreprises Aix-en-Provence Marsylia.

W kwietniu IGG była organizatorem seminarium pt.: „**Rynek paliw gazowych 2008 – podstawy prawne, koncesjonowanie i ratyfikowanie**” oraz konferencji „**10 lat prawa energetycznego w Polsce**”, na których dokonano m.in. głębokiej, krytycznej analizy istniejącej regulacji rynku gazowego. Miejmy nadzieję, że wnioski z tej konferencji będą uwzględnione w procesach legislacyjnych.

Jako patron uczestniczyliśmy również w **XI Krajowej Konferencji GAZTERM 2008**, której tematami przewodnimi uczyniono „Gazownictwo w świetle przemian restrukturyzacyjnych – zagrożenia i perspektywy rozwoju” oraz „Klimatyzację i wentylację gazową – nowe trendy”.

Jedną z najważniejszych dziedzin działalności IGG jest **standaryzacja**. 5 czerwca br. w Krakowie odbyło się VII posiedzenie Komitetu Standardu Technicznego IGG. KST spotkał się z prof. Marią Ciechanowską, dyrektorem Instytutu Nafty i Gazu, która przedstawiła prowadzone przez instytut prace. Członkowie komitetu mieli możliwość zapoznania się również z pracami laboratoriów Instytutu. Odbyło się też spotkanie z Andrzejem Frońskim, przewodniczącym Komitetu Technicznego nr 277 ds. Gazownictwa Polskiego Komitetu Normalizacyjnego, który przedstawił prace komitetu. Komitet powołał składy osobowe nowych zespołów roboczych nr 7–14 oraz wskazał ich kierowników i zastępców kierowników. Wraz z kierownikami działających już zespołów roboczych nr 1–6 podsumował dotychczasową działalność poszczególnych zespołów.

Mając na uwadze potrzebę uzyskania realnych efektów prac usuwających bariery dla inwestycji infrastrukturalnych (wprowadzenie

tw. **służebności użytku publicznego**) Izba Gospodarcza Gazownictwa, O.G.P. Gaz-System S.A., Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, PSE Operator oraz Towarzystwo Rozwoju Infrastruktury ProLinea podpisały w kwietniu br. list intencyjny na rzecz zniesienia formalnoprawnych barier dla powstawania i eksploatacji inwestycji infrastrukturalnych o znaczeniu państwowym. IGG oczekuje, że instytucje rządowe tym razem wesprą wspólne działania ww. firm na forum polskiego parlamentu (jeden z wniosków uchwały I Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego).

W ostatnich trzech miesiącach aktywnie uczestniczyliśmy w opiniowaniu i nowelizowaniu ustawy „Prawo energetyczne” i przepisów wykonawczych. Przypominamy, że kluczowe dla rynku gazowego tzw. rozporządzenie systemowe, obejmujące m.in. warunki przyłączenia podmiotów do sieci gazowej czy bilansowania, nominowania i zamawiania mocy, złożone przez IGG do Ministerstwa Gospodarki ponad sześć miesięcy temu, w dniu wydania „Przeglądu Gazowniczego” nie weszło jeszcze w życie.

Jeśli chodzi o „Prawo zamówień publicznych”, uważamy, że oprócz kryterium ceny przy wyborze oferty (praktycznie stała się tutaj podstawowym wyznacznikiem konkurencyjności) inwestor powinien brać pod uwagę również jakość i bezpieczeństwo oferowanych przez wykonawców produktów dla inwestycji. Skutkiem działań wynikających ze stosowania w brzmieniu obecnym ustawy „Prawo zamówień publicznych” jest wciąż pogarszająca się jakość proponowanych produktów, co na dłuższą metę jest wręcz szkodliwe dla działalności firm inwestujących. Pomimo usilnych starań problem ten nie został uwzględniony w trakcie kolejnej (czerwcowej) nowelizacji Prawa zamówień publicznych.

Przed nami okres wypochniku i ciekawych, pełnych niezapomnianych wrażeń podróży. Życzymy wszystkim udanych, słonecznych i rodzinnych wakacji.



Agnieszka Rudzka

Inauguracji I Kongresu Gazowniczego towarzyszyło uroczyste wręczenie pierwszych odznaczeń honorowych „Szczególnie zasłużonym dla Izby Gospodarczej Gazownictwa i branży”. Brązową odznaką uhonorowani zostali: **Janusz Honkowicz, Andrzej Kociemba, Adam Matkowski, Mieczysław Menżyński, Kazimierz Nowak, Bogdan Pastuszko**. Mając na uwadze szczególne zasługi dla inicjatywy powstania i rozwoju IGG, decyzją Walnego Zgromadzenia Członków IGG, w drodze wyjątku, złotą odznakę IGG przyznano **Grzegorzowi Romanowskiemu**.

● **20 czerwca br.** Zarząd Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA rozstrzygnął przetarg na zagospodarowanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie Lubiatowa, Międzychodu i Grotowa. Tym samym wkrótce rozpocznie się jedna z największych inwestycji związanych z wydobyciem węglowodorów w Polsce.

Przetarg na zadanie inwestycyjne pn. „Projekt LMG – Ośrodek centralny, strefy przyodwiertowe, rurociągi i inne” rozstrzygnięty został na rzecz konsorcjum w składzie: Lider: PBG S.A. Polska, Technip KTI S.P.A. Włochy, Thermo Design Engineering Ltd. Kanada. Wartość inwestycji wyniesie 1 704 340 000,00 zł brutto (1 397 000 000, 00 zł netto). Termin realizacji inwestycji to 56 miesięcy od daty podpisania umowy.

Drugim uczestnikiem przetargu było konsorcjum w składzie: Lider: „Control Process” Sp. z o.o. Polska, „FHU Control Process 2” Sp. z o.o. Polska, Maverick Engineering, INC USA. Oferowana kwota przez to konsorcjum to 1 945 900 000,00 zł brutto.

W wyniku realizacji tej inwestycji w 2013 roku PGNiG SA planuje osiągnąć poziom wydobycia ropy w wysokości 0,9 mln ton/rok. Powyższa wielkość nie uwzględnia potencjalnych odkryć geologicznych w tym okresie.

● **18 czerwca br.** PGNiG SA nabyło 4 miliony i 1 akcję w Zakładach Azotowych Tarnów–Mościce (ZAT) w ofercie publicznej. Dla PGNiG SA jest to inwestycja długoterminowa i tym samym pierwszy krok w budowaniu koncernu multienergetycznego.

Łączna wartość inwestycji (licząc jedną akcję po cenie emisyjnej 19,50 PLN) wyniosła 78 mln PLN. Oznacza to przejęcie przez PGNiG SA 10-procentowego pakietu akcji ZAT. Decyzję o nabyciu akcji poprzedziły analizy strategiczne i ekonomiczne.

● **21 maja br.** PGNiG SA otworzyło swoje przedstawicielstwo w Kijowie. Najważniejszym zadaniem przedstawicielstwa będzie ułatwianie kontaktów pomiędzy PGNiG SA a ukraińskimi partnerami spółki, przede wszystkim NAK Naftogazem Ukrainy i UkrTransGazem, w zakresie zacieśniania współpracy i wykorzystania potencjałów technicznych i ekono-

miczno-finansowych spółek, w tym dla zwiększenia wydobycia węglowodorów na terenie Rzeczypospolitej Polskiej i Ukrainy.

● **20 maja br.** Osiągnięty w I kwartale 2008 r. wynik netto Grupy Kapitałowej PGNiG był na porównywalnym poziomie z wynikiem I kwartału 2007 roku i wyniósł 779 mln PLN. Natomiast zysk na działalności operacyjnej wzrósł o 7 proc. i osiągnął poziom 987 mln PLN.

Wyniki w I kwartale 2008 r. potwierdzają, że GK PGNiG ma ugruntowaną pozycję. Istotny wpływ na wynik finansowy GK PGNiG miał wzrost wyniku na działalności operacyjnej, spowodowany przede wszystkim zwiększeniem o 71 proc. przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu.

Natomiast w przypadku działalności podstawowej, czyli sprzedaży gazu ziemnego, przychody wzrosły o 361 mln PLN w I kwartale 2008 r., w porównaniu z analogicznym okresem roku ubiegłego. Zwiększenie przychodów o 8 proc. było bezpośrednio związane ze wzrostem wolumenu sprzedaży gazu ziemnego, przede wszystkim na skutek chłodniejszej zimy niż w analogicznym okresie ubiegłego

● **7 maja lubelski Sanitgaz, specjalizujący się w produkcji układów redukcyjno-pomiarowych gazu pierwszego i drugiego stopnia, przeszedł z wynikiem pozytywnym audyt certyfikujący, rozszerzający System Zapewnienia Jakości zgodny z normą PN-EN ISO 9001: 2000 o normę PN-EN ISO 3934-2: 2007 „Wymagania jakości dotyczące spawania materiałów metalowych. Pełne wymagania jakości”.**



Rozszerzenie obowiązującego w Sanitgazie od 2001 roku Systemu Zapewnienia Jakości certyfikowane zostało przez UDT-CERT.

go roku. W rezultacie zwiększyło się zapotrzebowanie na gaz ze strony odbiorców komunalnych, wykorzystujących surowiec do celów grzewczych. Ponadto nieznacznemu zwiększeniu uległ wolumen zakupu gazu przez klientów przemysłowych. Wolumen sprzedaży zwiększył się o 6 proc., przy spadku wydobycia o 4 proc. w porównaniu z I kwartałem 2007 r. Obserwowany spadek wydobycia był efektem naturalnych barier wzrostu produkcji w analizowanym okresie.

Koszty działalności operacyjnej Grupy PGNiG wzrosły o 5 proc., do poziomu 4343 mln PLN z 4129 mln PLN w analogicznym okresie ubiegłego roku. Wzrost ten był wynikiem większego wolumenu importu gazu oraz wyższej ceny importowej.

Osiągnięte w I kwartale 2008 r. wyniki dają podstawę do dalszych działań, mających na celu realizację projektów służących budowaniu wartości firmy oraz poprawie bezpieczeństwa energetycznego kraju, czyli realizacji projektów skandynawskich, budowy terminalu LNG w Świnoujściu, zwiększeniu wydobycia, rozbudowie podziemnych magazynów gazu.

Plan inwestycyjny PGNiG obejmuje nakłady w wysokości ok. 1,9 mld PLN, przy czym na inwestycje bezpośrednie PGNiG SA i oddziałów zaplanowano ok. 1,8 mld PLN. Na rozbudowę podziemnych magazynów gazu w tegorocznym planie inwestycyjnym zarezerwowano ok. 275 mln PLN. Grupa PGNiG systematycznie zwiększa zakres prowadzonej działalności poza obszarem handlu gazem. Przykładem jest działalność poszukiwawcza, geologiczna i geofizyczna, której celem jest zwiększenie wydobycia zarówno w kraju, jak i za granicą. Na zwiększenie wydobycia krajowego w tegorocznym planie inwestycyjnym zarezerwowano ok. 570 mln PLN.

Nakłady na prace poszukiwawcze za granicą (nie licząc Norwegii) zaplanowano na ponad 63 mln PLN.

● **18 maja br.** W przededniu Międzynarodowego Dnia Muzeów, na Zamku Królewskim w Warszawie ogłoszono listę laureatów Ogólnopolskiego Konkursu na Wydarzenie Muzealne Roku Sybilla. Jest to najbardziej prestiżowe wydarzenie w polskim muzealnictwie. Sybilla nawiązuje do imienia starożytnej wyroc-



Sybilla – statuetka zaprojektowana przez Zofię Wolską, wybitną polską rzeźbiarkę, przyznawana zdobywcom Grand Prix i I Nagrody w Ogólnopolskim Konkursie na Wydarzenie Muzealne Roku.

ni z Delf i słynnej świątyni Sybilli w Puławach, kolebki polskiego muzealnictwa. Sybilla to także nazwa statuetki zaprojektowanej przez wybitną polską rzeźbiarkę, Zofię Wolską, przyznawanej zdobywcom Grand Prix oraz I Nagrody.

Wyróżnienie w kategorii dokonania z zakresu zarządzania i organizacji otrzymało Muzeum Gazownictwa w Paczkowie. W tej kategorii II nagrodę otrzymało Muzeum Narodowe we Wrocławiu, nagroda I i III nie zostały przyznane. Nagrodę – dyplom-wyróżnienie z rąk Bogdana Zdrojewskiego, ministra kultury i dziedzictwa narodowego, odebrali Adam Król, kustosz muzeum, i Jarosław Wróbel, wiceprezes zarządu Górnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego, organi-

zatora i mecenasa muzeum. To już drugie wyróżnienie paczkowskiego muzeum. Pierwsze muzeum otrzymało w 1993 r. za Wydarzenie Muzealne Roku.

● **13–16 maja br.** Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego zorganizowało kolejny, III Polski Kongres Naftowców i Gazowników, poświęcony przede wszystkim problemom bezpieczeństwa energetycznego kraju i modelowi energetycznemu kraju. W kilkunastu referatach wygłoszonych na równoległe prowadzonych, odrębnych sesjach, tj. górnictwa naftowego i gazownictwa oraz sesji rafineryjnej, a także sesji ekologicznej, poruszono takie kwestie, jak realne możliwości zwiększenia krajowej bazy zasobowej, rosnącej konkurencji na polskim rynku, rozbudowy magazynów podziemnych gazu, perspektyw sekwestracji CO₂ w wyeksploatowanych złożach ropy i gazu, możliwości dalszego rozwoju rynku LNG i CNG oraz specjalistyczne problemy nurtujące przemysł rafineryjny.

● **6 maja br.** zarząd PGNiG SA podjął uchwałę o przeznaczeniu na wypłatę dywidendy 1 121 000 000,00 zł z zysku bilansowego za rok 2007. Oznacza to, że na jedną akcję przypada 0,19 zł. Z powyższej kwoty Skarbowi Państwa przypadnie 950 000 000,00 zł w formie dywidendy niepieniężnej. Przedmiot i sposób wyceny dywidendy dla Skarbu Państwa określi uchwała Walnego Zgromadzenia, podjęta na podstawie § 63 ust. 7 statutu spółki, z zastrzeżeniem dopłaty pieniężnej, gdy składniki rzeczowe nie wyczerpią kwoty 950 000 000,00 zł.

Pozostali akcjonariusze otrzymają 171 000 000,00 zł w formie dywidendy pieniężnej. Zarząd PGNiG SA zaproponował, aby na dzień dywidendy ustanowić 25 lipca 2008 r. Natomiast wypłata dywidendy miałaby nastąpić 1 października 2008 r.

● **11 kwietnia 2008 roku** PGNiG SA otrzymało decyzję prezesa URE, dotyczącą zatwierdzenia 10 kwietnia 2008 roku nowej taryfy dla paliw gazowych oraz stawek opłat. Nowe ceny gazu PGNiG SA wprowadzi niezwłocznie, czyli po 14 dniach od daty opublikowania decyzji. Ich wzrost wyniesie średnio 14,3 proc. Wzrost ceny hurtowej za paliwo gazowe wyniesie 15,34 proc.

● **4 kwietnia 2008 r.** PGNiG SA zostało poinformowane o decyzji prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 28 marca 2008 roku w sprawie zwolnienia Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy w zakresie sprężonego gazu ziemnego (CNG), którym napędzane są pojazdy mechaniczne.

W uzasadnieniu decyzji prezes URE potwierdził przedstawione przez spółkę argumenty w zakresie funkcjonowania rynku CNG w warunkach konkurencji w rozumieniu przepisów ustawy „Prawo energetyczne”.

Obowiązek przedkładania do zatwierdzenia taryfy w zakresie sprężonego gazu ziemnego stanowił jedną z barier „wejścia” tego paliwa na rynek, m.in. dlatego że paliwa konkurencyjne wobec CNG nie mają takich ograniczeń.

Rynek CNG w Polsce jest w początkowej fazie. Uwolnienie cen w zakresie CNG daje szansę na dalszy rozwój tego segmentu rynku, a także zwiększy konkurencyjność sprężonego gazu ziemnego wobec innych paliw, takich jak LPG czy ON. Obecnie z pojazdów na CNG korzystają nieliczne przedsiębiorstwa komunikacji miejskiej, prywatni przewoźnicy, sporadycznie również klienci indywidualni. W Polsce funkcjonuje 28 ogólnodostępnych stacji CNG. Tymczasem w sąsiednich Niemczech funkcjonuje ponad 600 stacji CNG, a samochody napędzane tym paliwem stanowią znaczący procent rynku.

PGNiG SA – akcja Skarbu Państwa sprzedana

Ministerstwo Skarbu Państwa poinformowało 25 czerwca 2008 r., że nastąpiło zbycie jednej akcji, stanowiącej własność Skarbu Państwa w spółce Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA. Rozliczenie ww. transakcji w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych S.A., a tym samym przeniesienie prawa własności jednej akcji Skarbu Państwa w PGNiG SA nastąpi 30 czerwca br.

Zbycie należącej do Skarbu Państwa jednej akcji PGNiG SA umożliwi, zgodnie z zapisami art. 38 ust. 2 ustawy z 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji, powstanie prawa do nieodpłatnego nabycia akcji tej spółki przez uprawnionych pracowników.



Węgiel wspiera nasze bezpieczeństwo energetyczne

Rozmowa z **Jerzym Buzkiem**,
posłem do Parlamentu Europejskiego

Dyskutowany jest pomysł, by technologia zgazowania węgla stała się źródłem pozyskiwania gazu dla przemysłu chemicznego. Jak takie projekty są widziane z perspektywy Komisji Europejskiej, czy są dyskutowane również na tym forum?

Polska i Unia Europejska są politycznie zależne od dostawców ropy i gazu. Dzisiaj wiemy – po doświadczeniach Białorusi czy Ukrainy – że nośniki energii mogą być swego rodzaju „bronią polityczną” i trzeba zrobić wszystko, by uniezależnić się w najwyższym możliwym stopniu od takiego dyktatu. Jedną z dróg jest pozyskanie wielu dostawców. Jest to bardzo trudne. Europie – ani Polsce – nie udało się do tego doprowadzić w ostatnich dziesięcioleciach. Pozostaje droga zastąpienia ropy i gazu własnymi surowcami. To jest odpowiedź na postawione pytanie – jeśli możliwe jest pozyskanie paliwa płynnego i gazu z rodzimych zasobów węgla, to należy jak najszybciej przystąpić do realizacji takich projektów. Te technologie muszą być także „czyste” i wtedy mogą być dla nas wielką szansą.

Ale Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii PE we wrześniu ubiegłego roku uznała, że technologia CCS (carbon capture and storage – CCS) nie stanowi koncepcji wypróbowanej na skalę przemysłową.

Bo to jest prawda. Ale gdy ponad trzy lata temu na forum Parlamentu Europejskiego powiedziałem, że węgiel będzie paliwem przyszłości, miałem poczucie, że nie jestem dobrze wysłuchany, a kwestia czystych technologii węglowych nie mieści się w kręgu zainteresowań Komisji Europejskiej. Wtedy baryłka ropy kosztowała 25 USD. Przy dzisiejszej cenie baryłki ropy, nie ma wątpliwości, że węgiel ma przyszłość, zaś technologia CCS, czyli wyłapywania i składowania dwutlenku węgla, to flagowy program Unii Europejskiej. Rezolucje sprzed roku czy dwóch straciły aktualność.

Czy technologia zgazowania węgla mieści się wśród flagowych programów UE?

Niezupełnie. W programie flagowym Unii Europejskiej chodzi o to, by w przypadku konwencjonalnych źródeł energii, a także konwencjonalnych technologii przetwarzania energii, wyeliminować emisję CO₂. Innym problemem, również aktualnym, jest zastąpienie czymś ropy i gazu. Ale to nie zdobyło jeszcze określenia „program flagowy”.

A więc jak to jest z tym zastąpieniem ropy i gazu w przyszłości?

Ropę naftową można będzie zastąpić paliwem wodorowym. Ale to jest odległa przyszłość. Można również ropą syntetyczną z węgla lub biopaliwami, ale okazało się, że biopaliwa pierwszej generacji nie są najlepszym rozwiązaniem z punktu widzenia ochrony klimatu, a także z powodu narastających cen żywności, skoro nasza planeta ma ograniczoną ilość ziemi uprawnej. Natomiast jeśli chodzi o gaz, na przykład do produkcji chemicznej, można go wyprodukować z węgla. Jest to technologia znana od dawna, stosowana nawet przejściowo kilkadziesiąt lat temu w zakładach azotowych w Chorzowie. Dzisiaj chodzi o to, by nie zużywać kilku mld m³ gazu ziemnego rocznie do produkcji nawozów sztucznych, a raczej pozyskiwać syntetyczny gaz z własnego węgla. To jest kilkanaście procent naszego zapotrzebowania na gaz ziemny. Wprowadzając tę technologię, stajemy się bardziej bezpieczni. Jak wiadomo, w sytuacji awaryjnej najczęściej ogranicza się dostawy np. Zakładom Azotowym w Puławach, bo oni są największym odbiorcą gazu ziemnego w Polsce. To nie jest dla firmy bezpieczne, powoduje straty. Nic zatem dziwnego, że ta firma, we współpracy z Kopalnią Węgla „Bogdanka”, postanowiła zbudować instalację zgazowania węgla. To byłaby pierwsza w historii instalacja, która na taką skalę pozyskiwałaby gaz do produkcji nawozów sztucznych z węgla. Oczywiście, problemem w takim projekcie – jak w każdej instalacji, w której wykorzystuje się paliwa kopalne – jest wyłapywanie i składowanie CO₂.

Ale czy sytuacja w polskim górnictwie pozwala na poważne myślenie o budowie takich instalacji na więk-

szą skalę? Jak finansować niezbędne inwestycje? Jak pozyskiwać surowiec z coraz trudniejszych pokładów? Czy w tym przypadku można liczyć na unijne środki?

Bardzo dobre pytanie. Przemysł węglowy to są dwa problemy. Jeden to jak wydobyć polski węgiel – bezpiecznie dla ludzi i środowiska i opłacalnie ekonomicznie. To wymaga stałej restrukturyzacji górnictwa, inwestycji w otwieranie nowych szybów, bo pokłady węgla się kończą albo pozostają pokłady o słabej jakości węgla. Tak jest na świecie i tak jest w Polsce. Musimy mieć węgiel na powierzchni, żeby go wykorzystać. I to jest ten pierwszy problem, z rozwiązaniem którego musimy sobie sami poradzić. Teraz rozmawiamy jednak o nowych sposobach wykorzystania węgla. Musimy nauczyć się używać węgla inaczej niż do tej pory, bo wykorzystując węgiel dzisiaj nie można już emitować CO₂. Trzeba więc zastosować zupełnie nowe technologie: wylapywać i składować CO₂, stosować kotły energetyczne o wyższej sprawności, nie na poziomie 30–35 proc., jak do tej pory, a o wydajności 50 proc. i więcej, czy wreszcie zastosować technologie zgazowania. Jeśli nie rozwiążemy tych problemów energetyki, to produkcja energii będzie droga – na skutek koniecznych opłat za emisję CO₂ – i w rezultacie podupadnie nasza energetyka, a potem górnictwo. Trzeba uczynić oszczędnym i wydajnym i górnictwo i energetykę.

Mówiąc o sposobach wykorzystania węgla myślimy również o technologii zgazowania węgla.

To się mieści w technologicznych propozycjach i wsparciu Unii Europejskiej. W szczególności sposób wspierane będą technologie oparte na węglu. Zgazowanie węgla i eliminowanie emisji CO₂ do nich należą, bo celem tych programów jest bezpieczeństwo energetyczne i ekologiczne. Produkcję gazu z własnych surowców, stajemy się bezpieczni energetycznie.

A z jakich konkretnych projektów moglibyśmy skorzystać?

Szczególnie ważne byłoby, aby polskie propozycje zmieściły się wśród 12 referencyjnych zeroemisyjnych bloków węglowych, które w UE mają być zbudowane do 2015 roku. Chcemy wybudować dwie takie instalacje w Polsce: w Bełchatowie i w Blachowni Śląskiej. Ta w Blachowni będzie produkowała nie tylko energię elektryczną i ciepło, ale także gaz na potrzeby zakładów chemicznych w Kędzierzynie-Koźlu. W obu instalacjach będzie wylapywany CO₂ i składowany pod ziemią.

Jako poseł-sprawozdawca prezentował pan europejski strategiczny plan w dziedzinie technologii energetycznych, który będzie głosowany w lipcu w Parlamencie Europejskim. Jakie są szanse jego przyjęcia?

Jest niemal pewne, że będzie przyjęty. Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii zaakceptowała go stosunkiem głosów 40:3. Podobnej proporcji spodziewam się na posiedzeniu plenarnym Parlamentu Europejskiego. ■

Dziękuję za rozmowę.

Rozmawiał
Adam Cymer

Zgazowanie węgla mity czy rzeczywistość

Marek Ściążko, Tomasz Chmielniak

1. WPROWADZENIE

Oczekuje się, że w drugiej połowie XXI wieku nastąpi zasadnicza zmiana w światowej strukturze zużycia paliw pierwotnych. Zasoby ropy naftowej będą na wyczerpaniu, a dostęp do gazu ziemnego znacznie ograniczony, mimo wysiłków związanych z wykorzystaniem niekonwencjonalnych gatunków superciężkich rop i hydratów metanu. Wyczerpywanie się naturalnych zasobów paliw węglowodorowych może zostać znacznie przyspieszone w wyniku intensywnego wzrostu zapotrzebowania na te nośniki energii, w szczególności w takich krajach, jak Chiny i Indie. Nieunikniony będzie w związku z tym powrót do szerokiego wykorzystania najbardziej zasobnego na świecie kopalnego surowca energetycznego, jakim jest węgiel, który z powrotem nabiera znaczenia także jako surowiec dla przemysłu chemicznego.

Rozwój nowych technologii węglowych związany jest nie tylko z oczekiwaniami zastąpienia kopalnych paliw gazowych i ciekłych przez produkty otrzymane z węgla, ale także istotną rolę odgrywa możliwość osiągnięcia lepszej efektywności ekonomicznej przy coraz ostrzejszych wymaganiach środowiskowych.

Zarówno w technologiach energetycznych, jak i chemicznych emitowane są znaczne ilości ditlenku węgla, który uważany jest za główną przyczynę zagrożenia efektem cieplarnianym. Z jednej strony obawa przed kryzysem dostępu do ropy naftowej i gazu ziemnego, a z drugiej wymagania zmniejszenia emisji ditlenku węgla w energetyce spowodowały po raz pierwszy sytuację, że jeden z podstawowych procesów chemicznej przeróbki węgla – zgazowanie – stał się interesujący zarówno dla przemysłu chemicznego, jak i dla energetyki. Największą aktywność w przemysłowym wykorzystaniu zgazowania przejawiają obecnie Chiny i Stany Zjednoczone Ameryki Północnej. W samych Chinach zgazowaniu poddaje się rocznie ok. 100 mln ton węgla, głównie na potrzeby przemysłu chemicznego. W oparciu o zgazowanie produkuje się 70% wytwarzanego amoniaku (całkowita produkcja 46,8 mln ton/rok) oraz 80% metanolu (całkowita produkcja 11,0 mln ton/rok). Obecnie w Chinach buduje →

→ Zgazowanie węgla...

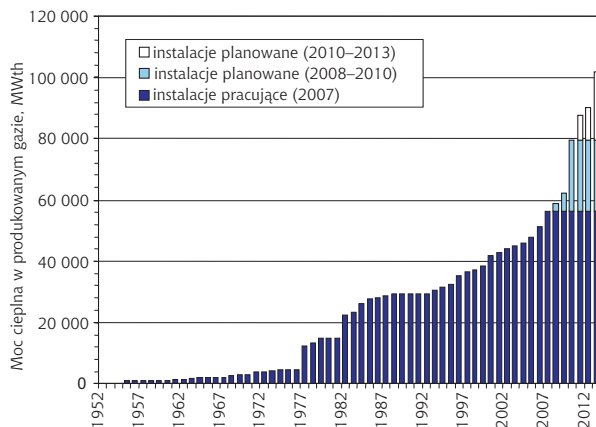
się 15 zakładów zgazowania o skali przerobu węgla 0,7÷2,5 mln ton/rok. Struktura zużycia paliw pierwotnych w Chinach jest prawie taka sama, jak w Polsce i – jak można przypuszczać – podobne podejście do rozwoju przemysłu przetwórczego może być obiektywnie atrakcyjne także w naszym kraju.

Rozwój czystych technologii węglowych wiązać się będzie nierozdzielnie z rozwojem układów poligeneracyjnych, łączących wytwarzanie energii elektrycznej oraz produktów chemicznych z węgla, głównie paliw płynnych silnikowych, metanolu lub wodoru. Takie rozwiązanie daje możliwość podniesienia ogólnej sprawności wykorzystania energii pierwotnej oraz znaczącej poprawy ekonomiki produkcji przy równoczesnym usunięciu wszystkich niebezpiecznych dla środowiska zanieczyszczeń w trakcie procesu, co odróżnia ten układ od klasycznych technologii spalania, w których zabiegi oczyszczania prowadzone są dopiero na wytworzonych spalinach.

2. STAN ROZWOJU TECHNOLOGII ZGAZOWANIA

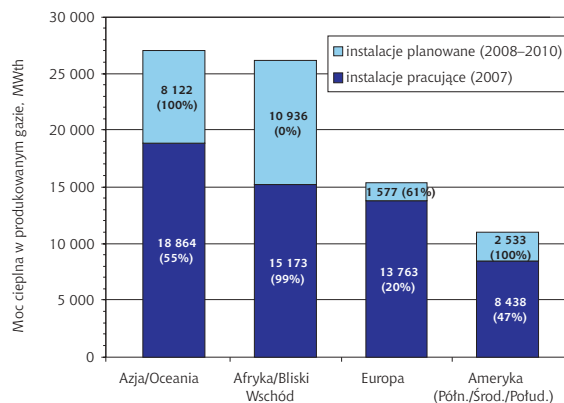
Przegląd światowego stanu rozwoju technologii zgazowania przeprowadzony w roku 2007 przez U.S. Department Energy i National Energy Technology Laboratory [1, 2] pokazuje, że na świecie działa 144 instalacje zgazowania wyposażonych w 427 reaktorów o łącznej mocy 56 238 MWth (moc cieplna w produkowanym gazie). Oznacza to, że w okresie 1980–2007 zanotowano prawie trzykrotny przyrost światowej produkcji gazu pozyskiwanego na tej drodze (z około 20 do 56 GW). W latach 2004–2007, tj. od poprzedniego przeglądu DOE/NETL, powstało 27 nowych instalacji zgazowania (11237 MWth; wzrost o 25%). Dotyczy to głównie układów zgazowania węgla, wytwarzających gaz na potrzeby syntezy chemicznej i zlokalizowanych w Chinach. Kolejny 41-procentowy przyrost ma nastąpić przed rokiem 2010 (rys.1.). [1–3].

Rys. 1. Światowy rozwój technologii zgazowania paliw [1, 2]



Do roku 2010 największy przyrost mocy produkcyjnej układów zgazowania nastąpi w regionie Afryki i Bliskiego Wschodu, przy czym dotyczy to układu konwersji gazu

Rys. 2. Sumaryczna wydajność reaktorów zgazowania w zależności od regionu geograficznego świata (stan obecny i prognozowany do roku 2010) [1, 2]. Wartości procentowe dotyczą udziału reaktorów zgazowania wykorzystujących węgiel jako paliwo podstawowe.

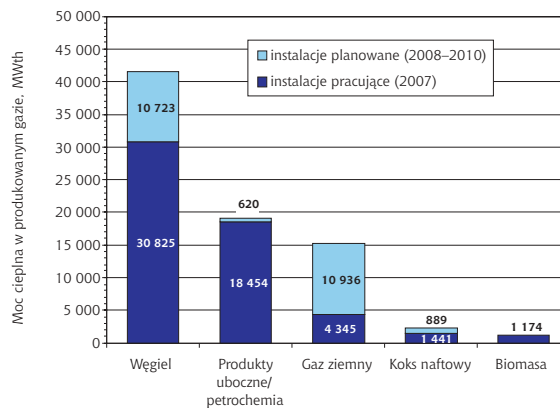


ziemnego* wdrażanego w Katarze o sumarycznej mocy w wytwarzanym gazie 11000 MWth, (47% planowanego światowego wzrostu produkcji gazu), który stanowić będzie element instalacji produkcji paliw płynnych. Na drugie miejsce (46% wzrostu produkcji gazu) wysunie się region Azji i Oceanii, głównie dzięki wdrażanym w Chinach instalacjom zgazowania węgla [1–3] (rys. 2.). Łącznie w Chinach pracuje obecnie 60 reaktorów Texaco i 20 reaktorów typu Shell.

2.1 Surowce do zgazowania [1, 2]

Zasadniczym surowcem wsadowym jest węgiel, który wykorzystywany jest w obecnie pracujących instalacjach zgazowania, mających 55-procentowy udział w światowej produkcji gazu. Kolejne miejsca zajmują uboczne produkty przemysłu petrochemicznego (33%), a pozostałe 12% produkowane jest z gazu, koksu naftowego i biomasy (rys. 3.).

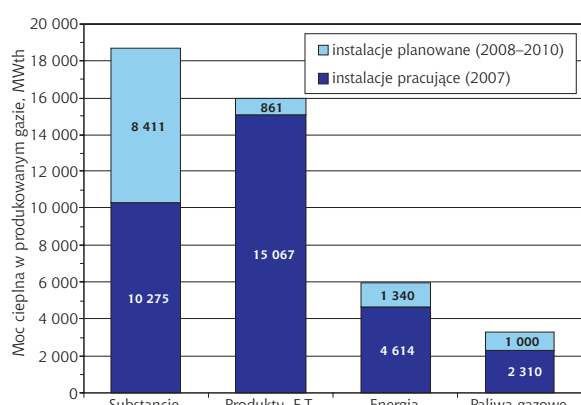
Rys. 3. Sumaryczna wydajność reaktorów zgazowania w zależności od stosowanego paliwa (stan obecny i prognozowany do roku 2010) [1, 2]



W przypadku instalacji planowanych do uruchomienia (do roku 2010) rola węgla jako podstawowego paliwa zostanie utrzymana. Będzie on wykorzystywany w 12 z 15 budowanych zakładów (rys. 3.).

Wśród instalacji obecnie eksploatowanych na potrzeby chemii (z wyłączeniem syntezy Fischera-Tropscha), zasadniczym surowcem wsadowym są produkty uboczne przemysłu petrochemicznego (48% produkcji gazu). Kolejne miejsce zajmują węgiel (38%), gaz ziemny (13%) oraz koks naftowy (1%). Do roku 2010 udział węgla w światowej produkcji gazu syntezowego wzrośnie do 50% (rys. 4.).

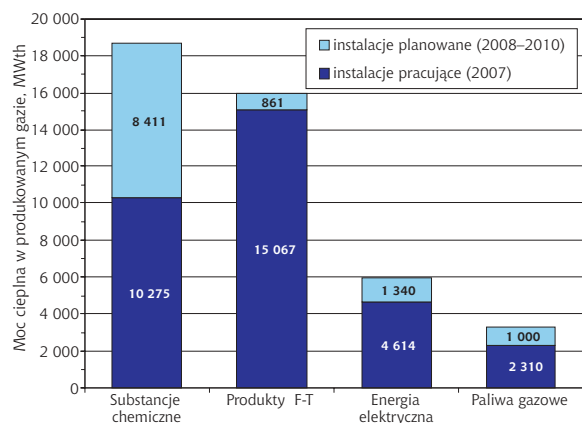
Rys. 4. Sumaryczna wydajność reaktorów zgazowania wytwarzających gaz do produkcji chemicznej w zależności od stosowanego paliwa (stan obecny i prognozowany do roku 2010) [1,2]



2.2. Zgazowanie węgla [1, 2]

Gaz wytwarzany w układach zgazowania węgla wykorzystywany jest głównie w syntezie Fischera-Tropscha (47% światowej produkcji gazu). Związane jest to przede wszystkim z pracującymi w Afryce Południowej zakładami produkcji paliw płynnych, które wykorzystują technologie zgazowania w złożu stałym (Sasol Lurgi). Pozostałe 53% gazu wytwarzanego z węgla wykorzystywane jest do produkcji różnych substancji chemicznych (m.in. amoniak, wodór, metanol oraz inne związki tlenowe; 32%), energii elektrycznej (14%) oraz paliw gazowych (7%). W przypadku instalacji planowanych do uruchomienia w latach 2008–2010 generowany gaz służyć będzie głównie do produkcji substancji chemicznych (72%; rys. 5.).

Rys. 5. Sumaryczna wydajność reaktorów zgazowania węgla w zależności od produktów wytwarzanych z gazu procesowego (stan obecny i prognozowany do roku 2010) [1,2]

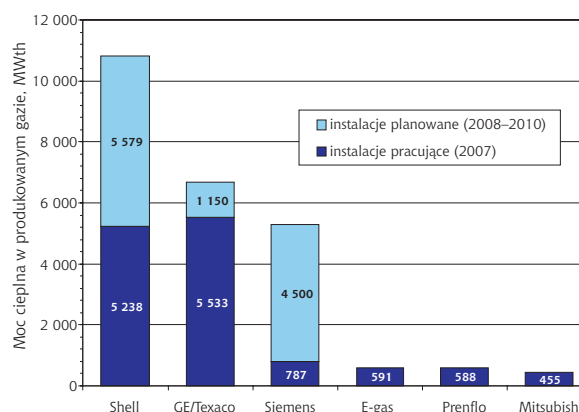


W przypadku wykorzystania węgla obecnie najbardziej rozpowszechnionymi układami zgazowania są (nierozwijane już) technologie zgazowania w złożu stałym (57% produkcji gazu), co jest wynikiem dużego potencjału wytwórczego zakładów Sasol. Uwzględniając jednak wdrożenia planowane do roku 2010, udział tej technologii wyraźnie spadnie – do 42%.

Najbardziej intensywnie rozwijanymi technologiami zgazowania węgla są procesy wykorzystujące reaktory dyspersyjne. Znajduje to potwierdzenie w zrealizowanych w latach 2004–2007 i planowanych do roku 2010 wdrożeniach, z których praktycznie wszystkie dotyczą reaktorów tej konstrukcji.

Rozpatrując wyłącznie technologie zgazowania węgla w reaktorach dyspersyjnych (technologie o największym potencjale rozwojowym), dominujący udział w produkcji gazu mają technologie GE Energy/Texaco (42%) oraz Shell (40%). Do pozostałych należą: Siemens Fuel Gasification Technology (SFG, 6%), ConocoPhillips/E-Gas (4,5%), Elcogas S.A./Prenflo (4,5%), Mitsubishi (3%). Wśród przewidzianych do uruchomienia instalacji największy udział ma technologia Shell (50%) oraz Siemens/SFG (40%) (rys. 6.).

Rys. 6. Struktura licencjodawców technologii zgazowania węgla w reaktorach dyspersyjnych (stan obecny i prognozowany do roku 2010) [1, 2]



3. SUBSTYTUCJA GAZU ZIEMNEGO STOSOWANEGO W KRAJOWYM PRZEMYSŁE CHEMICZNYM

Największe zużycie gazu ziemnego w sektorze przemysłu chemicznego przypada na zakłady azotowe, które wykorzystują rocznie ok. 2,5 mld m³ tego surowca, służącego zasadniczo do produkcji wodoru, a następnie amoniaku [4]. W poszczególnych zakładach zużycie to mieści się w zakresie 200–900 mln m³ rocznie. Biorąc pod uwagę, że gaz ziemny stanowi główny składnik kosztów wytwarzania nawozów sztucznych, jego aktualna cena oraz perspektywy jej wzrostu wpływają na znaczne zmniejszanie się opłacalności produkcji i powodują konieczność poszukiwania nowych źródeł surowcowych, pozwalających na utrzymanie jej rentowności i dalszy rozwój.

Rolę taką może spełnić węgiel, z którego na drodze zgazowania można otrzymać gaz procesowy o składzie i czystości pozwalającym na zastosowanie w syntezie chemicznej. Zastosowanie zgazowania węgla dla potrzeb przemysłu chemicznego →

→ pozwoli na efektywny rozwój tej branży w kierunku produkcji nawozów i metanolu.

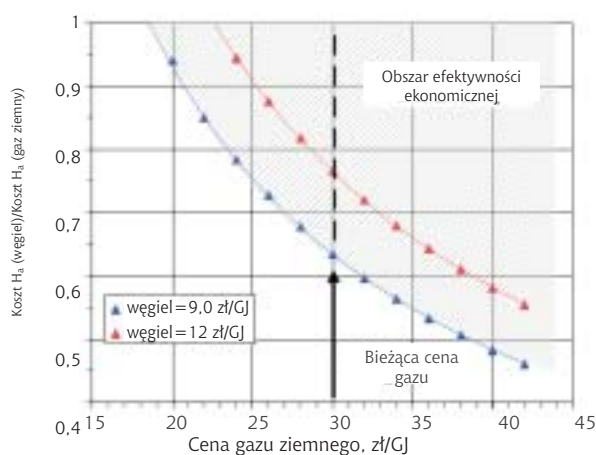
Niezwykle istotnym aspektem substytucji gazu ziemnego węglem jest również możliwość dywersyfikacji bazy surowcowej dla przemysłu chemicznego, a tym samym zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Przy obecnym poziomie produkcji, ilość węgla dla zaspokojenia potrzeb całego krajowego przemysłu nawozowego wynosi 4–5 mln t.

Prowadzone przez IChPW analizy techniczno-ekonomiczne możliwości zastosowania procesu zgazowania węgla dla po-

Wyczerpywanie się naturalnych zasobów paliw węglowodorowych, przy jednoczesnym wzroście zapotrzebowania na energię, sprawia, że rośnie rola węgla jako nośnika energii oraz potencjalnego surowca w przemyśle chemicznym.

trzeb przemysłu chemicznego wykazują dużą efektywność ekonomiczną takich przedsięwzięć. W tabeli zestawiono podstawowe parametry techniczno-ekonomiczne podstawowego ciągu technologicznego wytwarzania wodoru z węgla przy zastosowaniu technologii zgazowania. Jak wynika z przedstawionych danych, produkcja wodoru poprzez zgazowanie węgla, przy założeniu obecnych uwarunkowań cenowych oraz zastosowaniu oferowanych na rynku dojrzałych rynkowo technologii zgazowania i konwersji gazów procesowych – pozwala na redukcję kosztów wytwarzania ok. 30% w stosunku do metod tradycyjnych, wykorzystujących gaz ziemny.

Rys. 7. Zmiana względnych kosztów wytwarzania wodoru w funkcji ceny gazu dla ceny węgla 9 i 12 zł/GJ



Opłacalność produkcji wodoru z węgla występuje już przy cenach gazu ziemnego wynoszących 19 i 23 zł/GJ odpowiednio dla ceny węgla 9 i 12 zł/GJ. Przy obecnych cenach gazu i węgla, założonych na poziomie 30 i 9 zł/GJ, koszt produkcji wodoru przy wykorzystaniu procesu zgazowania stanowi jedynie 65% kosztu wytwarzania tego surowca przy zastosowaniu tradycyjnych technologii, opartych na gazie ziemnym (rys. 7.). Ró-

Parametry techniczno-ekonomiczne podstawowego ciągu technologicznego wytwarzania wodoru z węgla

Zużycie węgla, mln t/rok	1,1
Produkcja wodoru, tys. t/rok	110*
CO ₂ wyseparowane, mln t/rok	1,9
Koszty inwestycyjne, mln zł	1300
Koszty produkcji wodoru, zł/kg (coal gasification)	3,1

* odpowiada zużyciu ok. 500 mln m³ gazu ziemnego/rok

wniez przyjęcie wysokiej ceny węgla (12 zł/GJ) pozwala na zachowanie wysokiej efektywności ekonomicznej, nawet w przypadku konieczności wprowadzenia opłaty za emisję CO₂ w wysokości do 40/t.

Biorąc pod uwagę dotychczas znacznie wolniejszy wzrost cen węgla niż gazu ziemnego, oraz przewidywane zachowanie takiej tendencji w przyszłości, należy oczekiwać, że atrakcyjność ekonomiczna zastosowania technologii zgazowania węgla do produkcji wodoru zostanie utrzymana.

PODSUMOWANIE

Wyczerpywanie się naturalnych zasobów paliw węglowodorowych, przy jednoczesnym wzroście zapotrzebowania na energię, sprawia, że rośnie rola węgla jako nośnika energii oraz potencjalnego surowca w przemyśle chemicznym.

Spośród termochemicznych metod konwersji węgla w perspektywie krótko- i średnioterminowej największe znaczenie odegrają technologie zgazowania, stanowiące efektywną metodę produkcji paliw gazowych, które mogą być wykorzystywane do produkcji energii w postaci ciepła, energii elektrycznej lub jako surowiec do produkcji substancji chemicznych oraz paliw. Szczególnie interesujące wydaje się zastosowanie procesu zgazowania dla wytwarzania wodoru stosowanego w syntezie chemicznej. Biorąc pod uwagę, że dotychczas wódór otrzymywany jest z gazu ziemnego, uruchomienie instalacji zgazowania pozwoli na zrobienie pierwszego kroku w kierunku budowy niezależności przemysłu chemicznego od dostaw gazu ziemnego. ■

Marek Ściążko, Tomasz Chmielniak

Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zabrze
e-mail: office@ichpw.zabrze.pl

Literatura

- [1] Gasification World Database 2007- Current Industry Status, Robust Growth Forecast, DOE / NETL USA dostępny: www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/database/database.html
- [2] Gasification Database (9/2007) DOE/ NETL USA dostępny: www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/database/database.html
- [3] Siemens Fuel Gasification Technology at a Glance; Meeting ICHPW/Siemens; Freiberg Germany 22.02.2008.
- [4] Raport 2006, PGNiG S.A, dostępny w: <http://www.pgnig.pl/pgnig/ri/838/840>

* Publikowany przegląd DOE/NETL zalicza takie rozwiązanie do technologii zgazowania. W istocie jest to proces półspalania gazu ziemnego, realizowany w warunkach podwyższonego ciśnienia w układzie reaktora zgazowania Shell.

Zasoby węgla kamiennego i brunatnego **w Polsce**

Adam Smoliński, Krzysztof Stańczyk

W Polsce złoża węgla kamiennego występują w trzech zagłębiach, tj. Górnośląskim Zagłębiu Węglowym (GZW), Lubelskim Zagłębiu Węglowym (LZW) oraz Dolnośląskim Zagłębiu Węglowym (DZW).

Udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego według stanu na 31.12.2005, wynoszą w Polsce 43 321 mln Mg [PIG, 2008]. 66% tych zasobów stanowią węgle energetyczne, pozostałe to węgle koksujące. 79,8% udokumentowanych zasobów bilansowych węgla kamiennego, o pełnym zakresie typów technologicznych od węgla energetycznego do antracytu, zlokalizowane jest w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym. Średnia zawartość popiołu w tych węglach waha się od 11% do 17%, a siarki całkowitej od 0,59% do 2,30%. Zasoby geologiczne bilansowe węgla kamiennego w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym wynoszą 34 076 mln Mg, zasoby przemysłowe 5694 mln Mg, a wydobyte 88 mln Mg.

W Lubelskim Zagłębiu Węglowym występuje wyłącznie energetyczny węgiel kamienny, charakteryzujący się zawartością popiołu średnio 14,63% i siarki całkowitej w przedziale od 1,21% do 1,46%. Według stanu na koniec roku 2005 zasoby geologiczne bilansowe węgla kamiennego w LZW wynoszą 9244 mln Mg, zasoby przemysłowe 320 mln Mg, a wydobyte 4,6 mln Mg.

W roku 2000 zakończono wydobywanie węgla w Dolnośląskim Zagłębiu Węglowym. Zasoby odpowiadające pa-



rametrom bilansowym w obszarach zaniechanych oszacowane zostały na 369 mln Mg. Zasoby te w bilansie zasobów traktowane są jako zasoby pozabilansowe.

Okolo 37% udokumentowanych zasobów bilansowych stanowią zasoby złóż zagospodarowanych, wynoszące 15 291 mln Mg (stan na 31.12.2005) [PIG, 2008]. W ogólnym stanie zasobów geologicznych w stosunku do roku 2004 nastąpił przyrost zasobów bilansowych o 742 mln Mg, wynikający głównie z udokumentowania nowego złoża Bzie Dębina 1 o zasobach 999 mln Mg oraz wykonania dodatków do dokumentacji eksploatowanych złóż. Równocześnie nastąpiły ubytki z tytułu wydobywania (93 mln Mg), strat eksploatacyjnych (41 mln Mg) oraz przeklasyfikowania zasobów w nowej dokumentacji złoża Bzie Dębina (ubytek o 290 mln Mg) [PIG, 2008].

W odniesieniu do bazy zasobowej węgla kamiennego, przydatnej w procesie jego zgazowania, należy rozważyć zasoby łatwo dostępne, tzw. operatywne, w obszarach kopalń czynnych. Istotnym parametrem charakteryzującym bazę zasobową węgla kamiennego z punktu widzenia jej przydatności dla celów energetyki, jest jego wystarczalność. W tabeli 1. podano wystarczalność wydobywanego w Polsce węgla kamiennego o parametrach spełniających wymagania wykorzystania do celów energetyki, przy założeniu obecnego poziomu wydobywania [Dubiński, Turek, 2007].

Obecnie krajowe spółki węglowe opracowują nowe strategie zakładające rozwój sektora górniczego. Katowic- ➔



foto. PAP/EPA

→ ki Holding Węglowy opracował strategię rozwoju firmy na lata 2008–2015, według której KHW docelowo zamierza zainwestować łącznie około 5 mld złotych. Środki te przeznaczone będą przede wszystkim na wzrost wydobycia węgla oraz poprawę jego parametrów jakościowych. Inwestycje związane będą głównie z dostępem do nowych pól wydobywczych, a także z odnowieniem i unowocześnieniem parków maszynowych w kopalniach należących do KHW. W planach jest sięgnięcie po złoża kopalni Niwka-Modrzejów (chodzi tu o około 110 mln Mg zasobów operatywnych). Wiąże się to z nawiązaniem ścisłej współpracy z zagranicznym koncernem energetycznym, który w pobliżu kopalni zamierza umiejscowić nową elektrownię o mocy około 850 MW.

Największe inwestycje przewiduje się na lata 2008–2009 (780 mln złotych rocznie). Inwestycje te mają zapewnić systematyczny wzrost wydobycia w kopalniach należących do KHW. Zakłada się, że w latach 2014–2015 wydobycie w kopalniach KHW wyniesie około 20 mln Mg węgla rocznie.

Jastrzębska Spółka Węglowa, chcąc uniknąć sytuacji gwałtownego spadku wydobycia, planuje poniesienie dużych nakładów inwestycyjnych. Zakłada się, że do roku 2020 JSW wyda na inwestycje ponad 7 mld złotych. Pięniądze te będą przeznaczone w głównej mierze na udo-



foto. PAP – Andrzej Grygiel

Tabela 1. Zasoby operatywne węgla kamiennego i ich wystarczalność (stan na 31.12.2005) – opracowanie własne na podstawie [Dubiński, Turek, 2007].

Kopalnia	Zasoby operatywne [mln Mg]	Wydobycie [mln Mg/rok]	Poziomy eksploatacyjne czynne i w budowie		Poziomy eksploatacyjne ogółem	
			Wystarczalność [lat]	Żywotność [rok]	Wystarczalność [lat]	Żywotność [rok]
KWK Bobrek-Centrum	66,946	2,875	24,2	2030	24,2	2030
ZG Piekary	25,259	2,992	11,3	2017	11,3	2017
KWK Bolesław Śmiały	28,612	1,634	19	2025	19,0	2025
KWK Knurów	79,443	2,110	24,4	2030	38,2	2044
KWK Sośnica – Makoszowi	123,270	5,045	24,9	2031	40,2	2046
KWK Szczygłowice	100,820	1,972	36,0	2042	73,4	2079
KWK Brzeszcze – Silesia	98,172	3,233	30,3	2036	35,5	2042
KWK Piast	157,643	5,462	35,5	2042	37,3	2043
KWK Ziemowit	97,703	4,326	22,6	2029	38,1	2044
KWK Halemba	213,926	2,797	73,8	2080	73,8	2080
KWK Pokój	29,288	1,523	17,6	2024	17,6	2024
KWK Polska + Wirek	11,618	1,522	7,6	2014	7,6	2014
KWK Bielszowice	154,507	2,065	63,9	2070	63,9	2070
KWK Chwałowice	25,485	2,589	8,9	2015	52,0	2058
KWK Jankowice	49,836	3,646	14,2	2020	39,9	2046
KWK Marcel	73,092	2,270	22,7	2029	32,3	2038
KWK Rydułtowy – Anna	68,969	2,624	25,8	2032	27,8	2034
KWK Murcki	49,551	2,455	18,7	2025	53,3	2059
KWK Mysłowice	21,673	1,762	10,4	2016	10,4	2016
KWK Wesoła	210,248	3,387	59,5	2066	59,5	2066
KWK Wieczorek	26,181	1,769	14,9	2021	14,9	2021
KWK Wujek	83,596	2,961	23,4	2029	23,4	2029
KWK Staszic	129,985	3,676	32,6	2039	51,8	2058
KWK Kazimierz – Juliusz Sp. z o.o.	17,548	0,815	27,4	2033	27,4	2033
KWK Krupiński	32,728	1,409	15,7	2022	15,7	2022
Lubelski Węgiel Bogdanka S.A.	204,763	5,292	21,4	2027	25,3	2031
KWK Budryk S.A.	90,925	2,754	27,4	2033	71,6	2078
PKW S.A.	37,993	4,123	13,0	2019	70,8	2077
SILTECH Sp. z o.o.	1,233	0,121	10,3	2016	10,3	2016

Tabela 2. Zasoby węgla brunatnego w Polsce w mln Mg (stan na 2005 r.).
Opracowanie własne na podstawie [PIG, 2008].

	Liczba złóż	Zasoby geologiczne		Zasoby przemysłowe
		bilansowe	pozabilansowe	
Razem	76	13724.32	4591.57	1 527.57
w tym zasoby złóż zagospodarowanych				
Razem	10	1 878,27	108,95	1 490,36
1. Złóża zakładów czynnych	9	1 001,58	94,94	870,52
2. Złóża zakładów w budowie	1	876,70	14,01	619,84
w tym zasoby złóż niezagospodarowanych				
Razem	61	11 836,78	4 478,35	37,20
1. Złóża rozpoznane szczegółowo	31	2 7,64	702,30	37,20
2. Złóża rozpoznane wstępnie*)	30	9 019,14	3 776,05	-
w tym zasoby złóż, których eksploatacji zaniechano				
Razem	5	9,28	4,27	-

*) W tym zasoby złóż w obszarze tzw. rowu poznańskiego wynoszące 3690 mln t.

stępnienie nowych złóż węgla (sama tylko rozbudowa Zofiówki i Pniówka wiąże się z koniecznością wydania 3 mld złotych).

W strategii Kompanii Węglowej na lata 2008–2015 zakłada się ograniczenie wydobycia do poziomu 44 mln Mg w roku 2015, z jednoczesną poprawą jego efektywności. Wydobycie będzie skoncentrowane na najatrakcyjniejszych gatunkach węgla. Kompania Węglowa wyda na ten cel około 6,5 mld złotych, w tym największe wydatki przewidziane są na lata 2008–2009 (około 700 mln złotych rocznie). Pieniądze te zostaną przeznaczone w głównej mierze na roboty przygotowawcze związane z udostępnieniem nowych partii złóż oraz na zakłady przerobcze. Kompania Węglowa zamierza sięgnąć po złoża ulokowane na południe od kopalni Halemba.

Na podstawie analizy danych z tabeli 2., przedstawiających zasoby operatywne węgla kamiennego i ich wystarczalność, można stwierdzić, że w okresie długoterminowym (2010–2030) do procesu zgazowania można wytypować węgle z kopalń Kompanii Węglowej S.A. i Katowickiej Grupy

Kapitałowej, których żywotność szacuje się na ponad 30 lat.

Geologiczne zasoby bilansowe węgla brunatnych w Polsce wynoszą 13 724 mln Mg (w tym 0,8 mln Mg węgla bitumicznego, szacunkowo 2515 mln Mg węgla brykietowego i 1458 mln Mg węgla wytłewnego) [PIG, 2008]. Całość jest wykorzystywana i uznawana jako węgle energetyczne. Zasoby pozabilansowe węgla brunatnego w Polsce wynoszą 4592 mln Mg natomiast zasoby przemysłowe to 1528 mln Mg. Bardziej szczegółowy podział na zasoby złóż zagospodarowanych, niezagospodarowanych i złóż, których eksploatacji zaniechano przedstawiono w tabeli 2.

Poziom wydobycia węgla brunatnego w 2005 roku był podobny jak w roku 2004 i wynosił łącznie 61 612 tys. Mg. Najważniejsze złoża węgla brunatnego (57% wydobycia) zlokalizowane jest w Bełchatowie. Pozostałe zasoby znajdują się w Turowie koło Bogatyni i w rejonie konińskim: Pątnów, Lubstów i Adamów. Na złożu Bełchatów pole Szczerców trwają prace udostępniające. W tabeli 3 przedstawiono parametry wybranych, ważniejszych złóż niezagospodarowanych. ■

Adam Smoliński, Krzysztof Stańczyk

Autorzy są pracownikami Głównego Instytutu Górniczego w Katowicach.

Literatura

[1] Państwowy Instytut Geologiczny, Zakład Geologii Gospodarczej, http://www.pgi.gov.pl/surowce_mineralne/energetyczne.htm, dostęp 19.06.2008 r.

[2] Dubiński J., Turek M., *Prognozy wydobycia węgla kamiennego dla energetyki, monografia: Uwarunkowania wdrożenia strategii zeroemisyjnych technologii węglowych w energetyce* (red M. Ściażko), Wydawnictwo Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zabrze, 2007, s. 21–27.



fot. PAP/DPA – Oliver Berg

Tabela 3. Parametry wybranych złóż niezagospodarowanych węgla brunatnego w Polsce.
Opracowanie własne na podstawie [PIG, 2008].

Złożo	Mięszość pokładów (m)	Głębokość spągu (m)	N:W	Wartość opałowa (kJ/kg)	Zawartość popiołu (%)	Śr. zaw. siarki (%)
Babina – Żarki	10,7	140,0	-	9340	18,28	1,10
Cybinka	16,6	94,0	5,6	9369	18,40	1,41
Gubin	10,2	82,0	7,4	9386	12,86	1,42
Głowaczów	4,8	37,1	6,5	7626	28,56	0,42
Legnica p Północ	23,0	193,2	8,1	9067	18,94	1,58
Legnica p Wschód	19,8	136,3	7,3	9243	19,05	1,33
Legnica p Zachód	21,0	158,8	6,6	9934	20,10	0,76
Mosty	9,3	105,0	8,6	9298	17,19	1,63
Piaski	6,1	48,5	7,3	8724	24,80	1,44
Rogoźno	35,0	195,0	4,6	9717	18,90	3,99
Rzepin	12,2	97,3	7,9	9067	15,14	1,20
Sądów	12,2	127,5	10,2	9201	18,80	1,38
Ścinawa	21,4	213,4	9,0	10014	10,69	0,48
Torzym	21,4	180,8	7,9	9511	16,80	1,81
Trzcianka	4,6	46,4	9,0	8682	19,46	1,84
Złoczew	46,2	259,1	4,5	8468	21,67	1,18

Kluczowe jest wydobycie krajowe

Rozmowa z **Piotrem Gliniakim**,
dyrektorem departamentu
poszukiwań i eksploatacji złóż PGNiG SA



Podjmując temat poszukiwań gazu ziemnego, zwraca się uwagę na polską aktywność zagraniczną, wskazując na konieczność dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia. Tymczasem ogromne znaczenie ma wydobywanie gazu ze źródeł krajowych i poszukiwanie nowych zasobów na terenie Polski. Wiemy, że realizowane są cztery projekty – na etapie zagospodarowania złóż – a jakie nowe projekty są przygotowywane?

Wspomniane projekty to są złoża odkryte, zagospodarowywane i do 2010 roku powinny być w pełni uruchomione. Mają zapewnić zwiększenie poziomu wydobycia krajowego, a także doprowadzić do strategicznego współczynnika 1,1 poziomu odnowy zasobów do wielkości wydobycia. Oznacza to, że 110 procent tego, co wydobywamy, musimy udokumentować. Wskaźnik ten w roku ubiegłym kształtował się na poziomie 0,9. Musimy brać jednak pod uwagę, że taka statystyka w ujęciu rocznym jest myląca, bo cykl prac poszukiwawczo-rozpoznawczych trwa trzy, cztery lata i dopiero taki okres pozwala uchwycić prawdziwe dane o poziomie odnowy zasobów w stosunku do wydobycia.

Jaki jest spodziewany przyrost wydobycia z realizowanych właśnie projektów?

W granicach 0,5 mld m³ rocznie dodatkowego gazu powinno trafić do systemu.

Ale do oczekiwanego poziomu 6 mld m³ jeszcze daleko...

Taki poziom wydobycia będzie bardzo trudny do osiągnięcia, a być może, nawet nierealny. Osoby stawiające takie prognozy nie rozumieją, że czym innym jest zdolność wydobywcza, a czym innym moc produkcyjna. Zdolność wydobywcza to jest wskaźnik mówiący o tym, jaki maksymalny strumień gazu może pojawić się w systemie, czyli jakie jest wydobywanie absolutne. Taka ekspansywna polityka doprowadziłaby do zniszczenia złoża i wyłączenia z eksploatacji. Racjonalnie gospodarując złożami, podajemy tzw. strumień dopuszczalny, a ten jest szacowany na poziomie 5 mld m³. To jest wielkość realna. Dokładając nowe złoża – może to być nieco ponad wspomnianą wielkość. To są realne prognozy. Oczywiście, w przypadku odkrycia większej liczby wydajnych złóż (nad czym ciągle pracujemy) ta wartość może się zwiększyć.

Dokładając nowe złoża, to znaczy powiększając wydobywanie o nowo odkrywane zasoby.

Działalność poszukiwawcza to złożony proces, czasochłonny i kosztowny. Trzeba włożyć dużo pracy, by sprecyzować cały system

naftowy, jaki na danym obszarze występuje. W naszych warunkach geologicznych to jest trudne zadanie. Potem wykonuje się badania sejsmiczne, nierzadko poprzedzane dodatkowymi pracami wspomagającymi i dopiero można przejść do odwiercenia otworu poszukiwawczego, który jednoznacznie określi charakterystykę nasycenia danej struktury. Uruchamiany jest wówczas proces rozpoznania złoża (wykonywanie kolejnych otworów), by można powiedzieć coś o zasobach, o możliwościach wydobywczych, czyli o mocy produkcyjnej. Powstaje wówczas dokumentacja zasobów złoża i wtedy można przystąpić do projektowania inwestycji i uruchomienia wszystkich wymaganych procedur administracyjno-prawnych, prowadzących do zagospodarowania złoża. W tym całym procesie jest to najbardziej uciążliwy etap przygotowań, największa bolączka wszystkich inwestorów. Od geofizyki do pierwszych wierceń w polu upływają zazwyczaj trzy lata. Uzyskanie pozwolenia na budowę i eksploatację trwa co najmniej dwa, trzy lata. Moglibyśmy zatem zagospodarowywać złoża dwukrotnie szybciej, gdyby możliwe było skrócenie procesu przygotowania inwestycji na etapie zezwoleń.

Niestety, ten problem od lat jest podejmowany przez inwestorów, ale bez widocznych efektów. Nie ma mocnych na biurokrację. Ale poza etapem procedur administracyjnych jest część najważniejsza procesu poszukiwawczego – odkrywanie nowych złóż. Jakie obszary krajowych poszukiwań najlepiej rokują?

Możliwości odkrycia nowych złóż w Polsce są duże. Pamiętam różne statystyki sprzed lat, mówiące, że bogactwo nowych odkryć mamy już za sobą. Tymczasem nasze służby geologiczne w Zielonej Górze i w Sanoku z uporem maniaka odkrywają nowe zasoby. Możemy się przy tym pochwalić, że wskaźnik trafności poszukiwań w ubiegłym roku wyniósł 0,7, czyli na sto otworów wierconych, 70 było trafionych. Mamy doskonałych ludzi, znakomity sprzęt i systemy informatyczne, to daje efekty. W niczym nie odbiegamy od najlepszych firm światowych, a doświadczenie mamy często większe, bo warunki geologiczne w Polsce są znacznie bardziej skomplikowane i musimy wykazać większe zdolności analityczne.

Ale czy kierunki poszukiwań to tradycyjne regiony, bogate w zasoby, czy pojawiają się także nowe obszary?

Odkrywamy nowe złoża na nowych obszarach w naszych prowincjach naftowych tych znanych, ale mniej eksplorowanych, w których nie były prowadzone badania, bo koncentrowaliśmy się na obszarach pewniejszych, a więc wielkopolskiej i karpacko-mało-

polskiej prowincji naftowej. Odkrywamy również nowe złoża w prowincjach eksplorowanych, bo dzięki nowym metodom detekcji i uszczegóławiania danych pojawiły się takie możliwości, poszerzamy także strefy zasobowe na już istniejących złożach. Tak dzieje się w przypadku złóż Tarnów, Pilzno, Morawsko na południu kraju oraz Paproć, Radlin, Klęka na zachodzie.

A więc poszukiwanie i eksploatacja odbywają się niejako na trzech poziomach, ale czy możemy zidentyfikować jakieś nowe odkryte obszary?

Podajemy nowe projekty w regionie karpackim, bo wiemy, że tam potencjał węglowodorowy jest duży. Ale system naftowy był rozpoznany do głębokości 1500 m, a teraz przystępujemy do rozpoznania sekwencji poniżej tego poziomu. Podobne projekty rozpoczynamy w rejonie Zapadliska Przedkarpackiego dla osadów karbonu i dewonu, w strefach czerwonego spągowca na Niżu Polskim, które kiedyś wydawały się mało atrakcyjne, a dzisiaj znowu warto się nimi zainteresować. Rozpoczynamy również eksplorację terenów północnych, w rejonie Gdańska i na Mazurach. Są złoża po stronie Obwodu Kaliningradzkiego, istnieje duże prawdopodobieństwo, że złoża mogą znajdować się także po naszej stronie granicy. Wracamy również na Lubelszczyznę, gdzie mamy Stężycę, Mełgiew, ale pojawiły się nowe obszary.

Przejdźmy do poszukiwań nowych źródeł surowca za granicą. Na tamtym terenie przecierały szlaki polskie firmy geofizyczne i wiertnicze.

Ich obecność na międzynarodowych terenach poszukiwawczych i wydobywczych jest znana, mają dobre kontakty, dobre referencje, nie mają problemów z pozyskiwaniem kontraktów. Niemniej jednak firmy te prowadzą działalność usługową, często na rzecz największych koncernów światowych. Nas bardziej interesuje operowanie na zagranicznych obszarach koncesyjnych. To jest strategiczna decyzja zarządu PGNiG SA wynikająca z oceny krajowych zasobów. Krajowym wydobyciem zaspokajamy około 33 proc. zapotrzebowania, więc konieczne jest rozwinięcie naszej działalności na innych rynkach naftowych.

Jest duży wybór ciekawych obszarów poszukiwań, ale nie zawsze atrakcyjnych ze względów najczęściej politycznych.

Wybór ze wspomnianych względów nie był zatem nieograniczony. Zdecydowaliśmy, że działania rozpoczniemy od bardzo atrakcyjnych krajów Afryki Północnej, krajów Azji, z Indiami i Pakistanem, gdzie mamy już koncesje. Bardzo atrakcyjne możliwości zaznaczenia naszej obecności zyskaliśmy w Europie, od Norwegii po Danię. Spektakularnym sukcesem ubiegłego roku było pozyskanie 15 proc. udziałów na szelfie kontynentalnym norweskim i wejście w konsorcjum z takimi firmami jak BP, Shell czy Statoil/Hydro. W tej chwili projekt Skarv jest chyba najważniejszym projektem prowadzonym na szelfie norweskim. Dzięki powołanej spółce norweskiej mamy nadzieję na pozyskanie kolejnych koncesji w tym rejonie. Wiele obiecujemy sobie również po naszej obecności w Danii. To jest strefa perspektywiczna, której przedłużeniem jest nasz obszar poszukiwawczy w rejonie Kamienia Pomorskiego i dalej na południe do strefy Gorzowa Wielkopolskiego, a więc istnieją szanse na odkrycie podobnych złóż jak nasze BMB czy LMG. Odkupiliśmy 40 proc. udziałów na koncesji duńskiej, my jesteśmy tam operatorem i mamy decydujące zdanie w sprawie rozwoju tego projektu.

A jeśli chodzi o Afrykę?

Rozpoczęliśmy aktywnie naszą działalność. Mamy już koncesje w Egipcie i w Libii. Złożyliśmy dokumenty na rundę przetargową

w Algierii. Planowane są również wspólne przedsięwzięcia z firmą Oil India, która posiada już własne koncesje poszukiwawczo-wydobywcze na terenie Libii. Chcemy poszerzyć obszar naszych zainteresowań o udziały w koncesji w Tunezji, być może, pozyskane poprzez zamianę na nasze udziały w koncesji w Polsce, bo mamy takie propozycje. Rozwiniemy na pewno naszą działalność w Pakistanie, bo mamy tam 70 proc. udziałów w konsorcjum z firmą pakistańską Pakistan Petroleum Ltd. na obszarze koncesji Kirthar. Wkrótce na tamtym terenie rozpoczniemy działalność wiertniczą, zostały bowiem zlokalizowane obiekty, z którymi wiążemy duże nadzieje.

Istotne jest również to, że z naszą działalnością upstreamową jesteśmy wszędzie tam, gdzie funkcjonują nasze spółki serwisowe. Możemy zatem korzystać z ich usług, a w niektórych krajach to ważny atut przetargowy. Należy jednak podkreślić, że kluczową sprawą jest wydobycie krajowe. W roku ubiegłym i w tym roku zwiększyliśmy – z tego właśnie względu – środki na poszukiwania i wydobycie krajowe. Obecność na rynkach zagranicznych pozwoli w przyszłości wspomagać podaż z określonych i relatywnie ograniczonych zasobów polskich.

Nawiążmy jeszcze do tej obecności na rynkach zagranicznych. Przed laty pojawiła się umowa o współpracy pomiędzy PGNiG SA oraz grupami Orlen i Lotos o wspólnych operacjach na rynkach międzynarodowych. Czy to nie był dobry pomysł? Siła przetargowa takiego konsorcjum byłaby chyba większa.

Grupa Orlen i Grupa Lotos parę lat temu otrzymały od właściciela placet na prowadzenie działalności upstreamowej i podpisaliśmy z nimi umowę o współpracy. Pierwszym wspólnym projektem miało być wejście do rundy przetargowej na koncesję w Libii. W tej procedurze w wielu krajach rundy przetargowe poprzedzone są prekwifikacją, co polega na tym, że firmy ubiegające się o koncesję są dokładnie badane. Jednym z ważnych kryteriów oceny jest posiadanie doświadczenia w sektorze poszukiwawczym. Dodatkowo – na koncesje libijskie – dopuszczane są firmy, które już posiadają własne zasoby. Ani Orlen, ani Lotos tych kryteriów nie spełniały. A więc pomysł działania takiego konsorcjum nie powiódł się. Co nie znaczy, że nie ma nas w Libii i nie będzie można wrócić do tego tematu. W ramach naszych rozmów z przedstawicielami National Oil Corporation Libya (NOC) oraz miejscową firmą libijską, pojawiły się możliwości podjęcia bezpośredniej współpracy w zakresie szeroko pojętego przemysłu naftowego na terenie Libii.

Jedynym zatem spełniającym wymogi partnerem mógł być PGNiG SA.

Bardzo mocno wzrosła nasza pozycja w ostatnim czasie. Jesteśmy dostrzegani już nie tylko przez lokalne firmy narodowe, ale także duże konsorcja międzynarodowe. Jesteśmy traktowani po partnersku, zapraszani do udziału we wspólnych projektach biznesowych, na przykład przez Oil India, MOL, GB Petroleum. Nasza rosnąca pozycja na rynku międzynarodowym znalazła swoje odbicie na łamach renomowanego periodyku „Upstream”, gdzie od ubiegłego roku jesteśmy notowani w grupie tzw. firm skonsolidowanych. Jest to dla nas pewien handicap w pracach poszukiwawczo-wydobywczych. Co oczywiście nie oznacza, że nasza ekspansja zagraniczna przybierze w tym momencie jakieś wielkie rozmiary. Nie jesteśmy firmą Shell czy Statoil. Nasze działania w tym zakresie musimy bardzo starannie planować.

Dziękuję za rozmowę. ■

Rozmawiał **Adam Cymer**



Nord Stream budzi sprzeciw

Urszula Gacek

Komisja Petycji Parlamentu Europejskiego przyjęła raport, który podkreśla zagrożenia ekologiczne, jakie niesie budowa Gazociągu Północnego.

Przyjęta zdecydowaną większością głosów – 26:3 – rezolucja w sprawie wpływu planowanej budowy tzw. gazociągu bałtyckiego, łączącego Rosję i Niemcy, na środowisko naturalne Morza Bałtyckiego wzywa „Radę i Komisję do wykorzystania wszelkich przysługujących im środków prawnych, w celu uniemożliwienia budowy gazociągu północnego na skalę zaproponowaną przez inwestora”.

Komisja podkreśla, że przygotowując raport, nawiązuje do fundamentalnej zasady, iż ochrona środowiska stanowi jeden z kluczowych celów Wspólnoty Europejskiej.

Raport zwraca uwagę, że planowana trasa gazociągu przebiegać będzie przez obszary objęte programem Natura 2000 i budowa oraz użytkowanie gazociągu na dnie Morza Bałtyckiego zagrazi wielu gatunkom ryb i ptaków oraz istnieniu liczącej zaledwie 600 osobników populacji morświnów, które stanowią jedyny i niepowtarzalny gatunek, bytujący w tym rejonie geograficznym.

Raport podkreśla, że dodatkowym czynnikiem ryzyka środowiskowego jest około 80 000 ton amunicji bojowej zatopionej po drugiej wojnie światowej na dnie Bałtyku, krytyczny stan pojemników z amunicją bojową z powodu korozji, a także fakt, że niemożliwe jest dokładne zlokalizowanie miejsc ich zalegania.

Skala projektu i potencjalne zagrożenia dla środowiska sprawiły, że przygotowanie raportu wiązało się z opracowaniem wielu ekspertyz i opinii, odbyło się również wysłuchanie publiczne, podczas którego przedstawiono racje zainteresowanych inwestorów, organizacji ekologicznych, niezależnych ekspertów. Racje przedstawione w raporcie mają zatem solidne uzasadnienie.

W długiej debacie, poprzedzającej przyjęcie raportu, europosłowie wskazywali, że konieczne są działania prewencyjne ze względu na wysokie prawdopodobieństwo zagrożenia dla środowiska. Zdecydowana większość poprawek, autorstwa socjalistki Eriki Mann, została odrzucona. Ich celem było „zmiękczenie” aspektów środowiskowych budowy gazociągu i wskazanie, jak ważny jest ten projekt dla bezpieczeństwa energetycznego. Trzeba przyznać, że zgłoszone poprawki brzmiały tak, jakby wyszły spod pióra lobbystów Nord Stream. Argumenty w nich zawarte znam już od dwóch lat, wielokrotnie wcześniej pojawiały się w komunikatach tej spółki.

W debacie wskazywany był jeszcze inny aspekt sprawy, który znalazł się również w raporcie. Podkreślono, że najpierw powinny być analizowane alternatywne trasy gazociągu, nienaruszające środowiska morskiego. Zwraca się uwagę, że istnieje możliwość poprowadzenia gazociągu drogą lądową wyłącznie przez kraje Unii Europejskiej, znacznie mniej kosztownego od gazociągu podmorskiego. Ale w wielu wypowiedziach wyrażane było przekonanie, że Gazprom realizację tego projektu postawił sobie za punkt honoru i za wszelką cenę będzie chciał go zrealizować i tylko akcjonariusze zachodnich partnerów Gazpromu mogą go w pewnym momencie powstrzymać, uznając, że projekt traci jakkolwiek sens ekonomiczny, bo rosnące nieustannie koszty i brak realnego terminu jego realizacji nie pozwalają określić stopy zwrotu z inwestycji. Również przyjęty przez Komisję Petycji Parlamentu Europejskiego raport może skłonić do ponownych przemyśleń zachodnich partnerów Gazpromu ze spółki Nord Stream.

Raport zostanie przedstawiony na sesji plenarnej Parlamentu Europejskiego w lipcu. Głosowanie poprzedzi ogólna debata. Wzbogacona będzie opinią komisarza do spraw ochrony środowiska, który do końca czerwca ma przygotować raport środowiskowy dotyczący gazociągu północnego. Od tej opinii bardzo wiele będzie zależało.

Niektóre poprawki, odrzucone przez komisję, mogą zostać ponownie zgłoszone przez socjalistów. Sądzą jednak, że są niewielkie szanse, by raport został znacząco zmieniony w debacie plenarnej. Raczej zostanie przyjęty w dotychczasowej wersji i stanie się ważnym argumentem politycznym w dyskusji na forum parlamentu na temat kształtu polityki bezpieczeństwa Unii Europejskiej.

Raport nie będzie miał mocy wiążącej ani dla Komisji Europejskiej, ani dla Rady Unii Europejskiej. Nie „wiąże rąk” inwestorom. Jest wyrazem woli politycznej środowisk zaniepokojonych, że planowana inwestycja na Morzu Bałtyckim może stanowić poważne zagrożenie dla środowiska naturalnego. ■

Urszula Gacek jest posłem do Parlamentu Europejskiego z listy PO. Należy do Grupy Europejskiej Partii Ludowej-Europejskich Demokratów (EPL-ED), do której należą PO i PSL, największej i najbar-dziej wpływowej grupy politycznej w Parlamencie Europejskim.

Projekt zmiany dyrektywy gazowej

– prace w Parlamencie Europejskim

Jakub Pokrzywniak

SETKI POMYSŁÓW PARLAMENTARZYSTÓW

Od września zeszłego roku trwają prace nad przedstawionymi przez Komisję Europejską projektami aktów prawnych tworzących tzw. trzeci pakiet energetyczny*. Chodzi tu między innymi o projekt zmiany dyrektywy 2003/55 Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego („dyrektywa gazowa”). Projekt ów, podobnie jak pozostałe projekty mające wchodzić w skład trzeciego pakietu energetycznego, jest obecnie dyskutowany w ramach Komisji Przemysłu, Badań Naukowych i Energii Parlamentu Europejskiego (ITRE), która 12 lutego 2008 r. opublikowała projekt sprawozdania. W toku prac wspomnianej komisji zgłoszono ponad 550 poprawek (tylko do tej jednej dyrektywy!). Ponadto 9 kwietnia 2008 r. swoją opinię przedstawiła Komisja Rynku Wewnętrznego i Ochrony Konsumentów (IMCO).

NIE TYLKO WYDZIELENIE OSP

Jak można się spodziewać, jedną z głównych kontrowersji jest kwestia wydzielenia operatorów systemów przesyłowych. Poza tym – niewątpliwie fundamentalnym dla struktury rynku – zagadnieniem proponuje się jednak wprowadzenie zmian w jeszcze innych obszarach regulacji. Choć budzą one mniej emocji, to jednak również będą miały istotne znaczenie dla funkcjonowania przedsiębiorców energetycznych. Między innymi widoczna jest tendencja do wzmacniania statusu prawnego odbiorców, a zwłaszcza konsumentów. Z jednej strony, tendencja ta jest zrozumiała i godna pochwały, z drugiej jednak – niektóre propozycje w tym zakresie, przedstawione w ramach ITRE oraz IMCO, budzą wątpliwości. Nieraz brakuje im precyzji, pozwalającej jednoznacznie ustalić właściwy sposób ich implementacji (jeżeli zostaną przyjęte). Część z nich nakłada na przedsiębiorców obowiązki, których zakres nasuwa wątpliwości co do zgodności z zasadą proporcjonalności. Warto zatem wskazać kilka przykładów propozycji uregulowań poddawanych pod dyskusję, które mogą mieć doniosłe znaczenie w praktyce działalności przedsiębiorców energetycznych.

KTO MA CHRONIĆ UBOGICH ODBIORCÓW?

Jedną z kluczowych kwestii w obszarze ochrony odbiorców jest zagadnienie zapewnienia dostępu do nośników energii osobom ubogim. Panuje przekonanie, że osobom

tym powinno przysługiwać wsparcie w odniesieniu do możliwości korzystania m.in. z gazu ziemnego. Należy jednak rozstrzygnąć, na kim ma spoczywać obowiązek zapewnienia im pomocy i w jakiej formie powinna być ona realizowana. W uzasadnieniu projektu sprawozdania ITRE z 12 lutego br. wyrażono pogląd, zgodnie z którym operatorzy powinni przewidywać taryfy socjalne chroniące wrażliwych konsumentów. Pogląd ten wpisuje się w nurt myślenia (silnie reprezentowany także w Polsce) zakładający, że wspomniane obowiązki można przerzucać na przedsiębiorców energetycznych. W moim przekonaniu, rozumowanie takie jest błędne – ochrona ubogich obywateli jest domeną państwa i powinna być realizowana w ramach właściwej polityki socjalnej (pogląd taki wyraził też dr Jerzy Baehr na konferencji „10 lat prawa energetycznego w Polsce”). Oczekiwanie od przedsiębiorców, że będą zajmować się pomocą społeczną ma wiele negatywnych konsekwencji, spośród których można wymienić choćby osłabienie zachęt do inwestowania w danym sektorze.

PRZYSTĘPNA CENA – WIĘCEJ REGULACJI

We wspomnianej opinii IMCO z 9 kwietnia br. zaproponowano zmianę przepisu art. 3 ust. 3 dyrektywy gazowej, poprzez zapewnienie odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi oraz małym przedsiębiorstwom prawa do dostaw gazu określonej jakości po przystępnych, łatwo i jasno porównywalnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych taryfach i cenach. Jednocześnie w art. 2 proponuje się wprowadzenie definicji „przystępnej” ceny, jako ceny określanej przez państwa członkowskie w porozumieniu z krajowymi organami regulacyjnymi, partnerami społecznymi i zainteresowanymi stronami przy uwzględnieniu ubóstwa energetycznego (podobne propozycje zgłoszono też w ramach prac w ITRE). Pomijając wspomniany już aspekt ochrony ubogich odbiorców, należy zwrócić uwagę na wątpliwości, które może zrodzić ta regulacja. W szczególności – jakie organa państwa, w jakim trybie i w jakiej formie prawnej będą ustalać „przystępną” cenę? Czy ma być to jedna cena dla wszystkich przedsiębiorców gazowniczych? Na jakim poziomie ma być ona ustalana? Czy punktem odniesienia dla niej będą koszty uzasadnione, czy raczej możliwości finansowe ubogich odbiorców? Autorzy owej propozycji nie podejmują próby odpowiedzi na te i inne pojawiające się na jej tle pytania. Nasuwa się przy tym refleksja, że mamy do czynienia z pogłębianiem regulacji sektora gazowniczego.



→ ILE INFORMACJI?

Jednym ze sztandarowych haseł polityki konsumenckiej jest walka z tzw. deficytem informacji, polegającym na braku możliwości podejmowania przez konsumentów właściwych decyzji wskutek niedostatecznej znajomości okoliczności transakcji, które zawierają lub wykonują. Zawsze, gdy podejmowane są próby realizacji tego hasła w praktyce, powstaje pytanie o zakres informacji, który powinien być przekazywany konsumentom. Nieraz wiąże się to bowiem z określonymi kosztami po stronie przedsiębiorców. Warto tu ponownie zwrócić uwagę na opinię IMCO, która proponuje wprowadzenie do dyrektywy nowego przepisu, w myśl którego odbiorcy energii powinni otrzymywać przejrzyste i łatwo zrozumiałe faktury za energię, oparte na rzeczywistym zużyciu energii. Faktury za energię powinny przychodzić z właściwym wyprzedzeniem i wystarczająco często, aby dostarczać trafne i zrozumiałe informacje. Państwa członkowskie mają tworzyć standardowy system fakturowania z ustandaryzowanymi informacjami dla wszystkich dostawców w celu zwiększenia przejrzystości i umożliwienia porównań. Odbiorcy mają być regularnie, przynajmniej raz w miesiącu, informowani o swoim zużyciu energii. Wdrożenie takich regulacji, niezależnie od korzyści dla odbiorców, niewątpliwie wiązać się będzie z dodatkowymi kosztami, które finalnie i tak obciążą odbiorców. Szczęśliwie zwrócono na tę kwestię uwagę w ramach prac w ITRE, gdzie został zgłoszo-

ny również „łagodniejszy” projekt, w którym nie zakreśla się sztywnego terminu przekazywania odbiorcom informacji o poziomie zużycia. Nie jest jednak jeszcze przesądzony ostateczny kształt unormowania.

OCHRONA ODBIORÓW KOSZTUJE

Niniejszy artykuł nie wyczerpuje tematu. Przywołane powyżej regulacje stanowią jedynie przykłady niektórych propozycji, zgłaszanych przez eurodeputowanych w odniesieniu do projektu zmiany dyrektywy gazowej. Patrząc realnie na sprawę, należy się spodziewać, że znaczna część spośród nich może zostać uwzględniona. Realizują one wszakże słuszne hasło ochrony konsumenta. Czy jednak myśli się dostatecznie o wynikających stąd kosztach i o tym, kto finalnie będzie musiał je ponieść? Wydaje się, że niektóre z propozycji idą zbyt daleko, niejako zapominając o konieczności każdorazowego ważenia korzyści płynących z danego rozwiązania oraz kosztów jego wdrożenia. ■

dr Jakub Pokrzywniak

radca prawny
Kancelaria Wierciński Kwieciński Baehr
Sp.K.

* Niniejszy artykuł uwzględnia stan zaawansowania prac w połowie czerwca 2008 roku.

Generalny przedstawiciel na terenie Polski czołowego producenta armatury przemysłowej, czeskiej firmy MSA a.s.

Sprzedż armatury przemysłowej wykorzystywanej w:

- przetwarzaniu, przesyłce oraz dystrybucji gazu
- przetwarzaniu i przesyłce ropy naftowej
- energetyce tradycyjnej i jądrowej

Serwis armatury przemysłowej

Autoryzowany aplikator powłok antykorozyjnych opartych na technologii kanadyjskiej firmy ICAT Industries Inc.

D.E.F.T. Polska to gwarancja profesjonalizmu oraz wysokich parametrów jakościowych oferowanych urządzeń i usług.



Możesz mieć pełne zaufanie do D.E.F.T. Polska!



D.E.F.T. Polska
ul. Świętochłowicka 3
41-909 Bytom, Polska
e-mail: biuro@deft.com.pl
www.deft.com.pl

Badanie gazomierzy miechowych metodą próby losowej (1)

Jacek Jaworski

1. WPROWADZENIE

Zmiana okresu ważności legalizacji gazomierzy miechowych z 15 do 10 lat, może wiązać się w przyszłości ze wzrostem kosztów działalności operatorów systemów dystrybucyjnych, tym bardziej iż stosowana obecnie metoda ponownej legalizacji gazomierzy miechowych, polegająca na sprawdzeniu każdego egzemplarza, jest metodą czasochłonną i kosztowną. Metoda ta może być zastąpiona tzw. metodą próby losowej, bazującą na narzędziach statystycznych, w której badaniom poddawana jest próbka reprezentująca dany rok produkcji oraz typ gazomierza.

2. OKRES WAŻNOŚCI LEGALIZACJI GAZOMIERZY MIECHOWYCH

Rozporządzenie ministra gospodarki z 7 stycznia 2008 r. w sprawie prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych [7] wprowadziło istotne zmiany w zakresie okresów ważności legalizacji gazomierzy miechowych. W odniesieniu do gazomierzy wprowadzonych do obrotu lub użytkowania na podstawie decyzji zatwierdzenia typu, wydanych do 7.01.2007 r., okres ważności legalizacji pierwotnej i ponownej wynosi 10 lat. W odniesieniu do gazomierzy wprowadzonych do obrotu lub użytkowania po dokonaniu oceny zgodności, termin zgłaszania gazomierzy po raz pierwszy do legalizacji ponownej po dokonaniu oceny zgodności oraz okres ważności legalizacji ponownej wynosi 10 lat.

Rozporządzenie [7] zastąpiło rozporządzenie ministra gospodarki, pracy i polityki społecznej z 2.04.2004 r. [6], zgodnie z którym okres ważności legalizacji pierwotnej i ponownej gazomierzy wynosił 15 lat. Legalizacja ponowna gazomierzy miechowych została wprowadzona po raz pierwszy zarządzeniem nr 2 prezesa Głównego Urzędu Miar z 5.01.1996 r. [8]. Wcześniej gazomierze podlegały tylko zatwierdzeniu typu i legalizacji pierwotnej.

Zmiana okresu ważności legalizacji gazomierzy miechowych oraz terminów zgłaszania do legalizacji ponownej po dokonaniu oceny zgodności z 15 do 10 lat, może wiązać się w przyszłości ze wzrostem kosztów działalności operatorów systemów dystrybucyjnych, tym bardziej iż stosowana obecnie metoda ponownej (wstępnej) legalizacji gazomierzy miechowych, polegająca na sprawdzeniu każdego egzemplarza jest metodą czasochłonną i kosztowną. Po pierwszym okre-

sie eksploatacji gazomierz może być dopuszczony do ponownej eksploatacji po przeprowadzeniu oględzin zewnętrznych, sprawdzeniu błędów wskazań, straty ciśnienia i po uzyskaniu nowej cechy legalizacji. W sumarycznych kosztach wtórnej legalizacji należy uwzględnić koszt demontażu i montażu gazomierzy, transportu, magazynowania oraz koszt samej legalizacji, co czyni tę metodę kosztowną. Metodą, która pozwoli na zredukowanie tych kosztów, jest wprowadzenie do stosowania metody przedłużającej okres ważności legalizacji gazomierzy, bazującej na narzędziach statystycznych, tj. metody próby losowej.

3. METODA PRÓBY LOSOWEJ

3.1. Metoda próby losowej stosowana w Niemczech

W Niemczech, poprzez przepisy legalizacyjne wydane w 1992 roku, skrócono okres ważności legalizacji gazomierzy miechowych mieszkaniowych z 12 do 8 lat, a dla gazomierzy przemysłowych pozostawiono 12-letni okres. Jednocześnie przepisy legalizacyjne wprowadziły możliwość przedłużenia ważności legalizacji gazomierzy metodą próby losowej [9]. Przedłużanie ważności legalizacji za pomocą metody próby losowej nie jest obowiązkowe na terenie Niemiec. Metoda statystycznej oceny wyrobów stosowana jest również w Niemczech w pokrewnych dziedzinach, takich jak np. pomiar energii elektrycznej [1].

W metodzie tej badaniom poddawana jest reprezentatywna próbka gazomierzy, reprezentująca dany rocznik, oraz typ gazomierzy (partię). Aby uzyskać ekonomicznie uzasadnione wielkości sprawdzanych partii można, za zgodą kompetentnych władz, łączyć w partie gazomierze różnych dostawców gazu. Należy łączyć w partie tylko gazomierze tej samej wielkości, o takim samym materiale przepon (membran) i posiadające ten sam znak zatwierdzenia typu.

Powiadomienie o sprawdzaniu gazomierzy metodą próby losowej musi zawierać między innymi:

- dane dotyczące wielkości gazomierzy, materiału przepon, znaków zatwierdzenia oraz rocznika wzgl. roczników ostatniej legalizacji,
- wielkość kontrolowanej partii oraz przepis sprawdzania metodą próby losowej, wg którego ta partia ma być kontrolowana, a także dane o terytorialnym odgraniczeniu lokalizacji ogółu sprawdzanych gazomierzy,
- informację, czy zgłoszona partia podlegała już sprawdzaniu metodą próby losowej,



→ dane o zasadach i właściwościach wyboru losowego (np. wg numerów fabrycznych, numerów nieruchomości lub numerów klientów oraz wskazanie tabeli liczb losowych).

Pośród opisanej w powiadomieniu partii gazomierzy wybiera się losowo, zależnie od wielkości partii i od założonego przepisu sprawdzania, próbę (reprezentację) 32, 50, 80, 125 lub 200 gazomierzy. Odpowiednio do tego określa się 6, 10, 16, 25 lub 40 gazomierzy zastępczych. Sposób wybierania musi być zgodny z zasadami statystyki matematycznej.

Sprawdzanie gazomierzy metodą próby losowej odbywa się według poniższych zasad:

1) Gazomierze wadliwe

W sprawdzaniu metodą próby losowej gazomierz uznaje się za wadliwy, jeśli wielkość jego błędu przy strumieniu $0,2 Q_{max}$ albo przy Q_{max} przekracza $\pm 3,5\%$.

2) Gazomierze zastępcze

Jeśli przy wybieraniu próby losowej natrafi się na gazomierze:

- które wykazują ponadnormalne uszkodzenia zewnętrzne,
- których plomby zabezpieczające są uszkodzone,
- których nie można już znaleźć,
- które są niedostępne,

to przed przystąpieniem do metodycznego sprawdzania dopuszczalne jest ich zastąpienie przez gazomierze zastępcze w granicach ilości podanych powyżej. Dla sumy przypadków podanych powyżej pod a), b) i c) ilości te nie mogą przekroczyć: 2 przy liczności próbki 32 gazomierzy, 3 przy 50, 5 przy 80, 8 przy 125 i 12 przy 200 gazomierzach.

3) Metodyka badania

Obowiązują metody badania gazomierzy ustalone dla procesu legalizacji albo podane w decyzji o zatwierdzeniu typu gazomierza.

4) Planowanie sprawdzania metodą próby losowej

Dla sprawdzania partii gazomierzy obowiązują przepisy sprawdzania podane w tabelach 1. i 2. i oznaczone kolejnymi numerami w pierwszej kolumnie tych tabel. Aby dla partii o wielkości poniżej 10 000 ga-

zomierzy uzyskać większe prawdopodobieństwo przyjęcia, można wybrać również jeden z przepisów obowiązujących dla większej partii.

Okres ważności legalizacji gazomierzy danej partii uznaje się za przedłużony o 4 lata, jeśli:

- partia gazomierzy spełniła wymogi sprawdzania metodą próby losowej,
- ewentualne powtórne badanie sprawdzonych gazomierzy przez kompetentne władze nie wniosło żadnych zastrzeżeń.

Jeśli partia gazomierzy nie spełniła wymogów, to do terminu upływu okresu ważności legalizacji wszystkie gazomierze tej partii muszą zostać wymontowane z instalacji.

Przed minieniem ww. 4-letniego okresu możliwe jest ponowne przeprowadzenie badań statystycznych i ponowne dopuszczenie do eksploatacji na 4 lata. Próba losowa może być powtarzana wielokrotnie. Rozwiązanie takie należy uznać za w pełni uzasadnione, gdyż każdy okres eksploatacji, tzn. pierwszy 8-letni, drugi 4-letni oraz kolejne 4-letnie, poparte są wynikami badań, co gwarantuje, że pomiary objętości gazu są dokładne. Metoda badań statystycznych ma sens tylko wtedy, gdy cechy wytrzymałościowe gazomierzy są bez zarzutu, na potwierdzenie czego wymaga się od dostawców (producentów) certyfikatów potwierdzających bezpieczeństwo gazomierzy.

3.2. Zastosowanie metody próby losowej w innych krajach UE

W tabeli 3. przedstawiono wykaz państwa europejskich, w których stosowana jest metoda próby losowej w celu przedłużenia okresu ważności legalizacji gazomierzy miechowych [2].

Tabela 1. Pojedyncze badanie metodą próby losowej

Nr przepisu	Wielkość partii	Liczność próbki	Liczba gazomierzy wadliwych Kryterium przyjęcia partii	Liczba gazomierzy odrzucenia partii	Liczba gazomierzy zastępczych
1	do 1200	50	1	2	10
2	1201 do 3200	80	3	4	16
3	3201 do 10000	125	5	6	25
4	10001 do 35000	200	10	11	40

Tabela 2. Podwójne badanie metodą próby losowej

Nr przepisu	Wielkość partii	Próbka	Liczność próbki łączna	Liczba gazomierzy wadliwych Kryteria przyjęcia partii	Kryterium odrzucenia partii	kryterium koniecznej 2. próbki	Liczba gazomierzy zastępczych	
1	do 1200	pierwsza	32	32	0	2	1	6
		druga	32	64	1	2		6
2	1201 do 3200	pierwsza	50	50	1	4	2-3	10
		druga	50	100	4	5		10
3	3201 do 10000	pierwsza	80	80	2	5	3-4	16
		druga	80	160	6	7		16
4	10001 do 35000	pierwsza	125	125	5	9	6-8	25
		druga	125	250	12	13		25

Tabela 3. Państwa europejskie, w których stosowana jest metoda próby losowej

Kraj	Błędy graniczne dopuszczalne początkowe ¹	Błędy graniczne dopuszczalne w użytkowaniu ¹	Powtórne sprawdzenie Okres w latach	Procedura powtórnego sprawdzania	Dopuszczalny wskaźnik wadliwości
Niemcy	±2%	±4% ±3,5%	8 + 8 + ... 8 + 4 + ...	100% badanie Próba losowa, bez ograniczeń	LQ=8%, np. 5 ze 125=4%
Holandia	±2%	±4%	5 + 5 + ...	Próba losowa, bez ograniczeń	16 ze 125≈13%
Belgia Wyprodukowane od 1989	±2%	±2%	10 + 5 + ...	Próba losowa, ograniczenie do 30 lat	21 ze 125≈17%
Dania	±2%	±3%	5 + 5 + ...	Kontrola wrywkowa według cech mierzonych	LQ=12,5%, np. (3 z 50 =6% dla każdego punktu pomiarowego)
Czechy	±2%	±4%	10 10 + 2 + ... (10 + 4 + ...) ²	100% badanie Jednorazowa próba losowa. Próba losowa, bez ograniczeń	LQ=8%, np. 5 ze 125=4%

¹ – w zakresie od $2Q_{\min}$ do Q_{\max}

² – planowane w przyszłości

Z analizy tabeli wynika, iż poza wcześniej omówionym zastosowaniem próby losowej w Niemczech, również w Holandii, Belgii, Danii i w Czechach stosuje się tę metodę. Gotowy jest już projekt takiej metody, opracowany w Anglii [10].

Szczególną uwagę przy badaniu gazomierzy metodą próby losowej należy zwrócić na wybór kryterium przyjęcia danej partii badanych gazomierzy. To kryterium przyjęcia określa liczbę gazomierzy wadliwych (niezgodnych z przyjętymi wymaganiami) spośród liczby gazomierzy wchodzących w skład próbki o określonej liczności. Liczba gazomierzy wadliwych w przypadku niemieckiej metody (metody PTB) wynosi 5 przy badaniu próbki o liczności $n = 125$ (co daje 4%) reprezentatywnej dla wielkości partii $N = \text{od } 3201 \text{ do } 10\,000$ sztuk gazomierzy. Ta dopuszczalna liczba gazomierzy wadliwych wynika z przyjętej jakości granicznej $LQ=8\%$. Jakość graniczna LQ jest wskaźnikiem wejściowym stosowanym w normie ISO 2859-2 [4]. Jeżeli partia rozpatrywana jest w sposób izolowany, to LQ jest poziomem jakości, wyrażonym w procentach jednostek niezgodnych (lub niezgodności na 100 jednostek), któremu w kontroli wrywkowej odpowiada małe prawdopodobieństwo przyjęcia. To małe prawdopodobieństwo przyjęcia jest nazywane „ryzykiem odbiorcy”. Określenie jakości granicznej jest w rzeczywistości określeniem jakości, która jest nieporządna. Aby mieć partię, które będą systematycznie uznawane za zgodne z wymaganiami, frakcja jednostek niezgodnych powinna być mniejsza od LQ (zwykle mniejsza od jednej czwartej LQ) [3].

3.3. Projekt zaleceń organizacji OIML w zakresie badania liczników metodą próby losowej

Międzynarodowa organizacja OIML przygotowała projekt wymagań w zakresie badania liczników, takich jak ga-

zomierze, wodomierze, ciepłomierze i liczniki energii elektrycznej [5]. W wstępie tego projektu dokumentu położono nacisk na aspekt ekonomiczny przeprowadzania kontroli statystycznych (wrywkowych) partii eksploatowanych liczników. ...„Ponieważ zastępowanie liczników będących w eksploatacji, gdy okres ich ważności legalizacji wygasa jest kosztowne, a wyniki kontroli wrywkowej (próby losowej) mogą wskazywać, iż takie zastępowanie jest przedwczesne, możliwe jest znaczące obniżenie kosztów eksploatacyjnych właścicieli tych liczników pod warunkiem wysokiej niezawodności liczników”. Ponadto we wstępie dokumentu zwrócono uwagę, iż wyniki przeprowadzania takich badań losowych (wrywkowych) mogą być wykorzystywane nie tylko do przedłużania ważności okresu legalizacji liczników, ale również do zwiększenia lub zmniejszenia obowiązujących okresów ważności legalizacji pierwotnej różnego rodzaju liczników, w zależności od wyników prowadzonych badań.

Ww. projekt dokumentu OIML jest zbliżony pod względem wymagań do wcześniej przedstawionego dokumentu niemieckiego (PTB) dotyczącego badania gazomierzy metodą próby losowej [9]. Zastosowane instrukcje badania (plany badania) w projekcie dokumentu OIML są ważne dla dopuszczalnej jakości $LQ=8\%$ zgodnie z ISO 2859-2 [4]. Zgodnie z projektem dokumentu OIML, jeśli badana partia zostanie zaakceptowana po przeprowadzeniu badań, okres ważności legalizacji dla wszystkich liczników tworzących część tej partii jest przedłużany o 50% okresu ważności legalizacji pierwotnej, przy czym okres ważności legalizacji pierwotnej musi być ustalony przez państwowy organ weryfikacyjny, zgodnie z poziomem wyników (np. badania trwałości) liczników użytkowych, które przeważają w danym kraju. →

→ 4. PRACE ZESPOŁU EKSPERTÓW DS. NIEROZLICZONYCH ILOŚCI GAZU

Przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa został powołany zespół ekspertów ds. nierozliczonych ilości gazu. W skład tego zespołu weszli przedstawiciele: IGG, PGNiG SA, PGNiG SA Oddział CLPB, Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (POSD, MOSD, WOSD, GOSD, DOSD oraz KOSD), O.G.P GAZ-SYSTEM S.A., INiG, jak również firm współpracujących z przemysłem gazowniczym.

Zespół został powołany w celu zajęcia się zagadnieniami związanymi z problematyką nierozliczonych ilości gazu, w tym również problematyką zasadności skrócenia okresu ważności legalizacji gazomierzy miechowych i przedłużenia ich ważności legalizacją za pomocą narzędzi statystycznych. Instytut Nafty i Gazu poprzez Izbę Gospodarczą Gazownictwa realizuje dla operatorów systemów dystrybucyjnych pracę badawczą pt.: *Analiza możliwości zastosowania metody „próby losowej” w celu wtórnej legalizacji gazomierzy miechowych w polskim gazownictwie*. Głównym jej celem jest przeprowadzenie badań laboratoryjnych gazomierzy miechowych G4 różnych producentów, eksploatowanych 8, 10 i 15 lat oraz opracowanie projektu metody próby losowej uwzględniającej krajowe uwarunkowania.

5. BADANIA GAZOMIERZY MIECHOWYCH METODĄ PRÓBY LOSOWEJ

Harmonogram ww. pracy badawczej realizowanej przez INiG przewiduje między innymi: przeprowadzenie analizy metody próby losowej stosowanej w niemieckim gazownictwie i jej adaptację do polskich warunków gazowniczych, opracowanie kryteriów poboru gazomierzy do badań, pozyskanie gazomierzy do badań, przeprowadzenie badań laboratoryjnych gazomierzy. Harmonogram zakładał przebadanie 350 sztuk gazomierzy G4 z eksploatacji:

- Program badań laboratoryjnych obejmował:
- oględziny zewnętrzne gazomierzy,
 - sprawdzenie szczelności zewnętrznej gazomierzy,
 - wyznaczenie błędów wskazań gazomierzy oraz straty ciśnienia w gazomierzach przy trzech strumieniach objętości Q_{min} , $0,2 Q_{max}$ i Q_{max}
 - wyznaczenie błędów wskazań oraz straty ciśnienia w gazomierzach w temperaturach otoczenia $-25^{\circ}C$ oraz $40^{\circ}C$ dla 6 sztuk gazomierzy z każdej próby.

Kolejne główne punkty harmonogramu pracy to analiza porównawcza wyników badań laboratoryjnych, współpraca z GUM w zakresie możliwości wprowadzenia metody próby losowej, a także analiza ekonomiczna skutków skrócenia okresu ważności legalizacji.

5.1. Realizacja pracy badawczej

Po przeprowadzeniu analizy metody próby losowej stosowanej w Niemczech dokonano jej adaptacji do warunków krajowych. W celu wylosowania gazomierzy do badań zgodnie z zasadami statystyki matematycznej, zwrócono się do poszczególnych OSD z prośbą o udostępnienie w formie elektronicznej następujących informacji dotyczących zainstalowanych gazomierzy miechowych o wielkości G4 z lat produkcji 1992, 1997 i 1999: rok produkcji, numer fabryczny, typ gazomierza, taryfa. Ponadto, jeśli w trakcie eksploatacji gazomierze były naprawiane lub regulowane, co wiązało się z ich relegalizacją, należało podać rok relegalizacji gazomierzy. Ww. informacje mogły pochodzić z całego obszaru działalności OSD lub z dowolnego oddziału OSD.

W trakcie realizacji pracy opracowywano specjalistyczne oprogramowanie, które służy do losowania, zgodnie z zasadami statystyki, próbek gazomierzy do badań o założonej liczności. Zgodnie z wcześniejszymi ustaleniami, losowanie dotyczyło wyłącznie gazomierzy z taryf W2–W4. Gazomierze z taryfy W1, ze względu na mały stan zużycia gazu, nie mogły wchodzić w zakres badań. Przed wytypowaniem konkretnych numerów gazomierzy do badań, zwró-

Tabela 4. Typy gazomierzy do badań z poszczególnych OSD

Lp.	Rok produkcji	Producent	Typ gazomierza	Liczba gazomierzy do badań		Operator
				Liczność próbki	Gazomierze zastępcze	
1	1992	Intergaz	G4	50*	10*	KOSD, GOSD, DOSD, MOSD, WOSD, POSD
		Metrix	4G4	50	10	
2	1997	Intergaz	G4	50	10	MOSD
		Metrix	6G4	50	10	GOSD
3	1999	Actaris	G4 Gallus 2000	50	10	KOSD
		Intergaz	G4	50	10	DOSD
		Metrix	6G4	50	10	WOSD

* – Każdy OSD dostarczy po 10 szt. gazomierzy G4 z 1992 r. produkcji Intergaz.

- dwie próby po 50 sztuk gazomierzy G4 po ich 14-letniej eksploatacji,
- dwie próby po 50 sztuk gazomierzy G4 po ich 9-letniej eksploatacji,
- trzy próby po 50 sztuk gazomierzy G4 po ich 7-letniej eksploatacji.

cono się z prośbą do producentów gazomierzy o udostępnienie informacji na temat jednorodności partii gazomierzy będących przedmiotem badań. Na podstawie otrzymanych odpowiedzi uznano, iż partie gazomierzy określonego typu, z wytypowanych roczników do badań laboratoryjnych, są jednorodne. W tabeli 4. przedstawiono zestawienie typów

gazomierzy dostarczonych przez poszczególnych OSD. Spośród 6 OSD, każdy operator miał dostarczyć do badań jeden typ gazomierzy (50–10 szt.), a ponadto każdy operator miał dostarczyć po 10 szt. gazomierzy G4 z 1992 r. firmy Intergaz. Łącznie stanowi to siedem prób badawczych, każda o liczności 60 sztuk.

Wraz z wysłaniem prośby do poszczególnych OSD o udostępnienie gazomierzy do badań, wysłane zostały specyfikacje (zestawienia) wylosowanych w sposób losowy gazomierzy do badań. Specyfikacje te zawierały dane dotyczące: numeru RES, numeru układu pomiarowego, typu lub wielkości gazomierza, roku produkcji, roku legalizacji, nazwy producenta oraz taryfy. Poszczególne specyfikacje zawierały wszystkie ww. informacje lub ich część, w zależności od tego, czy dostarczone dane pierwotne je zawierały czy ich nie zawierały. Wraz ze specyfikacją gazomierzy zostały wysłane kryteria poboru gazomierzy do badań, określające procedurę kontroli przed ich zdemontowaniem, sposób zdemontowania gazomierzy i zabezpieczenia na czas transportu oraz sposób ich wysłania do badań w INiG. Pierwsze odpowiedzi na wysłane prośby o udostępnienie gazomierzy do badań, zawierały informacje o niezgodności części gazomierzy przewidzianych do demontażu do badań z podaną specyfikacją. Najczęstsze przyczyny niezgodności to legalizacja gazomierza przeprowadzona w innym roku niż rok produkcji gazomierza, gazomierz wymieniony na inny, gazomierz wyłomowany, brak odbiorcy, podejrzenie o ingerencję. Problemy te wymagały wylosowania kolejnych gazomierzy do badań w miejsce gazomierzy niezgodnych ze specyfikacją pierwotną. W odniesieniu do części gazomierzy, w miejsce gazomierzy niezgodnych ze specyfikacją pierwotną, ich uzupełnienie nastąpiło gazomierzami wybranymi we własnym zakresie przez określonego dostawcę (OSD), przy czym starano się zachowywać wymogi co do typu gazomierza, roku produkcji oraz taryfy. Przypadek ten dotyczył zwłaszcza gazomierzy z roku produkcji 1992, ponieważ gazomierze z tego rocznika były demontowane z instalacji w celu ich wtórnej legalizacji.

6. PODSUMOWANIE

Tradycyjna metoda badania gazomierzy miechowych na potrzebny wtórnej legalizacji polega na przebadaniu każdego gazomierza, który zgłoszony jest do takiej czynności. Jest to metoda czasochłonna, a tym samym nieekonomiczna, gdyż każdy gazomierz musi być zdemontowany z instalacji, przewieziony do badania, a po zbadaniu i założeniu nowej cechy ponownie należy go zamontować w instalacji.

Aby gazomierze, którym mija okres ważności legalizacji, a posiadają jeszcze dobre właściwości metrologiczne, mogły być nadal eksploatowane bez konieczności ich demontażu do przeprowadzenia 100% kontroli na potrzeby wtórnej legalizacji, stosowana jest metoda próby losowej.

W metodzie próby losowej badaniom poddawana jest reprezentatywna próbka gazomierzy z danego rocznika oraz typu gazomierzy. Na podstawie wyników badań la-

boratoryjnych określa się, czy stopień wyników negatywnych jest mniejszy od założonego stopnia wadliwości. Jeśli tak, wówczas wszystkie gazomierze z przebadanej partii uzyskują przedłużenie okresu ważności legalizacji na kolejny, określony okres. Jeśli stopień wadliwości jest wyższy, to cała partia gazomierzy jest wycofywana z eksploatacji. Dlatego metoda próby losowej pozwala na wygospodarowanie znacznych oszczędności w związku z wtórną legalizacją gazomierzy eksploatowanych.

Jak wynika z danych literaturowych, metodę próby losowej stosuje wiele krajów, np. Niemcy, Holandia, Belgia, Czechy, Kanada, USA. Są również kraje w fazie opracowywania takiej metody.

Zmiana okresu ważności legalizacji gazomierzy miechowych z 15 do 10 lat może wpłynąć na wzrost kosztów działalności OSD, tym samym należy dążyć do opracowania oraz wdrożenia do stosowania krajowych wymagań w zakresie metody próby losowej. Działania podjęte przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa, operatorów systemów dystrybucyjnych oraz Instytut Nafty i Gazu przyczyniają się do rozwiązania tego problemu.

Druga część publikacji poświęcona będzie uzyskanym wynikom badań laboratoryjnych gazomierzy oraz przeprowadzonym analizom i osiągniętym efektem realizacji pracy. ■

dr inż. Jacek Jaworski

Instytut Nafty i Gazu w Krakowie

Bibliografia

- [1] Albers W.: *Stichprobenprüfung von Balgengaszählern.gwf – Gas/Erdgas* 134 (1993) Nr 9.
- [2] Bertke H.: *In-Service Testing of Gas Meters in Europe. European Experience (Gas). Gas and Electricity Meters Seminar Future Arrangements for In-Service Testing. Elexon/London, June 2005.*
- [3] N-ISO 2859-0:2002 *Procedury kontroli wyrywkowej metodą alternatywną. Część 0: Wprowadzenie do systemu ISO 2859 kontroli wyrywkowej metodą alternatywną.*
- [4] N-ISO 2859-2:1996 *Procedury kontroli wyrywkowej metodą alternatywną. Arkusz 2: Plany badania na podstawie jakości granicznej (LQ) stosowane podczas kontroli partii izolowanych.*
- [5] *ommittee Draft (CD 2) for a Document of OIML drawn up within TC3/SC 4. Surveillance of utility meters in service on the basis of sampling inspections. December 2005. www.oiml.org*
- [6] *Rozporządzenie ministra gospodarki, pracy i polityki społecznej z 2 kwietnia 2004 r. w sprawie prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych (Dz.U. z 2004 r. nr 77, poz. 730).*
- [7] *Rozporządzenie ministra gospodarki z 7 stycznia 2008 r. w sprawie prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych (Dz.U. z 2008 r. nr 5, poz. 29).*
- [8] *Zarządzenie nr 2 prezesa GUM z 5 stycznia 1996 r. w sprawie przepisów metrologicznych o licznikach do gazu (gazomierzach) (Dz.U. M. i P. nr 3/96 poz. 11).*
- [9] *Verfahren zur Stichprobenprüfung von Balgengaszählern (PTB) - Mitteilungen 102 4/92.*
- [10] *Report of the In-Service Testing and post-MID Expert Group to the Industry Metering Advisory Group. 16 February 2006. www.of-gem.gov.uk*
- [11] *Analiza możliwości zastosowania metody „próby losowej” w celu wtórnej legalizacji gazomierzy miechowych w polskim gazownictwie – Etap I. Sprawozdanie z pracy INiG na zlecenie IGG, nr umowy 8/GM/2007; 2007.*

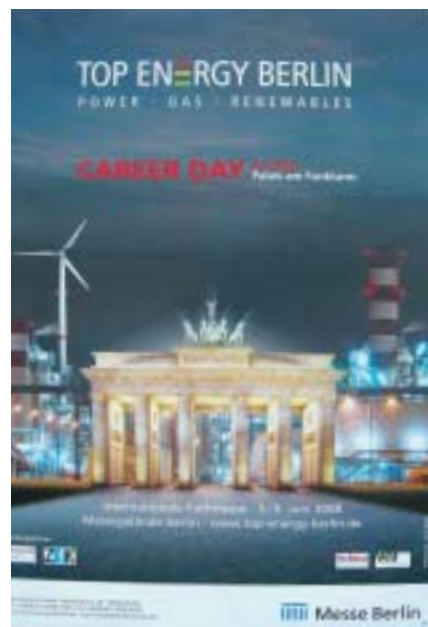
TOP ENERGY BERLIN

Falstart

Jeżeli kondycję i innowacyjność branży trzeba było oceniać tylko w aspekcie imprez targowych, to rynek gazowniczy naszych zachodnich sąsiadów nie przedstawiałby się zbyt imponująco. Odbywające się 3–5 czerwca w Berlinie targi TOP ENERGY BERLIN nie były, niestety, wielkim wydarzeniem. Na liście uczestników za-

wały innowacyjnością. Niewielka była też liczba zagranicznych wystawców. Poza polskimi akcentami w postaci wspólnego stoiska Commonu i Metri-xu, stolica Niemiec gościła pojedynczych przedstawicieli z Francji, Austrii, Bułgarii, Węgier, Turcji i Włoch.

Z pewnością targowy obraz nie odaje potencjału niemieckiego przemysłu oraz nie odzwierciedla aspiracji organizatorów. Jak stwierdził w przemówieniu otwierającym targi dyrektor wykonawczy Raimund Hosch, Berlin jako centrum politycznych decyzji energetycznych ma naturalne predyspozycje do organizacji tego typu imprezy i liczy, że będzie to udany początek. Trudno jednak oczekiwać, aby aspiracje dysponującej ponadprzeciętną infrastrukturą i tak dobrze zorganizowanej firmy, jak Targi Berlin, zostały tym razem zaspokojone. Już gołym okiem widać było, że organizatorom nie uda się zbliżyć do oczekiwanej liczby 4000 odwiedzających. Przede wszystkim dlatego, że był to pociąg przesypany przygotowany debiut imprezy pod nazwą TOP ENERGY BERLIN, dla której gazownictwo miało być motorem napędowym. Tak też poniekąd się stało, bo gazownicze firmy stanowiły ponad 80% uczestników, ale już łączna liczba



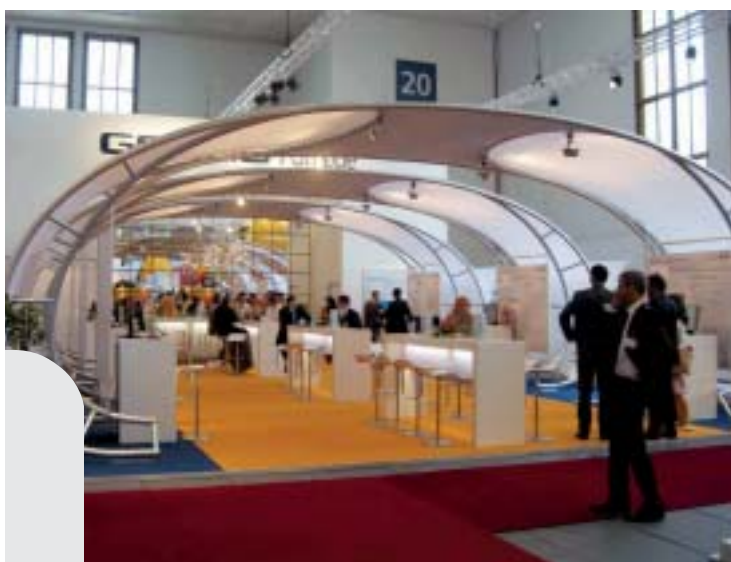
brakło wielu znanych niemieckich firm, a te, które pojawiły się na terenach berlińskich targów, nie zawsze impono-

wystawców, nieprzekraczająca 40, świadczy raczej o falstartcie niż o dobrym i skrupulatnie przygotowanym pomysłem odłączenia gazownictwa od dotychczasowego targowego partnera, czyli branży wodnej.

Wiele jednak wskazuje na to, że kolejne – zaplanowane na czerwiec 2009 roku – targi będą bardziej udane. Tegoroczne, włączone pociągnięciem do targowego kalendarza po podjętej kilka miesięcy temu decyzji rozłączenia branż gazu i wody, jak się okazało, były zbyt dużym zaskoczeniem dla większości niemieckich firm produkcyjnych. Wszak udział w tego typu imprezach planuje się przeważnie z dużo większym wyprzedzeniem... ■

Cezary Mróz

Fot. Jakub Mróz



UCHWAŁA

I Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego 16–18 kwietnia 2008 roku, Wisła

Uczestnicy I Kongresu Przemysłu Gazowniczego, zorganizowanego przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa, którego tematem przewodnim były „Kierunki rozwoju przemysłu gazowniczego w Polsce”, po zapoznaniu się z referatami, po dyskusjach panelowych oraz zgłoszonych wnioskach i postulatach na następujące tematy:

- 1) gaz ziemny a bezpieczeństwo energetyczne Polski,
- 2) problemy liberalizującego się przemysłu gazowniczego w Polsce,
- 3) gaz a gospodarka energetyczna Polski,

postanawiają przyjąć, jako wynik spotkania kongresowego:

I Kierunki rozwoju przemysłu gazowniczego w Polsce oczekiwane i postulowane od wielu lat, których realizacja powinna doprowadzić do zwiększenia dostępności i zużycia gazu ziemnego:

- 1) budowa i rozbudowa głównego systemu gazociągów przesyłowych i połączenie go z systemami krajów sąsiadującymi z Polską;
- 2) budowa terminalu LNG i rozwój technologii wykorzystania LNG;
- 3) budowa i rozbudowa podziemnych magazynów gazu ziemnego dla zapewnienia ciągłości dostaw oraz utrzymywania państwowej rezerwy strategicznej;
- 4) modernizacja istniejącej sieci gazowej, dostosowująca ją do efektywniejszego wykorzystania jej przepustowości z zachowaniem bezpieczeństwa technicznego transportu gazu ziemnego i ochrony środowiska;
- 5) zwiększenie nakładów na badania i rozwój technik oraz technologii związanych z bezpieczeństwem technicznym przesyłu gazu ziemnego, jego efektywnością ekonomiczną i niezawodnością dostawy do odbiorców;
- 6) przyspieszenie procesów zmierzających do rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce;
- 7) zintensyfikowanie poszukiwań i zagospodarowania nowych krajowych złóż gazu ziemnego.

II Ustalenia priorytetów, które uznajemy za ważne i chcemy je rozwijać w naszej działalności:

- 1) zapewnienie ciągłości i niezawodności dostaw gazu ziemnego do odbiorców i odpowiedzialności za bezpieczeństwo techniczne obiektów sieci gazowej przy poszanowaniu ochrony środowiska naturalnego;
- 2) rozwijanie możliwości transportu gazociągami oraz magazynowania gazu ziemnego na terenie kraju dla budowania bezpieczeństwa obrotu i przesyłu gazu ziemnego;
- 3) budowanie i wspieranie samorządu technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa przy wykorzystaniu zdolności, wiedzy, doświadczenia naszych gazowników dla tworzenia standardów technicznych i wdrażania tych standardów w branży;
- 4) rozwijanie prac nad regulacjami prawnymi i rozwiązaniami technicznymi, poprawiające warunki rozwoju rynku gazu ziemnego.

Dla ich realizacji uczestnicy I Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego oczekują od rządu Rzeczypospolitej Polskiej następujących działań:

- 1) opracowania prognoz na bazie racjonalnych założeń i strategii rozwoju wykorzystania gazu ziemnego i uwzględniania tych prognoz w polityce energetycznej państwa do roku 2030;
- 2) usunięcia barier prawnych ograniczających możliwości nowych gazociągów, magazynów gazu i przyłączania do sieci gazowej nowych odbiorców gazu ziemnego;
- 3) tworzenia regulacji prawnych, odrębnie dla rynku gazu ziemnego, a nie poprzez regulacje dotyczące elektroenergetyki oraz uwzględniania stanowisk sektora gazowego w procesie tworzenia III Dyrektywy Gazowej;
- 4) wykorzystania w procesie tworzenia prawa wiedzy i doświadczeń specjalistów pracujących w instytucjach naukowo-badawczych i w firmach przemysłu gazowniczego, inżynierów i prawników;
- 5) opracowania, z uwzględnieniem postulatów firm przemysłu gazowniczego, ustawy „Prawo energetyczne”, z osobnym wydzieleniem w niej regulacji dotyczących sektora gazowniczego lub ustawy „Prawo gazowe”;
- 6) tworzenia warunków do zwiększenia nakładów na prace poszukiwawcze i udostępnienie nowych złóż gazu ziemnego dla zwiększenia wydobywania w kraju;
- 7) tworzenia mechanizmów ekonomicznych, sprzyjających rozwojowi stosowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) jako ekologicznego paliwa w transporcie samochodowym;
- 8) uruchomienia krajowego programu dla zwiększenia pozyskiwania metanu z pokładów węgla.

Uczestnicy kongresu z uznaniem i szacunkiem odnoszą się do dorobku wielu pokoleń pracowników przemysłu gazowniczego od początku jego powstania na terenach Polski i wykorzystywać go będą w rozwijaniu świadomości pracowników gazownictwa.

Dla realizacji niniejszej uchwały uczestnicy I Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego upoważniają Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa i zobowiązują go do przygotowania i przedstawienia sprawozdania z jej wykonania na II Kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego w 2010 roku.

W imieniu uczestników
I Kongresu Polskiego Przemysłu Gazownictwa
Komisja Uchwał i Wniosków






Andrzej Froński Mieczysław Menżyński Grzegorz Romanowski Anatol Tkacz

I Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego zgromadził w Wiśle najwybitniejszych przedstawicieli tego sektora gospodarki, naukowców i praktyków, a ich obrady zwieńczone zostały uchwałą, która precyzyjnie i całościowo identyfikuje najważniejsze i wymagające najpilniejszego rozwiązania problemy sektora gazowniczego w Polsce.

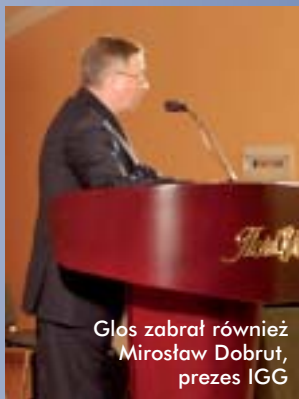
Znacząca część postulatów adresowana jest do rządu RP, który jest władny na forum Komisji Europejskiej i w ramach krajowych procedur legislacyjnych wypracować takie rozwiązania systemowe, które pozwolą na rozwój sektora gazowniczego w skali gwarantującej

bezpieczeństwo energetyczne Polski. Uchwała kongresu – z niezbędnym komentarzem – przekazana została premierowi RP, ministrom gospodarki i skarbu państwa, jako wyraz zaufania, że dorobek kongresu zostanie doceniony przez władze państwowe, a jego organizator – Izba Gospodarcza Gazownictwa, uznany reprezentant środowiska gazowniczego – będzie partnerem i doradcą władz w wypracowaniu oczekiwanych i potrzebnych regulacji systemowych dla sektora gazowniczego, niezbędnych w budowaniu strategii bezpieczeństwa energetycznego Polski.



I KONGRES

POLSKIEGO PRZEMISŁU GAZOWNICZEGO



Głos zabrał również
Miroslaw Dobrut,
prezes IGG



Prezydium jednej z sesji kongresowych, od lewej:
Janusz Honkowicz, Paweł Stańczak, Miroslaw Dobrut,
prof. Wojciech Górecki, prof. Stanisław Rychlicki, prof. Marek Siemek



Andrzej Schoeneich,
dyrektor IGG
oraz prof. Waldemar Kamrat
z Politechniki Gdańskiej
dokonali otwarcia kongresu



Absolwenci I edycji studiów MBA
organizowanych przez IGG.



RES EMYSŁU

Grzegorz Romanowski

Miroslaw Duda



Wśród gości kongresu obecni byli m.in. Maciej Woźniak, dyrektor departamentu nafty i gazu Ministerstwa Gospodarki, Andrzej Molin, burmistrz Wisły oraz Czesław Gluza, starosta cieszyński.



Gala „szczególnie zasłużonych dla IGG i branży” po odebraniu honorowych odznaczeń.

Fundacja PGNiG: Pomysły do realizacji i podjęte działania

Anna Dłużniewska

Upływa kolejny rok działalności Fundacji PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza. Warto przyrzeć się planom na przyszłość i zrealizowanym już w tym roku działaniom fundacji.

Zainteresowanie pracowników Grupy PGNiG działalnością Fundacji PGNiG SA im. Ignacego Łukasiewicza systematycznie rośnie. Fundacja codziennie otrzymuje przynajmniej kilka listów z prośbami o wsparcie. Wielu z nich, niestety, nie możemy rozpatrzyć pozytywnie.

W 2007 roku fundacja rozpoczęła współpracę z Caritas Polska w zakresie finansowania Programu Skrzydła z PGNiG. W ramach programu opieką objęto 300 dzieci z 15 diecezji w całym kraju. Zadaniem programu jest pomoc dla dzieci z ubogich, niepełnych, patologicznych rodzin. Stworzenie im możliwości rozwinięcia skrzydeł poprzez spełnianie ich marzeń. Fundacja jest partnerem strategicznym programu.

Drugą dużą i ważną inicjatywą jest program „Wolontariat studencki”, którego organizatorem jest Polskie Stowarzyszenie Pedagogów i Animatorów KLANZA. Ideą tego programu jest szeroko pojęta edukacja poprzez organizowanie przez studentów-wolontariuszy zajęć pozalekcyjnych dla dzieci i młodzieży szkolnej. Zajęcia takie umożliwiają wykazanie się kreatywnością zarówno przez uczniów, jak i przez studentów. Tu także fundacja jest partnerem strategicznym programu.

W ubiegłym roku inną cenną inicjatywą było dofinansowanie programu zakupu dla bibliotek szkolnych książek i albumów, rekomendowanych przez Mini-

sterstwo Kultury i Dziedzictwa Narodowego, dotyczących najnowszej historii Polski. Wspierając ten program, umożliwiamy młodzieży, szczególnie ze szkół zlokalizowanych z dala od dużych ośrodków miejskich, dostęp do wiedzy o czasach minionych najnowszej historii Polski.

Fundacja wspierała także jednorazowe akcje charytatywne na rzecz dzieci, pomagała hospicjom.

W 2008 roku fundacja kontynuuje współpracę z Caritas Polska oraz ze stowarzyszeniem KLANZA. Ponadto, planuje wdrożyć program o charakterze ekologicznym. Szczególnie cenne dla fundacji, w odniesieniu do inicjatyw lokalnych, są wskazania pracowników PGNiG. Trudno nam z odległej perspektywy ocenić, jakie znaczenie ma konkretna organizacja czy stowarzyszenie dla miejscowej społeczności. Należy jednak zwrócić uwagę, że fundacja nie przyznaje środków na działalność statutową organizacji. Szanse realizacji mają konkretne cele, np. sfinansowanie uatrakcyjnienia pracy świetlicy środowiskowej poprzez zorganizowanie zajęć rysunków czy zakup biletów do muzeum, teatru, itp.

Fundacja PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza rozpatruje pomysły służące wspieraniu polskiej kultury i dziedzictwa narodowego, wyrównywaniu szans dzieci i młodzieży, a także ochronie zdrowia czy upowszechnianiu sportu.

SZKOŁA MŁODYCH MATEMATYKÓW

Jednym z celów statutowych Fundacji PGNiG SA im. Ignacego Łukasiewicza, jak już wspomnieliśmy, jest wspieranie szeroko pojętej edukacji dzieci i młodzieży w zakresie nauk ścisłych.

Dlatego, na wniosek jasielskiej gazowni, fundacja dofinansowała Szkołę Młodych Matematyków, tj. pięciodniowy wyjazd do Krakowa dla laureatów VII Jasielskiego Konkursu Matematycznego.

Celem szkoły jest zwiększenie zainteresowania matematyką zdolnej młodzieży, integracja środowiska młodych matematyków, nawiązanie współpracy z wyższymi uczelniami w Krakowie, zapoznanie z dziedzictwem kultury polskiej, kształtowanie postaw proekologicznych w obcowaniu z przyrodą.

Program Szkoły Młodych Matematyków przewidywał udział młodzieży w zajęciach matematycznych, sesji naukowej, w spotkaniach z pracownikami naukowymi wyższych uczelni oraz pracownikami Okrę-





gowej Komisji Egzaminacyjnej. Uczestnicy zapoznali się także z historią Krakowa oraz zwiedzili jego zabytki, Kopalnię Soli w Wieliczce oraz spacerowali po Ojcowskim Parku Narodowym. Zwiedzili też krakowskie uczelnie: Uniwersytet Jagielloński oraz AGH. Wyслушали wykładu dr. Bogdana Bożka, prodziekana wydziału Matematyki Stosowanej przy AGH, na temat zakresu działalności wydziału oraz jego pracy badawczej.

Niewątpliwie wielką atrakcją dla uczestników wyjazdu było spotkanie z pracownikami krakowskiego oddziału TVP, w czasie którego mogli podpatrzeć, jak powstaje audycja telewizyjna.

Realizując cele i zadania Szkoły Młodych Matematyków, uczniowie rozwijali swoje zainteresowania poprzez rozwiązywanie ciekawych zadań matematycznych, pracując w odpowiednich grupach wiekowych. Przedstawiali przygotowane wcześniej referaty i prezentacje multimedialne. Brali udział w konkursach matematycznych oraz wykonywali plakaty dotyczące profilaktyki uzależnień.

Wszystkie konkursy kończyły się podsumowaniem oraz rozdaniem dyplomów i wielu ciekawych nagród rzeczowych.

Jasielska gazownia przekazała każdemu uczestnikowi szkoły koszulkę, czapkę oraz długopis z logo Grupy PGNiG SA.

NAFTOWE KLIMATY – OGÓLNOPOLSKI KONKURS FOTOGRAFICZNY

Ciekawą inicjatywą, w którą również zaangażowała się fundacja, był Ogólnopolski Konkurs Fotograficzny, zorganizowany podczas Weekendu Naftowego. Odbył się on od 9 do 10 maja 2008 roku w Gorlicach, kolebce przemysłu naftowego. To właśnie na ziemi gorlickiej powstały pierwsze na świecie, na skalę przemysłową, kopanki i kopalnie ropy naftowej. To także tutaj, w 1854 roku, po raz pierwszy na świecie zapłonęła uliczna lampa naftowa, skonstruowana przez Ignacego Łukasiewicza. Weekend Naftowy to cykliczna impreza, upamiętniająca początki światowego przemysłu naftowego i gazowniczego.

W jej ramach co roku na mieszkańców i gości przybywających do Gorlic czeka wiele atrakcji. Weekend Naftowy ma prawdziwie interdyscyplinarny charakter – w tym roku atrakcją były:

1. Ogólnopolski Konkurs Fotograficzny pt. „Naftowe klimaty”, którego tematem była historia oraz teraźniejszość przemysłu naftowego i gazowniczego na ziemiach polskich – ogólnodostępny.
2. Konkurs plastyczny „Czarne Złoto”, przeznaczony dla uczniów szkół podstawowych i gimnazjalnych Małopolski, Podkarpacia i Lubelszczyzny, dotyczący przemysłu naftowego i gazowniczego – skojarzenia, wizje i obserwacje dzieci w tym zakresie.
3. VI Bieg Naftowy – międzynarodowe zawody biegowe na dystansie 5, 10, 21 km.
4. Zawody biegowe dla dzieci i młodzieży na krótkich dystansach.

Fundacja PGNiG SA im. Ignacego Łukasiewicza była partnerem strategicznym Ogólnopolskiego Konkursu Fotograficznego „Naftowe klimaty”.

Ideą konkursu było promowanie wartości historycznych i kulturowych, rozwój zdolności obserwacji i wyobraźni, kształtowanie osobowości twórczej, wrażliwości na piękno natury oraz podnoszenie poziomu wiedzy na temat życia i pracy Ignacego Łukasiewicza oraz innych osób związanych z przemysłem naftowym i gazownictwem. Konkurs skierowany był do fotografików-amatorów z całej Polski.

Na konkurs wpłynęło 117 prac, co – biorąc pod uwagę bardzo specyficzną tematykę – było znakomitą wynikiem. Oceny prac dokonało jury konkursu, składające się z pięciu osób, w tym zawodowego fotografa, które wybrało 3 najlepsze prace:

I miejsce „Czy pod tą chatą jest ropa” – Michał Sarnowski z Warszawy;

II miejsce „Ręce” – Janusz Jaśkowiec z Gorlic;

III miejsce „Okno” – Korneliusz Konsek.

Jury wyróżniło również sześć prac. Prace wszystkich uczestników konkursu można oglądać na wystawie. Jej uroczyste otwarcie nastąpiło w dniu ogłoszenia wyników konkursu i wręczenia nagród – 9 maja 2008 r. Wszystkich zainteresowanych sztuką związaną z naszą branżą zapraszamy do obejrzenia tej ekspozycji w centrali, a potem w oddziałach PGNiG SA. Warto je obejrzeć, bo trudno nawet sobie wyobrazić, jak nieograniczona może być wyobraźnia twórców i w jak ciekawy sposób można przedstawić temat, zdawałoby się, tak mało artystyczny, jak związany z przemysłem naftowym i gazowniczym. ■

Wszelkie pytania dotyczące programów Fundacji PGNiG SA im. Ignacego Łukasiewicza proszę kierować pod adresem:

**Fundacja PGNiG SA
im. Ignacego Łukasiewicza**
ul. Kasprzaka 25
01-224 Warszawa
e-mail: fundacja@pgnig.pl

**Fundacja
PGNiG
im. Ignacego
Łukasiewicza
rozpatruje
pomysły
służące
wspieraniu
polskiej
kultury
i dziedzictwa
narodowego,
wyrówny-
waniu szans
dzieci
i młodzieży,
a także
ochronie
zdrowia
czy
upowszech-
nianiu
sportu.**

Podziemna czy nadziemna?

Lesław Łukasik

Pytanie zawarte w tytule odnosi się, oczywiście, do wyboru typu stacji redukcyjnej gazu, natomiast jego sens, jak się wydaje, wynika z powszechnego braku przekonania do nowych rozwiązań, a, być może, jeszcze bardziej z niechęci do przełamywania tkwiących w nas przyzwyczajzeń.

Tak czy inaczej, stawiam tezę, że tam, gdzie nie ma formalnych przeszkód, zdecydowane pierwszeństwo nadal dajemy stacjom nadziemnym, natomiast pytanie o inne rozwiązania stawiamy sobie dopiero, gdy sami widzimy, że nie ma już innego wyjścia. Innymi słowy, problem zaczynamy dostrzegać, gdy stacja ma powstać w terenie o zwartej, reprezentacyjnej zabudowie lub już istniejąca stacja znajduje się w terenie podlegającym rewitalizacji, a przecież nikogo nie trzeba już przekonywać, że dbałość o środowisko to ochrona jego zasobów, że w tym mieści się również dbałość o harmonię otoczenia przy planowaniu inwestycji, i że obecnie jest to sprawa nadrzędna i dotyczy także nas, jako jej odbiorców, ale przede wszystkim inwestorów.

Stacje nadziemne traktowane były jako obiekty przemysłowe, i właściwie jedynym sposobem ich adaptacji do otoczenia był dobór kolorystyczny. W związku



Widok stacji i jej otoczenia

z tym nigdy nie stanowiły jego ozdoby, jednak trzeba pamiętać, że do niedawna nie mieliśmy alternatywy. Pierwsze podziemne moduły redukcyjne pojawiły się na naszym rynku gazowniczym mniej więcej 12 lat temu, przez kolejne lata ich ceny zniechęcały do powszechnego ich stosowania, a do tego regulacje prawne dotyczące stacji podziemnych pojawiły się dopiero w 2001 roku – rozporządzenie ministra gospodarki z 30 lipca 2001 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dziennik Ustaw nr 97 poz. 1055 § 26.2).

W myśl tego rozporządzenia, obudowy stacji gazowych mogą być zlokalizowane w ziemi. Taki zapis spowodował, że w ofercie firm zajmujących się budową stacji redukcyjnych pojawiły się podziemne stacje redukcyjne.

Do stacji podziemnych możemy zaliczyć:

- podziemne moduły redukcyjne (fot. 1), charakteryzują się tym, że podzespoły wchodzące w ich skład zostały zaprojektowane (tak jest w przypadku większości producentów) tylko dla ich potrzeb, dlatego moduły charakteryzują się bardzo zwięzłą konstrukcją. Ich zaletą jest łatwy dostęp do poszczególnych elementów w celu dokonania czynności eksploatacyjnych, za wadę można uznać konieczność wyjmowania modułu do tego celu z jego obudowy, na stałe pozostającej w ziemi, z którą w czasie pracy urządzenia stanowią jedną całość. Zwięzła konstrukcja modułów, powoduje, że zajmują one niewiele miejsca w terenie (fot. 2) dlatego zaletą tych stacji są również niskie koszty dzierżawy lub wykupu terenu i, oczywiście, stosunkowo małe znaczenie dla estetyki otoczenia. Niestety, z powodu specjalistycznej konstrukcji ich cena nadal jest relatywnie wysoka,
- podziemne stacje redukcyjne (fot. 3), charakteryzują się tym, że do ich konstrukcji wykorzystywa-



Moduł podziemny Krysalis



Widok ogólny stacji podziemnej i jej otoczenia

ne są tradycyjne elementy stosowane w naziemnych stacjach gazowych. Zajmują one więcej miejsca niż wspomniane wcześniej moduły redukcyjne, ale niekwestionowaną ich zaletą jest to, że są schowane pod ziemią i tylko pokrywa stacji zajmuje miejsce na powierzchni (fot. 4). Do obsługi tych stacji konieczne jest otwarcie pokrywy i zejście do środka obudowy (w formie betonowej wanny lub metalowego zbiornika), znajdującej się poniżej poziomu terenu, jednak w dobrze skonstruowanej stacji dostęp do poszczególnych jej elementów jest swobodny.

Podobnie jak moduły redukcyjne, stacje podziemne mają jeszcze jedną, bardzo istotną dla środowiska zaletę – znacznie ograniczoną emisję hałasu do otoczenia.

Podstawową zaletą naziemnych stacji redukcyjnych, w odróżnieniu od podziemnych, jest zwykle przewaga przestrzeni, dzięki której w obudowie stacji uzyskujemy łatwy dostęp do elementów ciągów redukcyjnych, możliwość rozbudowy, przebudowy, wymiany, dostawienia dodatkowych urządzeń.



Widok wnętrza niedużej stacji jednociągowej

Spróbujmy teraz w odpowiedź na pytanie: czy przy planowaniu nowych stacji rozważamy w ogóle możliwość zastosowania, któregoś z typów stacji podziemnych, czy po prostu bez zastanowienia wybieramy tradycyjne naziemne rozwiązania oraz czy wygodą w dostępie do urządzeń równoważy nam nieustanną konieczność utrzymywania obudów i otoczenia tych

stacji (fot. 5), w dobrym stanie, nawet, jeśli nie stoją one w eksponowanych miejscach.

Mając na względzie ochronę środowiska, przygotowując założenia inwestycyjne związane z budową stacji redukcyjnych, powinniśmy przede wszystkim mieć na uwadze stacje podziemne, a dopiero, gdy pojawiają się inne przesłanki – planować stacje naziemne.

W oddziale Dystrybucji Wrocław Dolnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o., niestety tę największą falę niezbędnych inwestycji związanych z budową stacji redukcyjnych mamy już za sobą i dlatego liczba podziemnych stacji redukcyjnych powstałych na naszym terenie nie jest imponująca. Obecnie eksplo-



Przykładowa stacja naziemna jako ozdoba otoczenia

atujemy pięć podziemnych modułów redukcyjnych typu Krysalis firmy Bryan Donkin RMG, dwa podziemne moduły Cocon26 firmy Gorter Controls B. V. oraz cztery stacje podziemne z oferty funkcjonujących na naszym rynku firm zajmujących się budową stacji.

Należy zwrócić uwagę na to, że ostatnie dwie stacje podziemne powstały w wyniku wymiany już istniejących stacji naziemnych na wniosek inwestorów, którzy w ich sąsiedztwie realizowali swoje inwestycje. Wiemy już, że będą następne takie wnioski, sądząc wobec tego, że w najbliższym czasie trend do wymiany istniejących stacji na podziemne, szczególnie w dużych miastach, będzie większy niż zapotrzebowanie na nowe stacje.

Jedynym nasuwającym się wnioskiem, w odpowiedzi na postawione w tytule pytanie, jest: dbajmy o nasze otoczenie i nie bójmy się stacji podziemnych, nawet tam, gdzie obecnie wydaje się, że kontener stojący na powierzchni ziemi nikomu nie przeszkadza – za 5–10 lat na pewno zacznie przeszkadzać. ■

Autor jest kierownikiem Rejonu Dystrybucji Gazu Wrocław Teren.

Dbajmy o nasze otoczenie i nie bójmy się stacji podziemnych, nawet tam, gdzie obecnie wydaje się, że kontener stojący na powierzchni ziemi nikomu nie przeszkadza.

Dolnośląski Operator Systemu Dystrybucyjnego 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.dolnoslaskiosd.pl

Wykorzystanie gazu ziemnego w klimatyzacji

Adam Kotowicz

Od połowy maja w zabrzańskim siedzibie Górnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego (GOSD) działa nowoczesny system klimatyzacji gazowej. Klimatyzacja ta, oparta na sprężarkowym systemie chłodniczym, jest stosowana w większości współczesnych instalacji klimatyzacyjnych.

Gaz ziemny obecnie znajduje coraz szersze zastosowanie. Jest wykorzystywany nie tylko do przygotowania posiłków, ogrzewania wody czy pomieszczeń oraz w różnego rodzaju procesach technologicznych, a w postaci sprężonej – jako paliwo do napędu pojazdów samochodowych. Coraz częściej gaz ziemny stosowany jest w układach produkujących energię elektryczną i ciepłą oraz chłód, który wykorzystywany jest w klimatyzacji i w przemyśle.

Gaz ziemny jest idealnym medium wykorzystywanym jako nośnik energii dla urządzeń klimatyzacyjnych.

pompy ciepła – urządzenia pozwalające pewnym nakładem energii przemieszczać ciepło ze źródła o niższej temperaturze do odbiornika o temperaturze wyższej. Jeszcze do niedawna w urządzeniach klimatyzacyjnych stosowane były wyłącznie pompy ciepła zasilane energią elektryczną. Obecnie możliwe jest stosowanie pomp ciepła zasilanych gazem ziemnym.

Istnieją dwa rodzaje pomp ciepła napędzanych gazem ziemnym: sprężarkowe i absorpcyjne. Pierwszy system polega na zastąpieniu silnika elektrycznego w klasycznej pompie sprężarkowej tłokowym silnikiem gazowym lub turbiną, natomiast drugi wykorzystuje ciepło spalania gazu ziemnego do ogrzewania parownika pompy absorpcyjnej.

Sprężarkowy system chłodniczy jest stosowany w większości współczesnych instalacji klimatyzacyjnych. Jak każdy obieg chłodniczy potrzebuje on pewnej mocy wejściowej do napędu układu. Większość dostarczonej energii elektrycznej zużywana jest w tym wypadku do napędu sprężarki. Tego typu system został zainstalowany na terenie siedziby zabrzańskiego operatora.

Do pokrycia zapotrzebowania na chłód i ciepło w poszczególnych pomieszczeniach budynku A zainstalowano klimatyzatory podwieszane typu FTR pod stropem pomieszczeń. Klimatyzatory te pracują na powietrzu obiegowym. Powietrze zasysane jest wentylatorami z pomieszczenia, schładzane lub ogrzewane na wymienniku freonowo-powietrznym, a następnie nawiewane do pomieszczenia (zdjęcie 1).

Do pokrycia zapotrzebowania na chłód i ciepło w poszczególnych pomieszczeniach budynku B zastosowano klimatyzatory stojące przypodłogowe typu FR. Pracują one na powietrzu obiegowym z domieszką powietrza świeżego. Powietrze zewnętrzne po wstępnym wymieszaniu z powietrzem w pomieszczeniu, zostanie podgrzane lub schłodzone na wymienniku freonowo-powietrznym i nawiane do pomieszczenia jako już przygotowane (zdjęcie 2).

Czynnik chłodniczy/grzewczy do klimatyzatorów zlokalizowanych w budynkach A i B wytwarzany jest w gazowych pompach ciepła zlokalizowanych na zewnątrz budynków (zdjęcie 3).

Alternatywą dla sprężarkowego systemu chłodniczego jest absorpcyjny system chłodniczy. System ten jest napędzany przez źródło ciepła – gaz ziemny. Zasada jego działania opiera się na cyklicznym skrapla-



Fot. 1. Klimatyzator podwieszony typu FTR.

nych. Dzięki niemu możliwe jest utrzymanie wewnątrz budynku lub obiektu pożądanego komfortu temperatury, wilgotności, czystości i ruchu powietrza – niezależnie od warunków zewnętrznych. Urządzeniami umożliwiającymi w pełni klimatyzowanie pomieszczeń, to znaczy ich ogrzewanie przy niskiej temperaturze otoczenia lub ochładzanie – przy wysokiej są

niu i odparowaniu czynnika chłodniczego. Chłodziarki absorpcyjne używają zwykle dwóch cieczy. Jedną z nich jest czynnik chłodniczy, który przenosi ciepło przez cały obieg, a drugą jest absorbent. Znaczna część energii, która musi być dostarczona do obiegu, to energia w postaci ciepła wykorzystywanego do rozdzielenia cieczy w generatorze i przetransportowania czynnika chłodniczego przez obieg chłodniczy. W praktyce najczęściej wykorzystywane są dwa rodzaje chłodziarek absorpcyjnych: bromolitowe ($\text{LiBr}/\text{H}_2\text{O}$) oraz amoniakalne ($\text{H}_2\text{O}/\text{NH}_3$). W przypadku chłodziarek absorpcyjnych bromolitowych czynnikiem chłodniczym jest woda (bromek litu jest rozpuszczalnikiem), natomiast w przypadku chłodziarek absorpcyjnych amoniakalnych czynnikiem chłodniczym jest amoniak (woda jest rozpuszczalnikiem).

Zastosowanie gazu ziemnego w systemach klimatyzacyjnych opartych na chłodziarkach absorpcyjnych



Fot. 2. Klimatyzator stojący przy podłogowy typu FR.

ma wpływ na zmniejszenie emisji dwutlenku węgla CO_2 , a także szkodliwych związków siarki SO_x i azotu NO_x do środowiska. Dodatkowym atutem jest stosowanie substancji chemicznych przyjaznych środowisku (nie wykorzystuje się freonu) oraz niski poziom hałasu i małe zużycie własnej energii elektrycznej. Osuszanie absorpcyjne gazem ziemnym minimalizuje lub eliminuje rozwój bakterii, pleśni i oszronienia. Urządzenia absorpcyjne zasilane gazem ziemnym charakteryzują się długim czasem eksploatacji, bezpieczeństwem użytkowania oraz łatwością konserwacji. Niewątpliwą zaletą jest ich kompaktowa budowa oraz funkcjonalność polegająca na zastosowaniu jednego urządzenia do produkcji ciepła i chłodu. Mogą być montowane na zewnątrz lub wewnątrz obiektów



Fot. 3. Gazowe pompy ciepła.

oraz osobno jako urządzenia kontenerowe. Czynnikiem ograniczającym zastosowanie urządzeń absorpcyjnych zasilanych gazem ziemnym są wysokie nakłady inwestycyjne przy jednostkach małej mocy oraz dostępność ciepła odpadowego i możliwości lokalizacji urządzenia.

Absorpcyjny system chłodniczy oparty na chłodziarce absorpcyjnej, w której czynnikiem chłodzącym będzie bromek litu, zostanie zainstalowany na terenie siedziby Zakładu Gazowniczego w Zabrze przy ulicy Mikulczyckiej 5. W okresie od maja do września agregat absorpcyjny wody lodowej będzie współpracował z układem kogeneracyjnym CHP. Agregat absorpcyjny będzie zasilany wodą grzewczą wyprodukowaną przez układ kogeneracyjny i będzie produkował wodę lodową, która będzie zasilala klimatyzatory zlokalizowane w budynku biurowo-magazynowym. Agregat absorpcyjny zlokalizowany będzie, podobnie jak układ kogeneracyjny, w budynku kotłowni gazowej. Ze względu na uwarunkowania architektoniczne budynku zostaną zastosowane klimatyzatory kasetonowe typu FCA i podsufitowe typu FCX. Uruchomienie systemu klimatyzacji współpracującego z układem kogeneracyjnym CHP planowane jest w lipcu 2008 r. ■

**Górnśląski Operator Systemu
Dystrybucyjnego Sp. z o.o. w Zabrzu**

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

**Coraz częściej
gaz ziemny
stosowany
jest w ukła-
dach produ-
kujących
energię
elektryczną
i ciepłą
oraz chłód,
który wyko-
rzystywany
jest w klima-
tyzacji
i w przemyśle.**

W poszukiwaniu nowych technologii dystrybucji gazu ziemnego

Grzegorz Wielgus, Łukasz Ryś

Analizując światowe trendy związane z rozwojem sektorów energetycznych na świecie, nie sposób nie zauważyć rosnącego znaczenia technologii skraplania gazu ziemnego, dzięki której możliwe jest bardzo wydajne transportowanie tego paliwa na nieograniczone odległości, bez konieczności budowania sieci gazociągów. Gaz ziemny w postaci skroplonej (LNG) stanowi zatem doskonałe alternatywne źródło zasilania, które pozwala w pewnym stopniu uniezależnić się od dotychczasowych dostawców innych nośników energii.

Weryfikując możliwości zastosowania technologii LNG na rynku krajowym oraz poszukując źródeł jej rozwoju, przedstawiciele Karpackiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego nawiązali kontakt z przedsiębiorstwem Kryopak z USA, które skraplanie gazu ziemnego rozpoczęło

w 1976 roku i obecnie dzięki zdobytemu doświadczeniu stanowi doskonałe źródło wiedzy w dziedzinie kriogeniki.

Dzięki uprzejmości George'a Salofa, właściciela firmy Kryopak, praktycznie zgłębiono posiadaną wiedzę na temat LNG, zarówno w trakcie prowadzonych dyskusji, jak i zwiedzając hale produkcyjne, na których powstawała kolejna stacja skraplania gazu ziemnego.

Firma Kryopak zajmuje się produkcją małej i średniej wielkości instalacji LNG, korzystając z procesów EXP, PCMR oraz SCMR.

Proces skraplania EXP (*single cycle turbo-expander*) oparty jest na pojedynczym cyklu z rozprężarką turbinową, w którym praca układu oraz proces schładzania wykonywane są poprzez izentropowe rozprężanie gazu (proces, w którym rozprężający się gaz, oziębiając się, wykonuje pracę). Oziębianie wspomaga proces skraplania, a praca wykonana podczas rozprężania wykorzystywana jest do ponownej kompresji gazu wykorzystywanego jako czynnik chłodzący. Osiągnięcie równowagi pomiędzy rozpoczęciem procesu a niską czułością na zmiany pobieranego do skraplania gazu (warunki, w których nie jest konieczne używanie separatora ciężkich węglowodanów dla strumienia gazu zasilającego ekspander) następuje bardzo szybko, co wpływa pozytywnie na efektywność pracy całego systemu. Zaletą procesu EXP jest brak potrzeby stosowania mieszanki czynników chłodzących, która wytwarzana jest w trakcie samego procesu skraplania, dzięki czemu tylko minimalna ilość wyposażenia pracuje w temperaturach kriogenicznych. Niestety, w procesie EXP całkowite zapotrzebowanie na energię jest o 15–20% wyższe niż w procesach PCMR oraz SCMR, w związku z czym potrzebny jest dostęp do złóż tańszego gazu.

Proces PCMR (*pre-cooled mixed refrigerant*) do skraplania wykorzystuje mieszankę czynników chłodzących, w skład której wchodzi: azot, metan, etan (lub etylen i propan) oraz butan. W procesie tym wykorzystywany jest obwód wstępnego schładzania, służący do odwadniania gazu za pomocą amoniaku lub propanu. Niewątpliwie jest to efektywny system skraplania gazu, ale do jego funkcjonowania konieczne jest zabezpieczenie dostępu do składników mieszanki czynników chłodzących. PCMR jest mniej wrażliwy na znaczące zmiany w składzie gazu pobieranego do skraplania i pozwala na efektywną eksploatację systemu przy wykorzystaniu zaledwie 25% je-



Od lewej Łukasz Ryś, Grzegorz Wielgus, George Salof przy modułach stacji skraplania znajdujących się w końcowej fazie produkcji.

go całkowitej wydajności, co jest bardzo istotne w przypadku konieczności ograniczenia skraplania. Cechujący się o wiele mniejszym całościowym zapotrzebowaniem na energię w porównaniu z procesem EXP, zużywa jednak o 2–3% więcej energii niż poniżej opisany proces SCMR.

Proces SCMR (*single circuit mixed refrigerant*) to proces skraplania o pojedynczym obiegu, wykorzystujący mieszankę czynników chłodzących, w skład której wchodzi: azot, metan, etan (lub etylen i propan), butan i pentan. Nie ma tu obwodu wstępnego schładzania, przez co zużywa się około 2–3% mniej energii w porównaniu z procesem PCMR, ale wymaga zastosowania większego wymiennika ciepła. W przypadku procesu SCMR niezbędne jest ponadto zastosowanie pentanu jako dodatku do mieszanego czynnika chłodzącego, co nie jest wymagane w przypadku procesu PCMR.

W zależności od zastosowanego procesu skraplania gazu, preferowanej wydajności instalacji oraz dostępu do źródeł energii, stacje skraplania zasilane mogą być w następujący sposób:

- silnikiem elektrycznym zasilanym z sieci energetycznej – preferowany do małych stacji skraplania,
- silnikiem gazowym – najczęściej optymalnym dla średnich instalacji skraplania.
- turbiną gazową – przeznaczoną dla instalacji skraplania o dużej wydajności.

Wybór technologii skraplania gazu zależy od wielu czynników, do których należy skład dostępnych złóż gazu, preferowana wydajność instalacji, oraz dostęp do istotnych z punktu widzenia instalacji, substancji chemicznych wykorzystywanych w trakcie skraplania, jak również źródeł energii. Należy zwrócić uwagę na fakt, iż możliwe jest zaprojektowanie stacji LNG, pozyskującej czynniki chłodzące ze skraplanego gazu, w razie problemów z ich dostępnością. Ponadto instalacja montowana jest w postaci modułów (*skids*) wielkości kontenera, co pozwala na szybki montaż urządzeń (3 dni) w miejscu przeznaczenia, jak również nieskomplikowaną zmianę lokalizacji stacji. Wyżej wymienione możliwości znacznie podnoszą uniwersalność instalacji, która może być dostosowana do każdego miejsca i warunków, gdzie konieczne jest uruchomienie procesu skraplania.

Proces projektowania stacji LNG, korzystającej z konkretnej technologii skraplania, realizowany jest przy wykorzystaniu technologii CAD – za pomocą inteligentnych schematów technologicznych (P&ID). Rozwiązanie takie znacznie ułatwia zarządzanie systemem, zapewnia natychmiastowy dostęp do danych i ich korektę. Zaprojektowany schemat technologiczny poddany zostaje procesowi modelowania 3D, gdzie dokładnie umiejscowione zostają wszystkie, nawet najdrobniejsze szczegóły instalacji. Pozwala to wykryć i skorygować wszelkie nieprawidłowości przed praktyczną realizacją projektu. Nowatorskie i bardzo pomocne z punktu widzenia użytkownika in-



Montaż elementów stacji skraplania w modułach przygotowanych do transportu kontenerowego („skid”) w hali produkcyjnej firmy Kryopak w Stanie Teksas, USA.

stalacji LNG jest darmowe wsparcie techniczne, oferowane przez firmę Kryopak, bazujące na systemie SCADA, dostosowanym do danego projektu LNG. Rozwiązanie to umożliwi wykonawcy instalacji zdalny dostęp do niej poprzez łącza internetowe i bardzo szybkie rozwiązanie problemów wynikłych podczas pracy systemu.

Wizyta w firmie Kryopak umożliwiła pogłębienie praktycznej wiedzy w zakresie innowatorskich i coraz szybciej rozwijających się technologii skraplania gazu ziemnego. Zdobyte w ten sposób doświadczenie z pewnością wykorzystane zostanie dla podniesienia konkurencyjności rynkowej Karpackiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego poprzez próbę zastosowania rozwiązań firmy Kryopak na terenie jego działania. ■

Grzegorz Wielgus jest kierownikiem Biura Strategii i Rozwoju.

Lukasz Ryś jest specjalistą ds. strategii i rozwoju.

**Karpacki Operator
Systemu Dystrybucyjnego
Sp. 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.karpackiosd.pl

**Instalacje
w stacjach
LNG
montowane
są w postaci
modułów,
co pozwala
na szybki
montaż
urządzeń.**

Średnie szkolnictwo zawodowe

MOSD patronem uruchomienia klasy gazowniczej

Małgorzata Ciemnołowska

Z inicjatywy Zakładu Gazowniczego Łódź Oddziału Mazowieckiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego doszło do podpisania listu intencyjnego w sprawie utworzenia klasy gazowniczej w Zespole Szkół Ponadgimnazjalnych Nr 3 w Łodzi.

To pierwsza taka inicjatywa zarówno w Łodzi, jak i w całym regionie. Tym bardziej istotna, że sytuacja na rynku pracy, jeśli chodzi o wykwalifikowaną średnią kadre techniczną, jest nie najlepsza. Brakuje fachowców niemalże w każdej branży. Problem ten w niedalekiej przyszłości dotknie także gazownictwo, ponieważ wielu obecnych pracowników odejdzie na emeryturę.

Z jednej strony, młodzi ludzie wyjeżdżają za granicę, z drugiej – średnie szkolnictwo zawodowe prawie nie istnieje.

– *Myślę, że nie zdawaliśmy sobie sprawy, że w ostatnich kilku latach, na skutek kampanii promowania wykształcenia ogólnego i wyższego, nastąpił tak ogromna zmiana. W mentalności i świadomości zarówno rodziców, jak i uczniów, być może również nauczycieli, utrwaliło się przekonanie, że kształcenie zawodowe jest czymś gorszym* – powiedział uczestni-

czący w podpisaniu listu intencyjnego Jacek Czapiński, dyrektor Wydziału Edukacji Urzędu Miasta Łodzi.

Już w latach 90. ubiegłego stulecia młodzież chętniej wybierała licea ogólnokształcące niż zawodowe i średnie szkoły techniczne. Małe zainteresowanie nimi sprawiło, że część techników zawodowych uległa likwidacji lub przekształceniu w licea zawodowe lub licea techniczne. Niestety, i one, w wyniku reformy systemu oświaty z 1999 roku, zostały zlikwidowane. W stosunkowo krótkim czasie, po wejściu Polski do Unii Europejskiej, nastąpił odpływ polskich fachowców za granicę. Oczywiście, u podstaw tego zjawiska leżą w dużym, jeśli nie głównym, stopniu uwarunkowania ekonomiczne. Mechanizm ten spowodował oprócz spadku bezrobocia w naszym kraju, również – w wielu gałęziach przemysłu, niedobór wykwalifikowanych pracowników i średniej kadry technicznej. Czy to zjawisko dotknęło i gazownictwo?

– *Trudno dzisiaj jednoznacznie odpowiedzieć na to pytanie. Nie możemy powiedzieć, że brakuje nam wykształconych pracowników, ale patrząc perspektywnie, musimy brać pod uwagę naturalną wymianę pokoleniową. Wielu gazowników odchodzi, i będzie odchodziło w niedalekiej przyszłości, na zasłużoną emeryturę. Dlatego to na nas spoczywa obowiązek przygotowania nowej kadry* – powiedział Kazimierz Nowak, prezes zarządu MOSD.

Rosnący popyt na fachowców doprowadził do ponownego zainteresowania zasadniczym i średnim szkolnictwem zawodowym. Czy zatem uruchomienie specjalistycznej klasy gazowniczej w momencie załamania się szkolnictwa zawodowego w Polsce i tak dużej emigracji zarobkowej, jaką obserwujemy, to dobry prognostyk na przyszłość?

– *Jeśli taki partner jak Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego wychodzi z tak ważną inicjatywą, to jest szansa na to, że będzie to jaskółka, która może jeszcze wiosny nie czyni, ale to duży krok dla całego szkolnictwa zawodowego* – twierdzi Wiesława Zewald, pełniąca obowiązki Łódzkiego Kuratora Oświaty. – *Może w przyszłości MOSD uzna, że warto pokusić się o rozszerzenie współpracy na kolejne klasy, a nawet kształcenie dorosłych, bo będą to przecież potencjalni pracownicy spółki, którzy zasilą nie tylko kadry w Łodzi, ale i w całym regionie łódzkim* – dodaje.



List intencyjny podpisali: Wiesława Zewald, pełniąca obowiązki łódzkiego kuratora oświaty, Kazimierz Nowak, prezes Mazowieckiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego, Jacek Czapiński, dyrektor Wydziału Edukacji Urzędu Miasta Łodzi oraz Janusz Bęben, dyrektor Zespołu Szkół Ponadgimnazjalnych nr 3 w Łodzi.

– Oczywiście, powrót do otwierania szkół technicznych nie jest łatwy, ponieważ część nauczycieli z przygotowaniem w przedmiotach zawodowych i specjalistycznych odeszła lub zmieniła kwalifikacje, ale nie jest niemożliwy – powiedział Janusz Bęben, dyrektor Zespołu Szkół Ponadgimnazjalnych nr 3 w Łodzi. To właśnie w tej szkole uruchomiona zostanie klasa gazownicza. – Nasza kadra, która będzie czynnie uczestniczyć w procesie kształcenia, szkoleniach i warsztatach dla młodzieży na pewno podniesie poprzeczkę bardzo wysoko – dodał Kazimierz Nowak, prezes zarządu Mazowieckiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego.

Najważniejsze jest zainteresowanie uczniów nowym kierunkiem kształcenia. A to przeszło najśmielsze oczekiwanie. Na niedawnych targach szkolnych stoisko Zakładu Gazowniczego Łódź, który jest oddziałem MOSD, było wręcz obleżone. Ukończenie tej szkoły nie zamyka możliwości dalszego kształcenia. Młodzież będzie mogła dalej się uczyć na studiach dziennych lub podjąć pracę w MOSD i kształcić się w trakcie jej trwania.

Zajęcia w klasie tej specjalności prowadzone będą na podstawie autorskich programów nauczania modułów zawodowych i specjalizacyjnych zarówno w szkole, jak i w gazowni, która objęła patronat nad szkołą.

List intencyjny podpisali: Wiesława Zewald, pełniąca obowiązki Łódzkiego Kuratora Oświaty Kazimierz Nowak, prezes Mazowieckiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego, Jacek Czapiński, dyrektor Wydziału Edukacji Urzędu Miasta Łodzi oraz Janusz Bęben, dyrektor Zespołu Szkół Ponadgimnazjalnych nr 3 w Łodzi.

* * *

Minęły niespełna cztery miesiące od podpisania listu intencyjnego w sprawie utworzenia klasy gazowniczej w Zespole Szkół Ponadgimnazjalnych Nr 3 w Łodzi. Co udało się zrobić w tym stosunkowo krótkim czasie i czy od września, a więc od nowego roku szkolnego 2008/2009 „ruszy” ten spektakularny projekt Zakładu Gazowniczego w Łodzi?

Arkadiusz Szadkowski, jeden z inicjatorów i koordynatorów przedsięwzięcia, powiedział, że praktycznie wszystko „zapięte jest na ostatni guzik”. – Właśnie kończymy nabór do pierwszej trzydziestoosobowej klasy. Nasze wymagania są duże, gdyż liczba chętnych na jedno miejsce to ponad pięć osób. Zainteresowanie naszą gazowniczą klasą jest naprawdę ogromne, ale nawet do głowy by nam nie przyszło, że aż takie. Wiedzieliśmy, że pomysł chwycił już na targach szkół, ale teraz znamy konkretne liczby.

Już w trakcie pisania programu nauczania zarówno do Kuratorium Oświaty, jak i do Urzędu Miasta napływały prośby o możliwość nauki właśnie w tej

klasie. Urząd nawet sugerował spółce MOSD utworzenie dwóch klas, ale ponieważ jest to jeszcze projekt eksperymentalny, MOSD uznał, że w nadchodzącym roku szkolnym jedna klasa to właściwa decyzja, gdyż i dla spółki będzie to okres zdobywania nowych doświadczeń. Ale – jak powiedział A. Szadkowski – „nie zasypiamy gruszek w popiele”, bowiem już rozpoczęły się prace nad uruchomieniem w sumie czterech klas o profilu gazowniczym, a także technikum zaocznego i dwuletniego studium gazownictwa.

W niemalże ekspresowym tempie został przygotowany, dla nowo utworzonej klasy, wspomniany już program nauczania, który poza przedmiotami o charakterze ogólnym będzie obejmował przedmioty zawodowe. W tak krótkim, czteromiesięcznym okresie była to tytaniczna i niezwykle trudna praca, ponieważ w warunkach tak szybkiej zmiany technologicznej niełatwe jest przygotowanie nowoczesnego programu nauczania.

Kazimierz Nowak, prezes Mazowieckiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego, mocno akcentował, że spółkę interesuje kształcenie specjalistów najwyższej jakości i powinna temu służyć m.in. doskonała współpraca szkoły z pracodawcą przez wykorzystanie do kształcenia zawodowego jego bazy i zaplecza naukowo-technicznego. Nie można także pominąć i innych, nie mniej ważnych aspektów. Chociażby zorganizowania praktycznej nauki zawodu i zajęć praktycznych z wykorzystaniem najnowszych technik i technologii.

Ponadto na uwadze trzeba mieć również fakt objęcia nauczycieli ze szkół technicznych nowoczesnymi formami doskonalenia zawodowego. I – co chyba najbardziej istotne – dofinansowanie bazy dydaktycznej w szkołach zawodowych.

W pracach nad przygotowaniem programu kształcenia dla pierwszej klasy gazowniczej uczestniczyli Arkadiusz Szadkowski z MOSD O/ZG Łódź, Marzena Więcek oraz Andrzej Świderek z Zespołu Szkół Ponadgimnazjalnych Nr 3. Prace nadzorował K. Moss z Centrum Doskonalenia Nauczycieli. Opinię programową do programu nauczania przygotował wybitny specjalista, profesor Stanisław Rychlicki. Wśród przedmiotów zawodowych znalazły się m.in. sieci i instalacje gazu, paliwa gazowe, stacje gazowe i stacje przesyłu gazu, projektowanie i wykonawstwo przyłączy gazu czy wreszcie aparatura kontrolno-pomiarowa i mechanika. ■

Fot. M. Ciemnołońska

Mazowiecki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.

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

Rosnący popyt na fachowców doprowadził do ponownego zainteresowania zasadniczym i średnim szkolnictwem zawodowym. Czy zatem uruchomienie specjalistycznej klasy gazowniczej to dobry prognostyk na przyszłość?

Ramię w ramię z ONZ



Katarzyna Wróblewicz

Od lutego 2008 roku Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. jest pierwszą firmą z branży energetycznej w Polsce, która została pełnoprawnym członkiem programu Global Compact (GC). Wiadomość tę obwieścił nam dyrektor biura sekretarza generalnego Organizacji Narodów Zjednoczonych. Global Compact to inicjatywa Kofi Annana, sekretarza generalnego ONZ, stanowiąca wezwanie skierowane do przedstawicieli biznesu, aby w swojej działalności, kierowali się 10 podstawowymi zasadami z zakresu praw człowieka, praw pracowniczych, ochrony środowiska i przeciwdziałania korupcji. Global Compact jest jednocześnie programem promującym społeczną odpowiedzialność biznesu (*Corporate Social Responsibility – CSR*).

Pismo, które otrzymaliśmy z ONZ jest odpowiedzią na naszą deklarację przystąpienia do inicjatywy Global Compact. Decyzja o przystąpieniu do GC była ukoronowaniem trwających ponad rok prac koncepcyjnych, których efektem było uznanie przez spółkę zasad społecznej odpowiedzialności biznesu za element długofalowego, strategicznego zarządzania. Włączenie zasad CSR do misji firmy okazało się fundamentem dla rozwoju idei CSR w firmie. Niezwykle istotne było dla nas również poparcie globalnej, wiarygodnej inicjatywy odpowiedzialności społecznej, która pomogłaby nam realizować nasze społeczne projekty i która stanowiłaby dla nas źródło wiedzy i cennego doświadczenia.

W ten sposób zostaliśmy pierwszą polską firmą gazowniczą w Global Compact – międzynarodowej inicjatywie na rzecz rozwoju społecznego, która w Polsce koordynowana jest przez UNDP – Program Narodów Zjednoczonych ds. Rozwoju. Celem inicjatywy jest stworzenie silnej grupy firm społecznie odpowiedzialnych, realizującej projekty o dużym wpływie na rozwój społeczny. Global Compact to również zobowiązanie firm członkowskich do dostarczania raz do roku konkretnego raportu Communication on Progress (COP). Raport zawiera przykłady świadczące o postępie w dziedzinie wdrażania zasad Global Compact w firmie.

Członkostwo spółki w Global Compact jest źródłem konkretnych korzyści. Inicjatywa GC jest

10 ZASAD GLOBAL COMPACT:

Prawa człowieka

1. Popieranie i przestrzeganie praw człowieka przyjętych przez społeczność międzynarodową.
2. Eliminacja wszelkich przypadków łamania praw człowieka przez firmę.

Standardy pracy

3. Poszanowanie wolności stowarzyszania się.
4. Eliminacja wszelkich form pracy przymusowej.
5. Zniesienie pracy dzieci.
6. Efektywne przeciwdziałanie dyskryminacji w sferze zatrudnienia.

Środowisko naturalne

7. Prewencyjne podejście do środowiska naturalnego.
8. Podejmowanie inicjatyw mających na celu promowanie postaw odpowiedzialności ekologicznej.
9. Stosowanie i rozpowszechnianie przyjaznych środowisku technologii.
10. Przeciwdziałanie korupcji we wszystkich formach, w tym wymuszeniu i łapówkarstwu.

Misja POSD Sp. z o.o.:
Misją Pomorskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. jest świadczenie na rzecz klientów usługi dystrybucji gazu ziemnego w sposób zapewniający ciągłość i bezpieczeństwo dostaw, przy uwzględnieniu potrzeb społeczeństwa oraz środowiska naturalnego.

platformą wymiany doświadczeń i dobrych praktyk z firmami i organizacjami promującymi społeczną odpowiedzialność biznesu; umożliwia współpracę z agendami ONZ, w tym z Międzynarodową Organizacją Pracy, Programem Narodów Zjednoczonych

Ochrony Środowiska oraz zwiększa możliwości rozwoju przedsiębiorstwa poprzez stosowanie odpowiedzialnych społecznie strategii i praktyk.

Podczas oczekiwania na upragniony list od sekretarza generalnego ONZ przystąpiliśmy do realizacji naszych wcześniejszych koncepcji dotyczących CSR. Zmodyfikowaliśmy kodeks etyczny firmy m.in. pod kątem 10 zasad Global Compact. Opracowaliśmy również podwaliny pod kolejne projekty związane ze zrównoważonym rozwojem, które – zgodnie z naszą misją, strategią komunikacji i nowo przyjętą inicjatywą ONZ – mają służyć rozwojowi idei społecznej odpowiedzialności biznesu i, być może, będą źródłem inspiracji dla innych firm z branży. ■

Uznajemy zasady społecznej odpowiedzialności biznesu za element długofalowego, strategicznego zarządzania.

Działamy etycznie

W maju br. podczas warszawskiej konferencji „Konkurencyjna produktywność poprzez działania proetyczne” Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego sp. z o.o. otrzymał tytuł „ZAŁOGA firmy z wysoką etycznością pracy”.

Przyznany tytuł jest wynikiem udziału spółki w 2007 roku w projekcie „Kwantyfikacja wpływu etyczności pracy załóg firm na konkurencyjną produktywność, korzyści społeczne i tworzenie miejsc pracy w warunkach integracji i globalizacji. Projekt normy etyczności EK1000 dla firm w Polsce i Europie”. Projekt zrealizowała Szkoła Wyższa im. Bogdana Jańskiego w Warszawie. Wzięły w nim udział 104 firmy, natomiast wyróżnienia przyznano 34 z nich.

W ramach projektu 432 pracowników ówczesnej Pomorskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o., a w tym 348 pracowników obecnego Pomorskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego sp. z o.o., wypełniło ankiety badawcze. Na podstawie otrzymanych odpowiedzi dokonano analizy systemu etycznego firmy. Wyniki naszych ankiet pozwoliły nam znaleźć się w gronie wyróżnionych, co jest równoznaczne z etycznością pracy załogi spółki i społeczną odpowiedzialnością prowadzonej działalności biznesowej. ■

Małgorzata Chrzanowska



Pomorski Operator Systemu Dystrybucyjnego 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.pomorskiods.pl

„Matka-gazownia” nagrodzona!

Leszek Łuczak

Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. (dawniej: Wielkopolska Spółka Gazownictwa) zdobył tytuł Solidnego Pracodawcy Wielkopolski 2007. O przyznaniu tego wyróżnienia zdecydowała wyjątkowa dbałość tej firmy o ochronę zdrowia załogi i bezpieczne warunki pracy, a także szeroka pomoc udzielana pracownikom poszerzającym swoje zawodowe wykształcenie.

Na tytuł Solidnego Pracodawcy firma ta zasługiwała od dawna. – *Niezwykle dokładnie przestrzegamy przepisów prawa pracy* – mówi **Zdzisław Kowalski, prezes Zarządu Wielkopolskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.** – Z przeprowadzonej na początku tego roku ankiety

wśród załogi wynika, że nasi pracownicy bardzo sobie cenią kulturę pracy i atmosferę w naszej firmie, dobry klimat dla współpracy i brak wyścigu szczurów. Zakres pomocy socjalnej, pewne formy pomocy także dla naszych emerytów, stabilność zatrudnienia, troska pracodawcy o bezpieczeństwo pracy, ułatwianie zdobywania wyższych kwalifikacji zawodowych – wszystko to powoduje, że cieszymy się opinią dobrego pracodawcy. Pracownicy mówią o naszej firmie: *Matka-Gazownia. To oddaje cały ich stosunek do pracodawcy.*

NIE TYLKO FUNDUSZ SOCJALNY

Z bogatej palety świadczeń socjalnych w WOSD warto wymienić na przykład dopłaty do wakacyjnego wypoczynku i różnych form rekreacji, pożyczki budowlano-remontowe lub płatne, dodatkowe urlopy na poratowanie zdrowia. WOSD przywiązuje olbrzymią wagę do bhp. Pracowników zatrudnionych przy robotach gazoniebezpiecznych wyposażono w najnowocześniejszy sprzęt, dzięki czemu ryzyko nieszczęśliwych wypadków jest minimalne... Obok obligatoryjnych szkoleń z zakresu bhp i ochrony przeciwpożarowej WOSD wprowadził ciekawą formę motywacji pracowników do pogłębiania wiedzy w tym zakresie. Każdego roku organizuje się konkurs dla dwuosobowych zespołów na temat zasad bhp i ochrony p-poż., niespotykany w Polsce: Na zwycięzców czekają cenne nagrody. Zainteresowanie tym konkursem jest bardzo duże.

WOSD zatrudnia prawie 2000 osób. Nie narzeka na brak chętnych do pracy. W firmie można bowiem liczyć nie tylko na dobre i punktualnie wypłacane wynagrodzenie (wyższe niż średnia krajowa), spółka weszła do powszechnego programu emerytalnego i opłaca całej załodze składki na dodatkowe zwiększenie emerytur.

– *Chcemy zapewnić naszym ludziom godziwą przyszłość* – wyjaśnia prezes Zdzisław Kowalski. – *Dbamy też o przyszłość pracowników, którym do wieku emerytalnego jeszcze daleko. Przed nimi lata pracy, a owoce tej pracy zależeć będą od ich zawodowych kompetencji. Dlatego stale organizujemy szkolenia, zwłaszcza dla informatyków, monterów i instalatorów gazowych, prowadzimy kursy języków obcych. Chętnym na studia wyższe i podyplomowe po-*



Z dyplomem i medalem Solidnego Pracodawcy 2007: Karolina Danielewicz – członek Zarządu WOSD (trzecia od lewej) i liderzy związkowi WOSD – Lucyna Olszewska, Adam Kokot i Rajmund Czajka

krywamy połowę czesnego, a w przypadku specjalizacji związanych ściśle z naszą branżą – nawet całość. Studiujący pracownicy otrzymują dodatkowe dni urlopu na przygotowanie się do egzaminów. Co roku dokształcamy w ten sposób grupę kilkudziesięciu osób.

Szczególne wyrazy uznania należą się jednak WOSD za opiekę nad emerytami. Są niezwykle uroczyście żegnani, ale nie rozstają się z firmą całkowicie. Na ogół spotykają się w kołach emerytów poszczególnych oddziałów, korzystają z dopłat do wycieczek lub imprez kulturalnych i rekreacyjnych. Zdarza się, że niektórzy z nich w pewnych okresach podejmują w WOSD pracę na zlecenie – dzieje się tak, gdy ich wiedza i doświadczenie są firmie bardzo potrzebne. A w trudnych w przypadkach losowych są wspomagani tak, jakby nadal byli pracownikami.

WIELKA RODZINA

Nowy, niedawno powołany zarząd Wielkopolskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego planuje dal-

szy rozwój firmy. Dalszy rozwój sieci dystrybucyjnej, obniżka kosztów, nowoczesne formy zarządzania stworzą podstawy dla egzystencji spółki w warunkach liberalizacji gazowego rynku. – Zdajemy sobie sprawę, że tych planów nie da się zrealizować bez odpowiednich postaw pracowników. Jesteśmy kontynuatorami ponad 150-letniej historii wielkopolskiego i zachodniopomorskiego gazownictwa. Jedną z trwałych cech branży gazowniczej zawsze było silne poczucie więzi pracowników z firmą, identyfikowanie się z jej interesami. Ten stan rzeczy chcemy, oczywiście, utrzymać i utrwalać. Dlatego robimy wiele, by nasza załoga czuła się w miejscu pracy jak w rodzinie. Stawiamy pracownikom coraz większe wymagania, ale w relacjach z załogą stosujemy zasady fair play – mówi prezes Zdzisław Kowalski. – Tylko solidny pracodawca może oczekiwać solidnej pracy. Taka postawa pracodawcy się oplaca. Przekonaliśmy się o tym niejednokrotnie. Zwłaszcza w sytuacjach awaryjnych, gdy „wszystkie ręce potrzebne są na pokładzie”. Nie musimy ludziom mówić, jak mają działać. Zawsze – bez rozkazu – stają na wysokości zadania. ■

Nie musimy ludziom mówić, jak mają działać. Zawsze – bez rozkazu – stają na wysokości zadania.

Gazownia na forcie

Na terenie należącym do Wielkopolskiego Operatora Dystrybucyjnego w Poznaniu przy ul. Grobla trwa renowacja zabytkowego budynku. Kiedyś, gdy działała gazownia, mieściły się tu szatnie i łaźnia dla pracowników. Budynek będzie nie tylko zrewitalizowany, ale także powiększony o nowe skrzydła.

Gdy zaczęto kopać dół pod fundament i podziemne kondygnacje nowej części tego obiektu, budowniczych spotkała spora niespodzianka. Ziemia kryła świetnie zachowane fragmenty fortu, który był jednym z ogniw otaczających Poznań do początku XX w. fortyfikacji. Masywny pierścień obronnych budowli z cytadelą pruski zaborca zbudował w XIX w., Poznaniowi wyznaczono bowiem rolę miasta-twierdzy. W 1900 r. zapadła decyzja o uwolnieniu miasta z tego gorsetu. Otaczające Poznań wały i forty w większości zrównano z ziemią. Zyskała na tym także poznańska gazownia, powiększono jej teren, na którym postawiono kolejne obiekty.

Po odsłonięciu murów fortu na terenie WOSD pojawiła się ekipa specjalistów z Muzeum Archeologicznego w Poznaniu. Wykonano dokumentację „wykopaliska” i zezwolono na kontynuację inwestycji.

W ostatnich dniach teren należący do WOSD, Gaz-Systemu i Aquanetu (poznane wodociągi) znalazł się w centrum uwagi poznańskiej opinii publicznej. Znajduje się tu bowiem kilka cennych zabytków architektury industrialnej – spadek po dawnych Zakładach Światła, Siły i Wody. Niektóre z nich są puste. Świetna lokalizacja – między Starówką, Ostro-



Fragmety fortu odkryte na terenie poznańskiej gazowni.

wem Tuskim i Wartą – podsuwa wiele pomysłów na wykorzystanie tej urbanistycznej perełki. W sobotę, 14 czerwca br., „Gazeta Wyborcza” w porozumieniu z Zarządem WOSD zorganizowała zwiedzanie terenu gazowni. Przybyło 500 osób, z prezydentem Poznania na czele. Zachwytem nie było końca.

Debatą się toczy, czas pokaże, jakie da owoce. ■

Leszek Łuczak

Wielkopolski Operator Systemu Dystrybucyjnego 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.wielkopolskiosd.pl

fot. Leszek Łuczak

Plany inwestycyjne GAZ–SYSTEM S.A.

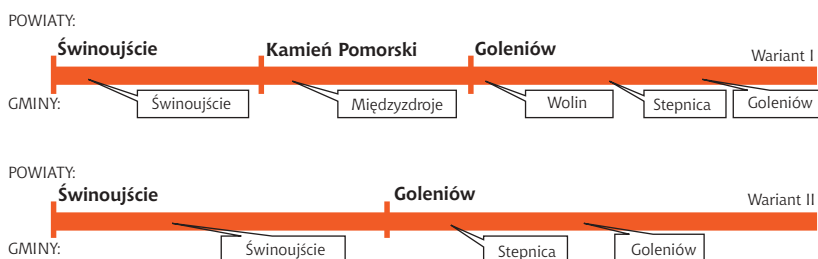
w północno-zachodniej Polsce

GAZOCIĄG ŚWINOUJŚCIE–SZCZECIN

Długość: **85 km**
 Czas realizacji: **2007–2011**
 Wartość inwestycji: **475 mln PLN**
 Planowane dofinansowanie z UE: **130,63 mln PLN**

Gazociąg połączy ze Szczecinem terminal do odbioru skroplonego gazu ziemnego (LNG), którego budowę planuje PGNiG S.A. Umożliwi transport gazu ziemnego odbieranego w Świnoujściu z terminalu LNG do systemu krajowego.

Planowany przebieg gazociągu:

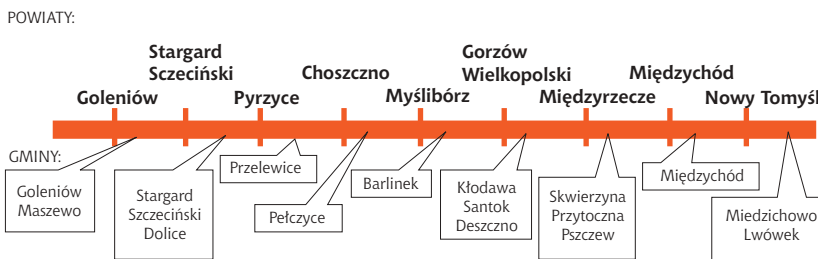


GAZOCIĄG SZCZECIN–LWÓWEK

Długość: **186 km**
 Czas realizacji: **2007–2014**
 Wartość inwestycji (wraz z tłocznia Goleniów): **593,3 mln PLN**
 Planowane dofinansowanie z UE: **163,16 mln PLN**

Gazociąg umożliwi modernizację istniejącego układu zasilania Kotowo–Lwówek–Police. Inwestycja umożliwi przesyłanie większych ilości gazu, m.in. z nowego punktu dostaw na polskim wybrzeżu.

Planowany przebieg gazociągu:



GAZ-SYSTEM S.A. planuje budowę ponad 600 kilometrów gazociągów w północno-zachodniej Polsce. Wartość inwestycji to ponad 2 mld złotych. W planach są między innymi gazociągi na odcinkach Świnoujście–Szczecin, Szczecin–Lwówek, Szczecin–Gdańsk oraz budowa tłoczni w Goleniowie. Rozbudowa gazowego systemu przesyłowego w północno-zachodniej Polsce jest ujęta w rządowym programie operacyjnym „Infrastruktura i środowisko” – Narodowa Strategia Spójności 2007–2013. GAZ-SYSTEM S.A. będzie się starała o dofinansowanie inwestycji ze środków unijnych. Celem budowy gazociągów w tym rejonie kraju jest zwiększenie

przesyłanych ilości gazu oraz umożliwienie dostawy ekologicznego paliwa na obszary dotąd niezgazyfikowane. Rozbudowa sieci przesyłowej gazu ziemnego pozwoli na zwiększenie atrakcyjności inwestycyjnej województwa zachodniopomorskiego, a także umożliwi rozwój inwestorom Kostrzyńsko–Słubickiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej. Budowa systemu gazociągów w północno-zachodniej Polsce pozwoli także na odbiór i transport gazu z terminalu LNG oraz gazociągu Baltic Pipe, których budowę planuje PGNiG SA, co zapewni poprawę bezpieczeństwa energetycznego Polski. ■

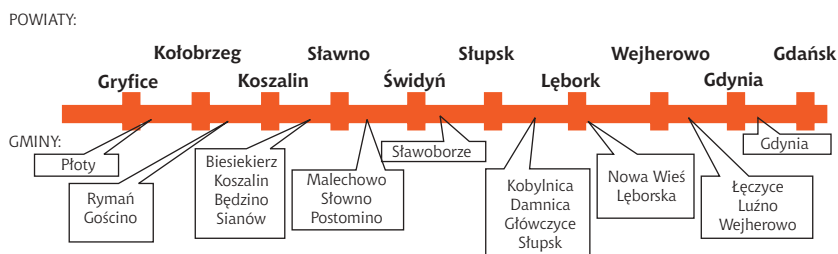


GAZOCIĄG SZCZECIN–GDAŃSK

Długość: **około 272 km**
 Czas realizacji: **2007–2011**
 Wartość inwestycji : **825 mln PLN**
 Planowane ofinansowanie z UE: **226,88 mln PLN**

Inwestycja ta pozwoli na przesyłanie gazu na odcinku Szczecin–Gdańsk. Umożliwi to pozyskiwanie nowego kierunku dostaw dla Trójmiasta oraz zwiększenie ilości przesyłanego gazu dla dotychczasowych odbiorców. Dzięki temu gazociągowi możliwa będzie dostawa gazu na obszary dotychczas niezgazyfikowane.

Planowany przebieg gazociągu:

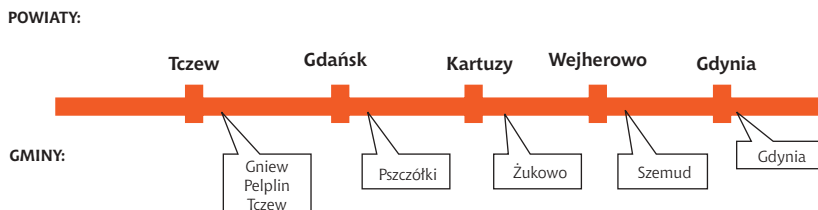


GAZOCIĄG WŁOCŁAWEK–GDYNIA

Długość: **około 75 km**
 Czas realizacji: **2006–2011**
 Wartość inwestycji : **118 mln PLN**
 Planowane dofinansowanie z UE: **32,45 mln PLN**

Budowa kolejnego odcinka tego gazociągu pozwoli na zwiększenie dostaw gazu do odbiorców na odcinku Włocławek–Gdańsk–Gdynia oraz przyłączenie do systemu przesyłowego nowych odbiorców.

Planowany przebieg gazociągu:



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

Odpowiedzialny biznes elementem konkurencyjności

Michał Szymczak

W Zielonej Księdze Komisji Europejskiej (*Green Paper on Corporate Social Responsibility*) CSR opisywana jest jako koncepcja, wedle której przedsiębiorstwa w swojej działalności oraz w kontaktach z interesariuszami dobrowolnie uwzględniają aspekty społeczne i ekologiczne. W dokumencie tym przedstawiono także dwa wymiary CSR: wewnętrzny i zewnętrzny. W wymiarze wewnętrznym społecznie odpowiedzialne praktyki przedsiębiorstwa obejmują takie obszary, jak zarządzanie zasobami ludzkimi, bezpieczeństwo i higienę pracy, adaptację do zmian oraz ochronę środowiska naturalnego, natomiast w wymiarze zewnętrznym CSR obejmuje między innymi relacje przedsiębiorstwa z klientami, partnerami handlowymi, dostawcami i społecznościami lokalnymi oraz dotyczy przestrzegania praw człowieka i globalnych problemów ekologicznych.

Wzrost popularności koncepcji CSR wśród liderów biznesu, organizacji pozarządowych oraz administracji wielu państw starego kontynentu wynika ze znaczącego zaangażowania się instytucji politycznych Wspólnoty Europejskiej w przedsięwzięcia propagujące ideę odpowiedzialnego biznesu.

Koncepcja Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstwa, która dotychczas odnosiła się przede wszystkim do podmiotów gospodarczych, stała się w Unii



Symposium Marketing w Gazownictwie – klient – partner w biznesie. Zakopane 4–6.06.2008 r.

Europejskiej sprawą publiczną. CSR to element polityki państwa, instrument zarządzania stymulujący rozwój ekonomiczny i społeczny, konkurencyjność gospodarki oraz budowanie dobrobytu społecznego. W Polsce koncepcja CSR uznawana była do niedawna za ideologiczną próbę podważenia zasad kapitalizmu lub za przejaw nieznamośności podstaw systemu wolnorynkowego.

Obecnie jednak CSR to nie tylko teoria i dyscyplina naukowa, bowiem wiele przedsiębiorstw działających na polskim rynku podejmuje praktyczne działania w zakresie wdrażania tej koncepcji.

Potwierdzeniem tego jest ostatni, opublikowany przez Forum Odpowiedzialnego Biznesu raport pt.: „Odpowiedzialny biznes w Polsce 2007. Dobre praktyki”, w którym przedstawione są

liczne przykłady polskich przedsięwzięć z zakresu społecznej odpowiedzialności w czterech obszarach: miejsce pracy, rynek, społeczeństwo oraz środowisko. W gronie liderów odpowiedzialnego biznesu znalazły się trzy spółki należące do sektora paliwowo-energetycznego: BP Polska, Polski Koncern Naftowy Orlen oraz RWE Stoen. Należy również dodać, że społeczna odpowiedzialność spółek energetycznych jest obecnie przedmiotem zainteresowania Ministerstwa Gospodarki, Ministerstwa Skarbu Państwa oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

21 kwietnia 2008 roku prezes URE powołał Zespół do spraw Prac Badawczych nad Problematyką Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw Energetycznych.

Utworzenie zespołu jest konsekwencją opracowanego przez URE raportu na temat odbiorców wrażliwych społecznie. Prezes URE, zmierzając w kierunku całkowitego otwarcia rynku energii, chce jednocześnie stworzyć warunki niezbędne do wzmocnienia podstaw społecznej odpowiedzialności polskiej gospodarki w sektorze energetycznym. Zadaniem zespołu jest przegląd rozwiązań istniejących w Polsce oraz w krajach Unii Europejskiej, dotyczących form i zakresu za-

4–6 czerwca 2008 r. w Zakopanem odbyło się sympozjum „Marketing w gazownictwie – klient – partner w biznesie”. Organizatorami tego przedsięwzięcia byli: Krakowski Oddział Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, Karpacki Operator Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. w Tarnowie Oddział Gazowniczy w Krakowie oraz PGNiG SA.

Podczas sympozjum wygłoszono kilkanaście referatów, w tym przygotowany przez spółkę G.EN. GAZ ENERGIA pt.: „Odpowiedzialny biznes elementem budowania przewagi konkurencyjnej przedsiębiorstw branży gazowniczej”. Referat ten przedstawiał w sposób syntetyczny koncepcję Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstwa (pojęcie to w skrócie określane jest jako CSR od angielskich słów *Corporate Social Responsibility*).

angażowania się organów administracji rządowej i przedsiębiorstw energetycznych w ramach CSR. W wyniku tych prac zespół przygotowuje projekt zaangażowania się prezesa URE w tę dziedzinę, wraz z propozycją ewentualnych zmian w ustawie „Prawo energetyczne”.

Realizacja powyższego projektu ma niewątpliwie na celu opracowanie metod i instrumentów zapewniających propagowanie oraz monitorowanie przez URE działań związanych z koncepcją CSR na rynku energetycznym.

Na uwagę zasługuje również fakt, iż 25–26 czerwca br. w Gnieźnie odbędzie się pierwsza w Polsce konferencja poświęcona społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych. Patronat honorowy nad tym wydarzeniem objęli: Waldemar Pawlak, wicepremier i minister gospodarki, Aleksander Grad, minister skarbu państwa, Mariusz Swora, prezes Urzędu Regulacji Energetyki oraz Janusz Kochanowski, rzecznik praw obywatelskich.

Znaczny wzrost zainteresowania polskich władz i przedsiębiorców koncepcją CSR wynika z członkostwa Polski w UE, które obliguje Polskę do przyjęcia europejskiego modelu gospodarki oraz proklamowanych przez Komisję Europejską określonych wzorców społecznych, a także ze zrozumienia jej znaczenia w zarządzaniu przedsiębiorstwami i budowaniu przewagi konkurencyjnej.

Dla Komisji Europejskiej ważne jest, aby koncepcja CSR stała się integralną częścią zarządzania i była obecna w codziennej działalności przedsiębiorstw, szczególnie tych, które działają w sektorach mających znaczny wpływ na całą gospodarkę i środowisko naturalne.

Niewątpliwie przedsiębiorstwa branży gazowniczej spełniają ww. założenia, co powoduje, że wdrażanie i wykorzystywanie przez nie koncepcji CSR jest pożądane i uwarunkowane wieloma względami.

Podstawowe determinanty stosowania koncepcji CSR przez przedsiębiorstwa sektora paliwowo-energetycznego, wynikające z trzech głównych celów zrównoważonej polityki energetycznej Unii Europejskiej, to:

- zapewnienie bezpieczeństwa dostaw,
- zapewnienie konkurencyjności gospodarki,
- ochrona środowiska naturalnego.

Są to strategiczne cele, zgodne z długoterminowymi założeniami europejskiej strategii energetycznej na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii, która uwzględnia politykę ekologiczną Wspólnoty Europejskiej oraz poszczególne polityki sektorowe. W odniesieniu natomiast do poszczególnych przedsiębiorstw, w tym gazowniczych, celem stosowania strategii zarządzania opartej na koncepcji CSR jest budowanie przez nie przewagi konkurencyjnej i osiągnięcie licznych korzyści wynikających z jej stosowania.

Do głównych korzyści osiąganych przez przedsiębiorstwa bazujące na koncepcji CSR zaliczyć można:

- kształtowanie pozytywnego wizerunku firmy wśród pracowników,
- podnoszenie poziomu kultury organizacyjnej przedsiębiorstwa,
- poprawę relacji ze społecznością i władzami lokalnymi,
- zwiększenie lojalności konsumentów i interesariuszy,
- pozyskanie i utrzymanie najlepszych pracowników,
- wzrost zainteresowania inwestorów,
- wzrost konkurencyjności.

Korzyści społeczne, będące wynikiem stosowania przez przedsiębiorstwa koncepcji CSR, to:

- nagłaśnianie i rozwiązywanie istotnych problemów społecznych,
- lepszy dostęp do informacji o przedsiębiorstwie,
- poprawa stanu środowiska naturalnego,
- poszanowanie praw człowieka,
- edukowanie społeczeństwa.

Ponadto prowadzenie przez przedsiębiorstwo odpowiedzialnej społecznie działalności gospodarczej powoduje osiągnięcie przez nie większych zysków operacyjnych, a także przyczynia się do wzrostu jego wartości rynkowej.

Doświadczenia ostatnich lat pokazują, że firmy odpowiedzialne społecznie

i środowiskowo łatwiej pozyskują z rynku kapitałowego środki na swój rozwój, dają w długim okresie większy zwrot z zainwestowanego kapitału, a wartość ich akcji systematycznie rośnie.

Stosowanie w praktyce koncepcji CSR i faktyczne postępowanie zgodnie z jej zasadami jest istotnym czynnikiem zwiększania przewagi konkurencyjnej oraz poprawy jej wizerunku w oczach interesariuszy.

Przed realizacją konkretnych działań społecznych należy jednak zadać sobie pytanie, czy przyniosą one istotne korzyści zarówno społeczeństwu, jak i wymierne zyski firmie.

Żadne przedsiębiorstwo bowiem nie jest zdolne rozwiązać wszystkich problemów społeczeństwa i żadnego na to nie stać. Zamiast próbować tego dokonać, lepiej wyselekcjonować te zagadnienia, które są bezpośrednio związane z działalnością przedsiębiorstwa. Im bliższa jest dana kwestia społeczna zakresowi działalności przedsiębiorstwa, tym większa jest szansa, że firma ta pomnoży swoje zasoby i zdobędzie nowe możliwości, a jej działania przyniosą korzyść społeczeństwu.

W przypadku spółek sektora paliwowo-energetycznego koncepcja CSR ma szczególne znaczenie, bowiem firmy te wpływają na całą gospodarkę narodową, bezpieczeństwo energetyczne kraju, wszystkich obywateli państwa i środowisko naturalne. Przedsiębiorstwa infrastrukturalne są ponadto na stałe wpisane w krajobraz Polski i jako monopol naturalny trwale związane z klientami i społecznościami lokalnymi.

Dla przedsiębiorstw branży gazowniczej wdrożenie koncepcji CSR może być z pewnością czymś więcej niż tylko kolejną kampanią marketingową. Odpowiedzialny biznes może być dla nich źródłem szans na dalszy rozwój i strategią budowania przewagi konkurencyjnej. ■



G.EN. GAZ ENERGIA S.A.
ul. Obornicka 235, 60-650 Poznań
tel. (+48) 061 822 67 01
fax (+48) 061 822 67 31
e-mail: gen@gen.com.pl
www.gen.com.pl

Tajniki duszy geologa

Prof. dr hab. inż. Wojciech Górecki

Nie pochodzę z rodziny o tradycjach geologicznych, jakkolwiek mój ojciec Józef był górnikiem i pracował w latach 20. ubiegłego wieku we francuskich Pirenejach przy drążeniu tuneli.

Jako dwunastoletni uczeń szkoły podstawowej interesowałem się natomiast archeologią i wraz z moim przyjaciелеm szkolnym penetrowaliśmy nadwarciańskie wydmy rodzinnej Wielkopolski w rejonie Konina, wykopując szczątki naczyń i garnków ze starożytnych osad.

EDUKACJA

Pierwszy krok ku geologii to nauka w Technikum Geologicznym w Warszawie, w którym miałem rozwijać zainteresowania zbliżone do archeologii. Archeolog i geolog mają wiele wspólnych cech. Obydwaj są jak detektywi dokumentujący fakty i zjawiska z przeszłości. Tak się rozpoczęła moja przygoda z geologią, która poprzez pracę wiertacza i technika-geologa, studia w Akademii Górniczo-Hutniczej, pracę zawodową nauczyciela akademickiego i geologa trwa już kilkadziesiąt lat.

Po skończeniu technikum podjąłem pracę w górnictwie naftowym. To w tym okresie narodziła się moja fascynacja geologią naftową, która trwa do dziś. To w poszukiwaniach złóż na obszarze zachodniej i północnej Polski, poznałem wspaniałych naftowców z ziemi krośnieńsko-jasielskiej, kontynuujących 150-letnią tradycję naftową Polski. To oni odkrywali nowe złoża w trudnych warunkach, wykonując perfekcyjnie z ogromnym sercem i talentem odpowiedzialną pracę. Były to dla mnie praktyczne wykłady na poziomie uniwersyte-tu i wzorce na całe życie zawodowe.

Konsekwencją mojego wyboru zawodu geologa naftowego były studia

na Wydziale Geologiczno-Poszukiwawczym w Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, wspaniałej Alma Mater, która poprzez swoją tradycję, kulturę techniczną, najlepszych polskich wykładowców w dziedzinie geologii, geofizyki i górnictwa, nowoczesne laboratoria oraz liczne praktyki terenowe, dała mi znakomite fundamenty dla zawodowej kariery.

Geologia jest trudną, ale fascynującą nauką. Bada Ziemię – planetę, która jest jak kronika historyczna i w niej na poszczególnych stronicach liczących miliony, dziesiątki i setki milionów lat, zapisane są zjawiska i wydarzenia, odcyfrowywane z trudną, detektywistyczną pracą geologa. Geolog naftowy z definicji jest człowiekiem o dużej wyobraźni. Cofając się w przeszłość planety Ziemi weryfikuje zjawiska zapisane w skałach. Jak artysta maluje obrazy z przeszłości geologicznej. Na podstawie faktów i ich interpretacji wypełnia ramy swoich obrazów-map treścią, opisując budowę geologiczną w przeszłości i dzisiaj.

Dziedzina geologii, którą uprawiam – poszukiwania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego – jest szczególnie wrażliwa na cechy osobowe geologa, takie jak umiejętności techniczne, otwartość na nowe idee, wytrwałość i entuzjazm. Jak uczy historia odkryć naftowych na świecie i moje własne doświadczenie, odkrywcami są z reguły ludzie kreatywni i twórczy, wyznawcy filozofii optymizmu, mający w sobie wiedzę, ale i wiarę, że ich interpretacja i analiza jest właściwa. W poszukiwaniach surowców mineralnych, a w szczególności złóż ropy naftowej i gazu ziemnego nie ma więc



miejsca dla geologów i menedżerów-dogmatyków, uprzedzonych do ludzi o nieustającej chęci decydowania o wszystkim i niechęci do nowych koncepcji i idei. Poszukiwacz złóż węglowodorów doskonale wpisuje się w sentencję, wyartykułowaną przez Leonarda da Vinci „nie można zostać wybitnym inżynierem, nie będąc chociaż trochę artystą”.

WYKORZYSTANIE CIEPŁA ZIEMI

Od ponad dwudziestu lat zajmuję się także drugą, jakże przyszłościową dziedziną geologii – wykorzystaniem dla celów utylitarnych ciepła Ziemi, tak zwaną energią geotermalną. Energia geotermalna manifestuje się na powierzchni w postaci fascynujących i widowiskowych wulkanów, gejzerów, źródeł ciepłocowych, a także występujących w głębi ziemi par i wód oraz gorących skał. Zasoby energii cieplnej pochodzenia geotermalnego, teoretycznie możliwe do wykorzystania są ogromne i przekraczają 10 000 razy wielkość rocznego wykorzystania energii na świecie. Gdybyśmy potrafili wykorzystać tylko 1% energii geotermalnej ze skorupy ziemskiej do głębokości, jaką dzisiaj penetrujemy otworami wiertniczymi, to dostalibyśmy ilość energii przekraczającą 500-krotnie wszystkie ziemskie zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego. Kluczem do sukcesu, nad którym pracują zespoły badawcze na świecie i w naszej uczelni są nowe technologie i obniżenie kosztów pozyskania ciepła Ziemi i gorących podziemnych wód i par.

Jestem współautorem w tej dziedzinie większości polskich projektów oraz fundamentalnych opracowań i atlasów, w tym *Atlasu zasobów geotermalnych Europy*.

MARZENIE O WIELKIM GÓRNICTWIE

Od kilkunastu lat niezmiennie postuluję przekształcenie Górnictwa Naftowego w spółkę działającą na rynkach światowych. Jak daleko byłoby Górnictwo Naftowe, wchodząc z poszukiwaniami na koncesje zagraniczne, kiedy baryłka ropy kosztowała 10 USD i zakup udziałów w złożach lub zakup koncesji poszukiwawczych był wielokrotnie tańszy aniżeli w 2008 r.

Jestem rzecznikiem zwiększenia krajowego wydobycia. Już przy obecnych zasobach wydobywalnych możemy zwiększyć wydobycie gazu ziemnego do 5,5 mld m³ i ropy naftowej do 1,5 mln t. Co ważniejsze, perspektywy odkrycia nowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej są znaczące. Koszt pozyskania gazu krajowego kształtuje się na poziomie 70–80 USD/1000 m³. Dlaczego więc nie zwiększyć radykalnie nakładów na poszukiwania krajowe? Jest korelacja pomiędzy nakładami na poszukiwania a przyrostem zasobów. Badania w Katedrze Surowców Energetycznych AGH, którą kieruję, wskazują na znacznie większe zasoby prognostyczne gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach geologicznych Polski. Dlaczego nie zintensyfikować poszukiwań krajowych i radykalnie zwiększyć środków na poszukiwania i wydobycie, przy tak wysokich cenach węglowodorów z importu? Jestem przekonany, że są przesłanki na odkrycie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Jestem również przekonany, że nowy profesjonalny zarząd PGNiG SA zmieni sytuację organizacyjną PGNiG SA w części Górnictwo Naftowe, która odbiega od standardów światowych. W Polsce nie było klimatu w ostatnich latach, aby postawić na rozwój poszukiwań i wydobycia krajowego. W latach 70. metraż wierceń wynosił około 400–500 tys. mb, przy rocznym wydobyciu 6–7 mld m³. Dzisiaj metraż wierceń spadł radykalnie do wielkości około 70 tys. mb. Dlaczego? Takich pytań jest więcej.

Ropa naftowa, gaz ziemny i ciepło Ziemi będą odgrywały wśród surowców

energetycznych dominującą rolę w XXI wieku. Geolog będzie dysponował coraz bardziej wyrafinowaną aparaturę badawczą, urządzeniami, infrastrukturą informatyczną do analizy i penetracji coraz głębszych stref skorupy ziemskiej. Eksploatowane będą surowce z coraz większych głębokości, z niedostępnych dzisiaj obszarów lądowych, z mórz i oceanów. Jestem przekonany, że w najbliższych 20 latach opanujemy technologie, które znacząco zwiększą współczynnik szcerpalności złóż ropy naftowej. Przewidywany wielki postęp techniczny i technologiczny w następnych dekadach XXI wieku nie zastąpi jednak twórczej roli geologa. Oryginalne, kreatywne i niekonwencjonalne idee to klucz do poznania budowy skorupy ziemskiej i wykorzystania bogactw naturalnych Ziemi. Wielokrotnie w przeszłości sądzono, że wyczerpują się zasoby surowcowe na świecie, podczas gdy „wyczerpywały się” nam idee poszukiwawcze. Przysłowiowa „czarna skrzynka” umieszczona jest w głowie geologa, której najważniejszą składową jest czynnik twórczego myślenia.

TROCHĘ O SOBIE

Czy czuję się spełniony zawodowo? Spełnienie zawodowe, czy inaczej tak zwana kariera, to możliwość profesjonalnego zajmowania się czymś, co człowieka naprawdę interesuje i pasjonuje, aż do uzyskania wewnętrznej satysfakcji z osiągniętego sukcesu. Dla mnie kariera to spełnienie się w zawodzie geologa naftowego. Dążenie do pełnej harmonii pomiędzy oczekiwaniami i rzeczywistością. Dreszczyk emocji i podniesiony poziom adrenaliny w oczekiwaniu na „wytropienie” złoża ropy naftowej, gazu ziemnego lub gorących wód podziemnych. Przyjaźń i szacunek moich uczniów, absolwentów naszej uczelni i współpracowników, a także uznanie i uśmiech studentów.

Dużo satysfakcji czerpię z moich wychowanków, absolwentów wykształconych w naszej katedrze o specjalności geologa naftowego poszukującego złóż. W ostatnich latach dziesiątki naszych absolwentów zatrudniono w spółce PGNiG SA i przede wszystkim za granicą: w Australii, Włoszech,

USA, Norwegii i innych krajach. Nasz kierunek kształcenia stał się elitarny w AGH. Wkładam dużo wysiłku w organizowanie praktyk, wykładów, ćwiczeń terenowych w kraju i za granicą, finansowanych poza oficjalnym programem nauczania.

Całe życie zawodowe jestem związany z przemysłem naftowym. Mam na swoim koncie ponad 150 publikacji, monografii, książek, opracowań i projektów poszukiwawczych. Opracowałem ekspertyzy z zakresu sektora naftowo-gazowniczego i energetycznego na zlecenie komisji sejmowych, agend rządowych i przedsiębiorstw.

Jestem laureatem nagrody I i II stopnia za wybitne osiągnięcia badawcze ministra nauki, szkolnictwa wyższego i techniki, ministra edukacji narodowej, a także ministra ochrony środowiska, zasobów naturalnych i leśnictwa oraz laureatem konkursu „Nobel dla Polaka”. Jestem generalnym dyrektorem górniczym II stopnia. Posiadam doktorat honoris causa Uniwersytetu Technicznego w Baku.

W latach 1985–1990 pełniłem funkcję sekretarza Rady Programowej Przedsiębiorstwa Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, a w latach 1994–2001 byłem przewodniczącym Zespołu Doradców w Polskim Górnictwie Naftowym i Gazownictwie SA. Od 2001 do 2005 r. byłem członkiem Rady Nadzorczej w PGNiG SA i w PGNiG SA – Przesył Sp. z o.o.

W latach 1995–1997 pełniłem funkcję doradcy ministra ds. surowców energetycznych w Ministerstwie Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa. Byłem przewodniczącym zespołu ekspertów MOŚZNIŁ. Uczestniczyłem w pracach Komitetu Prognoz „Polska 2000 Plus” przy Prezydium PAN.

Byłem doradcą światowych firm naftowych, w tym Arco Rich Co., Apache Corp., DeGolyer and McNough-ton, FX Energy i innych. Wykonałem kilkadziesiąt ekspertyz dla PGNiG SA i firm zagranicznych dotyczących oceny potencjału naftowego i opłacalności eksploatacyjnej złóż. Jestem autorem opracowań i ekspertyz mających na celu przekształcenie spółki Górnictwo Naftowe w przedsiębiorstwo o randze międzynarodowej. ■

Rozwój sieci gazowych w Polsce cz. 1

Janusz Tokarzewski

Rozwój sieci gazowych rozpoczął się w Anglii, gdzie w 1795 roku zbudowano pierwszą na skalę przemysłową gazownię, produkującą gaz węglowy, wtedy zwany „gazem świetlnym”, stosowany do oświetlenia.

Pierwsze gazownie na ziemiach polskich powstały w połowie XIX w. we Wrocławiu (1847 r.), w Szczecinie (1848 r.), Gdańsku (1852 r.), Poznaniu i Warszawie (1856 r.), Krakowie (1857 r.), Lwowie (1858 r.), Toruniu (1859 r.), Bydgoszczy i Chełmnie (1860 r.). Większość gazowni na ziemiach polskich powstała przed 1914 r., czyli przed pierwszą wojną światową. W latach 1919–1939 wybudowano tylko dwie nowe gazownie: w Gdyni i w Radomiu oraz jedną gazownię w fabryce w Starachowicach. Plany były szersze, ale nie zdołano ich zrealizować.

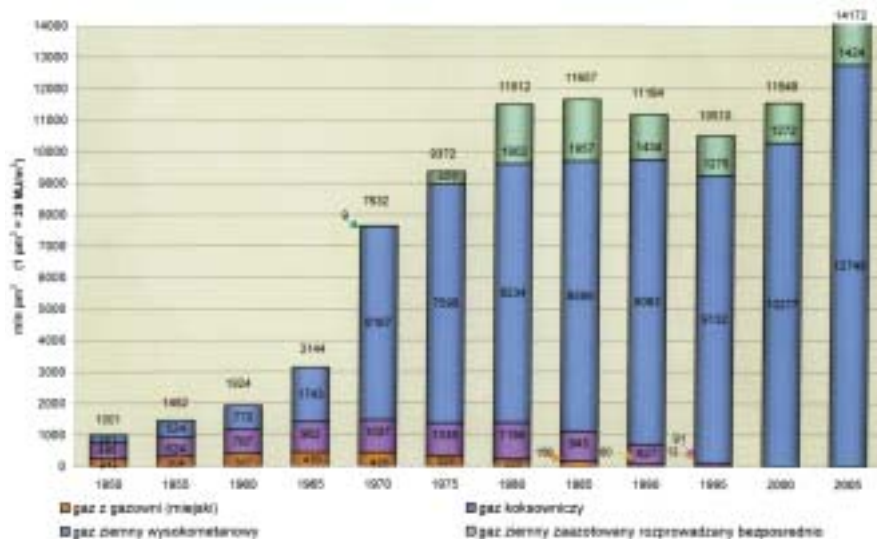
Z różnych danych można ocenić, że na ziemiach polskich w granicach 1939 r. istniało ogółem 138 wytwórni gazu, z których 16 już zlikwidowano.

W granicach Polski z 1945 r. znalazły się 264 gazownie (wytwórnie gazu), z tego na ziemiach dawnych 91 gazowni, a na ziemiach odzyskanych 173 gazownie. Większość gazowni została zniszczona w wyniku bezpośrednich działań wojennych lub poprzez gwałtowne zatrzymanie produkcji. Jedynie 53 gazownie kontynuowały produkcję w momencie zakończenia działań drugiej wojny światowej (w maju 1945 r.). Od połowy XIX do początku XX wieku produkowany był zatem gaz węglowy, który w pierwszym okresie stosowany był tylko do oświetlenia, a około roku 1875 zaczął być również stosowa-

Rys. 2. Gazociągi przesyłowe wysokiego ciśnienia (stan w 1950 r.)



Rys. 1. Bilans gazu w latach 1950–2005 wg rodzaju rozprowadzanego gazu



ny jako czynnik energetyczny w różnego rodzaju urządzeniach, jak kuchnie, kotły gazowe, lodówki, żelazka, palarki do kawy, termy, piece kąpielowe, lokówki fryzjerskie, palniki laboratoryjne itp.

Wykorzystywanie gazu ziemnego (towarzyszącego wydobyciu ropy naftowej) rozpoczęło się na przełomie XIX i XX wieku na Podkarpaciu. Początkowo gaz ziemny wykorzystywano lokalnie na terenie kopalń ropy naftowej i w ich sąsiedztwie. Pierwsze gazociągi do transportu gazu ziemnego na odległość powstały w latach 1912–1916. Właściwy rozwój gazyfikacji gazem ziemnym związany był jednak z odkryciem bogatych złóż gazu ziemnego o wysokim ciśnieniu (Daszawa, Jaszczew, Roztoki i Strachocina). W latach 1933–1939 wybudowany został rozległy system gazociągów przesyłowych, dostarczający gaz ziemny z kopalń do zakładów Centralnego Okręgu Przemysłowego. Do drugiej wojny światowej wybudowano łącznie około 800 km gazociągów przesyłowych i zagospodarowywano około 800 mln m³ gazu ziemnego na rok.

Zagospodarowywanie nadwyżek gazu koksowniczego produkowanego

Rys. 3. Gazociągi przesyłowe wysokiego ciśnienia (stan w 1960 r.)



w koksowniach w sieci gazociągów rozpoczęto na Górnym Śląsku w 1922 roku. Również na Dolnym Śląsku do 1945 r. rozbudowany został rozległy system gazociągów gazu koksowniczego. Jednak na większą skalę gaz koksowniczy zaczęto stosować w latach 1961–1980 jako uzupełnienie gazu miejskiego. Pociągnęło to za sobą znaczną rozbudowę systemu przesyłowego gazu koksowniczego.

GAZ MIEJSKI Z GAZOWNI LOKALNYCH

Po zakończeniu drugiej wojny światowej rozpoczęto proces intensywnej odbudowy i uruchomienia gazowni. Proces ten przebiegał jednak w bardzo trudnych warunkach, często bez wymaganych materiałów, braku dokumentacji urzędów, odcię-

Rys. 4. Gazociągi przesyłowe wysokiego ciśnienia (stan w 1970 r.)



ciu od producentów urządzeń i materiałów, z których budowane były gazownie, a także braku wykwalifikowanych kadr. W tych warunkach odbudowa i modernizacja gazowni trwała do końca lat 50. ub.w. (190 gazowni w 1957 r.).

Rosnące zapotrzebowanie na gaz w miastach, w których funkcjonowały gazownie, wymuszało konieczność ich rozbudowy o nowe jednostki wytwarzania gazu (piecownie, stacje generatorów, rozkładnie gazu ziemnego, mieszalnie itp.).

Rozbudowa miast spowodowała jednak, że gazownie znalazły się w środku tych miast i stały się uciążliwe dla otoczenia. Produkcja gazu w gazowniach była niewspółmiernie droga w stosunku do gazu rozprowadzanego systemem przesyłowym.

Systematyczny wzrost ilości rozprowadzanego gazu miejskiego rejestrowano do 1966 r. – 1408 mln m³, natomiast największą produkcję gazu z paliw stałych (węgiel) uzyskano w 1969 r. – 951 mln m³. Rozwój systemów przesyłowych gazu ziemnego, koksowniczego i zaazotowanego umożliwił przesta-

Rys. 5. Gazociągi przesyłowe wysokiego ciśnienia (stan w 1980 r.)



wienie odbiorców z gazu miejskiego na nowy rodzaj gazu z systemu przesyłowego i stopniową likwidację gazowni. Ostatnie gazownie zlikwidowano w Świnoujściu (1993 r.) i w Międzyzlesiu (1998 r.). Na mapie Polski pozostały 4 wytwórnie gazu przetwarzające gaz płynny.

GAZ KOKSOWNICZY W SIECI GAZOWNICTWA

Po odbudowie zniszczeń wojennych gaz koksowniczy stał się głównym źródłem zasilania systemu gazowniczego. System gazu koksowniczego był więc systematycznie rozbudowywany o nowe ZPG i gazociągi. Zakłady Przesyłu Gazu – spełniały rolę oczyszczania gazu otrzymywanego z koksowni z zanieczyszczeń (siarkowodór, amoniak, smoła i naftalen) i sprężania gazu do systemu przesyłowego. ZPG istniały w Zabrze, przy koksowni Walenty, przy hutach Częstochowa i Lenina w Krakowie, przy ZK Zdzieszowice, Radlin, Knurów, Sobięcin i Biały Kamień.

Rozbudowywano gazociągi przesyłowe, z których najdłuższe to Częstochowa–Warszawa (1961), Zdzieszowice–Wrocław

(1969) i Zdzieszowice–Huta Katowice, pracujące do ciśnienia roboczego 3,6 MPa. Łączna długość gazociągów wysokiego ciśnienia w 1980 r. wyniosła 2640 km. Dostawy gazu koksowniczego z koksowni systematycznie wzrastały, osiągając ilość 2,408 mln m³ w 1978 r. Największe dostawy gazu koksowniczego z systemu wyniosły 2675 mln m³ w 1980 r.

Dostawy gazu z koksowni do systemu gazowniczego miały jednak zasadniczą wadę. Były większe w okresie letnim, a mniejsze w okresie zimowym (większe zużycie własne koksowni na podgrzewanie komór), co było niezgodne z zapotrzebowaniem odbiorców z systemu przesyłowego, które było mniejsze w okresie letnim, a większe w okresie zimowym. Sprzeczność tę próbowano niwelować poprzez wybudowanie rozkładni gazu ziemnego w Szopienicach (1970 r.) o zdolności produkcyjnej 1,2 mln m³/dobę (50 tys. m³/h) oraz budowę mieszalni gazu ziemnego wysokometanowego. Działania te nie przyniosły jednak rozwiązania problemu i w okresach zimowych występowała konieczność stosowania głębokich ograniczeń w dostawie gazu dla odbiorców przemysłowych.

Podjęmowane działania przestawienia odbiorców przemysłowych na odbiór gazu ziemnego, przy jednoczesnym rozwoju miast i przyłączaniu nowych odbiorców domowych, również nie przyniosły spodziewanego rezultatu – zlikwidowania deficytu gazu w okresie zimowym.

Brak środków na modernizację i remonty koksowni spowodował spadek dostaw gazu koksowniczego do systemu przesyłowego i konieczność szybkiego przestawienia odbiorców na odbiór gazu ziemnego.

Proces ten zapoczątkowany na początku lat 80. ub.w. został ostatecznie zakończony w 1995 r.

GAZ ZIEMNY

Gaz ziemny miał początkowo niewielkie znaczenie w bilansie gazu rozprowadzanego w kraju. Dopiero odkrycie dużych złóż tego gazu w rejonie Przemyśla spowodowało w latach

Rys. 6. Gazociągi przesyłowe wysokiego ciśnienia (stan w 1990 r.)



Rys. 7. Gazociągi przesyłowe wysokiego ciśnienia (stan w 2000 r.)



60 ub.w. intensywną rozbudowę systemu przesyłowego gazu ziemnego i wzrost jego zagospodarowania. W kraju doceniono znaczenie gazu ziemnego, jako czystego i wygodnego nośnika energii. W latach 1960–1980 odkryto wiele złóż gazu ziemnego w rejonie Niżu Polskiego zawierającego 8–85% metanu (reszta to głównie azot), dlatego nazwano go gazem ziemnym zaazotowanym. Dla części złóż gazu ziemnego w rejonie Odolanowa wybudowano odazotownię gazu. Gaz po odazotowaniu zasila system gazu ziemnego wysokometanowego (grupa E). Część wydobywanego gazu rozprowadzana jest w systemie przesyłowym gazu ziemnego zaazotowanego (grupy Ls i Lw).

W latach 70. ub.w. zwiększono import gazu z ZSRR. Polska przystępuje również do budowy nowych gazociągów w ramach wielostronnych porozumień międzyrządowych (umowa orenburska – 1974 r. i umowa jamburska – 1987 r.) oraz porozumienia o budowie systemu gazociągów Jamał–Europa Zachodnia (1993 r.)

Rozwój gazociągów wysokiego ciśnienia

Konieczność odstawiania produkcji w gazowniach i koksowniach oraz rozwój miast wymuszały rozwój systemu rozprowadzania gazu gazociągami wysokiego ciśnienia (powyżej 0,4 MPa). Długość gazociągów wysokiego ciśnienia wzrosła z 1703 km w 1950 r. (rys. 2) do 18 080 km w 2000 r. (rys. 7). Powstający system gazociągów wysokiego ciśnienia budowany był na różne ciśnienie robocze, do 1 MPa w systemie gazu koksowniczego i do 2,5 MPa w systemie gazu ziemnego, następnie budowano gazociągi do 4 MPa i 6,3 MPa, a w latach 90. ub.w. już do 8,4 MPa.

Początkowo budowano gazociągi o małych średnicach. Wraz ze wzrostem ilości rozprowadzanego gazu budowano gazociągi o średnicach coraz większych. ■

Janusz Tokarzewski



Siatkówka

Krzysztof Motyła

W malowniczej scenerii ulanowskich lasów u brzegu rzeki Tanew 14–15 czerwca br. odbył się 14. Sandomierski Turniej Piłki Siatkowej, który zorganizowano pod patronatem dyrektora oddziału handlowego, prezesa Karpackiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. oraz prezesa Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Do tegorocznego turnieju organizatorzy, tj. Gazownia Sandomierska oraz Oddział Zakład Gazowniczy w Sandomierzu, przyjęli zgłoszenia dziesięciu drużyn męskich, które w oficjalnym losowaniu podzielono na dwie grupy rozgrywkowe.

Z fazy grupowej turnieju do półfinału zakwalifikowały się po dwie najlepsze drużyny z każdej grupy. Z grupy pierwszej awansowały reprezentacje Rzeszowa (kapitan Wojciech Janas) i Sandomierza (kapitan Rafał Płaza). Z grupy drugiej reprezentacja Sanoka (kapitan Józef Penar) oraz Jasła (kapitan Ryszard Olejarski).

W walce o trzecie miejsce zmierzyły się w trzysetowym pojedynku reprezentacje Rzeszowa i Sanoka. Ostatecznie lepsi okazali się reprezentanci oddziału w Sanoku.



Wspaniała gra zarówno w całym turnieju, jak i finałowym spotkaniu reprezentacji Sandomierza z Jakubem Brzozowskim (najlepszy zawodnik turnieju) i Dariuszem Sochą (najlepszy atakujący) na czele dała w meczu finałowym zwycięstwo sandomierskiej reprezentacji.

W tegorocznych zawodach udział wzięły również – niestety tylko dwie – żeńskie drużyny, reprezentujące Tarnów i Sandomierz. Po emocjonującym meczu wygrały dziewczęta z Sandomierza.

Organizatorzy przyznali dodatkowo nagrody indywidualne, które otrzymali:

- Joanna Ogrodnik O/ZG Sandomierz – najlepsza zawodniczka,
- Mieczysław Dziadosz O/ZG Jasło – najlepszy rozgrywający,
- Robert Furtak O/ZG Lublin – Nagroda Fair-Play
- Tomasz Jurek O/ZG Lublin – osobowość sportowa – Puchar Prezesa KOSD

Dyrektor Artur Bieliński w swoim wystąpieniu pogratulował organizatorom wspaniałej organizacji i sportowej atmosfery,



a uczestnikom podziękował za zaangażowanie i sportową walkę na wysokim poziomie.

Andrzej Schoeneich, reprezentujący w zawodach Izbę Gospodarczą Gazownictwa, podkreślił, iż Sandomierski Turniej Piłki Siatkowej na stałe wpisuje się w kalendarz imprez pracowniczych w Grupie Kapitałowej PGNiG. ■

Końcowa klasyfikacja 14. Sandomierskiego Turnieju Piłki Siatkowej:

Drużyny męskie:

1. Gazownia Sandomierska wspólnie z O/ZG Sandomierz,
2. Gazownia Jasielska wspólnie z O/ZG Jasło,
3. PGNiG Oddział Sanok,
4. Gazownia Rzeszowska wspólnie z O/ZG Rzeszów,
5. OGP Gaz-System Oddział w Tarnowie,
6. KOSD Sp. z o.o. w Tarnowie,
7. ZRUG Sp. z o.o. Pogórska Wola,
8. OGP Gaz-System Warszawa,
9. Gazownia Lubelska wspólnie z O/ZG Lublin,
10. PGNiG SA Centrala.

Drużyny żeńskie:

1. Gazownia Sandomierska wspólnie z O/ZG Sandomierz,
2. KOSD Sp. z o.o. w Tarnowie wspólnie z O/ZG Tarnów.

Strzał w dziesiątkę

Małgorzata Ciemnołońska

W programie igrzysk olimpijskich strzelectwo znalazło się już podczas pierwszej olimpiady w Atenach w 1896 r.. Polacy zdobyli dotychczas cztery złote medale olimpijskie: Józef Zapędzki w Meksyku 1968 r. i w Monachium w 1972 r. oraz Renata Mauer w Atlancie w 1996 r. i w Sydney 2000 r. Wyróżnia się 3 podstawowe konkurencje w tej dyscyplinie – strzelanie z karabinów i karabinków (w postawie leżącej, stojącej i kłęczącej), z pistoletów (w postawie stojącej) oraz ze strzelb śrutowych do rzutków. Wprawdzie wśród gazowników nie ma zawodowych sportowców, ale są za to rzesze miłośników tego sportu. Koledzy z różnych firm gazowniczych biorą udział w wielu zawodach sportowych. Organizatorem jednych z nich jest od wielu lat Zakład Gazowniczy Łódź Oddział Mazowieckiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego, który w ubiegłym roku zorganizował Mistrzostwa Strzeleckie o Puchar Prezesa Spółki MOSD. Zainteresowanie mistrzostwami przeszło najśmielsze oczekiwania organizatorów. Do Łodzi na zaproszenie dyrektora Zakładu Gazowniczego przyje-



chali przedstawiciele branży z całej Polski. Ponad 100 zawodniczek i zawodników rywalizowało w kilku kategoriach, m.in. w strzałach z kbks w pozycji stojącej, leżącej i kłęczącej oraz z broni krótkiej glog w pozycji stojącej.

W gościnnych progach Strzelnicy Kół Łowieckich 25 kwietnia br. w Piotrkowie Trybunalskim piękna pogoda, przywitała wszystkich zawodników kolejnych już mistrzostw strzeleckich, tym razem o Pu-

char Prezesa Polskiego Górnictwa Naftowego.

W tym roku do Piotrkowa przyjechało aż 225 zawodników i – podobnie jak w poprzednich latach – mogło startować w kilku kategoriach. Między innymi w strzałach z kbks, z broni krótkiej, a także w strzałach do rzutków, w które naprawdę niełatwo trafić. Można było także, w oczekiwaniu na swoją kolej, pobawić się, strzelając z łuku. Okazało się, że i wśród nas jest co najmniej kilku następców Robin Hooda. Drużyny z poszczególnych firm gazowniczych liczyły od sześciu do dziesięciu osób.

Patronat nad tegorocznymi mistrzostwami strzeleckimi objął, tradycyjnie już



prezes Mazowieckiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o.

W uroczystym otwarciu zawodów uczestniczyli: Michał Szubski, prezes Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa oraz Kazimierz Nowak, prezes Mazowieckiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Prezes M. Szubski, witając tak licznie przybył uczestników, powiedział m.in., że ma nadzieję, iż w przyszłym roku mistrzostwa strzeleckie, które cieszą się takim zainteresowaniem, awansują do rangi zawodów międzynarodowych branży gazowniczej.

K. Nowak, prezes MOSD, również wyraził zadowolenie i dodał, że bardzo się cieszy, że te małe lokalne zawody nabrały rozpędu i dzisiaj już trudno wyobrazić sobie ich brak w kalendarzu imprez sportowych branży gazowniczej. Podziękował także organizatorom za ich niemały wysiłek w przygotowanie Mistrzostw. ■



WYNIKI DRUŻYNOWE

1. Naftomontaż – 2707 pkt.
2. OZG Radom – 2629
3. PGNiG Sanok – 2565
4. RDG Łódź „M” – 2409
5. Oddział IT/ MOSD – 2399
6. Comon – 2292
7. PEGAZ – 2287
8. GAZ SYSTEM – Bohomolca – 2257
9. PGNiG Centrala – 2181
10. MOSD Warszawa – 2164

MĘŻCZYŹNI wg osiągniętych wyników

1. Krzysztof Bykowski PGNiG Sanok – 508
2. Sławomir Kuziel O/IT MOSD – 487
3. Dawid Jeżak Naftomontaż – 474

KOBIETY wg osiągniętych wyników

1. Monika Szczudlik PGNiG Sanok – 437
2. Małgorzata Morajko PGNiG Sanok – 425
3. Bogusława Gutowska O/ZG Łódź MOSD – 415

NAJLEPSI Z KBKS

1. Dawid Jeżak Naftomontaż – 172
2. Edward Świątek Naftomontaż – 172
3. Mariusz Sobierajski O/ZG Radom MOSD – 168

NAJLEPSI Z BRONI KRÓTKIEJ

1. Jacek Borkowski GAZ SYSTEM Rembelszczyzna – 88
2. Rafał Kwiatkowski O/ZG Warszawa MOSD – 88
3. Grzegorz Kasperuk GAZ SYSTEM Bohomolca – 85

NAJLEPSI Z BRONI PNEUMATYCZNEJ

1. Dawid Jeżak Naftomontaż – 272
2. Krzysztof Bykowski PGNiG Sanok – 266
3. Sławomir Kuziel O/IT MOSD – 253

Pomyśl **ciepło** o korzyściach



Jeden adres - wszystkie informacje!

www.pgnig.pl

Jeden numer - wszystkie wiadomości!

infolinia 0 801 809 900

z telefonu komórkowego:

032 737 88 88

Wszystkie sprawy załatwisz teraz w jednym miejscu.

Paliwo przyszłości

CNG 
AUTO

CNG to sprężony gaz ziemny – jedyne paliwo, którego źródłem nie jest ropa naftowa, ale naturalne pokłady gazu ziemnego. Większość światowych producentów pojazdów specjalistycznych ma już w swojej ofercie fabrycznie montowane silniki napędzane CNG.

Bezpieczne dla samochodu

Dzięki właściwościom gazu ziemnego CNG jest najbezpieczniejszym z dostępnych na rynku paliw.

Bezpieczne dla środowiska

Tylko CNG spełnia już teraz wszystkie obowiązujące i przyszłe normy emisji zanieczyszczeń przewidziane przez UE.

Bezpieczne dla portfela

Dzięki CNG koszt zakupu paliwa obniża się o 60-70% i zmniejszają się koszty eksploatacji silnika.

Więcej na stronie www.pgnig.pl