

NR 10 (162)
październik
2011 r.
miesięcznik
Rok XIV
ISSN-1505-523X

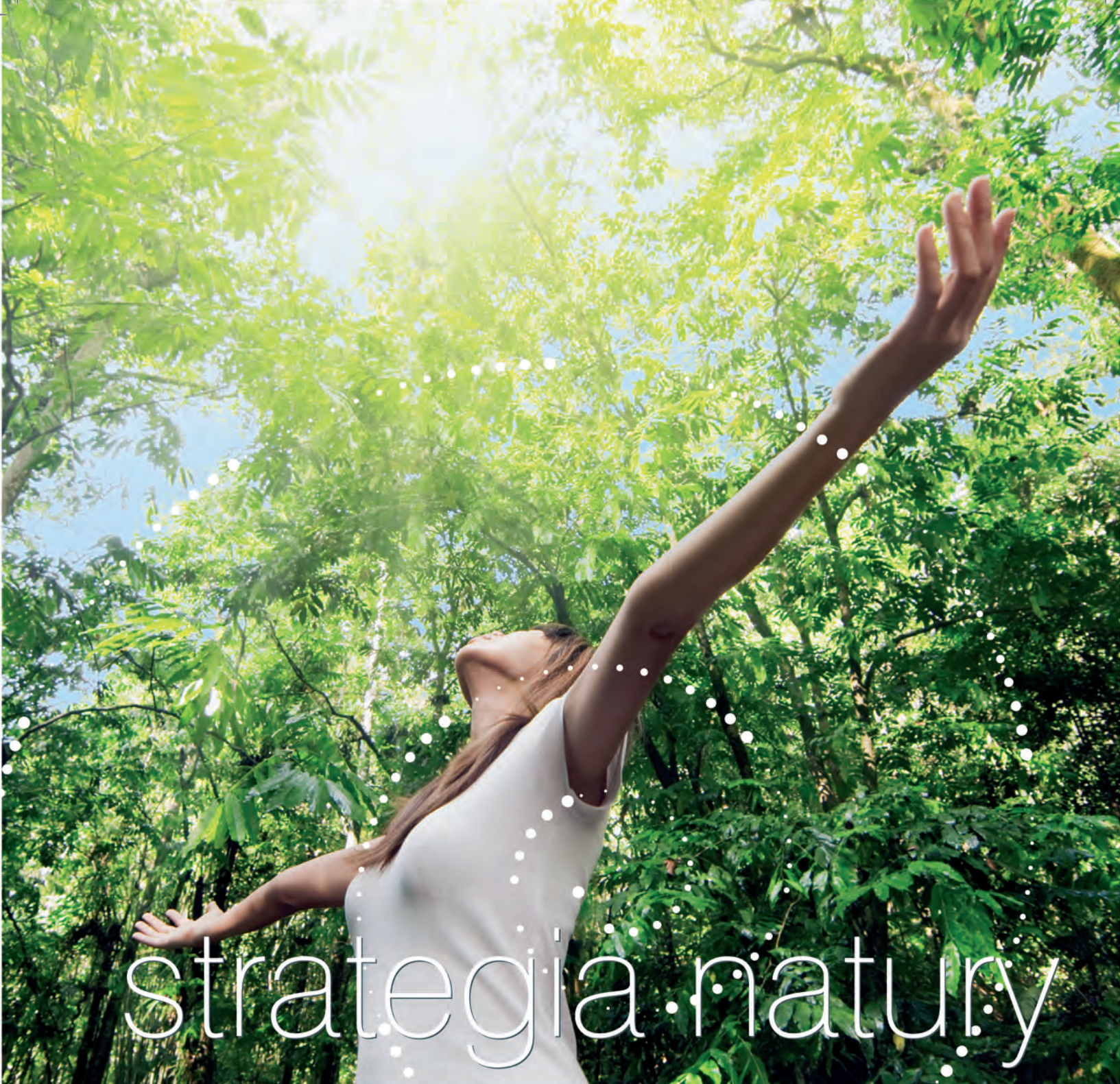
15,75zł w tym 5% VAT

wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

Czasopismo Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego





strategia natury

WSPIERAMY SZPITALE

DBAMY O ZABYTKI

FUNDUJEMY STYPENDIA

PROMUJEMY KULTURĘ

POMAGAMY DZIECIOM



Górnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
41-800 Zabrze, ul. Szczęść Boże 11
tel. 32 398 50 00, fax 32 271 78 01
e-mail: biuro@gsgaz.pl
www.gsgaz.pl



GÓRNOŚLĄSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA



Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Rozpoczął się już ostatni kwartał tego roku. Mimo że jesień przywitała nas piękną, wręcz letnią pogodą to niestety i zimę mamy już tuż, tuż. Co za tym idzie początek sezonu grzewczego, a dla gazowników bardzo pracowity okres. Tym samym na początku tego wydania „Wiadomości...” właśnie tematami gazowymi się zajmujemy. Dwa bardzo ciekawe materiały chciałbym w skrócie Wam przybliżyć. Pierwszy autorstwa Andrzeja i Pawła Barczyńskich pt. „Techniczno-ekonomiczne aspekty budowy układów pomiarowych na wysokim ciśnieniu” przybliży nam problem związany podziałem systemu gazowniczego na przesyłowy i dystrybucyjny, kosztami i konsekwencjami z tym związanymi, zarówno dla przedsiębiorstw, jak i jednostkowego użytkownika.

Rozdzielanie przesyłu i dystrybucji, jak to wyjaśniają autorzy, spowodowało powstanie dużej ilości punktów rozliczeniowych (jest ich więcej niż w innych systemach europejskich) oraz pozbawienie operatorów systemu dystrybucyjnego odpowiednich narzędzi niezbędnych do regulacji parametrów pracy sieci (większość stacji redukcyjnych wysokiego ciśnienia należy do operatora systemu przesyłowego), co w konsekwencję powoduje generowanie ogromnych kosztów i obniżenia stopnia niezawodności pracy systemu transportu gazu. Autorzy zwracają w tym artykule uwagę na powyższe kwestie, jak również formują szereg istotnych wniosków, które mogą wpłynąć na bardziej ekonomiczne rozwiązania.

Z tym tematem, pośrednio wiąże się następny, który wprowadza nas w przyszłość opartą na technologii „smart” w gazownictwie. Uruchomienie tego typu, w pełni kontrolowanego i opomiarowanego systemu gazowego spowoduje podniesienie jego efektywności pracy, kontrolę i bezpieczeństwo oraz efekt

końcowy - obniżenie kosztów energii gazowej dla odbiorcy. Ten temat zaprezentowany w artykule Cezarego T. Szyjko, pt. „Smart grids – rewolucja czy ewolucja w sektorze gazowym?” bardzo dobrze wpasowuje się w europejskie trendy rozwojowe oparte na ustawodawstwie (dyrektywach). Powszechne wprowadzenie inteligentnego opomiarowania da beneficjentom, którzy poprzez dostępność do informacji o swoim zużyciu energii, będą mieli możliwość wpływu na jej zużycie, możliwość jej oszczędzania i optymalnego wykorzystania.

Nieco innym tematem, który dzieli zagadnienia gazownicze jest doniesienie o odwierceniu pierwszego otworu horyzontalnego w Polsce, w warunkach under balance (niezrównoważonego ciśnienia) – wykonanego przez Polską spółkę wiertniczą – Diament Sp. z o.o. z Zielonej Góry. Jest to temat z punktu widzenia technicznego i ekonomicznego bardzo ważny, gdyż wszystkie operacje wykonywane w warunkach niezrównoważonego ciśnienia pozwalają na eliminację uszkodzenia strefy przyodwiertowej, jak i obniżają koszty zaniżają koszty płuczki, a tym samym i koszty całościowej realizacji otworu. Jest również sukcesem, którym warto się pochwalić – gratulujemy!

W kolejnym rozdziale „Analizy, komentarze” przybliżamy, poprzez ujęcie historyczne libijski rynek ropy i gazu. Jest to o tyle interesujący temat, że dzisiaj, po „rewolucji libijskiej” otwiera się nowa perspektywa dla większości firm naftowych, które wracają na ten obszar lub rozpoczynają tam swoją działalność. Pomimo że rynek ten ma jeszcze niestabilny charakter, ale za to bardzo duże perspektywy. Autorem tego materiału jest Aleksander Wasilewski.

Następnie, jak w każdym wydaniu przegląd ważniejszych wydarzeń w obszarze działalności polskich firm naftowych, zdominowany przez Instytut Nafty i Gazu z Krakowa. Oprócz innych, na uwagę zasługuje fakt podpisania umowy między spółką Polskie LNG a Instytutem Nafty i Gazu na dofinansowanie budowy terminalu LNG z funduszy unijnych na niebagatelną kwotę 456 mln zł. Tutaj także o rozpoczęciu wiercenia najgłębszego obecnie w Polsce otworu wiertnicznego Kutno-2, o istotnej inwestycji dla Karpackiej Spółki Gazownictwa i o działalności na rzecz szkolnictwa i kultury Oddziału PGNiG w Zielonej Górze.

Dalej rozdział „Krótkie wieści z kraju i ze świata”, a w nim m.in. informacja, której „Wiadomości...” patronują, czyli apel do po-

słów Parlamentu Europejskiego o niepodejmowanie działań zmierzających do wstrzymania poszukiwań i wydobycia gazu z łupków pod nazwą „Płomień nadziei”. Prosimy wszystkich naszych Czytelników o włączenie się do tej akcji, o poparcie jej poprzez wejście i kliknięcie na stronie <http://www.plomiennadziei.eu>

W Biuletynie Informacyjnym Zarządu Głównego prezentowane są bieżące informacje, jak też ważniejsze wydarzenia z życia stowarzyszenia od poprzedniego jego wydania, a następnie dwie ciekawe relacje z obszaru działalności Oddziałów w Sanoku i Warszawie (Oddział Warszawa II). Ten numer zamykają relacje z konferencji. Wspomnę jednak tylko o jednej z cyklu „Energia z Ziemi – Fakty i Mity”, poświęconej zagadnieniom związanym z poszukiwaniem i wydobyciem gazu łupkowego. Miała ona miejsce w Krynicy, ale również częściowo na ziemi gorlickiej, gdzie jej uczestnicy wzięli udział w uroczystości odsłonięcia pomnika Władysława Długosza w Sękowej.

Na koniec, wszystkim Czytelnikom życzę interesującej lektury.

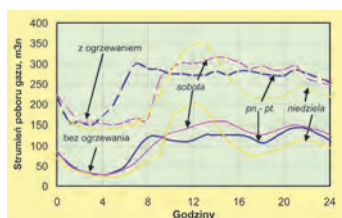
Piotr Dziadzio



www.plomiennadziei.eu

NAUKA **W** TECHNIKA.

- Techniczno-ekonomiczne aspekty budowy układów pomiarowych na wysokim ciśnieniu 4



- Odwiercenie pierwszego w Polsce odcinka horyzontalnego w warunkach under balance 10
- Smart grids – rewolucja czy ewolucja w sektorze gazowym? 11

ANALIZY **W** KOMENTARZE.

- O ropie naftowej w Libii 19

WIEŚCI Z POLSKICH **W** FIRM.

- Umowa na największą z dotychczas przyznanych dotacji unijnych dla sektora gazowego podpisana 24



RADA PROGRAMOWA CZASOPISM S I T P N i G

prof. dr hab. inż. Maria Ciechanowska – przewodnicząca
prof. dr hab. inż. Stanisław Stryczek – z-ca przewodniczącego
mgr inż. Marek Lesisz – z-ca przewodniczącego
dr inż. Aleksander Klupa – sekretarz

Członkowie:

dr inż. Beata Altkorn
mgr inż. Urszula Furtak
mgr inż. Adam Górka
mgr inż. Wojciech Kantor
mgr inż. Jacek Marczyk
mgr Maciej Nowakowski
prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki
dr inż. Stanisław Szafran
dr inż. Zygmunt Śliwiński
mgr inż. Jan Wicorek

- Instytut Nafty i Gazu walczy o tytuł The Employer of the Year 25
- VII Międzynarodowe Targi Wynalazków i Technologii INST 26
- Gaz nareszcie w Nowym Brzesku 27
- Projekt Kutno-2 28
- Komputery dla uczniów 29
- Wspieramy satyryków 29

KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU **W** ZE ŚWIATA.

- PGNiG SA rozpoczyna akcję „Płomień nadziei” 30
- Nord Stream i South Stream 31
- Przyszłość projektu Sarmatia 31
- Odkrycie Totalu na Morzu Barentsa 31
- Nowy basen roponośny w Gujanie Francuskiej 31
- Złoże Kirinskoje na Morzu Ochockim 32
- Transkaspijski System Rurociągów 32
- Pakistan czeka na gaz z Iranu 32
- Czy Europa otrzyma gaz ziemny z Iranu? 32
- Wnioski na rewers wirtualny na gazociągu jamalskim 32
- Decyzja o pozwoleniu na budowę dla gazociągu Szczecin-Gdańsk, odcinek Karlino-Koszalin 33
- GAZ-SYSTEM S.A. uruchomił gazociąg Włocławek-Gdynia 33
- GAZ-SYSTEM S.A. podpisał pre-umowę na dofinansowanie ze środków unijnych modernizacji systemu przesyłowego na Dolnym Śląsku 33
- Komisja Europejska przyznała kolejną bezzwrotną dotację na budowę terminalu LNG 34
- BP, Shell, ConocoPhillips i Chevron będą wydobywać ropę obok Szetlandów 34



ZESPÓŁ REDAKCYJNY

Redaktor naczelny – dr Piotr Dziadzio
Zastępca redaktora naczelnego – dr inż. Krystian Liszka
Zastępca redaktora naczelnego – dr hab. inż. Rafał Wiśniowski
Sekretarz redakcji – Konrad Korona

Redaktorzy działowi

dr inż. Krystian Liszka – Gazownictwo
dr hab. inż. Rafał Wiśniowski – Wiertnictwo
dr hab. inż. Jan Lubaś – Eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, inżynieria złożowa
mgr inż. Robert Nowak – Przemysł rafineryjny, magazynowanie i dystrybucja produktów naftowych

- Kalendarium 35
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 35
- X Sesja Szkół noszących imię Ignacego Łukasiewicza 35



- Jubileusz 50-lecia Muzeum PNIG im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce i Międzynarodowa Konferencja Naukowa n.t. „Muzeum jako instytucja humanizująca technikę – problem z prezentacją i ochroną zabytków przemysłowych” 37
- VI Konferencja Naukowo-Techniczna „Technika opomiarowania gazu dziś i jutro” TOP-Gaz Rogów 2011 39



- Sesja Popularno – Naukowa „Odkrycie nafty kamieniem milowym w rozwoju cywilizacji” 40

NASZE WYDARZENIE.

- Spotkanie geologów z archeologią 41



- Z wizytą w PMG Wierzchowice i nie tylko 43

KONFERENCJE W SYMPOZJA, TARGI.

- „Energia z ziemi – fakty i mity” 45
- IX Międzynarodowa Konferencja i Wystawa NAFTA i GAZ 2011 46



- Międzynarodowa Konferencja South Baltic Gas Forum 2011 – zakończona z sukcesem 48

**WITRYNA WYDAWNICZA.**

- Bogactwo Bóbrki 50

**ADRES REDAKCJI**

ul. Kościuszki 34, 38-300 Gorlice tel./fax (0-18) 352 64 84
e-mail: redakcja.wnig@interia.pl http://www.wnig.pl

REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO

dr inż. Stanisław Szafran – przewodniczący
mgr Krystyna Maciurzyńska

SKŁAD DTP:

Konrad Korona

DRUK:

FLEXERGIS Sp. z o.o.
33-300 Nowy Sącz, ul. Elektrodowa 45C
tel. 018 444 33 44

FOTO OKŁADKA:

str. I okł. – Otwór Bogdaj Uciechów 102H – operacje przy użyciu urządzenia snubbing
Fot. arch. PN „Diamant” Sp. z o.o.

NAKLAD:

1500 egz.

PRENUMERATA I KOLPORTAŻ:

tel./fax (0-18) 352 64 84

WYDAWCA: STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO

31-503 Kraków, ul. Lubicz 25

tel./fax (0-12) 421 32 47

e-mail: sitpnig@sitpnig.pl

http://www.sitpnig.pl



Redakcja zastrzega sobie prawo do dokonywania skrótów i korekty językowej nadesłanych tekstów.

Techniczno-ekonomiczne aspekty budowy układów pomiarowych na wysokim ciśnieniu



Andrzej Barczyński



Paweł Barczyński

Układy pomiarowe w krajowym systemie gazowniczym

W krajowym systemie gazowniczym układy pomiarowe na wysokim ciśnieniu są montowane:

- w punktach odbioru gazu z gazociągów tranzytowych
- na kopalniach gazu ziemnego
- jako stacje rozliczeniowe przed instalacjami technologicznymi lub urządzeniami wymagającymi zasilania pod wysokim ciśnieniem np. produkcja nawozów sztucznych, biopaliw, turbina
- w punktach wyjścia z systemu przesyłowego do dystrybucyjnego w/c
- przed stacjami redukcyjnymi wysokiego ciśnienia zasilającymi sieci rozdzielcze średniego i niskiego ciśnienia

W niniejszym artykule zajmiemy się układami pomiarowymi będącymi punktami wyjścia z systemu przesyłowego do dystrybucyjnego.

Polski system gazowniczy był budowany, jako jeden wspólny system przesyłowo-dystrybucyjny. W związku z tym najlepszym rozwiązaniem dla polskiego gazownictwa było powołanie zgodnie z (art.15) Dyrektywy Europejskiej [1] jednego operatora połączonych systemów przesyłu, dystrybucji oraz magazynowania.

Z tej możliwości jednak nie skorzystano i dokonano rozdzielania przesyłu i dystrybucji, przy czym podział przeprowadzono z naruszeniem przede wszystkim wymagań technicznych (brak jest spójnej i w miarę logicznej definicji systemu dystrybucyjnego i przesyłowego). Spowodowało to m. in. powstanie pomiędzy

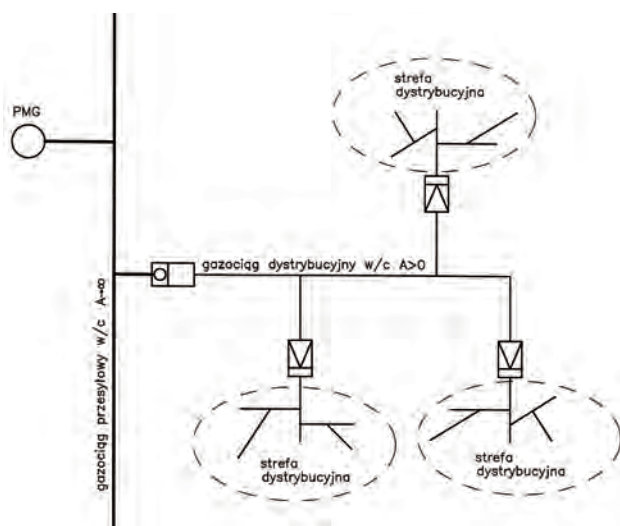
przesyłem i dystrybucją ogromnej ilości punktów rozliczeniowych – punktów wyjścia (jest ich relatywnie ok.100 razy więcej niż w innych systemach europejskich) oraz pozbawienie operatorów systemu dystrybucyjnego odpowiednich narzędzi niezbędnych do regulacji parametrów pracy sieci rozdzielczej i poziomu nawaniania gazu, gdyż większość stacji redukcyjnych wysokiego ciśnienia (SR-w/c) należy do operatora systemu przesyłowego. Konsekwencją tego podziału jest generowanie ogromnych kosztów związanych z koniecznością obsługi tak „pokiereszowanego” systemu transportu gazu, rozbudowy bardzo skomplikowanej bazy informatycznej, co w konsekwencji prowadzi do obniżenia stopnia niezawodności jego pracy.

Obecnie próbuje się ograniczyć ilość tych punktów poprzez budowanie układów pomiarowych na wejściu do gazociągu dystrybucyjnego w/c, do którego podłączone są stacje redukcyjne w/c zasilające poszczególne strefy dystrybucyjne (rys.1).

Zdecydowana jednak większość tych punktów, to stacje redukcyjno – pomiarowe w/c, przy czym pomiar może być po stronie średniego ciśnienia (ten przypadek występuje najczęściej) lub przed stacją (pomiar na wysokim ciśnieniu) - schematycznie przedstawiono na rys. 2.

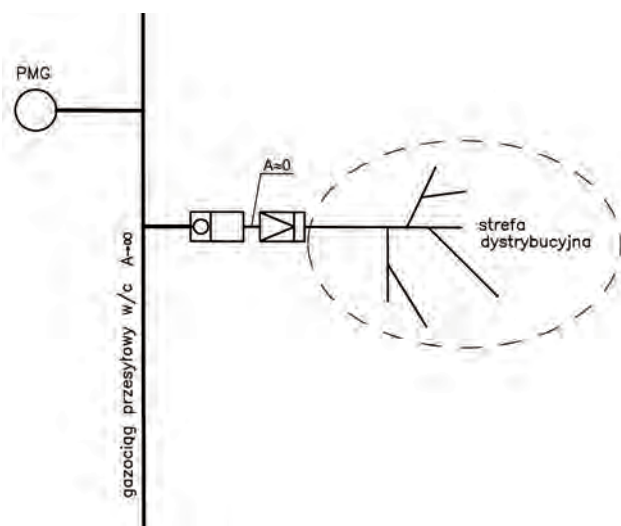
Nierównomierność poboru gazu

System gazowniczy zasilą odbiorców o różnym profilu zapotrzebowania na gaz.



- układ pomiarowy w/c (punkt wyjścia z systemu przesyłowego)
- stacje red-pom w/c
- PMG podziemny magazyn gazu
- A – pojemność akumulacyjna gazociągii

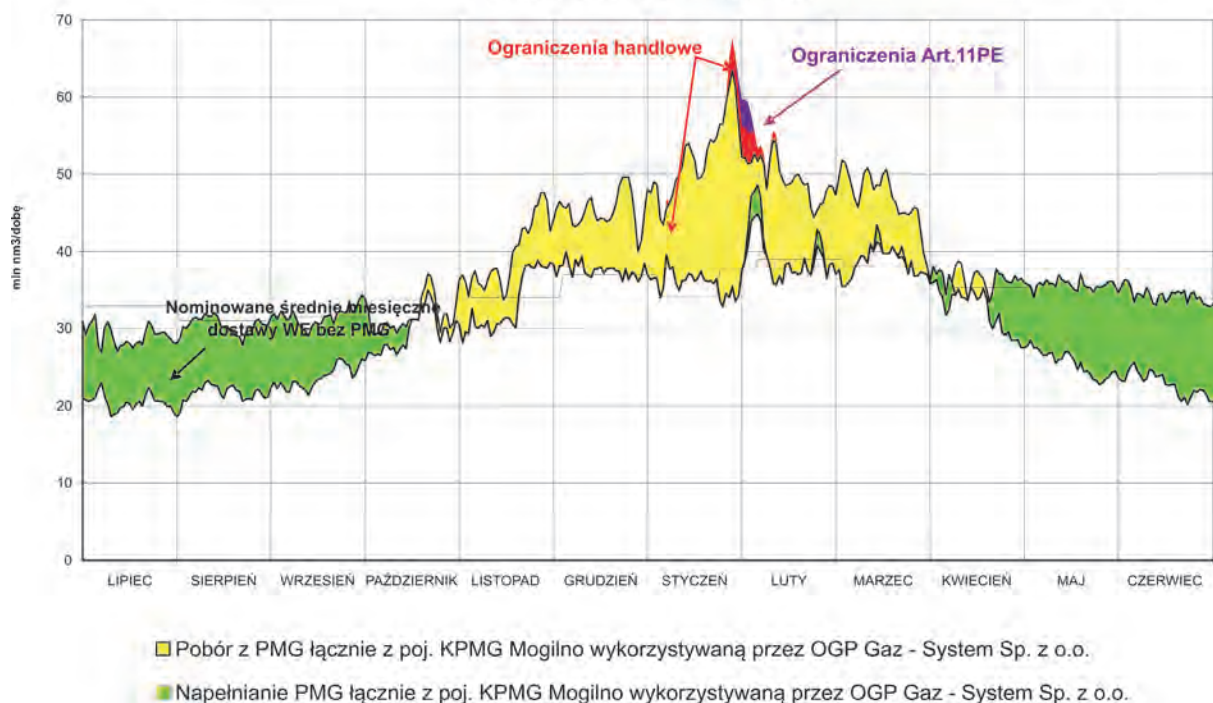
Rys 1. Punkt wyjścia z systemu przesyłowego do dystrybucyjnego w/c



- układ pomiarowy w/c (punkt wyjścia z systemu przesyłowego)
- stacje red-pom w/c
- PMG podziemny magazyn gazu
- A – pojemność akumulacyjna gazociągii

Rys 2. Punkt wyjścia z systemu przesyłowego do dystrybucyjnego śr/c

PRZEBIEG ZAPOTRZEBOWANIA I DOSTAW GAZU ZIEMNEGO WYSOKOMETANOWEGO NA PRZEŁOMIE LAT 2005/2006.



Rys. 3. Przebieg zapotrzebowania i dostaw gazu wysokometanowego w systemie przesyłowym na przełomie 2005/2006 [2]

Przyczyny powstania nierównomierności poboru gazu są różne np.:

- stosowanie gazu do produkcji ciepła w celach grzewczych,
- obniżenie poboru gazu w okresie letnim przez odbiorców komunalno-bytowych, handel, drobne rzemiosło itp.,
- obniżenie poboru gazu przez niektórych odbiorców przemysłowych, wykorzystujących gaz do celów technologicznych w okresie letnim
- warunki meteorologiczne (temperatura, wiatr).

Konsekwencją nierównomiernego zapotrzebowania na gaz jest:

- wzrost kosztów inwestycyjnych (przewymiarowane średnice gazociągów, moce tłoczeni),
- wzrost kosztów eksploatacyjnych (niewykorzystanie posiadanych zdolności przesyłowych),
- niewywiązywanie się z warunków dostawy gazu do odbiorców.

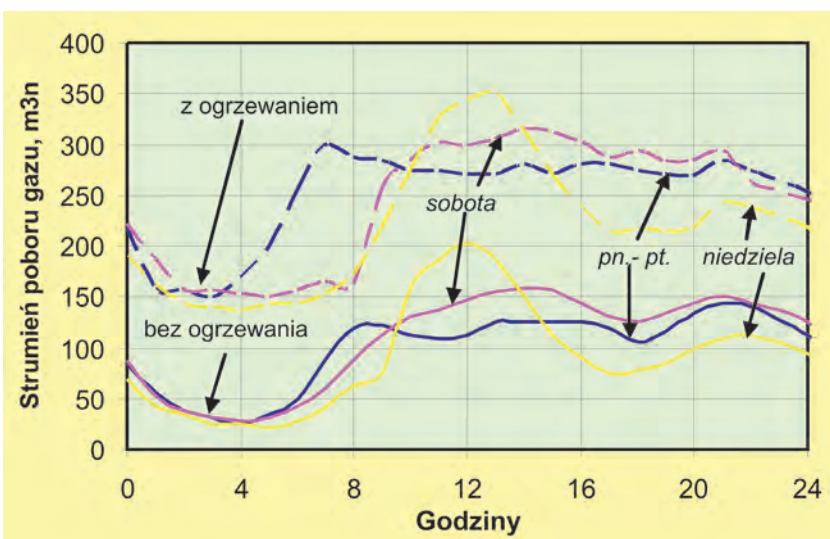
Można wyróżnić nierównomierności

- sezonowe,
- dobowe

Na rys. 3 przedstawiono przebieg zapotrzebowania i dostaw gazu wysokometanowego w systemie przesyłowym w ciągu roku.

Jak widać z wykresu, nierównomierność sezonową można wyrównywać przez wykorzystanie:

- magazynów gazu,



Rys. 4. Dobowe wahania zapotrzebowania gazu przez odbiorców komunalno-bytowych korzystających lub niekorzystających z ogrzewania pomieszczeń [3]

- pojemności akumulacyjnej gazociągów
- okresowe ograniczanie lub przerywanie dostaw gazu do dużych odbiorców

Natomiast na rys 4. przedstawiono dobowe wahania zapotrzebowania gazu przez odbiorców komunalno-bytowych korzystających lub niekorzystających z ogrzewania pomieszczeń.

Nierównomierność poboru gazu rejestrowana na stacjach redukcyjnych w/c lub na układach pomiarowych w/c zlokalizowanych na wejściu do gazociągu dystrybucyjnego w/c, zależy od rodzaju odbiorcy. O stopniu nie-

równomierności świadczy współczynnik wykorzystania mocy maksymalnej:

$$Z = V_{\text{roczny}} / V_{\text{max}} \quad (\text{h/rok})$$

gdzie:

V_{max} – maksymalne szczytowe zapotrzebowanie gazu występujące w danym roku (m^3/h),
 V_{roczny} – roczne zapotrzebowanie gazu (m^3/rok)

Jeżeli do danego punktu zasilania podłączeni są tylko odbiorcy komunalno-bytowi, to współczynnik wykorzystania mocy maksymalnej jest niski i może wynieść tylko 1800 h/rok. Na-

tomiast, gdy pojawiają się odbiorcy przemysłowi np. urządzenie do produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, huta szkła, to współczynnik ten rośnie (w skrajnym przypadku może osiągnąć nawet wartość 8670 h/rok).

Niestety w polskich systemach dystrybucyjnych brak jest zbiorników gazu (takie zbiorniki były budowane w sieciach niskoprężnych rozpraszających gaz miejski wytwarzany z węgla), a pojemności gazociągów mają bardzo ograniczone zdolności akumulacyjne (w sieciach niskiego ciśnienia akumulacja jest praktycznie zerowa) i jedynym sposobem na ewentualne wyrównywanie szczytowych poborów jest ograniczanie dostawy gazu do wybranych odbiorców.

Przy tak dużej nierównomierności poboru gazu istotnym jest prawidłowy dobór gazomierza na stacjach redukcyjno-pomiarowych w/c lub na układach pomiarowych w/c zlokalizowanych na wejściu do gazociągu dystrybucyjnego w/c, które w polskim systemie transportu gazu są miejscem, w którym dokonuje się rozliczeń pomiędzy systemem przesyłowym i dystrybucyjnym.

Dokładność pomiaru

Przy doborze gazomierza bierze się pod uwagę następujące parametry:

- szczytowe zapotrzebowanie gazu,
- ciśnienie gazu przed gazomierzem,
- zakresowość gazomierza, czyli stosunek minimalnego obciążenia gazomierza do obciążenia maksymalnego ($V_{\min}/V_{\max}$), który jest odwrotnością współczynnika nierównomierności mocy szczytowych $K = V_{\max}/V_{\min}$.

Dokładność pomiaru zależy od tego w jakim punkcie skali jest wykonywany odczyt tzn.:

czy pomiar jest wykonywany w zakresie:

a) $V_{\min} \leq V \leq V_t$

b) $V_t \leq V \leq V_{\max}$

c) $V \leq V_{\min}$

gdzie:

V - strumień objętości gazu w warunkach pomiaru, w m^3/h ,

V_t - strumień objętości gazu wyznaczyć można przykładowo z poniższej tabeli

Zakresowość gazomierza	V_t
1:10; 1:20	$0,20 V_{\max}$
1:30	$0,15 V_{\max}$
1:50	$0,10 V_{\max}$
> 1:50	$0,10 V_{\max}$ – dla gazomierzy turbinowych
> 1:50	$0,05 V_{\max}$ – dla gazomierzy rotorowych

W zależności od tego, w którym zakresie znajdzie się wartość chwilowego pomiaru gazu otrzymamy określoną jego dokładność.

Przykładowo dla gazomierzy turbinowych dopuszczalne błędy graniczne mogą się wahać od ± 1 do 2%, co wynika z podanej poniżej tabeli:

Strumień objętości, V	Błędy graniczne dopuszczalne w użytkowaniu
$V_{\min} \leq V \leq V_t$	± 2 %-turbinowe
$V_t \leq V \leq V_{\max}$	± 1 %-turbinowe

Błędy te będą znacznie wyższe, gdy pomiar znajdzie się w zakresie poniżej $V_{\min}$ (nawet kilka do kilkanaście procent).

Poza tym nie ma możliwości zapewnienia dokładnego pomiaru, jeśli krzywa błędów pomiaru gazomierza wyznaczona przy ciśnieniu roboczym nie jest wprowadzona do przelicznika. Z dostępnej literatury [25] wynika, że błędy gazomierzy wzorcowanych powietrzem przy ciśnieniu atmosferycznym mogą znacznie się różnić od otrzymanych dla gazu ziemnego przy ciśnieniu roboczym.

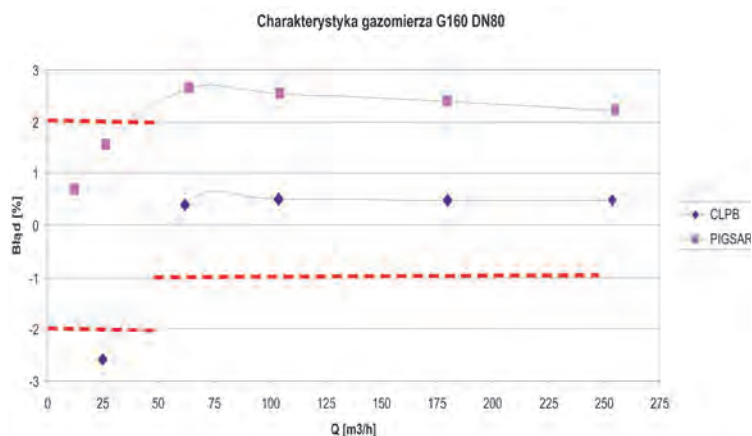
Dlatego też w pkt. 5.2.1.2 normy PN-EN 12261: 2005 [5], wyraźnie zaleca się, aby wzor-

cowanie gazomierzy turbinowych pracujących na w/c odbywało się wyłącznie przy ciśnieniu rzędu 50 bar. Podobne zalecenia dla gazomierzy ultradźwiękowych znajdują się w normie ISO 17089-1:2010.

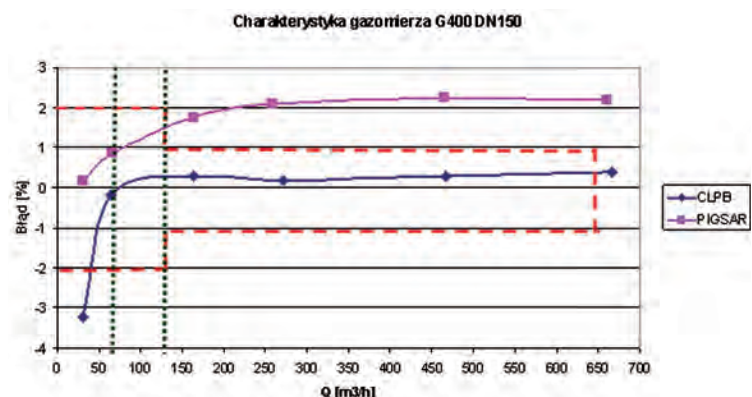
W jednej ze spółek dystrybucyjnych dla dwóch gazomierzy turbinowych wyznaczono błędy ich wskazań pod niskim ciśnieniem (badania wykonane przez Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie - CLPB) oraz przy ciśnieniu wysokim (badania przeprowadzone na stanowisku pomiarowym PIGSAR w Dorsten). Wyniki tych badań [27], [28] dla gazomierzy turbinowych produkcji Common oznaczonych symbolami G160 DN80 oraz G400 DN160 przedstawiono na wykresach (rys 5 i 6), przy czym linia niebieska oznacza badanie przy niskim ciśnieniu, a linia różowa przy ciśnieniu wysokim.

Z przedstawionych wykresów wynika, że charakterystyka gazomierza wykonana podczas wzorcowania przy pomocy gazu ziemnego o ciśnieniu wysokim jest przesunięta w stosunku do charakterystyki wykonanej przy pomocy powietrza o ciśnieniu zbliżonym do ciśnienia atmosferycznego o około $\pm 2\%$ w zakresie strumienia objętości $0,4 V_{\max} \leq V \leq V_{\max}$, przy czym

a) w przypadku gazomierza G160 DN80 błąd rośnie do wartości około 2,3% przy



Rys. 5. Krzywa błędów pomiaru gazomierza Common G160 DN80



Rys. 6. Krzywa błędów pomiaru gazomierza Common G400 DN160

$V = 0,25 V_{\max}$, natomiast przy $V_{\min}$ osiąga różnicę około 3,4%.

- b) w przypadku gazomierza G400 DN150 błąd maleje do wartości około 1,5% przy $V = 0,25 V_{\max}$, zaś przy $V_{\min}$ osiąga wartość około 1%.

Tak znaczne odchylenia charakterystyki gazomierzy będą powodować, że w przypadku montowania w polskim systemie przesyłowym gazomierzy, które są legalizowane przy ciśnieniu niskim, a nie wysokim, operatorzy systemu dystrybucyjnego będą ponosić straty przekraczające nawet 2 %.

Układy pomiarowe w/c

Budowa punktów pomiarowych w polskim systemie transportu gazu (przypadek przedstawiony na rys 1 i 2) budzi poważne zastrzeżenia natury technicznej i ekonomicznej. Zgodnie z doświadczeniami innych krajów pomiary powinny być wykonywane przy dużych, równomiernych przepływach gazu (wysoki współczynnik wykorzystania mocy maksymalnej) i stabilnym ciśnieniu przed układem pomiarowym. Spostrzeżenia te potwierdza opinia przedstawiona w publikacji [4], w której autorzy postawili następujące wnioski:

1. Pomiar przepływu gazu przy wysokich ciśnieniach przykładowym gazomierzem G 6500 powinien się odbywać przy wydajnościach odniesionych do warunków normalnych powyżej kilkudziesięciu tysięcy normalnych metrów sześciennych na godzinę (w zależności od ciśnienia).
2. Wyniki przeprowadzonych analiz potwierdzają konieczność stosowania aparatury kontrolno-pomiarowej o wysokiej klasie dokładności przy pomiarach wydajności w układach wysokociśnieniowych. Ponadto pomiary po stronie wysokiego ciśnienia, gdzie mogą występować znaczne wahania ciśnienia, są dodatkowo obciążone błędami pomiarowymi, wynikającymi ze znacznych zmian strumienia przepływającego gazu.
3. Zestawy pomiarowe, pracujące w zakresach wysokich ciśnień, wymagają kalibracji w ośrodkach zagranicznych (np. Holandia, Litwa, Niemcy) bowiem, jak wspomniano, Polska nie posiada odpowiedniego laboratorium akredytowanego. Koszty kalibracji są porównywalne z ceną nowych zestawów pomiarowych i wiążą się z koniecznością okresowego ich wyłączenia z eksploatacji.
4. Zalecane jest stosowanie układów pomiarowych spełniających wymagane kryteria jakości pomiaru, w szczególności w zakresie ich dokładności. Wymogi te spełniają układy pomiarowe zain-

stalowane na gazociągach średniego ciśnienia. Za stosowaniem tych przemawiają następujące fakty: nakłady inwestycyjne budowy układów pomiarowych oraz ich koszty eksploatacyjne (dla średniego ciśnienia nakłady i koszty eksploatacyjne są znacznie mniejsze niż dla wysokiego). Pomiar przy stosunkowo małych przepływach gazu i zmianie ciśnienia na wlocie może być dokładny wówczas, gdy jest prowadzony na średnim ciśnieniu - prowadzenie pomiarów na ciśnieniu wysokim jest celowe jedynie przy bardzo dużych przepływach gazu i w miarę stałych ciśnieniach w gazociągach przesyłowych. Zatem, aby mierzyć przepływający gaz z odpowiednią dokładnością na wysokim ciśnieniu, należy posiadać gazomierze o bardzo wysokiej klasie dokładności.

5. Należy pamiętać, że niewielki błąd pomiarowy gazomierza na wysokim ciśnieniu generuje duże straty w postaci niezmiernego gazu. Pomiary na wysokim ciśnieniu powinny być prowadzone generalnie dla dużych, niezmiennych się wydajnościach przepływu.

Dlatego budowa układów pomiarowych na wysokim ciśnieniu powinna być poprzedzona pełną analizą techniczno-ekonomiczną. Z punktu widzenia technicznego niektóre punkty pomiarowe powinny powstać dopiero po przebudowie elementów systemu dystrybucyjnego i dostosowania go do standardów europejskich np. poprzez budowę pierścieni, lokalnych zbiorników.

Z przeprowadzonej analizy technicznej punktów pomiarowych w/c zlokalizowanych na wejściu do systemu dystrybucyjnego w/c (rys.1)

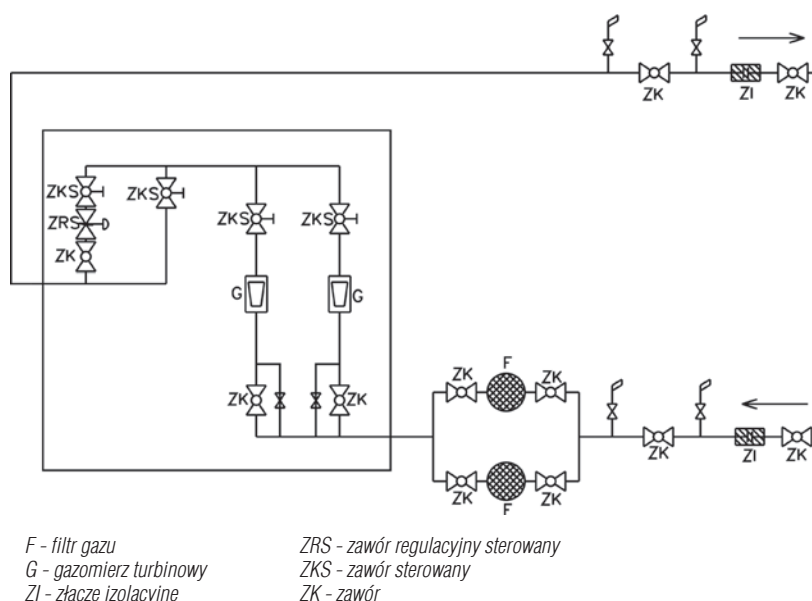
budowanych na koncesyjnym terenie działania jednej ze spółek dystrybucyjnych wynika, że zdecydowana większość z tych układów będzie pracowała w zakresie poniżej V_L a nawet poniżej $V_{\min}$.

Sytuację będzie można poprawić w przypadku zastosowania rozwiązania technicznego, polegającego na zamontowaniu odpowiednio sterowanych zaworów regulacyjnych, które w przypadku obniżenia przepływu przez stację poniżej $V_{\min}$ lub poniżej V_L zamykałyby cyklicznie przepływ przez stację pomiarową, a dystrybucyjne stacje redukcyjne byłyby zasilane z pojemności akumulacyjnej gazociągu wysokiego ciśnienia.

Takie właśnie rozwiązanie zostało zastosowane przez operatora systemu przesyłowego na układach pomiarowych w/c na wyjściu z układu przesyłowego do układu, co przedstawiono na rys.7

Rozwiązanie to ma szereg istotnych wad (nie biorąc pod uwagę wysokich nakładów inwestycyjnych):

- gazomierz dobrany jest na możliwość wystąpienia w systemie przesyłowym minimalnego ciśnienia, co powoduje jego znaczne przewymiarowanie
- zastosowanie zaworów regulacyjnych ograniczających przepływ gazu oraz zdalnie sterowanych zaworów odcinających może spowodować:
- niebezpieczeństwo przerwania lub ograniczenia dostaw gazu, co może być szczególnie groźne w przypadku małej pojemności akumulacyjnej dystrybucyjnych gazociągów w/c (w skrajnym przypadku może dojść do zapowietrzenia sieci dystrybucyjnej i w konsekwencji doprowadzić do katastrofy budowlanej



Rys. 7. Uproszczony schemat stacji pomiarowej w/c zlokalizowanej na wejściu do dystrybucyjnego gazociągu w/c

- wybuch i zapalenia się gazu)
- powstawanie nieuzasadnionych przekroczeń mocy zamówionej w przypadku nagłego otwarcia zaworu regulacyjnego lub odcinającego
- gwałtowne otwarcie zaworu regulacyjnego lub odcinającego może doprowadzić do zniszczenia gazomierza

- na dokładność pomiaru mają duży wpływ zmiany ciśnienia w sieci przesyłowej [4]

Tak zbudowana stacja pomiarowa pełni de facto dwie funkcje:

- a) pomiarową (mierzy strumień przepływającego gazu),
- b) regulacyjną - modulującą strumień przepływającego gazu (poprzez zamykanie lub przemykanie zaworów regulacyjnych przepływ gazu przez stację może wahać się od zera do wartości maksymalnej mogącej przekroczyć poziom zamówionej mocy umownej).

Dlatego realizowany pomiar gazu na tego typu stacjach nie może być podstawą do pobierania opłat przez operatora przesyłowego za:

- przekroczenie mocy zamówionej
- nieznominowanie ilości paliwa gazowego w punktach rozliczeniowych w krótkich okresach czasu [31]

Aby stacja pomiarowa mogła pełnić wyłącz- nie funkcje pomiarowe, a nie regulacyjne oraz jednocześnie ograniczyć do minimum niebezpieczeństwo przerwania lub ograniczenia do- staw gazu, powinno się ją przebudować np. w następujący sposób:

- a) zrezygnować z zaworów regulacyjnych
- b) dobrać gazomierz na ciśnienie najczęściej występujące w systemie przesyłowym i zamontowanie układu obejściowego z zaworem, który otwierałby się w przy- padku przekroczenia przepływu gazu powyżej granicznej wartości pracy gazo- mierza (przy prawidłowo dobranym ga- zomierzu prawdopodobieństwo otwarcia zaworu obejściowego jest bliskie zeru).
- c) zamontować ciągi pomiarowe z dwo- ma niezależnymi gazomierzami (jeden w okresie letnim, drugi zimowym)

Dodatkową zaletą proponowanego rozwią- zania jest obniżenie nakładów inwestycyjnych i zmniejszenie terenu stacji pomiarowej.

Natomiast budowa stacji pomiarowych bezpośrednio przed stacjami redukcyjnymi wy- sokiego ciśnienia zasilającymi sieci rozdzielcze średniego i niskiego ciśnienia (rys. 2) nie ma uzasadnienia ani technicznego ani ekonomicz- nego. W tym przypadku pomiary powinny się prowadzić wyłącznie na średnim ciśnieniu, nie- zależnie od formy własności stacji redukcyjnej i układu pomiarowego (jak np. we Włoszech

stacja redukcyjna zasilająca sieć dystrybucyjną średniego ciśnienia, ze względu na pełnione funkcje, należy zawsze do operatora dystrybu- cyjnego, a układ pomiarowy na średnim ciśnie- niu jest własnością albo operatora dystrybucyj- nego, albo operatora przesyłowego).

Wynika to z następujących przesłanek:

- nakłady inwestycyjne na budowę sta- cji pomiarowej w/c są podobne jak dla stacji redukcyjno-pomiarowej w/c z po- miarem na ciśnieniu średnim (budowa takiej stacji pomiarowej podwaja nakła- dy inwestycyjne na układ zasilający)
- konieczność zwiększenia terenu (około 100 %) dla wybudowania oddzielnego układu pomiarowego w/c i stacji reduk- cyjnej w stosunku do stacji redukcyjno- pomiarowej z pomiarem na średnim ciśnieniu
- znacznie mniejsza dokładność pomiaru gazu na wysokim ciśnieniu w stosunku do pomiaru na ciśnieniu średnim (do- dokładność pomiaru na średnim ciśnieniu można jeszcze zwiększyć [7])
- duże koszty eksploatacyjne (brak możli- wości legalizacji gazomierzy w Polsce)

Ewentualnie straty gazu, które mogą wystą- pić na odcinku wlot do stacji redukcyjnej - układ pomiarowy, można oszacować posługując się np. instrukcją [6]

Reasumując, na stacjach redukcyjno-pomia- rowych w/c powinno się przyjąć, jako standard, rozliczanie na układach pomiarowych średniego ciśnienia, które gwarantują dokładniejszy po- miar oraz są znacznie tańsze w budowie i eks- ploatacji od układów pomiarowych na wysokim ciśnieniu. Pomiary na wysokim ciśnieniu w sy- stemie przesyłowym powinny być realizowane dopiero przy dużych strumieniach gazu (pre- kraczających kilkadziesiąt tys. m³/h).

Szersze stosowanie gazomierzy na wysokim ciśnieniu w Polsce będzie możliwe po przebudow- wie systemu transportu gazu i dostosowanie go do standardów europejskich.

Wnioski końcowe

1. Należy dążyć do przebudowy polskiego systemu transportu gazu i dostosowania go do standardów europejskich w celu zmniejszenia ilości punktów wyjścia z sy- stemu przesyłowego do dystrybucyjnego.
2. Projektowanie układów pomiarowych na wysokim ciśnieniu w systemie transportu gazu powinno być poprzedzone odpo- wiednią analizą techniczno-ekonomicz- ną, aby wykazać zasadność ich budowy.
3. Liczniki gazu mierzące gaz pod wysokim ciśnieniem powinny być wzorcowane (legalizowane) przy ciśnieniu rzędu 50

bar zgodnie pkt. 5.2.1.2 normy PN-EN 12261: 2005; w przeciwnym razie straty gazu ponoszone z tego tytułu przez ope- ratorów systemu dystrybucyjnego mogą przekraczać nawet 2%.

4. Pomiary gazu na układach pomiarowych w/c w punktach wyjścia z systemu prze- syłowego do systemu dystrybucyjnego, pełniących równocześnie podwójną funkcję pomiarową i regulacyjną, nie mogą być podstawą do pobierania opłat przez operatora przesyłowego za prze- kroczenie mocy zamówionej oraz za nie- znominowanie ilości paliwa gazowego.
5. Wzorem innych krajów europejskich, przy wyborze układu pomiarowego należy preferować pomiary na średnim ciśnieniu jako dokładniejsze i znacznie tańsze w budowie i eksploatacji.

Piśmiennictwo:

1. Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad we- wnętrznego rynku gazu ziemnego
2. M. Miecznikowska : „Rola podziemnych magazynów gazu (PMG) w pokrywaniu nierównomierności zapotrzebowania na gaz ziemny w krajowym systemie przesyłowym”- *Gaz-System* , Konferen- cja Rynek Gazu -Kazimierz Dolny, 18-20 czerwiec 2008
3. Lech Dobrowolski: „Znaczenie magazy- nowania gazu w systemach dystrybucji i dla odbiorców ”- *Politechnika Śląska Konferencja Rynek Gazu -Kazimierz Dol- ny, 18-20 czerwiec 2008*
4. Stanisław Nagy, Jacek Blicharski, Cze- sław Rybicki: „Techniczno-ekonomiczne aspekty stosowania układów pomiaro- wych na wysokim ciśnieniu”- , *Krajowa Konferencja GAZTERM 2007, Między- zdroje 21-23 maja 2007AGH*
5. PN-EN 12261:2005 Gazomierze. Gazo- mierze turbinowe
6. Instrukcja I.02/A/01.01„Obliczanie strat gazu w sieciach gazowych”- *PGNiG S.A. , Warszawa, 2007*
7. Andrzej Barczyński. Paweł Barczyński, Paweł Jańczak: „Możliwości zwiększenia dokładności układu pomiarowego na stacjach red.-pom. w/c” Konferencja zo- rganizowana przez Gazoprojekt Wrocław, Łądek Zdrój, październik 2008 r.
8. Maciej Hirs: „Zagadnienia standaryzacji redukcyjno-pomiarowych stacji gazo- wych” *Wiadomości 3 (119) 2008 str 4 – 15*
9. Andrzej Barczyński: „Bariery techniczne

- i eksploatacyjne dla rozwoju Spółek Dystrybucyjnych w aspekcie przemian restrukturyzacyjnych" – Krajowa Konferencja GAZTERM 2006; Międzyzdroje, 22-24 maj 2006
10. Andrzej Barczyński, Adam Matkowski: „Bezpieczeństwo przesyłowego i dystrybucyjnego systemu gazowniczego w świetle dyrektyw europejskich i prawa energetycznego". *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* Nr 7-8/2005 str 2-9
 11. ZN-G-4001:2001 „Pomiary paliw gazowych – Postanowienia ogólne – Terminologia i symbole graficzne",
 12. ZN-G-4002:2001 „Pomiary paliw gazowych – Zasady rozliczeń i technika pomiarowa",
 13. ZN-G-4003:2001 „Pomiary paliw gazowych – Stacje pomiarowe – Wymagania i kontrola",
 14. ZN-G-4004:2001 „Pomiary paliw gazowych – Metoda obliczania współczynników ściśliwości gazów ziemnych",
 15. ZN-G-4005:2001 „Pomiary paliw gazowych – Gazomierze turbinowe – Wymagania badania i instalowanie." (ze zmianą w ZN-G-4005/A1:2001),
 16. ZN-G-4006:2001 „Pomiary paliw gazowych – Zwęzkowe gazomierze kryzowe – Wymagania, badania i instalowanie.",
 17. ZN-G-4007:2001 „Pomiary paliw gazowych – Urządzenia elektroniczne – Wymagania i badania",
 18. ZN-G-4008:2001 „Pomiary paliw gazowych – Gazomierze turbinowe – Budowa zestawów montażowych",
 19. ZN-G-4009:2001 „Pomiary paliw gazowych – Zwęzkowe gazomierze kryzowe – Budowa zestawów montażowych",
 20. ZN-G-4010:2001 „Pomiary paliw gazowych – Gazomierze rotorowe – Wymagania, badania i instalowanie".
 21. Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. 10.133.891),
 22. PN-EN 12261:2005 Gazomierze. Gazomierze turbinowe
 23. Andrzej Barczyński: „Układy pomiarowe w systemie transportu gazu" *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* nr 5/2009 str.2-5
 24. Andrzej Barczyński: „Kryzy ograniczające stosowane na stacjach redukcyjnych wysokiego ciśnienia" - *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* Nr 12/97
 25. Eliza Dyakowska, Paweł Szufleński: „Projekt budowy laboratorium gazomierzy przy średnim i wysokich ciśnieniach" *Przegląd Gazowniczy* nr 2 (26),

- czerwiec 2011
26. *Koncepcja rozwoju systemu dystrybucyjnego WSG Sp z o.o. – Biuro Studiów i Projektów GAZOPROJEKT S.A., Wrocław 2008*
 27. *Sprawozdanie z badań gazomierza turbinowego CGT G400 DN150 –PGNiG, czerwiec 2004 r*
 28. *Sprawozdanie z badań gazomierza turbinowego CGT G160 DN80 –PGNiG, czerwiec 2004 r*
 29. Andrzej Barczyński: „Układy pomiarowe w systemie transportu gazu" *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* nr 5/2009 str.2-5
 30. Andrzej Barczyński, Paweł Barczyński: „Zasadność budowania układów pomiarowych na wysokim ciśnieniu"- *Konferencja zorganizowana przez Oddział SITPNiG. Gdańsk sierpień 2011 r.*
 31. IRIESP. *Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej - Gaz-System*

Andrzej Barczyński

dr inż. mechanik-energetyk, absolwent Politechniki Poznańskiej, doktorat obronił na Politechnice Śląskiej w Gliwicach w dziedzinie energetyki gazowej. Odbił staże zagraniczne: we Francji, Holandii, Niemczech i d. ZSRR. Posiada uprawnienia budowlane projektowe i wykonawcze oraz dozоровe energetyczne w zakresie sieci i instalacji gazowej. W przemyśle gazowniczym pracuje od r 1970 zajmując różne stanowiska począwszy od specjalisty technicznego, kierownika oraz dyrektora w Wielkopolskiej Spółce Gazownictwa w Poznaniu.

Konsultant wielu prac wdrożeniowych dla branży gazowniczej, ekspert m.in. przy projektowaniu tłoczni gazu na gazociąg Jamal, zbiornika gazu w Mogilnie i Wierchowicach. Członek: Komisji Normalizacyjnych przy PKN, Komisji Kwalifikacyjnej na uprawnienia energetyczne powołany przez prezesa URE, Zespołu Konsultacyjnego przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa oraz wiceprzewodniczący Komisji Kwalifikacyjnej na uprawnienia budowlane w Wielkopolskiej Izbie Inżynierów Budownictwa, przedstawiciel PZITS w Międzynarodowej Unii Przemysłu Gazowniczego (w latach 2001 -2003), Spełnia wymagania kandydata na członka Rad Nadzorczych. Wykładowca na studiach dziennych i podyplomowych na wielu uczelniach technicznych w Polsce. Autor lub współautor wielu projektów racjonalizatorskich, patentów, prac wdrożeniowych ekspertyz oraz ponad 200 publikacji w tym kilku książek z zakresu gazownictwa.

Paweł Barczyński

mgr inż. inżynieria środowiska, absolwent Wydziału Budownictwa i Architektury Politechniki Poznańskiej. Posiada uprawnienia wykonawcze i projektowe w zakresie instalacji sanitarnych, dozоровe energetyczne w zakresie sieci i instalacji gazowej oraz górnicze. Współautor kilkunastu publikacji, w tym dwóch książek z zakresu gazownictwa. Obecnie inżynier budowy i projektant w TESSAS S.A. - Dąbrowa k/Poznań. W branży gazowniczej pracuje od 2003 roku.

Informacja dla autorów publikujących w „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych”

Wszystkie dostarczane materiały przeznaczone do druku powinny być w formie elektronicznej, przesłane na adres redakcji na CD, wraz z wydrukiem. Materiały do 10 MB mogą być przesyłane za pomocą poczty elektronicznej na adres: redakcja@wnig.pl jednakże autor musi dostarczyć dodatkowo wydruk. Każdy autor wraz z tekstem, który jest jego autorstwa, przesyła swoje zdjęcie. Tekst powinien zawierać krótki tytuł oddający prezentowaną treść. Pod nim imię (a) nazwisko(a) autora (ów), adres, e-mail. Tekst nie powinien przekraczać 10 stron A-4 wraz z grafiką i spisem cytowanych w tekście pozycji literatury. Zaleca się stosowanie czcionki Times New Roman 12 pt i podwójny odstęp między wierszami. Wszystkie przeznaczone do zamieszczania w tekście rysunki, zdjęcia, itp. powinny być cytowane jako figury. Figury numerowane w osobnych plikach (wykonane w Corel Draw 7-9 lub jako JPG lub TIFF 300 DPI) z zaznaczeniem w tekście miejsc ich umieszczenia. Podpisy pod figurami na końcu tekstu. Spis literatury powinien zawierać imię i nazwisko autora, rok publikacji, tytuł, wydawcę i strony.

WNiG znajdują się w wykazie czasopism punktowanych MNiSz.W. Za opublikowany artykuł naukowy w WNiG, autor otrzymuje 2 punkty.

Odwiercenie pierwszego w Polsce odcinka horyzontalnego w warunkach under balance



W okresie od 19 lipca – 29 września br. na zlecenie Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA Oddział Zielona Góra, nasza Spółka Poszukiwania Naftowe „Diamant” Sp. z o.o. odwierciła otwór horyzontalny Bogdaj – Uciechów 102H. Jest to pierwszy otwór horyzontalny w Polsce, odwiercony w warunkach under balance (niezrównoważonego ciśnienia). Zadaniem odwiertu będzie zwiększenie możliwości wydobycia gazu ziemnego, skrócenie czasu eksploatacji złoża oraz poprawa opłacalności procesu eksploatacji.

Zespół naszych inżynierów opracował zarówno technologię jak i organizację prac. W pierwszym etapie odwierciliśmy otwór konwencjonalnie przy pomocy urządzenia wiertniczego IRI 750. W drugim etapie prac do odwiercenia odcinka



Otwór Bogdaj Uciechów 102H – instalacja NATCO. Fot. arch. PN „Diamant” Sp. z o.o.



Otwór Bogdaj Uciechów 102H – operacje przy użyciu urządzenia snubbing. Fot. arch. PN „Diamant” Sp. z o.o.

poziomego w interwale 1524-1858 m wykorzystaliśmy jednostkę hydrauliczną Snubbing/HWO. Do przewiercania strefy złożowej wapienia cechstyńskiego w warunkach under balance zastosowaliśmy odpowiednio opracowaną płuczkę tj. aeryzowaną azotem wodę z dodatkiem środków pianotwórczych. Następnie przy pomocy jednostki snubbing do otworu zapuściliśmy zestaw wydobywczy.

Udostępniony poziom produkcyjny charakteryzował się anomalnie niskim gradientem ciśnienia złożowego (około 0,023 MPa/10m) i bardzo niskim gradientem ciśnienia szczelinowania (<0,110 MPa/10m). Odwiert jest aktualnie poddawany zabiegom intensyfikacyjnym.

Generalnym wykonawcą odwiertu Bogdaj Uciechów 102H była Spółka Poszukiwania Naftowe „Diamant” przy współudziale podwykonawców: firmy Balance Point Control B.V. dostarczającej Snubbing Unit/HWO oraz firmy Weatherford, zapewniającej serwis kierunkowy.

Sukces techniczny i technologiczny ma również wymiar ekonomiczny. Operacje wykonywane w warunkach under balance eliminują uszkodzenia strefy przyodwiertowej. Niskie są również koszty zaników płuczki.

Stosując innowacyjne rozwiązania Spółka Poszukiwania Naftowe „Diamant” wychodzi



Otwór Bogdaj Uciechów 102H – operacje przy użyciu urządzenia snubbing. Fot. arch. PN „Diamant” Sp. z o.o.

naprzeciw zapotrzebowaniu na nowe technologie, analityczne podejście do zagadnień oraz ich bardziej efektywną realizację

Działy Marketingu i Współpracy z zagranicą Spółki Poszukiwania Naftowe „Diamant” Sp. z o.o.

Smart grids – rewolucja czy ewolucja w sektorze gazowym?



Cezary Tomasz Szyjko

Celem publikacji jest omówienie możliwości wykorzystania technologii smart w przedsiębiorstwach gazowych oraz potencjału inwestycyjnego drzemącego w branży gazowniczej w świetle zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski na tle ustawodawstwa europejskiego.

Polskie gazownictwo czeka w najbliższym czasie ogromne wyzwanie – wprowadzenie w życie idei smart metering – inteligentnych systemów pomiarowych oraz smart grid – inteligentnych sieci energetycznych.² Zgodnie z tzw. Dyrektywą Gazową UE³, państwa członkowskie mają obowiązek wykonania ekonomicznej oceny długoterminowych kosztów i korzyści wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania w gazownictwie do 3 września 2012 roku. Rozwiązania i wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania np. klasy AMI (Advanced Metering Infrastructure) są praktycznie przesądzone dla polskiej branży gazowej, ale trudno przewidzieć na aktualnym etapie jakie będą to technologie, tym bardziej, że formalno-prawna i powszechnie przyjęta definicja systemów inteligentnego opomiarowania wciąż nie istnieje.

Moda na smart

Tematem numer jeden na ustach całej branży elektroenergetycznej w Polsce jest Smart Metering, czyli system inteligentnego opomiarowania. Umożliwia on operatorom energetycznym pomiary jakości energii na zewnętrznych obszarach sieci, co z kolei ułatwia przewidywanie zapotrzebowania na energię z dużą dokładnością czasową i geograficzną, pozwala również reagować na zmiany zapotrzebowania tam, gdzie w okresach szczytu ogranicza się jej pobór lub wyłącza urządzenia.⁴

Jeszcze kilka czy kilkanaście lat temu systemy inteligentnego opomiarowania (smart meteringu – oba te pojęcia będą używane wymiennie) czy ich wersje uproszczone nazywane systemami AMR (Automatic Meter Reading) uznawane były za ciekawostkę technologiczną czy innowację, która może znaleźć jedynie lokalne zastosowanie w systemach odczyto-



≠



Rys. 1. Smart rewolucja czy ewolucja? Źródło: Vattenfall Distribution Poland S.A.¹

wych takich mediów jak elektryczność, gaz, woda. Ostatni okres w istotny sposób zmienił to podejście. Bezwzględnie prokonsumenckie nastawienie Unii Europejskiej, problemy energetyczne – w tym związane z emisją gazów cieplarnianych oraz z koniecznością zwiększania efektywności energetycznej (program 3 x 20%) oraz nowe możliwości zarządzania popytem, koncepcja smart grids, idea możliwości generowania energii (i oddawania do sieci) przez indywidualnych odbiorców (prosumentów) spowodowały, że smart metering stał się nie tylko

modną alternatywną technologią odczytową ale po prostu koniecznością i czymś znacznie poważniejszym – zmianą filozofii w kontakcie z odbiorcą /klientem.⁵

Systemy inteligentnego opomiarowania są już wdrażane w państwach UE (w tym w Polsce); równolegle dopiero trwają prace (na poziomie UE, tzw. mandat M/441 (komunikacja, funkcjonalność). Podkreślimy jednak, że dopiero wykonanie pełnej analizy kosztów i korzyści wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania w gazownictwie da podstawę



Rys. 2. Moda na smart. Źródło: Vattenfall Distribution Poland S.A.



Rys. 3. Struktura ilościowa klientów gazownictwa. Źródło: D. Dzirba

do podjęcia dalszych decyzji. Materiały opublikowane przez ERGEG⁶ wskazują, że dla sektora gazowego w 6 krajach analizy takie (cost analysis benefits) zostały już przeprowadzone a w 14 krajach unijnych są aktualnie realizowane lub będą przeprowadzone w najbliższym czasie.

Obowiązki państw członkowskich Unii Europejskiej w zakresie instalacji inteligentnych urządzeń pomiarowych w sieciach gazowych uregulowane są w: Dyrektywie 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowej wykorzystania energii i usług energetycznych oraz Dyrektywie 2009/73/WE (tzw. Gazowej), dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego.

Przytoczone dyrektywy unijne nie ustanawiają bezwzględnego obowiązku dla państw członkowskich UE wdrożenia inteligentnego opomiarowania w przedsiębiorstwach gazowniczych. Potrzebę oraz celowość takiego wdrożenia uzależnia się od pozytywnej oceny skutków społecznych i ekonomicznych jakie mogą być uzyskane w przypadku dokonania wdrożenia w danym państwie. Jednakże podkreślić należy, iż wdrożenie inteligentnych urządzeń pomiarowych może okazać się niezbędnym rozwiązaniem w celu osiągnięcia przez państwo członkowskie rezultatu zakładanego przez każdą z dyrektyw w zakresie poprawienia efektywności energetycznej.⁷

Metody pomiaru gazu

Pomiar ilości gazu można wykonać różnymi metodami:

- przez pomiar objętości (gazomierz miechowy, rotorowy, bębnowy),
- przez pomiar prędkości (gazomierz turbinowy, zwężkowy, ultradźwiękowy, wirowy),
- przez pomiar masy (gazomierz Coriolisa).

Metody wykorzystujące pomiar objętości i prędkości nie dają dokładnej informacji o ilości gazu ponieważ ten parametr silnie zależy od wartości ciśnienia i temperatury. Dla celów domowych stosowane są powszechnie gazomierze miechowe (komorowe). Tego typu urządzenia zawierają dwie komory pomiarowe, z których każda wyposażona jest w elastyczną, nieprzepuszczalną dla gazu membranę. Membrany połączone są układem dźwigniowym z zaworami sterującymi przepływem gazu.

W rezultacie gaz wlotowy jest wtłaczany (pod wpływem różnicy ciśnienia gazu wlotowego i wylotowego) z jednej strony membrany i jednocześnie z drugiej wytłaczany do części wylotowej gazomierza. Natomiast po przełączeniu zaworów gaz wlotowy wtłaczany jest z przeciwnej strony membrany. Ruch dźwigni przekazywany jest na liczydło mechaniczne

gazomierza. W domowych miernikach gazu nie uwzględnia się wpływu ciśnienia i temperatury.

Systemy pomiarowe powinny umożliwiać automatyczny odczyt danych pomiarowych i ich archiwizację łącznie z opisem; powinny automatyzować proces przetwarzania, zarządzania oraz korzystania z danych pomiarowych; powinny dostarczać pełnych informacji na temat zużycia energii, łącznie z kosztami emisji dwutlenku węgla, zdalnie (dane historyczne) lub lokalnie dla klientów (dane w czasie rzeczywistym); powinny sprzyjać wzrostowi efektywności wytwarzania energii oraz zachęcać do bardziej racjonalnego użytkowania zasobów energetycznych.

Smart Metering powinny zapewniać:

- dokładny pomiar zużycia gazu,
- infrastrukturę transmisji danych,
- środowisko informatyczne dostosowane do ilości danych,
- system fakturowania zorientowany na konsumenta,
- lokalne wyświetlanie danych o zużyciu energii.⁸

Podstawowym wymogiem jest standaryzacja nowych technologii i systemów w celu umożliwienia skutecznej integracji poszczególnych elementów. Inteligentne systemy pomiarowe będą działać jak katalizator dla innych rozwiązań technologicznych, takich jak inteligentne domy i mieszkania.

Gazowa legislacja unijna

Rynek wewnętrzny gazu ziemnego, który od 1999 r. jest stopniowo realizowany w całej Wspólnocie, ma na celu zapewnienie prawdziwej możliwości wyboru wszystkim konsumentom w Unii Europejskiej, bez względu na to czy są to obywatele, czy przedsiębiorstwa, stworzenie nowych możliwości gospodarczych oraz zwiększenie poziomu handlu transgranicznego, aby osiągnąć w ten sposób zwiększenie wydajności, konkurencyjne ceny i wyższe standardy usług oraz przyczynić się do bezpieczeństwa dostaw i stabilności. Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego wniosła znaczący wkład w tworzenie takiego rynku wewnętrznego gazu ziemnego.⁹

W komunikacie komisji z dnia 10 stycznia 2007 r. zatytułowanym „Polityka energetyczna dla Europy” zwrócono uwagę na zasadnicze znaczenie dokończenia budowy rynku wewnętrznego gazu ziemnego oraz stworzenia równych warunków działania dla wszystkich przedsiębiorstw gazowych mających siedzibę we Wspólnocie. Komunikaty komisji z dnia 10 stycznia 2007 r. zatytułowane „Perspektywy rynku wewnętrznego energii elektrycznej

i gazu” oraz „Dochodzenie w ramach art. 17 rozporządzenia (WE) nr 1/2003 w odniesieniu do europejskich sektorów gazu i energii elektrycznej (raport końcowy)” wykazały, że obecne zasady i środki nie zapewniają niezbędnych ram dla osiągnięcia celu, jakim jest właściwie funkcjonujący rynek wewnętrzny. Zasady dotyczące rozdziału prawnego i funkcjonalnego przewidziane w dyrektywie 2003/55/WE nie doprowadziły jednak do skutecznego wydzielenia operatorów systemów przesyłowych. Na posiedzeniu 8 i 9 marca 2007 r. Rada Europejska wezwała w związku z tym komisję do opracowania wniosków legislacyjnych w zakresie „skutecznego oddzielenia działalności w zakresie dostaw i produkcji od eksploatacji sieci”. W konsekwencji uchylono dyrektywę 2003/55/WE przyjmując dnia 13 lipca 2009 nową dyrektywę nr 2009/73/WE dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego, która stwierdza m.in.:

...Państwa członkowskie zapewnią wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, które pozwolą na aktywne uczestnictwo konsumentów w rynku dostaw gazu...

...Wdrożenie tych systemów pomiarowych może być uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna. Ocena taka odbywa się w terminie do dnia 31 września 2012 r....

...Należy umożliwić oparcie wprowadzenia inteligentnych systemów pomiarowych na ocenie gospodarczej. Jeżeli z oceny takiej wyniknie, że wprowadzenie tego rodzaju systemów pomiarowych jest racjonalne z gospodarczego punktu widzenia i opłacalne tylko dla konsumentów o określonym poziomie zużycia gazu, państwa członkowskie powinny móc to uwzględnić przy wdrażaniu inteligentnych systemów pomiarowych....

...niezbędne jest zapewnienie konsumentom odpowiednich informacji o rzeczywistym zużyciu i kosztach gazu dostateczną częstotliwością, tak aby mogli dostosowywać swoje zużycie gazu. Informacje te podawane są w odpowiednich przedziałach czasowych uwzględniających możliwości posiadanych przez odbiorcę urządzeń pomiarowych. W należyty sposób uwzględnia się opłacalność takich środków. Konsumenta nie obciąża się żadnymi dodatkowymi kosztami tej usługi....

...w celu promowania efektywności energetycznej, państwa członkowskie, lub - w przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowi-

wiło - organ regulacyjny, zdecydowanie zalecają przedsiębiorstwom gazowym optymalizację wykorzystania gazu, na przykład poprzez dostarczanie usług w zakresie zarządzania energią, rozwój innowacyjnych formuł cenowych lub poprzez wprowadzanie, w stosownych przypadkach, inteligentnych systemów pomiarowych lub inteligentnych sieci.¹⁰

Definicje inteligentnego opomiarowania

Inteligentne sieci energetyczne (ang. smart grid) to kompleksowe rozwiązania energetyczne, pozwalające na łączenie, wzajemną komunikację i optymalne sterowanie rozproszonymi do tychczas elementami infrastruktury energetycznej – po stronie producentów jak i odbiorców energii – która umożliwia wzajemną wymianę i analizę informacji a w efekcie – optymalizowanie decyzji o zużyciu lub dystrybucji gazu.¹¹

Zdaniem uczestników „Smart Communications & Technology Forum”, które odbyło się 12 października w Warszawie¹², w ustawodawstwie europejskim, jak również polskim nie została wypracowana, jak dotąd jedna spójna definicja legalna inteligentnego opomiarowania. Możliwe jest jedynie zdefiniowanie tego pojęcia poprzez wskazanie zestawu funkcjonalności wymaganych przepisami prawa, stanowiących korzyści dla odbiorców energii i przedsiębiorstw energetycznych.

Analiza dokumentów unijnych pozwala na stwierdzenie, że Komisja Europejska interpretuje technologie smart jako: „sieć elektryczną, która w efektywny kosztowo sposób może integrować zachowania i działania wszystkich użytkowników do niej przyłączonych-wytwórców, konsumentów, i tych, którzy zarówno są konsumentami jak i wytwórcami. Celem takiej integracji jest zapewnienie efektywnego kosztowo, niezawodnego systemu energetycznego z małymi stratami i wysokim poziomem bezpieczeństwa dostaw”.¹³

W wielu aspektach sektor elektroenergetyczny jest o wiele bardziej „smart”, m.in. dlatego, że rozpoczęły się w nim już konkretne wdrożenia na bardzo dużą skalę. Przykładem jest projekt Energa Operator utworzenia systemu AMI i wymiany 2,8 miliona liczników energii elektrycznej swoich odbiorców na liczniki inteligentne. Sektor energetyczny zgłasza propozycję udostępnienia swojej infrastruktury oraz terminologii dla sektora gazowniczego, który ma jednak swoją specyfikę.

Grupy funkcjonalności

Zakres funkcji, które ma spełniać smart metering w gazownictwie jest kluczowy dla dalszych analiz (w tym ekonomicznej i organizacyj-

nej). Poniżej przedstawione zostaną propozycje kilku organizacji europejskich. W Raporcie Euronas przywołując ustalenia CEN-CENELEC-ETSI Smart Meters Coordination Group określa się 6 podstawowych grup funkcjonalności dla inteligentnego opomiarowania w gazownictwie.¹⁴ Są to:

- Grupa 1. Zdalny odczyt (Remote Reading)
- Grupa 2. Komunikacja dwukierunkowa (2-Way Communications)
- Grupa 3. Zaawansowane systemy taryfikacji i płatności (Advanced tariff and payment systems)
- Grupa 4. Zdalne odcinanie/przywracanie dostawy [...gazu...] (Remote Disablement/ Enablement)
- Grupa 5. Komunikacja z innymi urządzeniami (Communication with other devices)
- Grupa 6. Pomiar w czasie rzeczywistym, zużycie i fakturowanie oraz dostarczanie informacji do domowej sieci komputerowej (Real-time metering, consumption and billing, with provision of information to a home area network).

W innym dokumencie przygotowanym na potrzeby rynku brytyjskiego, mamy zdefiniowane następujące główne funkcjonalności dla gazu:

- A. Zdalne dostarczanie wiarygodnych odczytów/informacji dla zdefiniowanego okresu czasu do odbiorców, dostawców i innych uprawnionych podmiotów
- B. Dwukierunkowa komunikacja pomiędzy gazomierzem a dostawcą lub/i innym uprawnionym podmiotem umożliwiającą między innymi zdalną konfigurację gazomierza, diagnostykę i modyfikację oprogramowania użytkowego
- C. Współpraca z lokalną siecią domową (komputerową) bazująca na otwartych standardach i protokołach umożliwiająca wizualizację aktualnych informacji/pomiarów na dedykowanym domowym wyświetlaczu (In-home display)
- D. Mechanizmy umożliwiające wprowadzanie dynamicznych zmian taryf TOU (time of use)
- E. Zdalne odcinanie/przywracanie dostawy gazu umożliwiające stosowanie trybu pre-paid.¹⁵

W ramach prac Zespołu ds. Inteligentnego Opomiarowania działającego przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa na bazie propozycji europejskich i własnych analiz, sformułowano wstępną propozycję funkcjonalności operacyjnej dla systemów inteligentnego opomiarowania polskiego gazownictwa. Zaproponowany podział funkcjonalności na dwie grupy (podstawo-

wą i dodatkową) ma ułatwić ewentualny proces wdrażania i zwiększyć jego ekonomikę:

Korzyści dla odbiorców

Zakłada się, że system inteligentnego opomiarowania dla gazownictwa będzie miał następującą minimalną funkcjonalność: automatyczny i programowalny odczyt zużycia paliwa gazowego i/lub innych niezbędnych parametrów paliwa gazowego oraz przetwarzanie odczytanych danych w zakresie umożliwiającym rozliczenie oraz łatwą kontrolę zużycia przez odbiorcę indywidualnego, możliwość magazynowania danych oraz udostępniania w trybie on-line danych bieżących i archiwalnych dla odbiorcy i dostawcy w sposób gwarantujący poufność danych i zabezpieczenie przed dostępem stron nieuprawnionych dwukierunkowa komunikacja pomiędzy urządzeniami pomiarowymi/ odbiorcą a dostawcą usługi/paliwa gazowego umożliwiającą interaktywność oraz aktywność każdej ze stron.

Korzyści dla klientów polegają głównie na umożliwieniu odbiorcy na świadome zarządzanie zużyciem energii oraz aktywnym uczestnictwie w rynku energii. Poprzez lepszy dostęp do danych pomiarowych odbiorca może:

- dostosowywać taryfy do indywidualnych swoich potrzeb,
- dostosowywać częstotliwości rozliczeń za zużytą energię odpowiednio do swoich możliwości i potrzeb,
- ograniczać zużycia energii poprzez poprawienie efektywności jej zużycia (tzw. racjonalne używanie energii),
- optymalnie i wymiennie korzystać z różnych źródeł energii odpowiednio do swoich potrzeb,
- korzystać bez ograniczeń z procedury zmiany sprzedawcy energii.¹⁶

Co się zaś tyczy korzyści dla przedsiębiorstw energetycznych to polegają one głównie na:

- zwiększeniu częstotliwości, jakości i skuteczności odczytów m.in. poprzez dostosowanie częstotliwości odczytów do profilu zużycia odbiorcy,
- zminimalizowaniu zjawiska nieuprawnionego poboru i kradzieży energii,
- lepszym zarządzaniu kontami odbiorców,
- usprawnieniu procesu windykacji,
- zwiększeniu szybkości przepływu środków pieniężnych,
- poprawie jakości świadczenia usług, poprzez: lepszy marketing, szybszą reakcją na reklamacje odbiorców, lepszą ocenę potrzeb odbiorców,
- poprawie organizacji przedsiębiorstwa poprzez: zwiększenie możliwości w za-

kresie taryfikowania, wprowadzenie rozliczeń w jednostkach energii, ułatwienie procesu wstrzymania i wznowienia dostaw gazu, zmiany sprzedawcy gazu,

- zwiększenie bezpieczeństwa pracy sieci gazowej i instalacji gazowych.

Model programu modernizacji

Przykładowy program modernizacji układów pomiarowych można podzielić na trzy podstawowe obszary wdrożeniowe:

Obszar dużego odbioru – obejmujący wyposażenie punktów dostaw gazu i punktów dużego odbioru gazu (taryf od W-5 do W-10) w elektroniczne układy pomiarowe i lokalnej automatyki, umożliwiające bieżące przeliczanie, archiwizowanie i prezentowanie wyników pomiarów oraz telemetryczny przekaz odczytów do systemów SCADA i billingowych KSG.

Obszar małego odbioru – obejmujący wyposażenie punktów odbioru gazu taryf od W-1 do W-4 w gazomierze elektroniczne lub elektroniczne urządzenia współpracujące z gazomierzami mechanicznymi, umożliwiające zdalny odczyt wskazań, zdalną zmianę parametrów pracy oraz wykrywanie ingerencji osób trzecich w pracę układu pomiarowego.

Obszar systemów wsparcia – obejmujący opracowanie i wdrożenie systemów centralnego zbierania i przetwarzania danych pomiarowych oraz nadzoru nad obiektowymi układami pomiarowymi, tj.: system SCADA, systemy billingowe, pomiary parametrów jakościowych gazu oraz systemy łączności telemetrycznej i teleinformatycznej.

Taki program został opracowany np. w Karpackiej Spółce Gazownictwa w latach 2003-2004. Jego celem było takie przeprowadzenie przebudowy istniejących układów pomiarowych oraz wdrożenie nowych systemów okołopomiarowych, aby w okresie około 10 lat osiągnąć następujące efekty:

- maksymalnie zmniejszyć pozorne straty gazu w sieci dystrybucyjnej, będące efektem nieprawidłowego, zbyt rzadkiego i niedokładnego pomiaru,
- zwiększyć częstotliwości odczytów układów pomiarowych,
- maksymalnie zautomatyzować procesy odczytowe i przetwarzania danych pomiarowych,
- umożliwić częstsze i dokładniejsze bilansowanie gazu w całym systemie dystrybucyjnym i wyznaczonych strefach dystrybucyjnych,
- umożliwić w przyszłości rozliczanie odbiorców w jednostkach energii,
- poprawić obsługę odbiorców gazu w zakresie odczytów i swobodnego dostępu



Rys. 4. Modele elektronicznych przeliczników przepływu gazu. Źródło: A. Jarek, Biuro Pomiarów i Łączności, Karpacka Spółka Gazownictwa.



Rys. 5. Modele rejestratorów szczytów godzinowych. Źródło: A. Jarek, Biuro Pomiarów i Łączności, Karpacka Spółka Gazownictwa.

do informacji o odczytach,

- usprawnić i przyspieszyć proces windykacji, tj. wstrzymania i wznowienia usługi dostawy gazu,
- zwiększyć skuteczność wykrywania nielegalnego poboru gazu i kradzieży gazu,
- przyspieszyć przepływ środków pieniężnych,
- zmniejszyć koszty wykonywanych odczytów,
- umożliwić efektywnie zarządzanie środkami inwestycyjnymi i remontowymi,
- zwiększyć bezpieczeństwo pracy sieci i instalacji gazowych.¹⁷

Modernizacja układów pomiarowych dużego odbioru

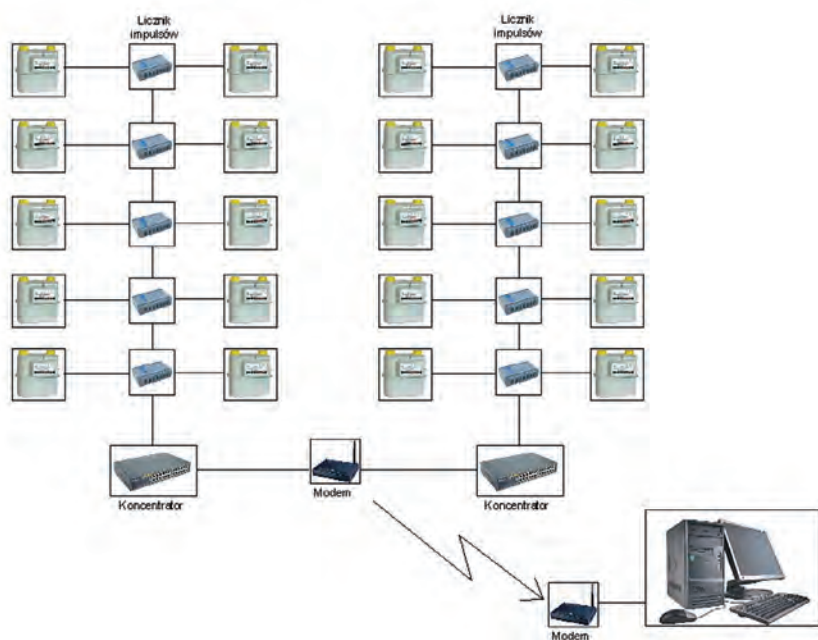
W ramach obszaru dużego odbioru celem jest przeprowadzenie montażu elektronicznych przeliczników przepływu gazu we wszystkich punktach dostaw gazu i w punktach odbioru gazu pracujących na wysokim i średnim ciśnieniu (ok. 1350 punktów pomiarowych) oraz wykonano w większości z nich telemetryczny przekaz danych (ponad 1300 punktów pomiarowych) oraz montażu elektronicznych rejestratorów szczytów godzinowych w punktach odbioru gazu pracujących na niskim ciśnieniu (ok. 5700 punktów odbioru gazu) wraz z telemetrycznym przekazem danych (wiadomości SMS z ponad 5500 punktów pomiarowych). Rysunek nr 7 przedstawia elektroniczne przeliczniki przepływu gazu sieciowe i bateryjne. Są to układy pomiarowe na wysokim i średnim ciśnieniu, które:

- współpracują w zależności od wersji z gazomierzami: zwężkowymi, turbiniowymi, rotorowymi i ultradźwiękowymi,
- w zależności od modelu, występują: w wykonaniu iskrobezpiecznym i nieiskrobezpiecznym, z zasilaniem sieciowym (230V AC) lub baterijnym (wbudowane akumulatory),

- wykonują przeliczanie objętości zliczonego gazu na warunki bazowe ($P=101,325 \text{ kPa}$; $T=0^\circ\text{C}$), jego energię, gęstość i ciepło spalania, na podstawie pomiarów: przepływu rzeczywistego, ciśnienia, temperatury i składu gazu,
- wypracowują alarmy wraz z parametrami mającymi związek ze zdarzeniem alarmowym,
- archiwizują wykonane pomiary i wartości wyliczone (z kwantem 12 minutowym) oraz wykryte zdarzenia (w trybie on-line),
- wyposażone są w porty komunikacyjne (standardowo – 2 RS232/RS485), z obsługą protokołów GazModem-1 lub GazModem-2 i opcjonalnie protokołu ModBus RTU,
- w wykonaniu rozszerzonym mogą być wyposażone w dodatkowe: wejścia i wyjścia analogowe, wejścia i wyjścia cyfrowe, porty komunikacyjne,
- posiadają wbudowany mechanizm ograniczonego dostępu i ochrony danych zarejestrowanych.

Natomiast elektroniczne rejestratory szczytów godzinowych to układy pomiarowe na niskim ciśnieniu, które:

- współpracują z gazomierzami miechowymi wyposażonymi w nadajnik impulsów,
- rejestrują objętość gazu wraz z maksymalnym godzinowym poborem gazu,
- posiadają wejście dwustanowe, do współpracy ze stykiem kontrolnym gazomierza, co umożliwia wykrycie zakłócenia pracy gazomierza,
- w zależności od wersji wykonania, wyposażone są w port komunikacyjny lub wbudowany moduł GSM z zintegrowaną wewnętrzną anteną,
- automatycznie przekazują dane pomiarowe za pomocą sieci GSM (SMS) do serwera centrum zbiorczego,



Rys. 6. Schemat systemu AMR przewodowego. Źródło: <http://www.tarnowskietbs.pl/aktualnosci.php>

- umożliwiają konfigurację harmonogramu raportowania, tym samym dostosowanie charakteru odczytów do potrzeb wynikających z obowiązujących taryf oraz indywidualnych wymagań stron rozliczających się,
- posiadają wbudowany mechanizm umożliwiający ograniczenie dostępu do danych zarejestrowanych przez osoby nieupoważnione.

Obszar małego odbioru

Działania w tym zakresie związane są głównie z poszukiwaniem rozwiązań systemowych umożliwiających zautomatyzowanie odczytów u odbiorców taryf W-1 do W-4, z jednoczesnym zwiększeniem częstotliwości odczytów i obniżeniem kosztów ich realizacji. Obecnie w Polsce testuje się różne rozwiązania. Na uwagę zasługuje wdrożenie pilotażowe systemu AMR w wersji przewodowego odczytu gazomierzy domowych zainstalowanych u odbiorców taryf W-1 i W-2 w Tarnowskim Towarzystwie Budownictwa Społecznego (TTBS). Od roku 2006 wdrożeniem objęto ok. 500 gazomierzy zamontowanych w budynkach TTBS.

Wśród zalet wdrożonego systemu AMR przewodowego (TTBS) wymienia się:

- bardzo duża niezawodność pracy systemu,
- możliwość odczytu wskazań gazomierzy wg ustalonego harmonogramu odczytowego lub wręcz w trybie on-line,
- możliwość archiwizacji danych odczytowych z dowolnym kwantem odczytowym,
- możliwość rozbudowy systemu w kierunku systemu AMM (Advanced Metering

Management) tj. z komunikacją dwukierunkową,

- system może być wykorzystywany do odczytów urządzeń pomiarowych różnych dostarczanych mediów.

System AMR w wersji radiowej

Po uzyskanych doświadczeniach we wdrożeniu systemu AMR w wersji przewodowej trwają poszukiwania doskonalszego systemu zdalnego odczytu gazomierzy:

- o podobnych właściwościach lecz niewymagającego ponoszenia wysokich kosztów montażu instalacji teletechnicznych oraz umożliwiającego zdalny odczyt gazomierzy zamontowanych w budyn-

kach jednorodzinnych rozproszonych na dużym obszarze,

- umożliwiającego jego wdrożenie stopniowo i planowo,
- aby efekty wdrożeniowe systemowe i finansowe mogły być już odczuwalne dla KSG od samego początku wdrożenia,
- umożliwiającego łagodne przejście z obecnego tradycyjnego sposobu odczytu (inkasentkiego) do nowego zdalnego w pełni zautomatyzowanego.

W latach 2007-2008 firma AIUT sp. z o.o. przeprowadziła projekt badawczo-rozwojowy oceny przydatności i możliwości eksploatacji w KSG systemu AMR w wersji radiowego odczytu gazomierzy domowych odbiorców taryf W-1 do W-3.¹⁸ Projekt objął: 1150 gazomierzy wyposażonych w przystawki radiowe do zdalnego odczytu i 50 specjalistycznych gazomierzy wyposażonych w zdalny odczyt i zdalnie sterowany zawór odcięcia wznowienia dostaw paliwa gazowego. Podczas projektu przetestowano pracę systemu w dwóch wersjach:

- wersji obchodowej (półautomatycznej),
- wersji stacjonarnej (w pełni automatycznej).

W wersji obchodowej odczyt wykonywany jest automatycznie przez inkasentów przy użyciu mikrokomputerów przenośnych typu PSION lub PDA wyposażonych w przystawki radiowe. Dane odczytowe z urządzeń PSION są sczytywane następnie do systemu bilingowego, gdzie podlegają dalszemu przetwarzaniu.

W systemie stacjonarnym odczyt jest automatyczny przy użyciu koncentratorów GSM. Odczyty są automatycznie zbierane w określonych interwałach czasowych przez koncentratory i automatycznie przesyłane siecią GSM (wiadomości SMS lub pakiety GPRS) do systemu bilingowego, gdzie podlegają dalszemu przetwarzaniu.



Rys. 7. Schemat systemu obchodowego. Źródło: www.aiut.com.pl

Znaczenie radiowych przystawek

Firmy produkujące liczniki zużycia mediów wyposażają swoje urządzenia w różne możliwości komunikacyjne. Ma to na celu umożliwienie coraz powszechniej stosowanego zdalnego odczytu liczników oraz poznanie bardziej szczegółowych danych na temat zużycia mediów. Rozwiązania stosowane w warunkach przemysłowych powinny spełniać nie tylko wymagania czasu rzeczywistego ale również ostre warunki dotyczące bezpieczeństwa transmisji danych. Odbiorca musi mieć pewność, że dane, które do niego docierają są identyczne z danymi, które wysłał nadawca (integralność danych). Cel ten jest osiągalny za pomocą zabezpieczeń nadmiarowych treści pakietu (słowo kontrolne). W przypadku sieci radiowych bardzo istotna jest również poufność transmisji. Transmitowane dane powinny być nieczytelne dla nieupoważnionych stron (osób lub procesów). Realizacja tej kwestii wymaga użycia metod szyfrowania.

Aktualnie zdecydowana większość rozwiązań gazomierzy z funkcją zdalnego odczytu polega na uzupełnieniu tradycyjnego mechanicznego urządzenia pomiarowego w zewnętrzną przystawkę elektroniczną, rejestrującą obroty jednego z elementów liczydła, wykonującą niezbędne przetwarzanie danych pomiarowych i obsługującą moduł komunikacyjny.

Radiowe przystawki do gazomierzy miechowych (rejestratory impulsów):

- przeznaczone dla gazomierzy miechowych dowolnego typu i producenta,

- zliczają impulsy z gazomierza wyposażonego w nadajnik impulsów,
- podłączane są bezpośrednio do gazomierza i mogą być instalowane wewnątrz szafki gazowej (posiadają znak CE i certyfikat ATEX dla strefy 2),
- wykorzystują do transmisji danych nielencjonowane pasmo radiowe 433.925 MHz,
- wysyłane dane o stanie gazomierza są w trybie „blind” z częstotliwością konfigurowalną,
- dane pomiarowe wysyłane są w formie kodowanej,
- zasilane są z wewnętrznej baterii litowej umożliwiającej nieprzerwaną ich pracę przez ok. 10 lat,
- w wybranych wersjach mogą rejestrować dane godzinowe wraz z wartościami maksymalnego godzinowego odbioru.

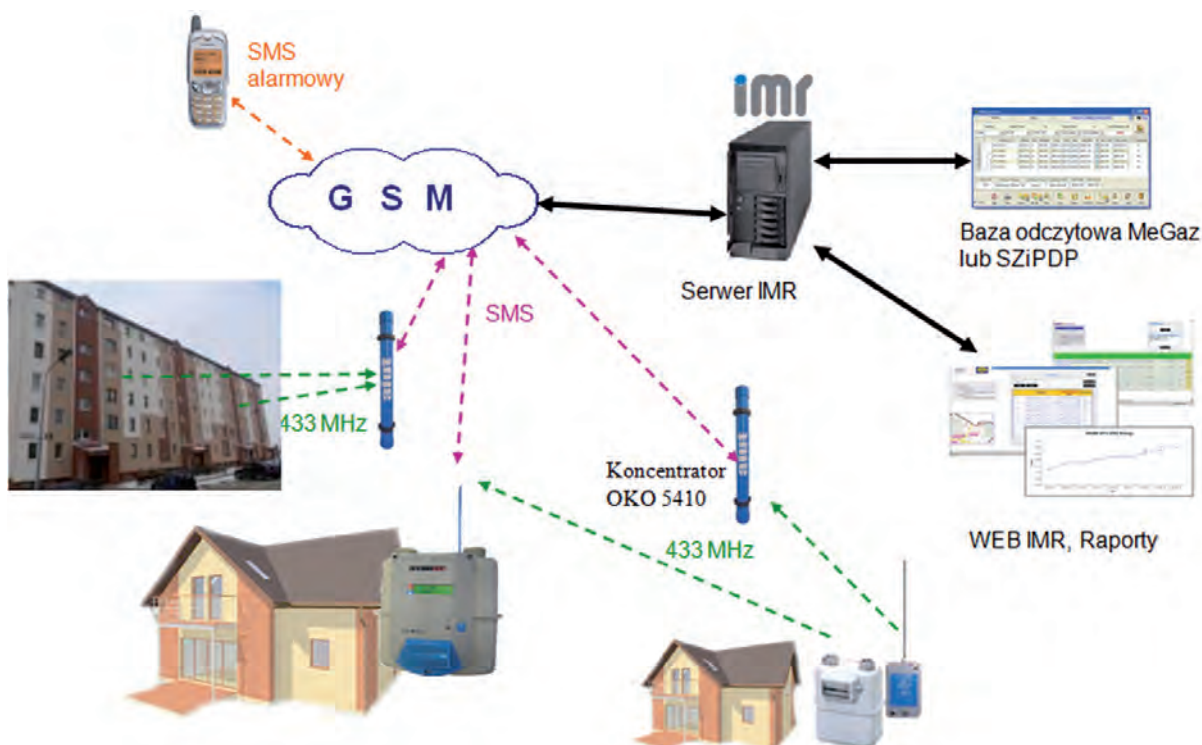
Z kolei gazomierze z funkcją zdalnego odczytu i z zintegrowanym zaworem zdalnego sterowania zamknięciem i otwarciem przepływu gazu (GALLUS 2002 IMR firmy Itron i BK-G4M OLAN firmy Intergaz):

- mogą posiadać wbudowany moduł radiowy lub GSM, za pomocą którego, realizowana jest transmisja dwukierunkowa danych pomiarowych i diagnostycznych,
- generują alarmy w przypadku działań sabotażowych i ingerencji w działanie gazomierza,
- archiwizują dane o stanie liczydła gazomierza,

- optyczny odczyt impulsów sprawia, iż pomiar zużycia gazu jest w pełni odporny na działanie zewnętrznym polem magnetycznym,
- poprzez wbudowany nadajnik / odbiornik radiowy 433 MHz mogą być wykorzystywane jako koncentrator odczytów z innych modułów radiowych,
- posiadają dopuszczenie do pracy w strefach zagrożonych wybuchem (ATEX) oraz znak CE.

Podsumowując, zalety testowanego systemu radiowego AMR to:

- oba warianty systemu bazują na tych samych elementach podstawowych tj. gazomierzach współpracujących z przystawkami radiowymi będącymi rejestratorami impulsów wysyłającymi radiowo odczyty,
- system można wdrażać stopniowo. Już sam montaż przystawek radiowych przynosi efekty wdrożeniowe, gdyż mogą one być odczytywane przez inkasentów za pomocą urządzeń PSION z nakładką radiową. Wariant obchodowy systemu podczas wdrożenia kompleksowego może być stosowany jako rozwiązanie pośrednie między odczytami tradycyjnymi a odczytami docelowymi w pełni automatycznymi – wariant stacyjny,
- duży wzrost skuteczności dokonywania odczytów rzeczywistych wynoszący ponad 99,9%,
- niski koszt infrastruktury komunikacyjnej poprzez wykorzystanie częstotliwości ra-



Rys. 8. System stacjonarny z użyciem koncentratorów. Źródło: www.aiut.com.pl



Rys. 9. Gazomierz serii BK wyposażony w system zdalnego odczytu, transmisji i archiwizacji danych IMR (produkowany przez firmę AIUT). Źródło: www.intergaz.eu

diowych nielicencjonowanych,

- możliwość odczytu wskazań gazomierza wg ustalonego harmonogramu odczytowego (trasy inkasenckie) lub wręcz w trybie on-line w przypadku stosowania wariantu stacjonarnego systemu,
- duża skuteczność systemu w zakresie wykrywania ingerencji osób trzecich w działanie układu pomiarowego,
- poprzez zastosowanie gazomierzy specjalnych z wbudowanym zdalnie sterowanym zaworem znaczne przyspieszenie procesu windykacji z jednoczesnym zminimalizowaniem jej kosztów,
- możliwość rozbudowy systemu w kierunku systemu AMM z komunikacją dwukierunkową poprzez stosowanie bardziej zaawansowanych przystawek radiowych,
- system może być wykorzystywany do odczytów urządzeń pomiarowych różnych dostarczanych mediów.

Wady zaprezentowanego systemu radiowego AMR to:

- stosunkowo mały radiowy zasięg odczytowy – maksymalnie do 100 m, skutkujący niskim wykorzystaniem koncentratorów na obszarach zabudowy jednorodzinnej w wariantach stacjonarnym systemie. Trwają obecnie prace nad zastosowaniem przystawek – retransmiterów (z przemiennikami częstotliwości 433 MHz na 869 MHz. Zwiększy to zasięg do ok. 400 metrów.
- system wykorzystuje zamknięte protokoły i oprogramowanie firmy AIUT, co obecnie uniemożliwia zastosowanie w systemie urządzeń innych producentów. Jednakże, zgodnie z deklaracją producenta system może wykorzystywać inne protokoły komunikacyjne, jeżeli wyniknie taka potrze-

ba lub powstanie standard techniczny w sektorze gazowniczym to określający.

W roku 2010 rozpoczęto w ramach systemu AMR w wersji radiowej, program instalacji przystawek radiowych z funkcją rejestracji szczytów godzinowych u odbiorców taryfy W-4, u których istnieje podejrzenie przekraczania mocy umownej 10m³/h oraz w wersji tylko odczytowej u odbiorców taryfy W-3, u których dostęp do gazomierza jest znacznie utrudniony. Wraz z przeprowadzaniem modernizacji układów pomiarowych należy wykonać szereg prac w zakresie modernizacji i stworzenia nowych systemów wspierających wykonywane procesy pomiarowe. Trwają nadal prace nad modułami bilansująco-rozliczeniowym, modułem analityczno-prognostycznym i odbioru danych odczytowych z systemów AMR.

Wnioski i rekomendacje

Przytoczone w ustawodawstwie europejskim (dyrektywach) zagadnienia związane z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania są uprawomocnieniem panujących w ostatnich latach w świecie i w Polsce trendów rozwojowych systemów i urządzeń pomiarowych. Nowością wynikającą z dyrektyw jest odmienne od dotychczasowego podejście do efektów i korzyści jakie powinny wynikać z wdrożenia nowych systemów pomiarowych. Prócz obecnych głównych beneficjentów zyskujących na wdrożeniu tych systemów, jakimi są przedsiębiorstwa energetyczne, dyrektywy określają nowych, tj. odbiorców energii, którzy poprzez dostępność do informacji o swoim zużyciu energii będą mogli ją oszczędzać i optymalnie wykorzystywać.

Uzyskanie korzyści z wdrożenia inteligentnego opomiarowania przez odbiorców energii określone w dyrektywach unijnych jest wprost zależne od korzyści jakie wcześniej musi uzyskać przedsiębiorstwo energetyczne, które musi konkurować na rynku gospodarczym. Aby wdrożenie inteligentnego opomiarowania w przedsiębiorstwach energetycznych miało sens musi ono przynosić przedsiębiorstwu energetycznemu wymierną korzyść ekonomiczną w zaplanowanym czasie eksploatacji.

Dzięki zastosowaniom nowych technologii – odbiorcy będą bardziej otwarci na inicjatywy dotyczące rozwiązań z obszaru zrównoważonej gospodarki energią. Jeśli uda się połączyć wysiłki obu stron, mamy szansę na uczynienie miast bardziej inteligentnymi – przyjaznymi jednocześnie dla środowiska i społeczeństwa. Do równowagi między konkurencyjnością i zrównoważonym rozwojem przyczynią się rozwiązania dotyczące m.in. efektywności energetycznej sieci grzewczych, efektywności energetycznej sieci dostarczających energię elektryczną, a także

technologie pozyskiwania i wykorzystania zielonej energii oraz inteligentna gospodarka wodna i odpadowa.

Coraz powszechniej traktuje się obszar smart meteringu nie tylko jako nową technologię ale również jako nową innowacyjną formę kontaktu z odbiorcą/konsumentem przynoszącą nowe możliwości biznesowe. Dzięki docelowo planowanej, bezpośredniej dwustronnej komunikacji z każdym odbiorcą, włączeniem w system „smart” wielu domowych urządzeń pomiarowych, czujników, elementów automatyki domowej czy wreszcie HAN-u (Home Area Network) uzyskujemy dodatkową przestrzeń działań biznesowych, czy dostarczenia wielu nowych usług. Do realnych opcji należy możliwość wykorzystania każdego gazomierza (z zainstalowanym zaworem) w systemie AMI jako gazomierza pre-paid. Systemy pre-paidowe są korzystne zarówno dla przedsiębiorstw gazowych (brak kredytowania klientów, mniejsze formalności, ułatwienie postępowania z tzw. trudnymi klientami itp.) jak i dla indywidualnych klientów gazownictwa (zapotrzebowanie z rynku wynajmu, łatwiejsza kontrola wydatków za dostarczany gaz itp.). Jako dodatkowe przykłady ponadstandardowych funkcji podaje się możliwość udostępniania usług związanych z bezpieczeństwem domu/mieszkania i jego mieszkańców (wyciek gazu, awaria wodociągowa, włamanie, szybkie wzywanie pomocy), usług związanych z szeroko pojętym marketingiem i reklamą (możliwość dotarcia do olbrzymich rzeszy sprofilowanych konsumentów), badania ankietowe oraz realizacji bezgotówkowych płatności za media.

Wydaje się, że docelowa struktura zarówno systemów inteligentnego opomiarowania jak i rynku opomiarowania powinna być przedmiotem dalszych dyskusji. Celowe jest też wdrażanie pilotaży o dużej skali testujących różne warianty rozwiązań. Jest ważne, aby sektor gazowniczy wypracował własny, najbardziej odpowiadający interesom branży i naszych indywidualnych odbiorców gazu, model inteligentnego opomiarowania i struktury rynku opomiarowania z uwzględnieniem i poszanowaniem działań już realizowanych przez innych uczestników rynku. Decyzje dotyczące rozwoju sieci inteligentnych powinny zostać skorelowane z innymi, ważnymi dla sektora elektroenergetycznego, decyzjami. W planach i debatach politycznych dotyczących inteligentnych sieci należy uwzględnić skutki cenotwórcze wdrażanych rozwiązań oraz ich wpływ na bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Bibliografia:

1. *Appraisal of Costs & Benefits of Smart Meter Roll Out Options. Final Report, Mott macDonald, BERR, London 2007.*

2. Kubiak Z., Urbaniak A.: Współczesne rozwiązania telemetryczne. Rynek Energii 2007, nr 2.
3. Meter Readout (Radio Meter Reading for Operation in the 868-870 MHz SRD Band). CEN, Brussels 2003.
4. Dzirba D., Smart metering w gazownictwie – jaka przyszłość?, Biuro Rozwoju PGNiG SA., 2011.
5. Polska 2030 – Wyzwania rozwojowe, Zespół Doradców Prezesa RM, lipiec 2009.
6. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE (Dz.U. UE z dnia 14 sierpnia 2009 r.).
7. Smart metering Implementation Programme :Prospectus - Great Britain July 2010.
8. An ERGEG Public Consultation Paper on Draft Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas Ref: E10-RMF-23-03 10 June 2010.
9. Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych – 2010, opracowanie HP na zlecenie PSE Operator.
10. Smart Metering UK & Europe Summit and the European Smart Metering Awards, 27-28.01.2011, London.
11. Eurogas Distribution Committee, Report on Smart Gas Metering, 2010.
12. Standardization mandate to CEN, CENELEC and ETSI in the field of measuring instruments for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability M/441, SMART METERS CO-ORDINATION GROUP FINAL REPORT (Version 0.7 – 2009-12-10).
13. An ERGEG Public Consultation Paper on Draft Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas, 2010.
14. Summary of Member State experiences on cost benefit analysis (CBA) of smart meters 2 February 2011, Raport ERGEG/CEER, Ref: C11-RMC-44-03.
15. www.ure.gov.pl/portal/pl/424/3926/Sta-nowisko_regulatora_w_sprawie_niezbednych_wymagan_wobec_inteligentnych_systemow.html (dostęp z dnia 15.10.2011).
16. materiały Konferencji „Zaawansowane systemy pomiarowe - smart metering w elektroenergetyce i gazownictwie”, 23-24.03.2010 r. Warszawa www.ptpiree.pl (dostęp z dnia 15.10.2011).
17. materiały Konferencji „Smart Communications & Technology Forum”, 12.10.2011 r., Warszawa, organizator CBE Polska: <http://cbepolska.pl/smart-communications-and-technology-forum.html> (dostęp z dnia 15.10.2011).
18. Szulc Ł., System monitorowania zużycia mediów w budynku. Praca magisterska. Wydział Informatyki i Zarządzania, Politechnika Poznańska, Poznań 2008.
19. Szyjko C.T., Inteligentny budynek przyszłości [w:] Energia i budynek – miesięcznik audytorów energetycznych, nr. 09(52)/2011, s.39-42. ISSN 1897-5879.
20. Szyjko C.T., Znaczenie smart meteringu oraz smart gridu, [w:] Przegląd energetyczny, nr 3 (63), Wyd. Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska, s. 22-26, ISSN 1641-7992.
21. Szyjko C.T., Uwarunkowania prawne rozwoju rynku gazu w Polsce, [w:] Wiadomości Naftowe i Gazownicze - czasopismo naukowo-techniczne, nr 9(161), Kraków 2011, s. 8-15. ISSN 1505-523X.
22. Szyjko C.T., Inteligentna sieć a rozwój funkcji logistyczno - dystrybucyjnej w polskiej energetyce, Logistyka - czasopismo Instytutu Logistyki i Magazynowania, Poznań, nr 4/2011, s. 48-49. ISSN 1231-5478.
23. Szyjko C.T., Technologie smart w służbie polskiej energetyki, [w:] Czysta Energia, nr 6(118), Poznań 2011, s. 29-32. ISSN 1643 126X.
24. Szyjko C.T., Znaczenie inteligentnego opomiarowania dla sieci przesyłowych, [w:] Wiadomości Naftowe i Gazownicze, nr 5(157), Kraków 2011, s. 9-14. ISSN 1505-523X.
25. Ziegler H., M-BUS WG4. Proposal for a Future 868 MHz Communication Standard. University of Paderborn, 1998.
26. ZigBee Specification. ZigBee Document 053474r13. ZigBee Standards Organization, 2006.
1. Grafikę zaprezentował Janusz Kurpas Wicedyrektor ds. Planowania i Rozwoju Sieci, Vattenfall Distribution Poland S.A. w czasie wystąpienia na „Smart Communications & Technology Forum”, 12.10.2011, Warszawa, organizator CBE Polska: <http://cbepolska.pl/smart-communications-and-technology-forum.html> (dostęp z dnia 15.10.2011).
2. Już w grudniu 2008 r. Urząd Regulacji Energetyki zaprezentował studium wykonalności Smart Meteringu w Polsce. Studium zawiera analizę wszystkich aspektów związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania: koszty, sprawy techniczne, sytuację prawną i społeczno-ekonomiczną. Zarysowuje ono dodatkowo zakres prac i określa harmonogram dla pełnego wdrożenia systemu w naszym kraju. Zakłada się, iż implementacja całego systemu zajmie do 10 lat.
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE (Dz.U. UE z dnia 14 sierpnia 2009 r.).
4. C.T. Szyjko, Znaczenie inteligentnego opomiarowania dla sieci przesyłowych, [w:] Wiadomości Naftowe i Gazownicze, nr 5(157), Kraków 2011, s. 9-14. ISSN 1505-523X.
5. D. Dzirba, Smart metering w gazownictwie – jaka przyszłość?, Biuro Rozwoju PGNiG SA. 2011.
6. Summary of Member State experiences on cost benefit analysis (CBA) of smart meters 2 February 2011, Raport ERGEG/CEER, Ref: C11-RMC-44-03.
7. C.T. Szyjko, Technologie smart w służbie polskiej energetyki, [w:] Czysta Energia, nr 6(118), Poznań 2011, s. 29-32. ISSN 1643 126X.
8. C.T. Szyjko, Znaczenie smart meteringu oraz smart gridu, [w:] Przegląd energetyczny, nr 3 (63), Wyd. Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska, s. 22-26, ISSN 1641-7992.
9. Dz.U. L 176 z 15.7.2003, s. 57.
10. pełny tekst na stronie Ministerstwa Gospodarki: www.mg.gov.pl/files/.../09.07.13_Dyrektywa%202009_73_WE.pdf (dostęp z dnia 15.10.2011).
11. C.T. Szyjko, Inteligentna sieć a rozwój funkcji logistyczno - dystrybucyjnej w polskiej energetyce, Logistyka - czasopismo Instytutu Logistyki i Magazynowania, Poznań, nr 4/2011, s. 48-49. ISSN 1231-5478.
12. <http://cbepolska.pl/smart-communications-and-technology-forum.html> (dostęp z dnia 15.10.2011).
13. http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm (dostęp z dnia 15.10.2011).
14. Eurogas Distribution Committee, Report on Smart Gas Metering, 2010.
15. Smart metering Implementation Programme: Prospectus - Great Britain July 2010.
16. A. Jarek, Biuro Pomiarów i Łączności, Karpaska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. wystąpienie na „Smart Communications & Technology Forum”, 12.10.2011, Warszawa, organizator CBE Polska: <http://cbepolska.pl/smart-communications-and-technology-forum.html> (dostęp z dnia 15.10.2011).
17. http://www.ksgaz.pl/?sessionid=5A44285CDDA25090014DD7432C558AB3.pgnigap-posd2_1 (dostęp z dnia 15.10.2011)
18. <http://www.aiut.com.pl/stronaA.php?KOD=zesp%20&LNG=PL> (dostęp z dnia 15.10.2011).

Cezary Tomasz Szyjko
dr nauk prawnych
Uniwersytetu Jana Kochanowskiego

artykuł recenzowany

0 ropy naftowej w Libii



Aleksander Wasilewski

Wstęp

Pierwsze złożo ropy naftowej w Libii odkryto w 1951 r. w Edzele (Sahara), a 24 grudnia tego roku została proklamowana niepodległość kraju. Władzę sprawował król Idris es-Senusi, a na początku lat pięćdziesiątych Libia była jednym z najbiedniejszych i zacofanych krajów arabskich. Roczny dochód na mieszkańca nie przekraczał 11 funtów libijskich (30 USD), w kraju panował powszechny analfabetyzm. Król i społeczeństwo

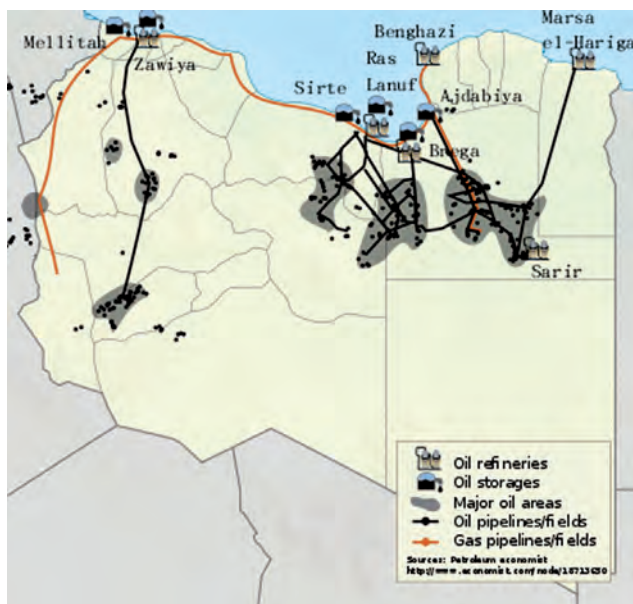
stosowano w Zatoce Perskiej. Jedną z klauzul gwarantowała towarzystwom naftowym potrącanie sobie z opłat wnoszonych do libijskiego budżetu kosztów amortyzacji sprzętu i urządzeń. Takiego prawa nie miały koncerny naftowe prowadzące działalność w innych krajach. Sprawa oczywista było, że amortyzacja sprzętu wchodzi w koszty produkcji ponoszone przez firmy wydobywcze.

Drużba niekorzystna dla libijskiego budżetu klauzula dotyczyła podatku od każdej wydobytej baryłki ropy, który był obliczany na podstawie ceny rynkowej, podczas gdy w innych krajach podstawą obliczania opłat była tzw. cena katalogowa. Ceny katalogowe miały sztywny charakter, a rynkowe były zależne od notowania ropy na giełdach. Stosowanie w praktyce postanowień tych dwóch artykułów kosztowało Libię setki milionów dolarów.

Koncesje i konflikty na libijskich złożach

Do pierwszego przetargu w sprawie koncesji na wydobycie ropy przystąpiły 24 spółki naftowe. Tak duże zainteresowanie wynikało z korzystnego dla firm wydobywczych prawa libijskiego. Koncesje wydano 14 spółkom naftowym, w tym sześciu należącym do kartelu „siedmiu sióstr”- Shell, Standard Oil of California, British Petroleum, Mobil Oil, Texaco i Esso (filia Standard Oil of New Jersey). Pozostałe osiem przyznano tzw. „niezależnym”, do których zaliczano firmy nie związane z największymi wówczas koncernami naftowymi w świecie.

Kiedy w grudniu 1957 r. w pobliżu miejscowości Atshan odkryto kolejne bogate złoża, rozpoczęto wydobycie i eksport ropy rząd libijski zorientował się, że wydane na podstawie ustawy z 1955 r. koncesje są niekorzystne, a wpływy z tytułu opłat i podatków są mniejsze niżeli w innych krajach arabskich. W celu uniknięcia dalszych strat od 1961 r. wprowadzono nowe prawo naftowe, które zobowiązywało firmy wydobywcze do płacenia podatku według cen katalogowych, a nie rynkowych.



Złoża, ropociągi i terminale naftowe w Libii

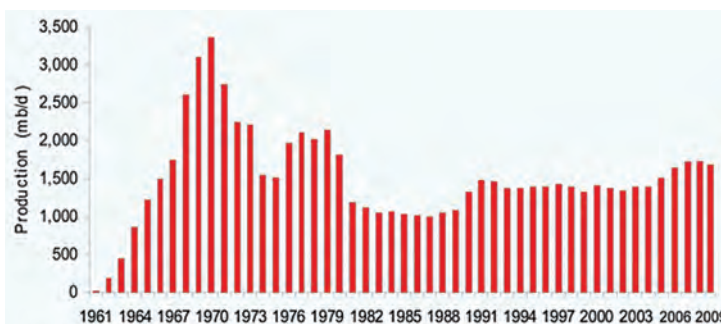
Źródło: [WWW.http://en.wikipedia.org/wiki/Oil_reserves_in_Libya](http://en.wikipedia.org/wiki/Oil_reserves_in_Libya). 27 września 2011.



nie byli przygotowani do zagospodarowania suwerenności i złóż ropy. O pomoc w sprawach zarządzania krajem libijski monarcha zwrócił się do brytyjskich wojskowych, a ropy – amerykańskich koncernów naftowych.

Ustawę o ropy naftowej opracowali prawnicy amerykańskich spółek naftowych

Obowiązujące od 1955 r. w Libii prawo naftowe różniło się od tego jakie w tym czasie



Wydobycie ropy naftowej w Libii w latach 1961-2009 w mln baryłek/dzień. Źródło: PFC Energy and NOC web site

Niektóre spółki naftowe zignorowały nowe prawo i płaciły podatki nie według cen katalogowych a rynkowych. O ile należąca do kartelu „siedmiu siostr” Esso sprzedawała libijską ropę po cenie katalogowej 2,16 USD za baryłkę i płaciła z tego tytułu 90 centów podatku, to należąca do grupy „niezależnych” Oasis sprzedawała baryłkę libijskiej ropy po 1,55 USD płacąc tylko 30 centów podatku.

Pierwsze dochody ze sprzedaży ropy naftowej

Jeżeli w latach 1955-1956 wpływy z eksportu ropy naftowej stanowiły 4% budżetu, to już w latach 1961-1962-7,8%, a w roku budżetowym 1966-1967-74,8%. Na początku lat siedemdziesiątych dochody z ropy naftowej przekraczały wydatki budżetowe państwa. Ropa naftowa wyrwała Libię z naturalnej, długookresowej drogi tradycyjnego rozwoju umożliwiając organizację oświaty, opieki zdrowotnej, infrastruktury transportowej oraz pozapaliwowych sektorów gospodarki.

Jednak była też druga strona boomu naftowego, wszechobecna korupcja. W Trypolisie, Bengazi i biurach towarzystw naftowych opowiadano legendy o prezentach i łapówkach wręczanych libijskim ministrom. Wille, samochody, zagraniczne konta ludzi z otoczenia króla Idrisa pogłębiały podział na biednych i bogatych. Społeczne niezadowolenie wzrastało wprost proporcjonalnie do dochodów z eksportu ropy.

Pułkownik Kaddafi przejmuje władzę i kontrolę nad ropą

Niezadowolenie z rządów króla wykorzystali wojskowi ze Związku Wolnych Oficerów, którzy 1 września 1969 r. pod dowództwem pułkownika Muammara Kaddafiego dokonali zamachu stanu. Monarchia w Libii została obalona, król Idris udał się na wygnanie, a jego ministrowie

Zbadane światowe rezerwy ropy naftowej (w %)

ZEa	Kuwejt	Wenezuela	Libia	Nigeria	Rosja	USA	Irak	Iran	Arabia	Kanada	Pozostałe
8%	8%	6%	3%	2%	5%	2%	9%	10%	20%	14%	14%

Źródło: MFW, 2004

Udokumentowane zasoby ropy naftowej w świecie (w mld ton)

Nazwa kraju	Stan na 01 stycznia 2007 r.	Stan na 01 stycznia 2008 r.
Arabia Saudyjska	35,4	35,9
Kanada	24,4	24,3
Rosja	24,1	24,2
Iran	18,5	18,8
Irak	15,6	15,6
Kuwejt	13,5	13,8
ZEa	13,3	13,3
Wenezuela	10,9	11,8
Libia	5,6	5,6
Nigeria	4,9	4,9
Ogółem 10 krajów	166,1	168,2
Świat ogółem	196,0	196,8

Źródło: Oil and Gas Journal, January 2008

osadzeni w więzieniu. Młodzi oficerowie zapowiedzieli walkę z korupcją i nie ograniczyli się tylko do słów. Karano za przyjmowanie łapówek od zagranicznych towarzystw naftowych, uleganie wpływom zachodniej cywilizacji, spożywanie alkoholu i udział w rozrywkach uznanych za sprzeczne z Koranem. Nowe porządki społeczne ograniczyły metody stosowane przez towarzystwa naftowe, a życie zawodowe i prywatne zachodnich specjalistów zostało objęte ideologiczną kwarantanną.

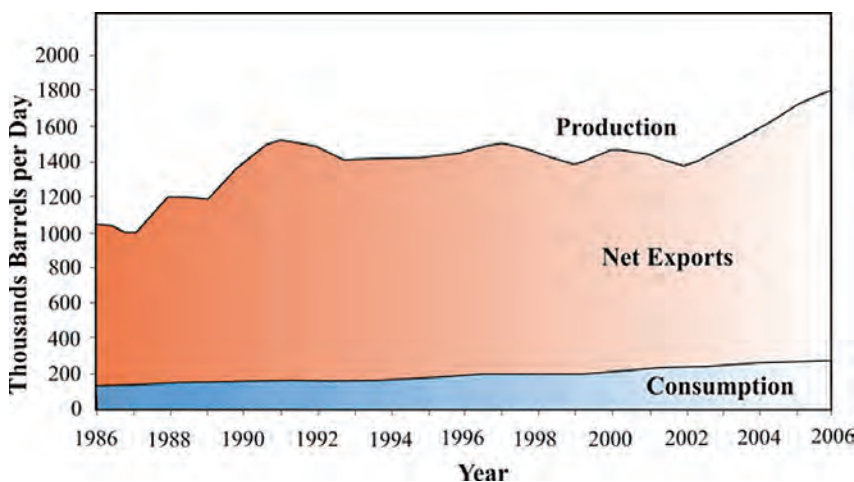
W pierwszych latach sprawowania władzy Kaddafi w kwestiach naftowych postępował bardzo ostrożnie i w sposób przemyślany. Położenie gospodarcze kraju było trudne, nie

było kim zamienić specjalistów zagranicznych zatrudnionych w przemyśle naftowym. Również sytuacja na światowym rynku ropy nie sprzyjała nowemu przywódcy do przeprowadzenia radykalnych reform. Nie bez znaczenia była też siła amerykańskich koncernów naftowych, które w każdej chwili mogły pozbawić nowy reżim dochodów z ropy.

Nową sytuację w Zatoce Perskiej Kaddafi wykorzystał do walki z BP

Pierwsza okazja do rozpoczęcia nacjonalizacji przemysłu naftowego pojawiła się dopiero pod koniec 1971 r., kiedy to Iran wysłał swoje oddziały wojskowe na wyspy Abu Musa i Tunb, położone w przesmyku Hormuz. Ta akcja Teheranu została przeprowadzona za zgodą Londynu i zbiegła się z rozpoczęciem ograniczenia obecności Wielkiej Brytanii w Zatoce Perskiej. Kaddafi jako pierwszy zaprotestował przeciwko polityce Persów, a nawet wyraził gotowość wysłania wojska w obronie interesów Arabów.

W tym czasie Libia była zbyt słaba pod względem wojskowym i finansowym na przeprowadzenie operacji wojskowej poza krajem, a Kaddafiemu tak naprawdę nie chodziło o stabilizację sytuacji w Zatoce Perskiej czy arabską solidarność, lecz ukaranie Anglików za wsparcie udzielane Persom. Karą był dekret o nacjonalizacji wszystkich maszyn i urządzeń należących do British Petroleum na libijskich złożach.



Wydobycie i zużycie ropy naftowej w Libii w latach 1986-2000 w mln baryłek/dzień. Źródło: EIA International Energy Annual (2004) and Short Term Energy Outlook (June 2007).

Nacjonalizacja British Petroleum i jej skutki

Zgodnie z poleceniem Kaddafiego pracownicy brytyjscy przekazali personelowi libijskiemu urządzenia i infrastrukturę, która była własnością BP. Protesty kierownictwa British Petroleum nie przyniosły żadnych rezultatów jak i zagrożenie konsekwencjami firmom, które zamierzały kupować ropę z jej koncesji. Opuszczając Libię BP zostawiło wartość 100 mln funtów inwestycji na polach naftowych Cyrenajki, ale zabrało ze sobą najważniejszą tajemnicę libijskiej ropy.

Ropa libijska zawiera silną domieszkę ozokerytu, naturalnego składnika podobnego do parafiny. Jeżeli w porę się go nie usunie gęstnieje i zatyka wszystkie instalacje przesyłowe. Wystarczyło kilka tygodni, by w unieruchomionych rurociągach, stacjach pomp i w zbiornikach nastąpiło zestalenie parafiny, której nie można już usunąć. Na przykład rurociąg do Tobruku przemieniłby się w świecę z wosku, którą można byłoby tylko pociąć na kawałki. Libijczycy sposobu na usuwanie ozokerytu nie znali i nie zdawali sobie sprawy z zagrożenia.

Eksperci z Teksasu ratują libijski przemysł naftowy

Oprócz Anglików tajemnicę libijskiej ropy znał jeszcze Amerykanin Nelson Bunker Hunt, syn słynnego miliardera, który był właścicielem małej firmy prowadzącej wydobywanie na złożu należącym do BP. Dekret Kaddafiego dotyczący nacjonalizacji obejmował również udziały Hunta. Hunt protestował, twierdząc, że nie jest Anglikiem, a Amerykaninem, a jego firma Hunt International Petroleum Company nie ma koncesji na wydobywanie w Iranie. Hunt prowadził również interesy naftowe w Algierii i pomoc zwrócił się do prezydenta Bumediena.

Pośrednictwo algierskiego przywódcy okazało się skuteczne. Kaddafi anulował decyzję o konfiskacie aktywów Hunt International Petroleum Company w Libii. W dowód wdzięczności Hunt przekazał libijskim naftarzom technologię usuwania ozokerytu. Sprowadzeni z Teksasu eksperci uruchomili instalacje. Jednak Hunt krótko cieszył się uprzywilejowaną pozycją, jego firma w 1973 r. również została znacjonalizowana.

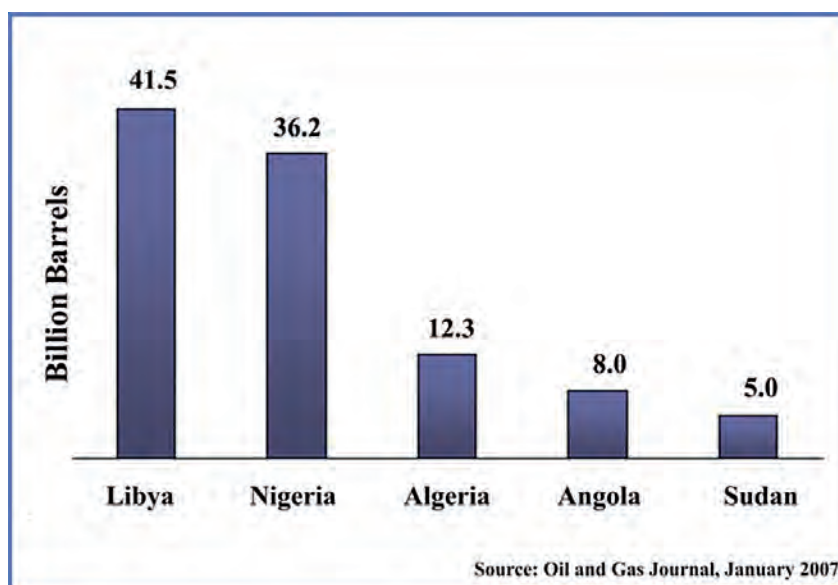
Przystąpienie Libii do OPEC i kryzys naftowy 1973 r.

Do OPEC Libia przystąpiła w 1962 r. razem z Indonezją. Członkostwo w tej organizacji zapewniło wykształcenie własnych kadr naftowych, ekspertów w zakresie prowadzenia finan-

Dochody krajów OPEC z eksportu ropy naftowej w 2007 r. (w mld USD).

Nazwa kraju	Dochody od netto eksportu	Dochody na 1 mieszkańca
Algier	51	1 521
Angola	44	3 585
Arabia Saudyjska	194	7 018
Ekwador	8	567
Indonezja X	-4	-18
Irak	37	1 361
Iran	57	875
Katar	27	29 780
Kuwejt	54	21 688
Libia	41	6 713
Nigeria	55	409
Wenezuela	48	1 848
ZEA	63	23 780
Ogółem	675	1 147

Źródło: EIA, 2008



Największe udokumentowane złoża ropy naftowej w krajach Afryki

sów i handlu ropą. W 1970 r. OPEC udzieliła poparcia Libii w sprawie cen na libijską ropę. Wynegocjowany przez Trypolis poziom podatku dochodowego od zysków kompanii naftowych wynosił 55% i był obowiązujący we wszystkich krajach zrzeszonych w OPEC.

Nowy system podatków i sytuacja na światowym rynku ropy sprzyjały Libii. W latach 1972-1974 wpływy z eksportu ropy zwiększyły się z 1,6 do 7,6 mld USD, w 1973 r. dochód na mieszkańca przekroczył 3500 USD. Po kryzysie naftowym 1973 r. dochody ze sprzedaży ropy w latach 1976-1980 wzrosły do 33,4 mld USD, a na inwestycje w latach 1981-1985 przeznaczono 62,5 mld USD. W 1975 r. w Libii wydobyto 71 mln ton ropy.

Libijska nafta i międzynarodowy terroryzm

Wpływy z ropy naftowej pozwoliły Kaddafiemu na prowadzenie polityki zagranicznej opartej na arabskim nacjonalizmie. Trypolis wspierał rebeliantów kurdyjskich, szkockie, walijskie i baskijskie ruchy separatystyczne. W latach 1980-1985 Libia była oskarżona o udział w 58 aktach terrorystycznych. Reakcja społeczności międzynarodowej była nieadekwatna do istniejących zagrożeń. Nie bez znaczenia był też fakt, że w tym czasie 75% libijskiej ropy sprzedawano krajom Europy Zachodniej.

Wprowadzając w 1978 r. sankcje na eksport uzbrojenia Stany Zjednoczone jako pierwsze rozpoczęły walkę z libijskim zagrożeniem.

Po zdobyciu dowodów potwierdzających finansowy i logistyczny udział Libii w zamachach na lotniskach w Rzymie 1985 r. i Wiedniu 1986 r. oraz oskarżeniu o przeprowadzenie w grudniu 1988 r. zamachu na samolot PanAm (śmierć poniosło 259 pasażerów) w marcu 1992 r. Rada Bezpieczeństwa ONZ nałożyła sankcje polityczne i ekonomiczne.

Skutki amerykańskich i międzynarodowych sankcji

Wprowadzone przez USA sankcje w latach osiemdziesiątych spowodowały spadek o 30% dochodów do budżetu państwa oraz wstrzymanie inwestycji. Już w latach 1981-1990 roczne straty Libii szacowano na 245 mln USD (1,3% PKB). Wprowadzenie sankcji zbiegło się ze spadkiem cen ropy naftowej. W ocenie ekspertów Banku Światowego amerykańskie sankcje kosztowały Trypolis 18 mld USD, a w kwietniu 1986 r. doszło nawet do bezpośrednich ataków US Air Force na wybrane libijskie obiekty.

Drugi etap sankcji rozpoczął się w listopadzie 1993 r. i miał już międzynarodowy charakter. Sankcje dotyczyły eksportu do Libii sprzętu do wydobywania ropy, zablokowania niezwiązanych z naftą zagranicznych aktywów, ograniczenia komunikacji lotniczej i działalności libijskich placówek dyplomatycznych. W rezultacie już w drugiej połowie lat dziewięćdziesiątych miał miejsce deficyt towarów, który stymulował inflację (300% rocznie), bezrobocie wzrosło 30%, obniżył się poziom życia ludności, a dinar stracił swoją wartość.

Libia przyjmuje warunki Zachodu

W tej sytuacji Kaddafi nie miał innego wyjścia jak tylko rozpocząć rozmowy z Brukselą i Waszyngtonem w sprawie zniesienia sankcji. Zmiana kursu w polityce wewnętrznej i zagranicznej (rezygnacja ze wsparcia organizacji terrorystycznych) była warunkiem normalizacji stosunków z Zachodem. Kraje UE w październiku 2004 r. zniosły sankcje, a USA znosiły je stopniowo, od lutego 2004 r. do czerwca 2006 r. Na początku lipca 2004 r. amerykański gigant naftowy ExxonMobil podpisał umowę o współpracy z Libią.

Koncerny naftowe takie jak ExxonMobil, Chevron, BP, Shell czy Texaco rozporządzają środkami finansowymi przewyższającymi budżety wielu państw. Prowadząc działalność na wielu kontynentach i ponad granicami lepiej znoszą kryzysy nawet od takich gospodarek jak japońska czy niemiecka. Takich przeciwników miał Kaddafi i chyba zapomniał, że z takim przeciwnikiem należy się liczyć i nie pozwolić sobie na ich urażenie.

Perspektywy libijskiej ropy

W ocenie libijskich ekspertów po zniesieniu sankcji w 2004 r. sektor naftowy potrzebował 30 mld USD na inwestycje niezbędne do zwiększenia dziennego wydobycia z 1,5 do 3 mln baryłek ropy, które do wprowadzenia w latach osiemdziesiątych sankcji wynosiło 3,3 mln baryłek. Libia zajmuje ósme miejsce w świecie i pierwsze na kontynencie afrykańskim pod względem udokumentowanych zasobów ropy naftowej, które oceniane są na 44,3 mld baryłek, a dzienna produkcja do lutego 2011 r. wynosiła 1,65 mln baryłek. 75% libijskiej ropy było notowane na śródziemnomorskich giełdach naftowych w Tryście i Marsylii, a głównymi importerami były Portugalia, Hiszpania i Włochy. Według prognoz OPEC i MAE w końcu 2011 r. dziennie wydobycie ropy w Libii wyniesie 350-400 tys., a w czwartym kwartale 2012 r. 1,1 mln baryłek.

Podsumowanie i wnioski:

1. Ropa naftowa jest i pozostanie najważniejszym bogactwem Libii. Po raz trzeci w najnowszej historii ropa naftowa stworzyła Libijczykom szansę na stabilizację, rozwój i dobrobyt. Młodych Libijczyków interesuje wolność i sprawiedliwość, a nie walka z Izraelem, Ameryką czy Europą, chcą współpracować z Zachodem. Koniunktura sprzyja branży naftowej, a Libia jest ważnym podmiotem Partnerstwa Śródziemnomorskiego Unia Europejska-Afryka Północna w obszarze energetyki.
2. Naftowa polityka każdego państwa arabskiego jest też sprawdzianem jego uczciwości i charakteru. Od nowej władzy zależy czy przepisy prawne oraz struktury administracyjne zagwarantują efektywne kierowanie projektami w sferze wydobywania, transportu i eksportu ropy naftowej oraz sprawiedliwy podział z jej eksportu.
3. Zagraniczne koncerny naftowe, które były oskarżane o to, że wykorzystując ciemnotę i zacofanie wywoziły z krajów arabskich wielkie zyski przyczyniły się również do przezwyciężenia tego zacofania, wprowadziły nowoczesną technikę, wyszkoliły miejscowe kadry, budowały drogi, szkoły i szpitale. Również w odbudowie Libii nie powinno zabraknąć firm naftowych.

Literatura:

- Andriesjan R. I., Eljanow A. J., *Bliźnij Wostok. Nierówności i niezawisłość*, Moskwa 1961.
- Danecki J., *Arabowie*, Warszawa 2001.

- Danielewski J., *Gospodarcze i polityczne skutki wzrostu dochodów krajów arabskich-producentów ropy naftowej*, Warszawa 1977.
- Brooks M., *Oil and Foreign Policy*, London 1949.
- Brzeziński Z., Scowcroft B., *Ameryka i świat*, przek. D. Rossowski, Łódź 2009.
- Fryzeł T., *Jedność arabska. Idea i rzeczywistość*, Warszawa 1974.
- Gdański M., *Bliski i Środkowy Wschód 1945-1955. Rywalizacja mocarstw Zachodnich*, Warszawa 1956.
- Żebrowski J., *Libia*, Warszawa 1978.
- Samusik J., *Obrazki z Libii*, Warszawa 1985.
- Szybrycht T., *Morze Śródziemne w systemie bezpieczeństwa europejskiego*, Gdynia 2008.
- Parzymies S., *Polityka zagraniczna Libii, „Sprawy Międzynarodowe” z. 2, (290)*, Warszawa 1970.
- Ross M. L., *Will Oil Drown the Arab Spring? Democracy and the Resource Curse*, „Foreign Affairs”, September/October 2011, v. 90, no 5.
- *Libya-Oil Country Analysis Briefs*, „US Energy Information Administration”, 2007. Archived from the original on 2008-06-14.
- „Daily and Cumulative Crude Oil Production in OPEC Members”. *OPEC Annual Statistical Bulletin (OPEC)*. 2009.

Aleksander Wasilewski
Urzędnik służby zagranicznej. Do jego szczególnych zainteresowań należą problemy dotyczące miejsca i roli ropy naftowej oraz gazu ziemnego w polityce światowej. W sprawach tych wypowiadał się na krajowych i międzynarodowych konferencjach oraz seminariach, jest też autorem wielu artykułów na temat znaczenia ropy i gazu w stosunkach międzynarodowych.

W 2005 r. nakładem Wydawnictwa Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk w Krakowie ukazały się jego dwie prace: *Ropa naftowa w polityce Rosji* oraz *Gaz ziemny w polityce Rosji*. W lipcu 2011 r. wydawnictwo Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie wydało książkę jego autorstwa *Ropa naftowa w XX wieku*.



Tu życie płynie wolniej,
a czyste górskie
powietrze poprawia
samopoczucie.



Czarna Perła Bieszczadów

Centrum Konferencyjno-
-Rekreacyjne

www.ckrczarna.pl

☎ (13) 461 61 61

faks (13) 461 61 63

e-mail: info@ckrczarna.pl

38-710 Czarna k/Ustrzyk Dolnych

liczba pokoi 59

liczba domków 10

liczba sal konferencyjnych 3

liczba miejsc w salach
konferencyjnych 170

Rekreacja

SPA, zespół basenów, solarium,
sauny, korty tenisowe, boiska
sportowe, wyciąg narciarski, sala
bilardowa, indywidualne propozycje
ekstremalnego wypoczynku

Czarna to jedna z najpiękniejszych miejscowości w sercu Bieszczadów. Jest częścią magicznej krainy, która od dawien dawna ściąga ku sobie artystów, ludzi wolnych duchem, wrażliwych na piękno Połonin i dzikiej przyrody. W tym uroczym zakątku położona jest Perła Bieszczadów, Centrum Konferencyjno-Rekreacyjne Czarna. Ten ekskluzywny, nowoczesny i komfortowo wyposażony ośrodek oferuje 165 miejsc noclegowych.

Na Gości czekają: elegancki Hotel, komfortowy Dom Wczasowy, a także tradycyjne, całoroczne Domki i Apartamenty leśne. Cały kompleks, w skład którego wchodzi również baseny, korty tenisowe i boiska spor-

Po relaks do Czarnej Perły

Restauracja
Cztery Pory Roku

towe oraz wyciąg narciarski, otoczony jest lasem, życie płynie tu wolniej, w ciszy i spokoju, a górskie powietrze wpływa na dobry nastrój i poprawia samopoczucie.

W budynku hotelowym wszystkie pokoje są klimatyzowane, wyposażone w obszerne łazienki, TV, telefon, lodówkę oraz radio. Znajduje się w nim także restauracja „Cztery Pory Roku”, basen kryty oraz strefa Spa. Ciepłym wystrojem pokoi zachęca również połączony z budynkiem hotelowym Dom Wczasowy, który jest obiektem o podwyższonym standardzie.

Oferowane przez cały rok domki to przytulne drewniane chatki w leśnej okolicy, pełne domo-

wego ciepła i blasku ognia z kominka w zimowe wieczory. Każdy wyposażony jest w aneks kuchenny z lodówką, kominek, łazienkę, odbiornik TV, telefon i radio. Ponadto w dwóch apartamentach leśnych znajdą Państwo wygodny taras wyłącznie dla siebie.

Szef Kuchni restauracji „Cztery Pory Roku”, Sławomir Wytrząsek, tworzy potrawy według starannie dobranych receptur oraz lokalnych, zawsze świeżych składników. Zapraszamy do spróbowania prawdziwych przysmaków według karty odświeżanej z każdą porą roku. Nasza restauracja to nie tylko wyśmienita kuchnia, ale także przytulne i eleganckie wnętrza w sercu Bieszczad.

Organizatorom szkoleń i spotkań biznesowych ośrodek proponuje trzy klimatyzowane sale konferencyjne (dla 20, 30 oraz 120 osób). Każda wyposażona jest w wysokiej klasy sprzęt audiowizualny, który pozwoli przeprowadzić każde szkolenie. Rekreacja w Czarnej Perle Bieszczadów to także bardzo ważny element służby naszym Gościom. Dokładamy wszelkich starań, aby nasze obiekty rekreacyjne i oferowane w nich usługi aktywnego wypoczynku były zawsze dostosowane do oczekiwań, a sprzęt sportowy - najwyższej klasy.

Na zwolenników aktywnego
wypoczynku czekają m.in.
zespół basenów i boiska



Piękno
połonin
i dzika
przyroda

Umowa na największą z dotychczas przyznanych dotacji unijnych dla sektora gazowego podpisana

13 października 2011 r. w Warszawie została podpisana umowa między spółką Polskie LNG a Instytutem Nafty i Gazu na dofinansowanie budowy terminalu LNG z funduszy unijnych na kwotę 456 mln PLN. Było to możliwe dzięki decyzji Komisji Europejskiej, która zezwoliła rządowi polskiemu na uzyskanie jak dotąd największej w Polsce dotacji unijnej dla sektora gazowego. Chodzi o niebagatelną kwotę – do 925,5 mln PLN, która może wesprzeć budowę terminalu LNG w Świnoujściu. Przyznanie tych środków Komisja Europejska uzasadniła wspólnym interesem państw członkowskich UE. Celem pomocy jest zwiększenie bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych w Polsce.

– Budowa terminalu LNG to projekt nowatorski, który jest wzorcowym przykładem jak powinna być zarządzana inwestycja, która otrzymuje dofinansowanie ze środków europejskich – powiedział podczas uroczystości podpisania umowy Adam Zdziebło, sekretarz stanu w ministerstwie rozwoju regionalnego. – Jest to także wskazówka, że tylko dobre projekty mogą liczyć na duże pieniądze z funduszy europejskich – dodał wiceminister.

Obecny na uroczystości wiceminister skarbu państwa Mikołaj Budzanowski podkreślił, że dofinansowanie unijne dla tego strategicznego dla naszego kraju projektu było możliwe dzięki współpracy z Komisją Europejską i zaangażowaniu wielu instytucji: ministerstwa skarbu, ministerstwa gospodarki, ministerstwa rozwoju regionalnego oraz spółek Gaz-System i Polskie LNG.

5 października 2011 roku Komisja Europejska dała zielone światło dla wydatkowania do 925,5 mln PLN z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POLiŚ) na realizację projektu budowy terminalu regazyfikacyjnego w Świnoujściu. Decyzja komisji była ostatnim krokiem na drodze do podpisania dzisiejszej umowy o dofinansowanie projektu. Uzyskane w ten sposób bezzwrotne fundusze umożliwią obniżenie kosztów budowy terminalu LNG. W konsekwencji wpłyną także na obniżenie taryfy usług regazyfikacyjnych, a co za tym idzie – ceny importowanego drogą morską gazu.

W swoim dokumencie Komisja Europejska poinformowała, że „budowa terminalu LNG



Zbigniew Rapciak, prezes Zarządu Polskie LNG S.A. i Prof. Maria Ciechanowska, dyrektor Instytutu Nafty i Gazu po podpisaniu umowy. Fot. Krzysztof Hejke

wraz z gazociągami na odcinku Świnoujście-Szczecin oraz węzłem rozdzielczo-regulacyjnym w Goleniowie w połączeniu z przyszłymi projektami nowych połączeń transgranicznych umożliwiających dwustronne przepływy i magazynowanie gazu (Polska-Republika Czeska, Polska-Niemcy) przyczyni się do zwiększenia możliwości europejskiej sieci gazowej i pozwoli na dalszy przesył gazu do innych państw członkowskich. To z kolei poprawi integrację regionalnego rynku gazu w UE, w szczególności rynków w środkowych i wschodnich państwach członkowskich UE”.

Terminal LNG w Świnoujściu to inwestycja realizowana przez spółkę celową Polskie LNG, która buduje instalacje umożliwiające dostawy LNG do portu w Świnoujściu w ilości pozwalającej na pokrycie ponad 1/3 zapotrzebowania kraju na ten rodzaj paliwa. Dzisiejsza informacja oznacza, że łączna kwota uzyskanych dotąd dotacji będzie stanowić ponad 40% kosztów, warte 2,8 mld PLN terminalu. Uzyskane w ten sposób środki są bezzwrotne.

W listopadzie 2010 roku projekt otrzymał już z Unii Europejskiej bezzwrotne dofinansowanie w wysokości 55 mln euro, z tzw. Programu Recovery (European Energy Programme for Recovery) przeznaczone na budowę zbiorników LNG. Udział kolejnego wsparcia unijnego tej inwestycji, dla spółki oznacza niższy koszt rea-

lizacji przedsięwzięcia. Dla odbiorców zaś – niższą cenę gazu, która wynika z niższych kosztów uwzględnianych w taryfie regazyfikacyjnej zatwierdzonej przez Urząd Regulacji Energetyki.

– Podpisana dziś umowa wieńczy nasze wielomiesięczne starania o uzyskanie jak największego pozabudżetowego – a przy tym najtańszego – wsparcia finansowego dla tego wyjątkowego projektu – powiedział Zbigniew Rapciak, prezes Zarządu Polskie LNG S.A. – To także dowód na ogromne zrozumienie władz Unii Europejskiej znaczenia tej inwestycji dla potrzeb bezpieczeństwa energetycznego, nie tylko Polski, ale całej Europy – podkreślił prezes.

Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko (POLiŚ) to największy program w historii Unii Europejskiej. Unijny wkład do tego programu to przeszło 27 mld euro, co stanowi około 42% całości środków polityki spójności. Środki na finansowanie programu, które pochodzą z Funduszu Spójności – FS oraz Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego – EFRR zostały podzielone pomiędzy 6 sektorów, z których energetyka otrzymała 1,72 mld euro. Celem tego Programu jest poprawa atrakcyjności inwestycyjnej Polski i jej regionów poprzez rozwój infrastruktury technicznej przy równoczesnej ochronie i poprawie stanu środowiska, zdrowia, zachowaniu tożsamości kulturowej i rozwijaniu spójności terytorialnej. Program, zgodnie z Na-

rodowymi Strategicznymi Ramami Odniesienia (NSRO), zatwierdzonymi przez Komisję Europejską, stanowi jeden z programów operacyjnych będących podstawowym narzędziem do osiągnięcia założonych w nich celów przy wykorzystaniu środków Funduszu Spójności i Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego. POLiS jest również ważnym instrumentem realizacji odnowionej Strategii Lizbońskiej, a wydatki na cele priorytetowe UE stanowią w ramach programu 66,23 proc. całości wydatków ze środków unijnych.

Institucją Zarządzającą POLiS, czyli odpowiedzialną za przygotowanie i realizację programu, jest Ministerstwo Rozwoju Regionalnego (MRR), które przekazało realizację części swoich zadań, w odniesieniu do niektórych osi priorytetowych, Instytucjom Pośredniczącym. Część zadań zwią-

zanych z zarządzaniem i realizacją POLiS Instytucje Pośredniczące delegowały na podmioty, które pełnią rolę Instytucji Wdrażających. Na podstawie umowy zawartej z Ministrem Gospodarki instytucją formalnie uczestniczącą w przekazaniu środków spółce Polskie LNG jest Instytut Nafty i Gazu. Zgodnie z zawieraną dziś umową, część środków zostanie uruchomiona jeszcze w tym roku.

— Jesteśmy dumni, że naszemu Instytutowi po raz kolejny z takim sukcesem udało się przejść wcale nie łatwą procedurę notyfikacyjną niezbędną do uzyskania dotacji unijnych — przyznała prof. Maria Ciechanowska, dyrektor Instytutu Nafty i Gazu. — Cieszymy się tym bardziej, że pozyskane w ten sposób środki pozwolą Polsce zrealizować tak ważną inwestycję nie tylko dla naszego kraju, ale pozostałych państw starego kontynentu — podkreśliła dyrektorka.

Inwestycja znakomicie wpisuje się w europejską strategię budowy bezpieczeństwa energetycznego, co znajduje wyraz w wielu ważnych dokumentach Wspólnoty (polityka energetyczna, SEER i inne), a także realizuje cele tzw. X osi priorytetowej Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POLiS). Ogłoszona decyzja kończy procedurę administracyjną rozpoczętą 4 sierpnia 2011 r. W tym dniu Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK), zwrócił się do Komisji Europejskiej z prośbą o uznanie za uzasadnioną, tzn. zgodną z rynkiem wewnętrznym i przepisami wspólnotowymi, pomocy publicznej dla projektu terminalu LNG w Świnoujściu.

Justyna Bracha-Rutkowska
Rzecznik prasowy, Polskie LNG S.A.

Instytut Nafty i Gazu walczy o tytuł The Employer of the Year



12 września 2011 r. w londyńskiej siedzibie banku HSBC, w ramach kolejnego etapu konkursu European Business Awards, w kategorii The Employer of the Year, odbyła się prezentacja działań prowadzonych przez Instytut w ramach Społecznej Odpowiedzialności Biznesu.

W trakcie 30 minutowej sesji, przed międzynarodowym jury, stosowane w Instytucie dobre praktyki prezentowali pracownicy INiG — Barbara Nocoń oraz Wojciech Mazela.

W Konkursie European Business Awards, w wyniku rygorystycznej oceny, nagradzane są firmy, które szczególną wagę przywiązują do inspirowania i motywowania swoich pracowników, stwarzania im możliwości rozwoju zawodowego, równych szans oraz zrozumienia dla utrzymania równowagi między pracą zawodową a życiem osobistym.

Instytut Nafty i Gazu jest jednym z dziesięciu podmiotów ubiegających się o tytuł Najlepszego Pracodawcy Roku w Europie. Jako jeden z dwóch, obok koncernu farmaceutycznego Sandoz Polska Sp. z o.o., reprezentuje nasz kraj w tej kategorii.

Oprócz Instytutu Nafty i Gazu w kategorii najlepszy Pracodawca Roku swoje prezentacje przedstawiło 9 firm z całej Europy, w tym: Santé Network (Czechy), Unicarepharmacy (Irlandia), Sandoz Polska Sp. z o.o., ROFF (Portugalia) Microsoft Italia (Włochy), Global Bilgi A.S. (Tur-

cja), Sanofi-aventis Sp.A. (Włochy) Beierholm (Dania), AXA Konzern AG (Niemcy).

Konkurs European Business Awards, sponsorowany przez firmę HSBC, ma na celu promowanie doskonałości, najlepszych praktyk i innowacji w europejskim środowisku biznesowym, a przynależność do grona nominowanych jest jednym z najwyższych wyrazów uznania dla europejskich przedsiębiorstw.

Instytut został wybrany spośród 15 tysięcy instytucji z całej Europy, względem których zasto-

sowano rygorystyczne kryteria wyboru. Ocenie poddane zostały m.in. sukcesy biznesowe, stopień innowacyjnych rozwiązań oraz etyka w biznesie.

Kapituła Konkursu uzasadniła swą decyzję o nominacji Instytutu uznaniem dla *determinacji i starań Instytutu, by być dobrym pracodawcą.*

Ogłoszenie wyników konkursu odbędzie się w listopadzie podczas uroczystej gali w Barcelonie.

Instytut Nafty i Gazu



Dyrektor Pionu Technologii Nafty INiG odbiera nominację do tytułu The Employer of the Year. Fot. arch. INiG

VII Międzynarodowe Targi Wynalazków i Technologii INST

Jury Międzynarodowych Targów Wynalazków i Technologii INST nagrodziło zgłoszone przez Instytut Nafty i Gazu wynalazki. Wystawionym podczas targów rozwiązaniom komisja przyznała 8 medali.

Wśród nagrodzonych wynalazków i technologii znalazły się nagrodzone:

Złotym Medalem:

- Dodatek do cieczy wiertniczych (PL 207452). Autorzy: Małgorzata Uliasz, Jadwiga Hudoba, Zdzisław Herman, Sławomir Błaż, Grzegorz Zima, Danuta Kinel, Grzegorz Szubra
- Olej napędowy zawierający biokomponenty (PL 196146). Autorzy: Winicjusz Stanik, Zofia Łukasik, Leszek Ziemiański, Iwona Skręt, Marta Baranik, Anna Duda, Jan Lubowicz
- Inhibitor parafin do rop naftowych (P.392491). Autorzy: Barbara Gaździk, Leszek Ziemiański, Iwona Skręt, Michał Pajda, Stefan Ptak, Wojciech Mazela, Ewa Zegarmistrz, Mieczysław Socha

Srebrnym Medalem:

- Smar plastyczny niskotemperaturowy (PL 208314). Autor: Anna Zajezierska

Brązowym Medalem

- Ciecz kwasująca na bazie emulsji kwasowo-ropnej (P.394634). Autorzy: Piotr Kasza, Marek Czupski, Elżbieta Biały

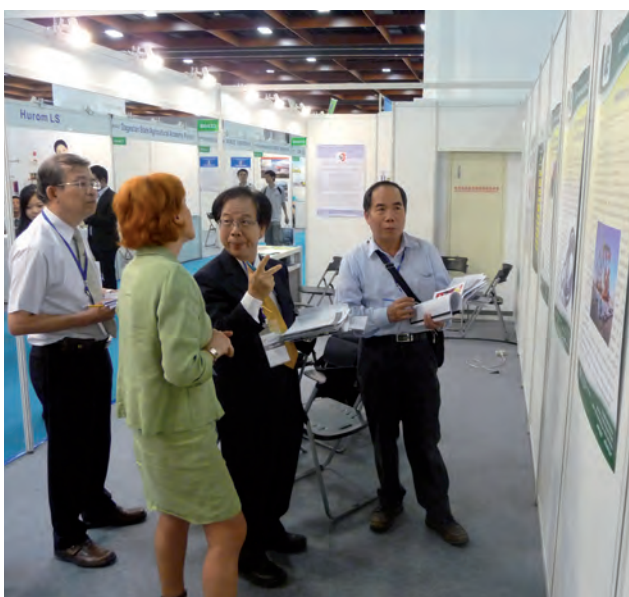
Komisja Konkursowa doceniła również:

- Olej napędowy zawierający biokomponenty (PL 196146), (autorzy: Winicjusz Stanik, Zofia Łukasik, Leszek Ziemiański, Iwona Skręt, Marta Baranik, Anna Duda, Jan Lubowicz) nagradzając go Best Innovation Award,



- Dodatek do cieczy wiertniczych (PL 207452), (autorzy: Małgorzata Uliasz, Jadwiga Hudoba, Zdzisław Herman, Sławomir Błaż, Grzegorz Zima, Danuta Kinel, Grzegorz Szubra) – przyznając mu Nagrodę Specjalną Chinese Innovation&Invention Society oraz
- Olej napędowy zawierający biokomponenty (PL 196146), (autorzy: Winicjusz Stanik, Zofia Łukasik, Leszek Ziemiański, Iwona Skręt, Marta Baranik, Anna Duda, Jan Lubowicz), który otrzymał Leading Innovation Award.

Instytut Nafty i Gazu



Fot. arch. INiG



Fot. arch. INiG

Gaz nareszcie w Nowym Brzesku

„Dzień 29 czerwca 2011 r. niewątpliwie przejdzie do historii naszego miasta i gminy...” – tymi słowami gospodarz Nowego Brzeska, burmistrz Grzegorz Czajka, rozpoczął powitanie mieszkańców oraz gości, którzy przybyli na odnowiony brzeski rynek, aby uczestniczyć w oficjalnym otwarciu nowo wybudowanego gazociągu.

Władze wojewódzkie reprezentował w uroczystości Marszałek Województwa Małopolskiego Stanisław Sorys. W swoim wystąpieniu podkreślił duże znaczenie inwestycji infrastrukturalnych dla rozwoju mniejszych ośrodków naszego regionu. Zadeklarował również szeroką chęć współpracy władz Małopolski przy tego rodzaju przedsięwzięciach.

Dyrektor Zakładu Gazowniczego w Krakowie Piotr Niewiarowski podkreślił dobry klimat współpracy z władzami samorządowymi Miasta Nowe Brzesko, a także z firmami, które wykonywały inwestycję, sprzyjały jej prawidłowemu przebiegowi. Podziękował również pracownikom Działu Inwestycji i Remontów ZG w Krakowie, a w szczególności inspektorowi nadzoru, Jerzemu Kołtysowi, za przygotowanie i solidne sprawowanie nadzoru nad tą nieła-



twą inwestycją. Władze KSG reprezentował dyrektor operacyjny Dariusz Jamroz, który nie ukrywał zadowolenia z faktu, że ekspansja sieci dystrybucyjnej przyniesie wymierne korzyści mieszkańcom gminy Nowe Brzesko, przedsiębiorcom inwestującym w nowopowstałej strefie ekonomicznej, a także samej Spółce. Po zakończeniu przemówień nastąpiło uroczyste odpalenie znicza gazowego, a ks. prałat Be-



Odpalenie znicza gazowego. Fot. arch. KSG

non Olejnik pobłogosławił całą inwestycję, aby dobrze i bezawaryjnie służyła wszystkim tym, którzy będą z niej korzystali.

Dzięki tej ważnej inwestycji, zniknęła kolejna biała plama na mapie gazowniczej Małopolski.

Mateusz Nowicki
ZG Kraków

Inwestor: KSG Sp. z o.o. w Tarnowie

Wykonawcy: Konsorcjum Zakład Instalacyjny wod., kan., gaz i c.o. Jan i Dawid Krzyżak z Jasła oraz firma LEMAR R.L.E. Sp. Jawna z Hebdowa.

Beneficjent inwestycji: Obszar Gminy i Miasta Nowe Brzesko

Zakres zrealizowanych prac łącznie:

Gazociąg PE dn 180; SDR 17,6; PE 100; L = 4767 mb,

Gazociąg PE dn 160; SDR 17,6; PE 100; L = 1723 mb,

Gazociąg PE dn 110; SDR 17,6; PE 100; L = 512 mb,

Gazociąg PE dn 75; SDR 17,6; PE 100; L = 242 mb,

Ogółem: L = 7244 mb



Poświęcenie inwestycji. Fot. arch. KSG

Projekt Kutno-2



25 sierpnia br. rozpoczęło się wiercenie otworu Kutno-2, którego inwestorem są FX Energy Poland i Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA. Prace wiertnicze prowadzi PNiG NAFTA Pila wykonując usługę „pod klucz”.

Otwór położony jest w województwie łódzkim w miejscowości Gołębiew Nowy, a jego planowana głębokość to 6450 m. W pierwszym etapie prac wiercić będzie dostarczone przez pilską NAFTĘ urządzenie MASSARENTI 6000 DE, natomiast na etap drugi nasza spółka dostarczy urządzenie IDM 2000, które jest najcięższym urządzeniem wiertniczym jakie obecnie pracuje w Polsce, co jest niezwykle ważne przy wierceniu tak głębokiego otworu, w bardzo trudnych warunkach geologicznych.

Na uroczystym spotkaniu zorganizowanym w dniu rozpoczęcia wiercenia obecni byli władze administracyjne i samorządowe województwa łódzkiego oraz powiatu, gminy i miasta Kutno, jak też liczne grono dziennikarzy lokalnych i ogólnopolskich mass mediów. Obecni byli

także przedstawiciele inwestorów oraz NAFTY Pila i jej podwykonawców, którzy zaprezentowali gościom założenia techniczno-geologiczne oraz ekonomiczne projektu, jak też wszelkie aspekty związane z bezpieczeństwem wykonywanych prac, ochroną środowiska i współpracą z lokalnymi społecznościami.

Ponadto pilanie zapoznali ponad 50-osobową grupę gości z urządzeniem wiertniczym i aktualnym stanem prowadzonych prac.

Otwór Kutno-2 będzie najgłębszym z aktualnie wierconych otworów, co stanowi duże wyzwanie dla naszych inżynierów, a to ze względu na jego konstrukcję i technologię wiercenia. W procesie przewiercania poziomów perspektywicznych zostanie użyta po raz pierwszy w Polsce płuczka olejowa. Jej wykorzystanie wymagać będzie zastosowania i przestrzegania najwyższych standardów ochrony środowiska nie tylko w czasie wiercenia, ale także w procesie utylizacji urobku wiertniczego.

Otwór Kutno-2 ma kapitalne znaczenie dla ewentualnej kontynuacji procesu poszukiwań węglowodorów w głębokich partiach basenu permsko-mezozoicznego.



Wizytacja na urządzeniu Massarenti 6000 DE. Fot. Robert Judycki

12 października br. głębokość otworu wynosiła 1595 m i prowadzone jest wiercenie pod rury 13 3/8" do głębokości 1600 m. Po zacementowaniu tego odcinka, obecne urządzenie zostanie zdemonstrowane i zamienione na IDM 2000.

Patrycja Kujawa
PNiG NAFTA Sp. z o.o. w Pile



Przemówienie przedstawicieli inwestorów. Fot. Robert Judycki



Pracownicy pilskiej NAFTY przy skręcaniu przewodu wiertniczego. Fot. Robert Judycki



Liczne grono gości, które wzięło udział w oficjalnej uroczystości rozpoczęcia wiercenia. Fot. Robert Judycki



Prezentacja dotycząca aspektów środowiskowych. Fot. Robert Judycki

Komputery dla uczniów

Uczniowie Szkoły Podstawowej im. H. Sucharskiego w Sierakowie mogą w nowym roku szkolnym korzystać z pracowni komputerowej wyposażonej w sprzęt podarowany przez Oddział w Zielonej Górze.

Wybór placówki, do której trafiło 15 komputerów przekazanych przez Oddział jako darowizna, nie był przypadkowy. Na terenie gminy Sieraków prowadzimy obecnie poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego. Taki prezent, jak podkreślała dyrektor szkoły Małgorzata Jaskuła

podczas uroczystego przekazania sprzętu, to wielka pomoc, bowiem szkoły z pewnością nie byłoby stać na taki zakup. W spotkaniu oprócz przedstawicieli dyrekcji szkoły i uczniów uczestniczyli także burmistrz gminy Sieraków Witold Maciołek i jego zastępca Arkadiusz Świderski.

Dzieci już korzystają ze sprzętu podczas lekcji informatyki.

Magdalena Wajda

PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze
Dział Promocji i Public Relations



Symbolicznego przekazania sprzętu komputerowego na ręce dyrektor szkoły Małgorzaty Jaskuły dokonał dyrektor Geologii Andrzej Mularczyk, 23 września br. Fot. Magdalena Wajda

Wspieramy satyryków

PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze jako sponsor Międzynarodowego Otwartego Konkursu na Rysunek Satyryczny wręczył jedną z nagród specjalnych.

Uroczyste podsumowanie XIII już edycji konkursu, tym razem pod hasłem „Biblioteka”, odbyło się 1 października br. w bibliotece wojewódzkiej w Zielonej Górze. W konkursie wzięło

udział 334 satyryków z 51 krajów. Łącznie nadesłano 743 prace, z których jury nominowało 28 do nagród i wyróżnień. W pierwszej czwórce znalazło się dwóch polskich satyryków i dwóch artystów z Izraela. Nasz Oddział wspiera konkurs od kilku lat.

Joanna Wasilewska
PGNiG SA Oddział
w Zielonej Górze
Dział Promocji i Public Relations



Nagroda specjalna PGNiG SA Oddziału w Zielonej Górze dla Pol Leur (Luksemburg)



Nagroda Grand Prix Witold Mysirowicz (Polska)



I nagroda Grigori Katz (Izrael)

Jerzy
Zagórski

PGNiG SA rozpoczyna akcję „Płomień nadziei”

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA rozpoczęło akcję „Płomień nadziei”. Jej celem jest zebranie możliwie największej liczby głosów popierających apel do posłów Parlamentu Europejskiego o niepodejmowanie działań zmierzających do wstrzymania poszukiwań i wydobywania gazu z łupków. Aby wziąć udział w akcji wystarczy wejść na stronę www.plomien-nadziei.eu i oddać głos.



Akcja „Płomień nadziei” została zainicjowana 29 września 2011 roku podczas warsztatów edukacyjnych w Lubocinie, koło Wejherowa, gdzie ponad dwa tygodnie temu popłynął pierwszy testowy gaz z łupków. Celem warsztatów było wyjaśnienie społeczności lokalnej wątpliwości związanych z poszukiwaniami gazu niekonwencjonalnego, w tym ich wpływu na środowisko.

Zdaniem uczestniczącego w warsztatach Mikołaja Budzanowskiego, wiceministra skarbu wydobywanie gazu z łupków da Polsce szansę na energetyczną niezależność, a poszukiwania odbywają się zgodnie z obowiązującym prawem również w zakresie ochrony środowiska.

– Prosimy o wsparcie tej akcji, której celem jest przekonanie Europejczyków, a także decydentów Unii Europejskiej, że nie wolno stosować podwójnych standardów, a byłoby tym wprowadzenie nowej dyrektywy, dotyczącej wydobywania gazu z łupków – powiedział M. Budzanowski.

O tym jak ważne jest wsparcie dla projektu poszukiwań gazu z łupków w Polsce mówił również Marek Karabuła, wiceprezes Zarządu PGNiG SA ds. Górnictwa Naftowego.

– Mamy nadzieję, że skarb, jakim jest ten gaz uda się przekuć w sukces i rozwój Polski. 5 października odbędzie się publiczne wysłuchanie w Parlamencie Europejskim i będę prosił Komisję Europejską o niepodejmowanie działań mających na celu ograniczenie działalności związanej z eksploatacją gazu z łupków. Dlatego prosimy o oddanie głosu poparcia by Unia Europejska nie wprowadziła zakazu takiej eksploatacji – dodał prezes Karabuła.

Poszukiwania i odkrycia złóż gazu z łupków niosą pozytywne skutki dla gospodarki narodowej. Gaz z łupków to szansa na nowe miejsca pracy oraz wyższy standard życia teraz i w przyszłości. Polska jest pierwszym europejskim krajem, który ma szansę na eksploatację gazu z łupków na wielką skalę.

Dlatego PGNiG SA postanowiło wystosować apel do europosłów o niepodejmowanie działań zmierzających do wstrzymania poszukiwań i wydobywania gazu niekonwencjonalnego.

PGNiG SA stara się ograniczyć wpływ poszukiwań gazu do minimum, zwracając uwagę na najdrobniejsze nawet szczegóły.

– Będziemy prowadzili wydobywanie gazu z łupków w sposób rozsądny, tak by zminimalizować wpływ na środowisko, by nie było to uciążliwe dla lokalnych społeczności – powiedział prezes Karabuła.

Koncesja Wejherowo jest jedną z 15, które posiada PGNiG SA. Przeprowadzone dotychczas prace na znajdującym się na tej koncesji odwiercie Lubocino-1 potwierdziły, że znajdują się tam potencjalne pokłady gazu z łupków.

Co ważne, od początku prowadzenia tych prac trwa monitoring pod kątem ich oddziaływania na środowisko.

– Spełniamy wszystkie wymagania nałożone przez krajowe i unijne prawo. Firma PETROGEO z Wołomina wykonała badania monitoringowe środowiska przed wierceniem, następnie eksperci z Uniwersytetu Warszawskiego wykonali monitoring po odwierceniu Lubocino-1 (a przed szczelinowaniem). Wyniki wskazują, że ten teren zastaliśmy czysty i utrzymaliśmy czysty, obowiązujące standardy i wymagania zostały zachowane. Wkrótce zostanie wykonany monitoring po szczelinowaniu – zapewnił Grzegorz Sojski, dyrektor Biura Ochrony Środowiska w Centrali Spółki.

Monitoring wykazał, że wartości badanych parametrów środowiska są typowe dla naturalnych procesów zachodzących w glebach i w wodach oraz wskazują na brak obecności zanieczyszczeń, które mogłyby mieć

związek z prowadzoną działalnością na otworze Lubocino-1.

Prowadzenie monitoringu środowiska jest stałą dobrą praktyką w działalności PGNiG SA. W jego zakres wchodzi: wykonanie wizji lokalnej w terenie, opis elementów przyrodniczych i środowiskowych w rejonie wiertni, analizy gleby, podglebia i powietrza glebowego z terenu wiertni i jej otoczenia oraz analizy wody z okolicznych cieków powierzchniowych i studni gospodarskich w rejonie wiertni.

Ponadto zbadana została przez Instytut Nafty i Gazu w Krakowie promieniotwórczość próbek rdzeni wiertniczych z Lubocino-1. Ich wyniki wskazują, że na tle innych materiałów i produktów, z którymi „na co dzień” ma do czynienia człowiek, promieniowanie łupków jest dużo niższe niż np. popiół ze spalania węgla kamiennego.

Dyrektor Sojski dodał, że szczelinowanie nie zatrzęsie ziemią i nie stanowi zagrożenia dla powierzchni ziemi, zabudowy ani niczego, co znajduje się na powierzchni.

– Do tego należy podkreślić, że oddziaływania związane z gazem z łupków są przewidywalne. Możemy je kontrolować, mają charakter przejściowy i punktowy. Większość oddziaływań ma charakter potencjalny. Do tego trzeba dodać, że oprócz raportów niekorzystnych dla poszukiwań gazu z łupków są jeszcze inne raporty np. brytyjski i holenderski, które mówią, że proces szczelinowania nie budzi zastrzeżeń – powiedział dyr. Sojski dodając, że w żadnym z licznych raportów przygotowanych przez niezależnych ekspertów, instytucje rządowe oraz we współpracy z jednostkami naukowymi nie stwierdzono jednoznacznie żadnego przypadku zanieczyszczenia wody pitnej w wyniku prawidłowo wykonanego zabiegu szczelinowania.

PGNiG SA przygotowuje się obecnie do wiercenia otworów poziomych i dalszych zabiegów szczelinowania na tej koncesji. Prace te potrwać co najmniej kilkanaście miesięcy. Po ich zakończeniu możliwe będzie uruchomienie wydobywania przemysłowego. Przyjęty harmonogram prac zakłada: odwiercenie otworu poziomego Lubocino 2H i wykonanie zabiegów szczelinowania, testowanie otworu i określenie rzeczywistych możliwości wydobywczych. Jeśli wszystkie prace przebiegać będą zgodnie z planem, to rozpoczęcie próbnej eksploatacji będzie możliwe w drugim półroczu 2013 roku, a wydobywanie komercyjne ruszy już w 2014 roku.

Prace na koncesji Wejherowo rozpoczęły się w ubiegłym roku. Odwiert pionowy o głębokości ok. 3,5 kilometra, na którym rozpoczęto testy produkcyjne został zakończony w marcu 2011 r.

PGNiG planuje obecnie kolejne wiercenia, w przyszłym roku ma wykonać ich sześć. Spółka planuje zainwestować w poszukiwania i wydobywanie gazu z łupków ok. 4,1 mld zł do 2015 r.

Obecnie trwają przygotowania do rozpoczęcia wierceń na kolejnej koncesji Tomaszów Lubelski, odwiert Lubycza Królewska.

Zespół prasowy
PGNiG SA



Nord Stream i South Stream

Po ostatecznym połączeniu trzech odcinków gazociągu Nord Stream, co nastąpiło 21 czerwca br., rozpoczął się etap prób ciśnieniowych, osuszania i napełniania azotem i można już było przystąpić do ostatniej fazy rozruchu tj. napełniania gazem technicznym. Nastąpiło to 6 września br. w tłoczni „Portowaja” k. Wyborga z udziałem premiera W. Putina. Napełnianie gazociągu potrwa około jednego miesiąca. Zakończenie budowy nie oznacza rozwiązania wszystkich problemów, przed wszystkim ekonomicznych. Wiadomo, że koszty inwestycji znacznie przekroczyły pierwotny preliminarz, co musi odbić się na kosztach przesyłu i te zmiany najbardziej dotkną Niemcy. Po rezygnacji z energii atomowej Niemcy będą jeszcze bardziej uzależnione od gazu rosyjskiego.

Kilka dni później, 16 września br. w Soczi podpisano porozumienie o budowie gazociągu South Stream. Dokument podpisali akcjonariusze konsorcjum *South Stream AG*: przedstawiciele *Gazpromu*, *ENI*, *EdF* i *Wintershall*. Projekt przewiduje budowę transgranicznej magistrali o długości 2200 km z Kraju Krasnodarskiego w Rosji przez Morze Czarne do Warny o docelowej przepustowości 63 mld m³ gazu rocznie. Początkowe punkty gazociągu będą zlokalizowane na wybrzeżu Morza Czarnego w miejscowości Anapa na NW od Noworosyjska i Dżugba k. Tuapse. Od Plewen w Bułgarii gazociąg będzie się rozgałęział na część północną do Serbii, Węgier, Austrii i Słowenii i część południową do Grecji, a następnie przez Morze Jońskie do Otranto i Brindisi we Włoszech. W Austrii South Stream dotrze do węzła gazowego Baumgarten i do połączenia z gazociągiem Trans Austria w Arnoldstein. Nowe połączenie będzie się składać z 4 nitek – każda z nich o zdolności przesyłowej 15,57 mld m³ gazu rocznie. Projekt

przewiduje rozpoczęcie budowy w 2013 r., oddanie do eksploatacji pierwszej nitki gazociągu w grudniu 2015 r. i zakończenie całej inwestycji w 2018 r. Koszt jest szacowany na 15,5 mld €, w tym koszt 900-kilometrowego odcinka podmorskiego 10 mld €.

Początkiem projektu było porozumienie o współpracy pomiędzy *ENI* i *Gazpromem* zawarte w 2007 r. W br. nastąpiło rozszerzenie grona akcjonariuszy przez dołączenie *EdF* i *Wintershall* i obecnie *Gazprom* ma 50% udziałów, *ENI*-20%, a *EdF* i *Wintershall* po 15%. Rzecznik *Gazpromu* oświadczył, że podpisano już międzyrządowe porozumienia z Austrią, Bułgarią, Chorwacją, Grecją, Serbią, Słowenią i Węgrami niezbędne do realizacji lądowej części inwestycji. Trwają uzgodnienia w sprawie dostępu do tureckiej strefy ekonomicznej na Morzu Czarnym.

Te dwa wydarzenia dość dobrze pokazują różnicę w skuteczności działania Rosji i Unii Europejskiej w realizacji inwestycji energetycznych. Północny szlak dostaw rosyjskiego gazu do Europy, czyli Nord Stream, już jest, szlak południowy, czyli South Stream, jest konsekwentnie realizowany, tymczasem stan zaawansowania gazociągu Nabucco jest znacznie mniejszy.



Przyszłość projektu Sarmatia

Projekt stworzenia niezależnej od Rosji trasy dostaw kaspijskiej ropy naftowej dla Ukrainy i Polski ma już 20 lat i miał być zrealizowany do 2015 r. Powołane w tym celu konsorcjum *Sarmatia* planowało m. in. przedłużenie ropociągu „Odessa-Brody” do Polski. Jeszcze w kwietniu br. premier D. Tusk oświadczył, że Polska jest zainteresowana tym projektem. Teraz komunikat Kancelarii Prezydenta RP potwierdza, że prezydent B. Komorowski będzie rekomendować nowemu rządowi określenie warunków uczestnictwa w tym projekcie, ale jednocześnie szef Biura Bezpieczeństwa Narodowego S. Koziej na posiedzeniu 15 września br. przedstawił warunki, jakie muszą być spełnione. S. Koziej stwierdził, że nie ma wyraźnych gwarancji ze strony dostawców i odbiorców ropy. „Potencjalni uczestnicy tego projektu do tej pory nie przedstawili takich rozwiązań finansowych, które pozwalają określić, czy będziemy zarabiać na tym projekcie, czy do niego dopłacać”.

Wiadomość zacytował z satysfakcją portal *RusEnergy* opatrując ją tytułem „Polska odmówiła finansowania przedłużenia rurociągu Odesa-Brody”.



Odkrycie Totalu na Morzu Barentsa

Wstępne oceny zasobności nowego złoża odkrytego otworem 7225/3-1 przez *Total E&P Norge* na Morzu Barentsa mówią o 10-48 mld m³ gazu (wydobywalnych). Wiercenie miało zbadać perspektywiczne formacje triasowe Kobbé, Havert i Snadd, jurajską Sto i permską Bjarmeland. Zakończono je na głębokości 4150 m w permskiej formacji Orn. Objawy gazu stwierdzono we wszystkich czterech formacjach jurajskich i triasowych. Najlepsze rezultaty uzyskano w formacji Kobbé, w 400-metrowym interwale o zróżnicowanych własnościach złożowych. W próbach złożowych przyływ przez zwężkę 44/64” wynosił 181 tys. m³/d gazu z zawartością CO₂, H₂S i azotu.

Poprzednio w tym rejonie Statoil odkrył złożo Skrugard.



Nowy basen roponośny w Gujanie Francuskiej

Wiercenie Zaedyus w Gujanie Francuskiej oznaczone symbolem GM-ES-1 było zaprojektowane z zadaniem sprawdzenia istnienia basenu roponośnego podobnego do basenu występującego po stronie drugiej Atlantyku w Zatoce Gwinejskiej, gdzie znajduje się złożo-gigant Jubilee. Hipoteza okazała się trafna, bo otwór o głębokości 5711 m stwierdził występowanie stożków turbidytowych i przewiercił horyzont roponośny o miąższości netto 72 m. Wyniki pomiarów otworowych i analiz płynów złożowych wskazują na bardzo dobre własności zbiornikowe interwału piaszczystego. Otwór będzie pogłębiany do 6000 m w celu zbadania niżej zalegających formacji. Jest to akwen głębokowodny – głębokość wody wynosi 2048 m. Operatorem bloku koncesyjnego jest *Tullow Oil plc*, pozostali partnerzy to *Shell* i *Total*.



Złoże Kirinskoje na Morzu Ochockim

Złoże gazowo-kondensatowe Kirinskoje na Morzu Ochockim będzie pierwszym rosyjskim złożem eksploatowanym przy zastosowaniu podwodnych instalacji produkcyjnych. *Gazprom* szacuje zasoby złoża Kirinskoje na 137 mld m³ gazu. Jeszcze w tym roku będą tam wiercone dwa otwory eksploatacyjne. W 2009 r. *Gazprom* uzyskał koncesję poszukiwawczą na bloku Zapadno-Kamczatskij na Morzu Ochockim i wykonał znaczny zakres badań sejsmicznych. Obecnie trwają przygotowania do wierceń na zachód od Kamczatki. Platforma „Kolskaja” typu „jack-up” została już odholowana z Murmańska do Magadanu.



Transkaspijski System Rurociągów

Pod tym hasłem rozpoczęły się negocjacje Unii Europejskiej z Azerbejdżanem i Turkmenistanem na temat prawnie wiążącego traktatu o budowie systemu przesyłowego gazu ziemnego z rejonu Morza Kaspijskiego do Europy. Jest to pierwsze konkretne posunięcie w realizacji założeń programu „Polityka energetyczna Unii Europejskiej: negocjacje z partnerami spoza UE” przyjętego 7 września br. Transkaspijski System Rurociągów przewiduje budowę podmorskiego gazociągu z Turkmenistanu do Azerbejdżanu przez Morze Kaspijskie, a następnie połączenia z istniejącym systemem transportowym. Jest to element większego projektu znanego pod nazwą Południowego Korytarza. Rozmowy, które rozpoczęły się 12 września br. dotyczą zasad udziału stron w projektowaniu, finansowaniu, budowie i eksploatacji przyszłego gazociągu. Końcowy traktat musi być uzgodniony i zaaprobowany przez 27 państw członkowskich Unii.



Pakistan czeka na gaz z Iranu

W sierpniu rząd Pakistanu zachęcał banki chińskie do udziału w budowie gazociągu Iran-Pakistan. Ukończenie tej inwestycji jest dla Pakistanu bardzo ważne ze względu na rosnący deficyt gazu ziemnego. Gazociąg ma przebiegać od Iranshahr w Iranie do Nawabshah w Pakistanie, a jego koszt szacuje się na 1,2-1,5 mld

USD. Kontrakt międzypaństwowy przewiduje dostawę 7-8 mld m³/d gazu od 2014 r. Według słów ministra spraw zagranicznych Iranu Ali Akbar Salehi z 8 września br. „rurociąg dotarł już niemal do granicy Pakistanu”. Odcinek pakistański liczy ponad 700 km i jest realizowany z dużym opóźnieniem, m. in. dlatego, że firmy pakistańskie zgromadziły fundusze w wysokości tylko 210 mln USD.



Czy Europa otrzyma gaz ziemny z Iranu?

Iran wystąpił z inicjatywą budowy gazociągu eksportowego przebiegającego przez Irak, Syrię, Liban i Morze Śródziemne do Europy południowej. Oznajmił o tym szef *National Iranian Gas Export Co.*, Hossein Bidarmaghz i stwierdził, że gazociąg o zdolności przesyłowej 40 mld m³ gazu rocznie będzie w stanie zaspokoić 15 do 20% potrzeb Europy. W czerwcu br. Iran, Irak i Syria podpisały list intencji w sprawie budowy gazociągu o długości 5000 km kosztem 10 mld USD. Po zakończeniu zagospodarowania złóż gazu w Iraku powstanie możliwość dodania 20 do 25 mln m³/d gazu do eksportu irańskiego. Trwają prace studialne nad projektem tej inwestycji.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Alexander Gas & Oil Connections, Gazprom, iraniangas.ir, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PAP, PGNiG, Rapid, Rigzone, Tullow Oil, World Oil.*



Wnioski na rewers wirtualny na gazociągu jamalskim

Do GAZ-SYSTEM S.A., operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego, wpłynęło pięć wniosków na korzystanie z usługi wirtualnego rewersu. Cztery wnioski dotyczą świadczenia usługi w okresie długotermino-

wym, jeden usługi krótkoterminowej w okresie od 1 listopada do 31 grudnia 2011 r.

Wnioskowane ilości oraz moce przekraczają dostępną przepustowość. Wnioski obecnie są oceniane pod względem formalno-prawnym. Przepustowość dla poszczególnych podmiotów zostanie udostępniona zgodnie z zasadami opisanymi w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa (IRIESP SGT). Usługa rewersu wirtualnego pozwala na sprowadzanie do Polski poprzez punkty we Włocławku i Lwówku na gazociągu jamalskim dodatkowych ilości gazu do około 2,3 mld m sześć. gazu rocznie.

31 sierpnia 2011 roku prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) zatwierdził Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa.

Instrukcja wraz z projektem umowy wzorcowej określają zasady świadczenia usługi przesyłania na polskim odcinku gazociągu jamalskiego. Przygotowanie tych dokumentów jest realizacją obowiązków wynikających z wyznaczenia GAZ-SYSTEM S.A. na operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego. Spółki podpisały wcześniej umowę o powierzeniu przez EuRoPol GAZ s.a. (właściciela gazociągu) firmie GAZ-SYSTEM S.A. funkcji operatora. Zatwierdzenie Instrukcji przez prezesa URE umożliwi oferowanie przez GAZ-SYSTEM S.A. na niedyskryminacyjnych zasadach dostępnej przepustowości w polskim odcinku gazociągu jamalskiego. GAZ-SYSTEM S.A. umożliwi przydział dostępnej zdolności przesyłowej od 1 listopada 2011 r. na podstawie wniosków przekazanych do operatora. Terminy składania wniosków o przydział przepustowości w następnych okresach zostały zawarte w IRIESP SGT. Informacje o dostępnej zdolności przesyłowej podawane są na stronie www.gaz-system.pl. IRIESP SGT składa się z dwóch części. Pierwsza określa ogólne zasady korzystania z polskiego odcinka gazociągu jamalskiego. W tej części opisane są warunki techniczne, w tym sposób prowadzenia ruchu i eksploatacji gazociągu, kryteria bezpieczeństwa, zasady współpracy pomiędzy operatorami, zasady przyłączania do gazociągu oraz warunki korzystania z niego przez firmy zamawiające usługę przesyłową, a także sposób rozliczania za usługę przesyłu gazu. Druga część instrukcji opisuje szczegółowe zasady zgłaszania umów

	rok 2011	rok 2012	rok 2013	rok 2014	rok 2015
Wnioskowane ilości roczne (m ³)	465 338 500	5 376 420 000	5 573 418 240	5 577 351 480	5 497 351 480

do realizacji, bilansowania oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi na polskim odcinku gazociągu jamalskiego.

Pełna treść Instrukcji zamieszczona jest na stronie www.gaz-system.pl (zakładka SGT).



Decyzja o pozwoleniu na budowę dla gazociągu Szczecin-Gdańsk, odcinek Karlino-Koszalin

Decyzja o pozwoleniu na budowę dla gazociągu Szczecin-Gdańsk, odcinek Karlino-Koszalin o długości 19,5 km na terenie województwa zachodniopomorskiego

27 września 2011 roku wojewoda zachodniopomorski Marcin Zydorowicz wydał decyzję o pozwoleniu na budowę gazociągu relacji Szczecin-Gdańsk, na odcinku Karlino-Koszalin o długości 19,5 km wraz z układem słuz nadawczo-odbiorczych Koszalin. Decyzja dotyczy powiatu białogardzkiego i koszalińskiego na terenie województwa zachodniopomorskiego.

Gazociąg Szczecin-Gdańsk o długości ok. 265 km zlokalizowany jest na obszarze województw zachodniopomorskiego i pomorskiego. Budowa gazociągu będzie realizowana w czterech etapach: Ploty-Karlino, Karlino-Koszalin, Koszalin-Słupsk oraz Słupsk-Wiczlino.

Realizacja projektu inwestycyjnego GAZ-SYSTEM S.A. na odcinku Szczecin-Gdańsk dofinansowana jest kwotą 226,88 mln PLN z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013 (POIiŚ). Z funduszy tego Programu dofinansowane są także gazociągi Gustorzyn-Odolanów (175,45 mln PLN), Szczecin-Lwówek (159,26 mln PLN), Włocławek-Gdynia (31,96 mln PLN), Jeleniów-Dziwiszów (65,1 mln PLN), Polkowice-Żary (25,59 mln PLN) oraz Rembelszczyzna-Gustorzyn (121,55 mln PLN).

Planowany termin zakończenia inwestycji - październik 2013 r.



GAZ-SYSTEM S.A. uruchomił gazociąg Włocławek-Gdynia

28 września 2011 r. Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. uruchomił gazociąg Włocławek-Gdynia. Bu-

dowa 64 kilometrów gazociągu wysokiego ciśnienia na terenie gmin: Gniew, Pelplin, Tczew, Żukowo, Szemud, miasta Gdynia oraz węzła Wiczlino jest dokończeniem inwestycji i pozwala na pełne wykorzystanie gazociągu o długości ok. 252 kilometrów.

– Bezpieczeństwa energetycznego nie zbudują ani wielkie słowa, ani romantyczne wizje lecz konkretne czyny. Dlatego w strategii rządowej debaty zastąpiliśmy działaniem. Podstawą prowadzonej polityki energetycznej są inwestycje w infrastrukturę. Aby je zrealizować konieczne było podjęcie decyzji opartych o synergię strategicznych potrzeb kraju i ekonomicznych celów. Efektem tego jest m.in. uruchomiony dzisiaj gazociąg Włocławek-Gdynia, który stanowi jedną z ośmiu strategicznych inwestycji realizowanych na podstawie specustawy w ramach budowy Terminalu LNG w Świnoujściu. Gazociąg ten w przyszłości posłuży także do przesyłu gazu ze złóż niekonwencjonalnych – powiedział Mikołaj Budzowski, wiceminister Skarbu Państwa.

– Rozbudowa polskich gazociągów przesyłowych jest istotna z punktu widzenia liberalizacji rynku gazu ziemnego, gdyż przyczynia się do zwiększania konkurencji. Uruchomienie gazociągu Włocławek-Gdynia pozwoli na podłączenie do sieci przesyłowej nowych podmiotów z województwa pomorskiego chcących prowadzić swoją działalność w oparciu o wykorzystanie gazu ziemnego – powiedział Jan Chadam, prezes Zarządu GAZ-SYSTEM S.A.

Realizacja inwestycji poprawi bezpieczeństwo przesyłu gazu w rejonie Pomorza, umożliwi transport zwiększonych ilości gazu oraz stworzy warunki rozwoju rynku gazu na tym obszarze. Dzięki tej inwestycji nastąpi także ujednolicenie parametrów technicznych sieci przesyłowej od węzła Gustorzyn do rejonu Gdańska i planowanego podziemnego magazynu gazu Kosakowo.

Gazociąg Włocławek-Gdynia jest dofinansowany ze środków Europejskiego Programu Rozwoju Regionalnego UE w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko działanie 10.1. Dofinansowanie w wysokości ok. 31 mln złotych obejmuje budowę 64 kilometrów gazociągu, której wartość wynosi 118 mln zł.

W 2011 roku GAZ-SYSTEM S.A., poza gazociągiem Włocławek-Gdynia, ukończył budowę Tłoczni gazu w Goleniowie oraz Tłoczni Gazu w Jarosławiu. Spółka uruchomiła także nowe połączenie międzysystemowe Polska-Czechy.



GAZ-SYSTEM S.A. podpisał pre-umowę na dofinansowanie ze środków unijnych modernizacji systemu przesyłowego na Dolnym Śląsku

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. podpisał z Instytutem Nafity i Gazu (Instytucją Wdrażającą) pre-umowę na dofinansowanie projektu „Modernizacja systemu przesyłowego na Dolnym Śląsku w celu poprawy jego funkcjonalności oraz optymalnego wykorzystania połączenia Polska-Niemcy” w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013, lista rezerwowa.

Przedmiotem umowy jest udzielenie dofinansowania na realizację projektu w wysokości 100 mln zł. Wartość całej inwestycji wynosi 214 mln zł.

Projekt obejmuje budowę gazociągów: Laśów-Jeleniów, Gałów-Kielczów oraz Czeszów-Wierzchowice. Celem projektu jest umożliwienie przesyłu gazu od punktu w Lasowie na granicy polsko-niemieckiej do odbiorców obszaru Dolnego i Górnego Śląska i poprawa funkcjonalności systemu przesyłowego dzięki zwiększeniu efektywności współpracy z Podziemnym Magazynem Gazu Wierzchowice. Nowe gazociągi w przyszłości umożliwią zagospodarowanie nadwyżek gazu z Niemiec oraz zapewnią połączenie PMG Wierzchowice z aglomeracją Dolnego i Górnego Śląska. Realizacja projektu pozwoli na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego, poprawi niezawodność oraz elastyczność pracy całego systemu przesyłu gazu ziemnego w rejonie Dolnego Śląska i Opolszczyzny. Realizacja tych gazociągów pozwoli także przygotować system przesyłowy do przesyłania gazu w kierunku Niemiec w przypadku zaistnienia warunków rynkowych lub w sytuacjach kryzysowych.

Projekt będzie realizowany w latach 2013-2015.

Małgorzata Polkowska
Rzecznik prasowy
GAZ-SYSTEM S.A.





Komisja Europejska przyznała kolejną bezzwrotną dotację na budowę terminalu LNG

6 października Komisja Europejska dała zielone światło dla wydatkowania do 925 mln PLN z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POLiS) na realizację projektu budowy terminalu regazyfikacyjnego w Świnoujściu. Decyzja komisji to ostatni krok na drodze do podpisania przez spółkę Polskie LNG umowy o dofinansowanie projektu. Uzyskane w ten sposób bezzwrotne fundusze umożliwią obniżenie kosztów budowy terminalu LNG. W konsekwencji wpłyną także na obniżenie taryfy usług regazyfikacyjnych, a co za tym idzie – importowanego gazu.

Terminal LNG w Świnoujściu – inwestycja realizowana przez spółkę celową Polskie LNG – to zbiorniki i instalacje umożliwiające w przyszłości magazynowanie i regazyfikację ok. 1/3 zapotrzebowania Polski na gaz ziemny.

Inwestycja znakomicie wpisuje się w europejską strategię budowy bezpieczeństwa energetycznego, co znajduje wyraz w wielu ważnych dokumentach Wspólnoty (polityka energetyczna, SEER i inne), a także realizuje cele tzw. X osi priorytetowej Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Ogłoszona decyzja kończy procedurę administracyjną rozpoczętą 4 sierpnia 2011 r. W tym dniu Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK), zwrócił się do Komisji Europejskiej z prośbą o uznanie za uzasadnioną, tzn. zgodną z rynkiem wewnętrznym i przepisami wspólnotowymi, pomocy publicznej dla projektu terminalu LNG w Świnoujściu.

– Dziś, na niecałe 1000 dni dzielące nas od uruchomienia terminalu LNG w Świnoujściu, jestem pewien, nie tylko daty rozpoczęcia działalności tego obiektu, ale i tego, że będzie to naprawdę ekonomiczna inwestycja – mówi Zbigniew Rapciak, prezes spółki Polskie LNG – Otrzymane bezzwrotnie środki, to nic innego, jak oszczędność dla budżetu państwa, obywateli, a także przyszłych odbiorców gazu ze Świnoujścia – podkreśla prezes Rapciak.

Budowa terminalu LNG, będąca najważniejszą polską inwestycją mającą zapewnić Polsce bezpieczeństwo energetyczne. Według wstępnych założeń z 2006 roku, inwestycja ta w całości miała być finansowana z budżetu państwa, w wysokości ponad 4 mld złotych.

Dzisiejsza informacja oznacza, że łączna kwota uzyskanych dotąd dotacji będzie stanowić 45% kosztów, wartego 2,5 mld złotych terminalu.

– To przykład wspaniałej współpracy biznesu z administracją, którą wieńczy dzisiejszy sukces – dodaje Piotr Mika, dyrektor Pionu Finansowego spółki Polskie LNG. – Jest to niezaprzeczalnie zasługa Ministerstwa Rozwoju Regionalnego, Ministerstwa Gospodarki, Ministerstwa Skarbu, Instytutu Nafty i Gazu, Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, a także zespołu finansowego naszej spółki – zaznacza dyrektor Mika.

Uzyskane w ten sposób środki są bezzwrotne. W listopadzie 2010 roku projekt uzyskał już z Unii Europejskiej bezzwrotne dofinansowanie w wysokości 55 mln euro, z tzw. Programu Recovery (European Energy Programme for Recovery). Udział kolejnego wsparcia unijnego tej inwestycji, dla spółki oznacza niższy koszt realizacji przedsięwzięcia. Dla odbiorców zaś - niższą cenę gazu, która wynika z niższych kosztów uwzględnianych w taryfie regazyfikacyjnej zatwierdzonej przez Urząd Regulacji Energetyki.

Instytucją formalnie uczestniczącą w przekazaniu środków Polskie LNG S.A. jest Instytut Nafty i Gazu. Umowa między INiG a spółką zostanie zawarta niezwłocznie po przekazaniu dokumentów z Komisji Europejskiej, a część środków zostanie uruchomiona jeszcze w tym roku.

Celem Programu Infrastruktura i Środowisko jest poprawa atrakcyjności inwestycyjnej Polski i jej regionów poprzez rozwój infrastruktury technicznej przy równoczesnej ochronie i poprawie stanu środowiska, zdrowia, zachowaniu tożsamości kulturowej i rozwijaniu spójności terytorialnej. Program, zgodnie z Narodowymi Strategicznymi Ramami Odniesienia (NSRO), zatwierdzonymi przez Komisję Europejską, stanowi jeden z programów operacyjnych będących podstawowym narzędziem do osiągnięcia założonych w nich celów przy wykorzystaniu środków Funduszu Spójności i Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego. Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko jest również ważnym instrumentem realizacji odnowionej Strategii Lizbońskiej, a wydatki na cele priorytetowe UE stanowią w ramach programu 66,23 proc. całości wydatków ze środków unijnych.

Małgorzata Przedzrymirska
Doradca Zarządu ds. Komunikacji
Polskie LNG S.A.



BP, Shell, ConocoPhillips i Chevron będą wydobywać ropę obok Szetlandów

Rząd brytyjski zgodził się, aby BP, Shell, ConocoPhillips i Chevron zainwestowały 4,5 mld funtów w eksploatację ropy naftowej z gigantycznego pola Clair, na zachód od Szetlandów – podał w czwartek brytyjski „The Telegraph” na stronie internetowej.



Fot. mat. pras.

Pole Clair, położone na zachód od Szetlandów, zostało odkryte w 1977 roku i rozciąga się na powierzchni 220 km kw. i na głębokości około 140 metrów. Złożona struktura złoża i trudne warunki zdecydowały, że nie było ono eksploatowane przez wiele lat. Pierwsza faza przygotowań do wydobywania rozpoczęła się w 2001 roku, a produkcja ropy ruszyła w 2005 r., stopniowo osiągając 60 tys. baryłek dziennie.

Realizowany przez firmy projekt Clair Ridge (druga faza wydobywania) obejmować ma budowę dwóch nowych platform, które zostaną umieszczone na morzu w 2015 r. Produkcja rozpocznie się w 2016 roku i powinna osiągnąć około 640 milionów baryłek ropy w ciągu 40 lat, z maksymalną mocą do 120 tys. baryłek dziennie.

„Firma BP wyprodukowała już około pięciu miliardów baryłek ropy naftowej i ekwiwalentu gazu w tym regionie. Wierzymy, że mamy potencjał na ponad trzy miliardy więcej” – powiedział cytowany w artykule prezes BP Bob Dudley.

Wnp.pl





Stanisław Szafran



Krystyna Maciurzyńska



Kalendarium

3.10.2011 r. w auli Akademii Górniczo-Hutniczej im. S. Staszica w Krakowie odbyła się inauguracja roku akademickiego 2011/2012 na Wydziale Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH.

4.10.2011 r. w auli Akademii Górniczo-Hutniczej im. S. Staszica w Krakowie odbyła się inauguracja roku akademickiego 2011/2012

5.10.2011 r. w auli Akademii Górniczo-Hutniczej im. S. Staszica w Krakowie odbyła się inauguracja roku akademickiego 2011/2012 na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska.

6.10.2011 r. w Warszawie zostało zorganizowane kolejne zebranie Zarządu Głównego SITP NiG podczas którego podjęto uchwały w sprawie:

- Zorganizowania VII Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników w 2012 r.
- Zwołania XXXVIII Walnego Zjazdu Delegatów SITP NiG
- Powołania Komisji Statutowej.

Dokonano zmian w składzie osobowym Kapituły Medalu Im. I. Łukasiewicza

Zatwierdzono założenia do sporządzenia budżetu na 2012 r.

Nadano Odznaki Honorowe i wyróżnienia SITP NiG.

Zaakceptowano wnioski na Odznaki Honorowe NOT

10.10.2011 r. Rada Wykonawcza Sekcji Polskiej SPE zorganizowała w AGH wykład Samuela Olusola Osisanya z the University of Oklahoma nt. "Practical Approach to Solving Wellbore Instability Problems"

X Sesja Szkół noszących imię Ignacego Łukasiewicza



W dniach 23 i 24 września 2011 r. w Krośnie w Zespole Szkół Ponadgimnazjalnych nr 4 im. Ignacego Łukasiewicza odbyła się X jubileuszowa Sesja Szkół im. Ignacego Łukasiewicza pod patronatem prezydenta miasta Krosna, podkarpackiego kuratora oświaty oraz prezesa Stowarzyszenia Inżynierów Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego. Uroczystość uświetnili m.in. sekretarz generalny Stowarzy-

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

70 urodziny Jolanta Stachera z Oddziału SITP NiG Warszawa II w dniu 07.10.2011 r.

70 urodziny Ryszard Zaporowski z Oddziału SITP NiG w Poznaniu w dniu 07.10.2011 r.

70 urodziny Waldemar Borowicz z Oddziału SITP NiG Warszawa II w dniu 27.10.2011 r.

75 urodziny Kazimierz Dyjaczynski z Oddziału SITP NiG w Zielonej Górze w dniu 07.10.2011 r.

75 urodziny Wanda Szloch z Oddziału SITP NiG w Krakowie w dniu 18.10.2011 r.

75 urodziny Jan Szumlański z Oddziału SITP NiG w Sanoku w dniu 20.10.2011 r.

75 urodziny Tadeusz Machnik z Oddziału SITP NiG w Tarnowie w dniu 20.10.2011 r.

W imieniu Zarządu Głównego SITP NiG Szanownym Koleżankom i Kolegom życzymy zdrowia, pomyślności i radości w życiu osobistym i stowarzyszeniowym.



Uczniowie Krośnieńskiej „Naftówki” otwierają sesję
Fot. S. Szafran



Na sali miejsca zjęli goście i uczestnicy sesji
Fot. S. Szafran



Obrazek sceniczny na temat I. Łukasiewicza przedstawili uczniowie „Naftówki”
Fot. S. Szafran



Chwila przekazywania sztandaru przez Zarząd Okręgowy w Krośnie Światowego Związku Żołnierzy Armii Krajowej Szkole Ponadgimnazjalnej nr 4 im. I. Łukasiewicza w Krośnie. Fot. S. Szafran

szenia Inżynierów Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego dr Stanisław Szafran, poseł na Sejm Rzeczypospolitej – Piotr Tomański, Małgorzata Szybiak – asystentka Elżbiety Łukacijewskiej – posła do Parlamentu Europejskiego, wicekurator podkarpacki Antoni Wydro, dr Ewa Lipińska – wojewódzki inspektor Ochrony Środowiska, Grażyna Gregorczyk – naczelnik Wydziału Edukacji w Krośnie.

Sesję szkół noszących imię I. Łukasiewicza powołano na przełomie lat 70 i 80. Początkowo były to spotkania dyrektorów szkół. Zmiana formuły nastąpiła w 2002 z inicjatywy dra Szafrana, który w myśl zasady, że należy dbać o przyszłość przemysłu gazowniczego i naftowego poprzez angażowanie młodych ludzi w tworzenie tego sektora gospodarki. W sesji udział wzięło 120 uczniów z 28 szkół podstawowych, gimnazjów i ponadgimnazjalnych z całej Polski, m.in. z Dębna, Bydgoszczy, Garek i Płocka. Łączna liczba szkół noszących imię Ignacego Łukasiewicza w Polsce wynosi 38. Wielokrotnie podczas obrad X Sesji podkreślano, że szkoły im. I. Łukasiewicza tworzą wielką rodzinę i tę rodzinną atmosferę z pewnością dało się odczuć podczas spotkania.

X sesji przewodziły ideały wyznawane oraz przekazywane przez Ignacego Łukasiewicza.

Podkreślano nie tylko dokonania odkrywcze, ale przede wszystkim Jego działalność na rzecz społeczności lokalnej, a także nowatorskie rozwiązania w postaci np. systemu ubezpieczeń, czy zaangażowanie narodowowyzwoleńcze. Ideałem przewodnim było hasło, by „wychowywać w duchu Łukasiewiczowskim, czyli skromnie, pracowicie i patriotycznie”. Jest to poważne zadanie, jakie stoi przed wychowawcami, a także wychowankami szkół noszących imię wynalazcy lampy naftowej.

Sesja zorganizowana przez krośnieńską „Naftówkę” stała się okazją do nadania medalu pamiątkowego Pro Memoria. W imieniu Klubu historycznego działającego w szkole, medal odebrał mgr Krzysztof Ziajka, nauczyciel historii. Medal „Pro Memoria” ustanowiony został decyzją kierownika Urzędu do Spraw Kombatantów i Osób Represjonowanych z 2005 r. z okazji 60 rocznicy zakończenia II wojny światowej. Może być nadawany osobom fizycznym i prawnym w uznaniu zasług w pielęgnowaniu pamięci o walce narodu polskiego o niepodległość. Może być więc nadany także stowarzyszeniom, instytucjom, szkołom, drużynom harcerskim. Światowy Związek Żołnierzy Armii Krajowej Zarząd Okręgowy w Krośnie przekazał również

Szkole Ponadgimnazjalnej nr 4 im. I. Łukasiewicza w Krośnie sztandar. Sam moment przekazania sztandaru był chyba najbardziej wzruszającym momentem uroczystości rozpoczęcia X Sesji zarówno dla kombatantów wojennych, jak również dla odbierających ten sztandar uczniów.

Organizatorzy X Sesji zapewnili wiele atrakcji przybyłym na spotkanie wychowawcom i ich podopiecznym. Goście mieli okazję zwiedzić Krosno i okolice, w piątkowy wieczór odbyło się spotkanie opiekunów przybyłych grup połączone z dyskoteką dla młodzieży. W tradycję spotkań szkół wpisał się konkurs wiedzy o wynalazcy lampy naftowej. Wśród szkół podstawowych zwycięzcą okazała się Szkoła Podstawowa w Kobylance z wynikiem 23 punktów. Zaraz za nią na drugim miejscu uplasowała się Szkoła Podstawowa w Czarnej z 21,5 punktu. Trzecie miejsce zajęła Szkoła Podstawowa w Ropience ze stratą 1,5 punktu do miejsca drugiego. Wśród gimnazjów i szkół ponadgimnazjalnych wyróżnionym zwycięzcą został Zespół Szkół nr 1 w Gorlicach z liczbą punktów 29,5, drugie miejsce zajęła krośnieńska „Naftówka” z wynikiem 28,5 punktu, zaś trzecie miejsce należało do Zespołu Szkół Chemicznych w Bydgoszczy, z liczbą punktów: 25,5. Fundatorem nagród było Stowarzyszenie



Oddanie hołdu Patronowi. Fot. S. Szafran



Radość zwycięzców konkursu w kategorii szkół podstawowych. Fot. S. Szafran

Inżynierów Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego. W sobotę 24.09.2011 r. odbył się uroczysty marsz wszystkich uczestników X Sesji pod pomnik I. Łukasiewicza w Krośnie, pod przewodnictwem Orkiestry Dętej PGNiG Sanok. Natomiast popołudniu zwiedzano Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce, a także złożono kwiaty na grobie Patrona w Zręcinie. Uroczyste zakończenie i podsumowanie X Sesji odbyło się w sobotni wieczór. Uczestnicy zjazdu wyjechali z Krosna pełni pozytywnych wrażeń, zachwyceni krośnieńskimi okolicami, tym bardziej, że pogoda dopisała. Zapewniali także, że wkrótce tu wrócą, by jeszcze lepiej poznać nasze okolice i przyjemnie spędzić czas. Pokazuje to, jak ważną inicjatywą jest Sesja Szkół Im. I. Łukasie-

wicza, która angażuje wiele instytucji, a efekty współpracy można śledzić już dziś. Jednocześnie rozślawia Podkarpacie na całą Polskę i przyczynia się do rozwoju turystyki na tych terenach.

Uczestnicy X Sesji Szkół im. Ignacego Łukasiewicza postanowili spotkać się za dwa lata w Bydgoszczy na następnej XI Sesji, aby utrwać tradycję i odnawiać przyjaźnię.

Sesja mogła być zorganizowana dzięki sponsorom wśród których byli: Fundacja PGNiG SA im. Ignacego Łukasiewicza, PGNiG SA Centrala Spółki, PGNiG SA Oddział w Sanoku, PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze, WSG Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Szczecinie, KSG Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie, KSG Sp. z o.o. Oddział Zakład

Gazowniczy w Jaśle, GSG Sp. z o.o., WSG Sp. z o.o., DSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., PSG Sp. z o.o., PGNiG SA OOG w Tarnowie Gazownia Krakowska, Poszukiwania Nafty i Gazu Sp. z o.o., Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o., Zakład Robót Górniczych Sp. z o.o., Geofizyka Kraków Sp. z o.o., Rafineria Nafty Jedlicze SA, Grupa LOTOS SA, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA Oddział w Tarnowie, Oddział SITPNiG w Łodzi i Oddział SITPNiG w Krośnie.

Organizatorzy X Sesji Szkół im. Ignacego Łukasiewicza składają serdeczne podziękowania wszystkim sponsorom, za przekazane nagrody konkursowe i wsparcie finansowe.

Joanna Kubit

Jubileusz 50-lecia Muzeum PNiG im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce i Międzynarodowa Konferencja Naukowa nt. „Muzeum jako instytucja humanizująca technikę — problem z prezentacją i ochroną zabytków przemysłowych”

21 – 23 września 2011 r. w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce odbyła się Międzynarodowa Konferencja Naukowa nt.: „Muzeum jako instytucja humanizująca technikę — problemy z prezentacją i ochroną zabytków przemysłowych”. Organizatorem konferencji była „Fundacja Bóbrka”, a okazją do jej zorganizowania był jubileusz 50-lecia działalności Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce. Patronat honorowy konferencji przyjęli: Bogdan Zdrojewski — minister Kultury i Dziedzictwa Narodowego, Mirosław Karapyta — marszałek województwa podkarpackiego, Ministerstwo Gospodarki, Jacek Krawiec — prezes Zarządu PKN ORLEN SA, Michał Szubski — prezes Zarządu PGNiG SA, prezes SITPNiG.

Ramy merytoryczne konferencji określiła Rada Programowa w składzie: Czesław Bugaj, Maria Ciechanowska, Henryk Dytko, Andrzej Gonet, Andrzej Grasela, Mieczysław Jakiel, Krzysztof Janas, Jan Kruczak, Tadeusz Kulczyk, Józef Lenart, Andrzej Liput, Jan Lubaś, Jerzy Nalepa, Bogdan Pastuszko, Ryszard Ryba, Stanisław Rychlicki, Zbigniew Skiba, Stanisław Szafrań, Maciej Załubka.

Nad przygotowaniem i przebiegiem konferencji czuwał Komitet Organizacyjny w składzie: Czesław Bobek — przewodniczący, Bogdan Gocz, Andrzej Drzymała, Zbigniew Duda, Piotr Dziadzio, Michał Górecki, Wojciech Gurgacz,



Prezes Rady Fundacji Mieczysław Jakiel otwiera obrady konferencji. Fot. B. Bajorski

Stanisław Józefczyk, Tadeusz Kozimor, Barbara Olejarz, Janusz Pudło, Jan Sęp, Tadeusz Wajs, Anna Zaleszczuk.

Konferencję otworzył Mieczysław Jakiel — prezes Rady Fundacji Bóbrka, który witając wskazał na znaczenie Muzeum w Bóbrce dla polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego.

Uczestnicy konferencji chwilą ciszy uczcili pamięć wszystkich twórców i budowniczych muzeum.

Liczne grono osób zasłużonych dla budowy i rozwoju muzeum zostało uhonorowane Medalem Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza: Maria Ciechanowska, Tadeusz Kozimor, Bożena Malaga-Wrona, Ryszard Scheibinger, Piotr Kwiat-



Prezes Zarządu Fundacji Czesław Bobek wita uczestników konferencji. Fot. B. Bajorski

kowski, Jan Lubaś, Józef Potera, Albin Wojnar, Jolanta Kondera, Barbara Olejarz, Bogdan Gocz, Tadeusz Wajs, Michał Górecki, Małgorzata Szopa, Anna Sporniak, Stanisław Kubit, Piotr Marosz, Grzegorz Albrycht, Tadeusz Szopa, Marek Uliasz, Piotr Długosz.

Przybyli goście przekazali na ręce Czesława Bobka — prezesa Zarządu Fundacji Bóbrka gratulacje i życzenia z okazji Jubileuszu 50-lecia muzeum. List gratulacyjny od Macieja Kaliskiego — podsekretarza w Ministerstwie Gospodarki przekazał Piotr Janusz. Adresy gratulacyjne nadesłali: Bogdan Zdrojewski — minister Kultury i Dziedzictwa Narodowego, Małgorzata Chomycz — wojewoda podkarpacki, Mirosław Karapyta — marszałek województwa podkarpa-



Uczestnicy Konferencji. Fot. B. Bajorski



Odniesienie Medalem Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza. Fot. B. Bajorski

ckiego, Michał Szubski – prezes Zarządu PGNiG SA, prezes SITPNIg, senator Stanisław Piotrowicz i in. Serdeczne gratulacje i życzenia przekazali również licznie zgromadzeni uczestnicy konferencji: Gabriela Tanasescu – z bratniego Muzeum w Ploiesti, Włodimir Firman – mer Borysławia, Bogdan Pastuszko i Jan Anysz – w imieniu spółek gazownictwa, Józef Lenart – prezes PN „Diamant”, Mieczysław Jakiel i Józef Chrzanowski – dyrektorzy PGNiG SA O/Sanok, Jerzy Ginalski – dyrektor Muzeum BL w Sanoku, Roman Trojanowicz – z Muzeum Regionalnego PTTK w Gorlicach, Wiesław Pisula – dyrektor OUG w Krośnie, Jacek Bardan – z Muzeum w Kolbuszowej, Joanna Kubit – dyrektor ZS Ponadgimnazjalnych nr 4 w Krośnie, Bogdan Kaczmar, Marta Rymar z Muzeum Rzemiosła w Krośnie, Andrzej Guzik – wicestarosta powiatu krośnieńskiego, Jarosław Dolat – Muzeum Historii Przemysłu w Opatówku, Ryszard Ryba – dyrektor OGP GAZ-SYSTEM SA O/Tarnów, Andrzej Koniecki – wójt gminy Chorkówka, Waldemar Półchłopek – Muzeum Historyczne w Dukli, Leszek Druciak, Zbigniew Skiba – prezes Zarządu Naftomet w Krośnie, Marian Terlecki – prezes SMZK, Ryszard Orliński – były dyrektor Kopalnictwa Naftowego w Krośnie, Józef Janowski – były kierownik Muzeum Podkarpackiego i in.

Podczas obrad konferencji wygłoszono 10 referatów:

- dr inż. Stanisław Szafran (SITPNIg) – „Pół wieku działalności Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce”;
- mgr inż. Czesław Bobek (Fundacja Bóbrka) – „Dzień dzisiejszy i jutro Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce”;
- prof. dr hab. Stanisław Januszewski (Fundacja Otwartego Muzeum Techniki HP Nador) – „Ochrona aktywna dziedzictwa techniki i jej społeczne aspekty”;
- dr Jarosław Dolat (Muzeum Historii Przemysłu w Opatówku) – „Muzeum Historii Przemysłu w Opatówku jako udany przykład asocjacji techniki i kultury”;

- mgr Marek Golonka (Muzeum Historii Inżynierii Miejskiej w Krakowie) – „Instytucja kultury w zabudowie poprzemysłowej na przykładzie Muzeum Inżynierii Miejskiej w Krakowie” – referat prezentował Waldemar Brzostkowski;
- mgr Paweł Kołodziej (Muzeum Przyrody i Techniki – Ekomuzeum im. Jana Pazdura w Starachowicach) – „Sposób rewitalizacji poindustrialnych obiektów zakładu wielkopiecowego z XIX wieku”;
- mgr inż. Marcei Bochenek (Muzeum Drogownictwa w Szczucinie) – „Muzeum Drogownictwa w Szczucinie jako świadek zmian cywilizacyjnych”;
- mgr Marta Rymar (Muzeum Rzemiosła w Krośnie) – „Obiekty techniki w krajobrazie i przestrzeni miejskiej. Problematyka ochrony, konserwacji oraz ich adaptacja”;
- mgr Arkadiusz Rybak, mgr Sebastian Kosakowski, mgr Andrzej J. Wójcik (Muzeum Miejskie „Szttygarka” w Dąbrowie Górniczej) – „Podziemna trasa turystyczna – Kopalnia ćwiczebna w Dąbrowie Górniczej. Zagadnienia ochrony zabytków techniki górniczej”;
- mgr Barbara Olejarz (Fundacja Bóbrka) – „Humanista w służbie technice. Problem

lemowa prezentacja Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce”.

W konferencji brało udział ponad 120 osób z całej Polski oraz z Rumunii i Ukrainy. Organizatorzy konferencji przygotowali wystawę nt. „Ocalić od zapomnienia”. Nocna iluminacja obiektów muzealnych pozostawiała niezapomniane wrażenia. Uroczystość Jubileuszu 50-lecia Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce została zorganizowana dzięki wsparciu finansowemu, organizacyjnemu i merytorycznemu licznej grupy fundatorów, sponsorów i partnerów, a wśród nich byli: SITPNIg, PGNiG SA, PKN ORLEN SA, GAZ-SYSTEM SA, PN „Diamant” Sp. z o.o., PNiG Jasło Sp. z o.o., PNiG Kraków Sp. z o.o., PNiG „Nafta” Piła Sp. z o.o., ZRG Krosno Sp. z o.o., Geofizyka Kraków Sp. z o.o., PGNiG Technologie Sp. z o.o., Naftomet, Naftomontaż, ZRUG, PGNiG SA O/Sanok, PGNiG SA O/Zielona Góra, KSG Sp. z o.o., MSG Sp. z o.o., WSG Sp. z o.o., RN Jedlicze SA, Rafineria Trzebinia SA, Nafta-Gaz Serwis Sp. z o.o., PSPW, WES.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNIg



Prezes Rady Fundacji Bóbrka zapala ognisko na „Kasinej Łące” dając sygnał do rozpoczęcia biesiady jubileuszowej. Fot. J. Sęp

VI Konferencja Naukowo-Techniczna „Technika opomiarowania gazu dziś i jutro” TOP-Gaz Rogów 2011

W dniach 19 – 21 września 2011 r. odbyła się Ośrodku Dydaktycznym SGGW w Rogowie VI edycja Konferencji Naukowo-Technicznej nt: „Technika opomiarowania gazu dziś i jutro”. Organizatorem Konferencji był Oddział SIT-PNiG w Łodzi pod honorowym patronatem: PGNiG SA, OGP GAZ-SYSTEM SA, Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. oraz Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Podczas konferencji zaprezentowano 23 referaty:

- Radosław Dudziński (wiceprezes Zarządu PGNiG SA) – „Aktualizacja strategii GK PGNiG SA do 2015 r. w obszarze dystrybucji”;
- Wojciech Kowalski (wiceprezes Zarządu OGP GAZ-SYSTEM SA) – „Terminal LNG ze szczególnym uwzględnieniem pomiarów”;
- Jan Anysz (MSG Sp. z oo) – „Rozwój szkolnictwa zawodowego na przykładzie zaangażowania MSG”;
- Włodzimierz Sanocki (PGNiG SA) – „Reforma Polskiej Administracji Miar – działanie dla gospodarki czy dla urzędników?”;
- Eliza Dyakowska, Tomasz Jakubiak (OGP GAZ-SYSTEM SA) – „Zapewnienie spójności pomiarowej i oszacowanie niepewności wzorcowania w laboratorium wzorcowania gazomierzy przy ciśnieniu roboczym”;
- Paweł Szufleński, Mateusz Turkowski

(OGP GAZ-SYSTEM SA, PW) – „Zastosowanie metod CFD do analizy układów pomiarowych”;

- Adam Bogucki, Mateusz Turkowski (PGNiG SA, PW) – „System detekcji nieszczelności – zależność od niepewności wyników pomiarów”;
- Jerzy Kwilman (COMMON SA) – „Badanie trwałościowe gazomierzy rotorowych i turbinowych”;
- Bogdan Szutowski (Krohne Polska Sp. z o.o.) – „Diagnostyczne i korekcyjne możliwości gazomierzy ultradźwiękowych”;
- Monika Tyszownicza, Jacek Jaworski (INiG) – „Pułapki systemu oceny zgodności na przykładzie przeliczników i przetworników”;
- Andrzej Trębaczewski (GIG, Kopalnia Doświadczalna Barbara) – „Obwody iskrobezpieczne ze skupionymi i rozproszonymi wartościami L i C występującymi jednocześnie”;
- Wojciech Szelągowski, Przemysław Bawor (SiGARDEN) – „Wykorzystanie tabletu SiGARDEN w przemyśle gazowniczym”;
- Arkadiusz Chmielewski (APATOR METRIX S.A.) – „Jak sparametryzować jakość gazomierzy inteligentnych?”;
- Jacek Jaworski, Jan Wicorek (INiG, WSGZG Poznań) – „Zastosowanie próby



Materiały konferencyjne

losowej wtórnej legalizacja gazomierzy mieszkaniowych w Wielkopolskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o.”;

- Adam Jarek (KSG) – „Kierunki modernizacji układów pomiarowych realizowane w Karpackiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. w Tarnowie w świetle wymogów Dyrektyw UE w zakresie smart meteringu”;
- Witold Warowny, Zbigniew Makowski (PW, COMMON SA) – „Współczynnik ścisłości – nauka i praktyka”;
- Grzegorz Rosłonek, Robert Kwitkowski (PGNiGSA, CLPB-PGNiG SA) – „Nowe wymagania dla analizatorów wartości kalorycznych gazów ziemnych w świetle bilansowania i rozliczeń w jednostkach energii”;
- Krzysztof Chudziak (ATREM) – „Wykorzystanie systemów informatycznych w procesie podejmowania decyzji eksploatacyjno-inwestycyjnych-synergia danych”;



Włodzimierz Tomczak – prezes Oddziału SITPNiG w Łodzi w asyście Jana Anysza – członka Zarządu MSG Sp. z o.o. i Karola Papiernika – dyrektora Zakładu Gazowniczego w Łodzi otwiera konferencję. Fot. S. Szafran



Uczestnicy konferencji na sali obrad. Fot. S. Szafran

- Michał Ściebiura (COMMON SA) – „Nowy wymiar telemetrii w gazownictwie”;
- Przemysław Gil, Wojciech Woźniakowski (MSG) – „Systemy informatyczne wspierające proces transportu gazu w dystrybucji na przykładzie MSG”;
- Tomasz Lis (Tel-Ster Sp. z o.o.) – „Protokół GAZ-MODEM – porównanie z innymi standardami możliwymi do implementacji w elektronicznych licznikach gazu”;
- Jakub Wildner, Arkadiusz Zadworny (GUM) – „Wzorzec odniesienia GUM jednostki objętości przepływu i strumienia

objętości gazu na przykładzie wybranych stanowisk pomiarowych”;

- Andrzej J. Osiać, Maciej Chaczykowski (PW) – „Metody określania energii zawartej w gazie ziemnym – symulacja rozprzężu energii w krajowej sieci przesyłowej”.

Ponadto podczas konferencji odbył się panel dyskusyjny nt.: „Rozliczenia gazu w jednostkach energii – zagadnienia prawne”. Moderatorem panelu był Jacek Jaworski, a panelistami: Piotr Dworak, B. Szczepaniak i Stanisław Brzęczkowski.

W konferencji wzięło udział ponad 220 pomiarowców zainteresowanych metrologią przepływu gazu ziemnego. Poruszone zagadnienia podczas sesji referatowych wywoływały żywą dyskusję uczestników obrad, co pozwala sądzić, że konferencja była ważną platformą wymiany doświadczeń w zakresie tytułowej problematyki, a przedyskutowane zagadnienia pozwolą na rozwiązanie wielu problemów rodzących się w działalności przemysłowej.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPniG

Sesja Popularno – Naukowa „Odkrycie nafty kamieniem milowym w rozwoju cywilizacji”

17 września 2011 r. w Muzeum Podkarpackim w Krośnie odbyła się Sesja Popularno-Naukowa nt.: „Odkrycie nafty kamieniem milowym w rozwoju cywilizacji”. Sesja została zorganizowana w ramach Europejskich Dni Dziedzictwa pod hasłem „Kamienie milowe”.

Sesję otworzył mgr Jan Gancarski - dyrektor Muzeum, a prowadził mgr Krzysztof Gierlach - kierownik Działu Historii Oświecenia.

Podczas sesji zostały wygłoszone cztery referaty:

- prof. dr hab. Włodzimierz Bonusiak – „Ignacy Łukasiewicz jako człowiek”,
- prof. dr hab. Jerzy Hołubiec – „Lampa naftowa – element skoku cywilizacyjnego”,
- dr inż. Stanisław Szafran – „Narodziny i główne kierunki rozwoju górnictwa naftowego”,
- mgr Barbara Olejarsz – „Zmiany życia wiejskiego pod wpływem przemysłu naftowego w drugiej połowie XIX w.”.

Autorzy referatów zwrócili uwagę na konieczność dalszych badań nad działalnością Ignacego Łukasiewicza i Jana Zeha. Dyskutanci wskazali na potrzebę zorganizowania konferencji w 2012 r. w 130 rocznicę śmierci Łukasiewicza. Podczas dyskusji padła również deklaracja dalszej ścisłej współpracy prof. dr hab. Jerzego Bonusiaka, prof. dr hab. Jerzego Hołubca, dr Stanisława Szafrana, Muzeum Skansenu Przemysłu Naftowego w Bóbrce, Muzeum Podkarpackiego w Krośnie, dotycząca rozwoju przemysłu naftowego, działalności odkrywczej Ignacego Łukasiewicza i Jana Zeha oraz pierwszych konstrukcji lampy naftowej.

Po zakończeniu sesji uczestnicy zwiedzili wystawę Historia Oświecenia oraz prezentację multimedialną pt.: „Historia oświecenia”.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPniG



Referat wygłaszają prof. Jerzy Hołubiec. Fot. S. Szafran



Sesję otworzył Jan Gancarski – dyrektor Muzeum Podkarpackiego. Fot. S. Szafran



Referat wygłasza mgr Barbara Olejarsz. Fot. S. Szafran

Spotkanie geologów z archeologią



W wrześniowy piątek (09.09.br.) Koło Zakładowe nr 7 SITP NiG zorganizowało wyjazd do Karpackiej Troi w Trzcinicy. Atrakcyjność tego miejsca i krążące opowieści zaowocowały wyjazdem w to uroczne miejsce, które jest tak blisko bo około 5 km od Jasła.

W Trzcinicy odkryto jedną z pierwszych silnie ufortyfikowanych osad, która powstała w początkach epoki brązu, czyli ponad 4000 lat temu. Pierwsza ludność, która tutaj się osiedliła reprezentowała grupę pleszowską. Kolejna która dotarła w to miejsce to zakarpaska kultura Otomani-Füzesabony odznaczająca się wyraź-

nymi wpływami śródziemnomorskimi, odpowiadającymi legendarnej warowni trojańskiej. Ze względu na to odkrycie miejsce to nazwano Karpacką Troją, zastępując niewymawialną dla obcokrajowców nazwę Trzcinica.

Po przybyciu na teren grodziska wysłuchaliśmy prelekcji dyrektora Muzeum Podkarpackiego w Krośnie pana Gancarskiego na temat kultury i życia ludzi epoki brązu – kultury Otomani-Füzesabony (1650-1600 p.n.e. – 1350-1300 p.n.e.) oraz średniowiecza. W trakcie prac wykopaliskowych, zwłaszcza tych prowadzonych od 1991 r. przez Jana Gancarskiego, odkryto tu ponad 160 tys. zabytków, na które składają się naczynia, wyroby z ceramiki, krzemienia i kamienia, kości i rogu, a także brązu i żelaza. Pre-



Znaleziony skarb-srebrne okucie pochwy miecza
Fot. J. Gancarski

lekcja ta była wzbogacona wieloma zdjęciami z prowadzonych prac wykopaliskowych z rejonu Słowacji i Trzcinicy. Prezentacja była zakończona filmem, który uzupełnił wiedzę o grodzisku w Trzcinicy.

Otwarcie skansenu planowano na lipiec 2010 roku, ale powódź, która nawiedziła rejon Jasła zniszczyła teren parku archeologicznego należącego do Skansenu. Ucierpiał zarówno pawilon wystawowy jak i rekonstrukcje pradziejowych



Grupa geologów w Karpackiej Troi. Fot. K. Madej



Majdan i trzy podgrodzia z lotu ptaka. Fot. J. Gancarski



Powódź w Karpaczej Troi. Fot. J. Gancarski

i wczesnośredniowiecznych domostw. Zniszczenia okazały się tak duże, że musiano przełożyć otwarcie na drugą połowę czerwca 2011 r.

Pogoda tego popołudnia była wspaniała dla zwiedzania chat z początków epoki brązu i wczesnego średniowiecza oraz współczesnej rekonstrukcji wałów. Zrekonstruowane chaty można za to oglądać od zewnątrz i wewnątrz. Kilka z nich to rekonstrukcja wioski otomańskiej z początków epoki brązu (1650-1350 p.n.e.) ze ścianami wyplatnymi z gałęzi, polepionymi gliną oraz z belek, kilka innych chat przedstawia wczesnośredniowieczną wioskę słowiańską (IX-X w. n.e.).

Aby obejrzeć główne wały zwane majdanem oraz kolejne pierścienie wałów, które tworzyły podgrodzia należy wejść na górę po metalowych schodach na grodzisko. Na grodzisku tym zrekonstruowanych zostało ponad 150 m wałów obronnych. Wrażenie robią dwie bramy prowadzące do grodu (z epoki brązu i wczesnego średniowiecza), jest też kilka zrekonstruowanych chat.

Miejsce to jest do dzisiaj owiane tajemnicą. Archeolodzy nie znaleźli dotąd w pobliżu osady śladów cmentarzyska, na którym ludność musiała być chowana. Nie wiadomo także, dlaczego gród został zniszczony w połowie XIV wieku p.n.e. Przez wiele wieków osada była opuszczona, aż do 8 wieku n.e., kiedy to zasiedlili ją Słowianie. Gród był bardzo zamożny, spłonął ok. 1030 roku w czasie pożaru. Prawdopodobnie podczas zagłady władcy grodu zdołał ukryć odnaleziony przez archeologów skarb. Znaleźli ponad 550 zabytków, m.in. monety angielskie, niemieckie i arabskie oraz bogate ozdoby. Archeolodzy znaleźli tam także srebrne okucie pochwy miecza - wyjątkowy zabytek sztuki wczesnośredniowiecznej.

Planowana jest jeszcze budowa platformy widokowej, która znajdować się będzie w najwyższej położonej części grodziska. Jej całkowita wysokość wynosić będzie 42 m, a poziomy obserwacyjny znajdować się będą na wysokości

19 m i 35 m. Wyposażona zostanie w lunety obserwacyjne oraz kamerę internetową. Wyjście na platformę odbywać się będzie w końcowym etapie zwiedzania grodziska, co pozwoli turystom całościowo spojrzeć na Karpaczą Troję oraz podziwiać walory krajobrazowe regionu. Z platformy widokowej doskonale widoczne będą Beskidy, Pogórze Karpackie, a przy dobrej widoczności nawet Tatry.

Wyjazd do skansenu zakończyliśmy już wspólnym obiadem serwowanym w odnowionej restauracji Parkowa w Jaśle, gdzie jeszcze wymieniano wrażenia z Karpaczej Troi.

Iwona Byś
p.o. Przewodniczącego
Koła Zakładowego Nr 7 w Jaśle



Zrekonstruowane chaty. Fot. K. Madej

Z wizytą w PMG Wierzchowice i nie tylko



W połowie września odbyła się wyprawa naukowo-poznawcza, zorganizowana przez Koło nr 2 Oddziału Warszawa II SITP NiG. Tym razem wybraliśmy się w zachodnie rejony Polski, do Zielonej Góry i do Drezna. Plan, pomimo że bardzo napięty, udało się zrealizować w całości.

lanie. Ponieważ pogoda była bardzo ładna, mile spędziliśmy czas z kolegami z Zielonej Góry. Szczególnie miło było spotkać dawnego pracownika Poszukiwań Nafty i Gazu w Wołominie, Jana Goździkowskiego, który zorganizował nasz pobyt na kopalni. Serdecznie dziękujemy dyrekcji i kolegom z Oddziału w Zielonej Górze i TRIAS sp. z o.o. za umożliwienie obejrzenia obu obiektów i zorganizowanie miłego wypoczynku. Zadowoleni i w do-



Dziedziniec Zwingera w Dreźnie. Fot. Zbigniew Bzdak

Punktem docelowym pierwszego dnia wycieczki był Wojewódzki Ośrodek Sportu i Rekreacji w Drzonkowie, miejsce znane z treningów sportowych olimpijczyków i nie tylko, który na te kilka dni został naszą bazą wypadową.

Wystartowaliśmy z Warszawy o 5:30 w kierunku Wierzchowic. Znajduje się tam jak wiadomo Podziemny Magazyn Gazu. Powstał on w częściowo wyeksploatowanym złożu gazu ziemnego, odkrytym w 1971 roku. Jako Podziemny Magazyn Gazu zaczął funkcjonować od 1995 roku. Obecnie trwa rozbudowa magazynu, obejmująca budowę części napowierzchniowej, zakup gazu buforowego oraz wykonanie odwiertów eksploatacyjnych. Po zakończeniu tych prac pojemność czynna magazynu wzrośnie ponad dwukrotnie. Koledzy z Zielonogórskiego Oddziału PGNiG S.A. przyjęli nas bardzo serdecznie i oprowadzili po obiekcie.

Dalsza trasa prowadziła do Kopalni Gazu Ziemnego Grabówka, należącej do spółki TRIAS sp. z o.o. Po obejrzeniu kopalni zahaczyliśmy o ognisko, przygotowane nieopodal na leśnej po-

brych humorach ruszyliśmy dalej, już bezpośrednio do Drzonkowa.

Następny dzień rozpoczął się również we wczesnych godzinach porannych, ponieważ czekał nas wyjazd do Drezna – perły baroku, na całodzienną wycieczkę. W towarzystwie przewodnika zwiedziliśmy zabytki Drezna, pieczętowane po zniszczeniach wojennych. Obejrzelśmy Zwinger, uznawany za symbol całej Saksonii, a w nim Galerię Obrazów Dawnych Mistrzów ze słynną Madonną Sykstyjską Rafaela Santi oraz Zbrojownię. Spacerując po starym mieście w kierunku przepięknie położonych, rozciągających się nad Łabą Tarasów Brühla, obejrzelśmy Theaterplatz, Sempoperę, Hofkirche – największy katolicki kościół w Dreźnie, potem Frauenkirche – kościół protestancki. Na starym Rynku w historycznej niemieckiej pijalni Altmarktkeller wypiliśmy po kufelku przedniego niemieckiego piwa. Po powrocie do Drzonkowa czekała nas uroczysta kolacja i tańce.

Kolejny dzień to Zielona Góra i uroczyste rozpoczęcie Święta Winobrania. W godzinach porannych zwiedzaliśmy miasto, między innymi Muzeum Wina i Tortur, piękne kościoły, Stary Rynek i Ratusz. Widzieliśmy również Winne Wzgórze i Palmiarnię. Po zwiedzaniu miasta z przewodnikiem mieliśmy wolny czas na uciechy związane ze świętem wina.

Po kolacji spora część uczestników powróciła do Zielonej Góry aby kontynuować zabawę. Na szczęście pogoda nam dopisała, dzięki czemu wszystkie przedsięwzięcia plenerowe świetnie się udały. Wróciliśmy do Wołomina pełni wrażeń i w doskonałych humorach.

Jolanta Obara-Janocha
Oddział SITP NiG Warszawa II



Kopalnia gazu Grabówka. Fot. Zbigniew Bzdak

Zapraszamy

K&L Gates' First Annual Poland Oil & Gas Seminar

„Wiercimy! - Kwestie prawne i regulacyjne związane
z poszukiwaniem, wydobywaniem i przesyłem gazu łupkowego”.

Zapraszamy do udziału w seminarium, które odbędzie się w dniu
16 listopada 2011 roku w Warszawie.

Dyskusje panelowe dotyczyć będą aspektów prawnych i regulacyjnych
poszukiwania i wydobywania gazu łupkowego, w tym kwestii związanych
z formalnymi aspektami organizacji procesu poszukiwań i eksploatacji,
zidentyfikowanymi zagrożeniami w obszarze ochrony środowiska i związaną
z tym odpowiedzialnością uczestników procesu.

Podczas seminarium z udziałem przedstawicieli inwestorów, administracji i nauki
będziemy wspólnie z ekspertami szukać odpowiedzi na pytania, które stawiają
sobie przedsiębiorcy, administracja państwowa i samorządowa oraz inne podmioty
uczestniczące w procesie wydobywania, produkcji i transportu gazu łupkowego.

W celu otrzymania zaproszenia na seminarium, prosimy o kontakt na adres e-mail:
anna.krawczyk@klgates.com



K&L | GATES

Patronage:



POLISH CANADIAN
CHAMBER of COMMERCE



Anchorage Austin Beijing Berlin Boston Brussels Charlotte Chicago Dallas Doha Dubai Fort Worth Frankfurt Harrisburg Hong Kong
London Los Angeles Miami Moscow Newark New York Orange County Palo Alto Paris Pittsburgh Portland Raleigh Research Triangle Park
San Diego San Francisco Seattle Shanghai Singapore Spokane/Coeur d'Alene Taipei Tokyo Warsaw Washington, D.C.

„Energia z ziemi – fakty i mity”



Ewa Król

Upowszechnienie i popularyzacja wiedzy z zakresu wydobywania węglowodorów, w szczególności zagadnień związanych z poszukiwaniem i wydobyciem tzw. gazu łupkowego, aspekty środowiskowe związane z eksploatacją gazu z łupków oraz społeczna odpowiedzialność biznesu w ramach GK PGNiG to główne tematy trzeciej już edycji konferencji „Energia z Ziemi – Fakty i Mity” organizowanej w dniach 26-27 września 2011 r. w Krynicy.

Konferencję zorganizowali: Departament Marketingu PGNiG SA, Sanocki Oddział PGNiG oraz Stowarzyszenie „PRO MEMORIA”. Uczestniczyli w niej przedstawiciele całej branży górnictwa naftowego i gazownictwa m.in.: Centrali Spółki, Oddziałów Obrotu Gazem z całej Polski, spółek gazowniczych, Oddziałów wydobywczych, zakładów poszukiwania złóż, EuroPol-Gazu, OGP Gaz-System, biur projektowych i konsultingowych, Spółek z GK PGNiG oraz przedstawiciele Rady Pracowników PGNiG.

Pierwszy dzień konferencji wypełniły następujące prezentacje:

- „Wybrane zagadnienia rozpoznawania i udostępniania złóż typu shale gas” – Wojciech Kogut, Maciej Stygar (PGNiG SA – Oddział w Sanoku, Pion Eksploatacji i Geologii)
- „Gaz łupkowy – Aspekty Środowiskowe” – Grzegorz Sojski (PGNiG S.A. Centrala Spółki, dyrektor Biura Ochrony Środowiska)
- „Gaz łupkowy – strategia dla Polski do 2025 r.” – Paweł Budak, Wiesław Witek, (INiG Kraków, „FK WES”),
- „Władysław Długosz – odkrywca Borysławia” Ewa Król (PGNiG SA – Oddział w Sanoku, Dz. Komunikacji i PR)

Popołudniową sesję wypełniła Narada Służb Marketingowych PGNiG, prowadzona przez Włodzimierza Kleniewskiego – dyrektora Departamentu Marketingu Centrali Spółki. Na naradzie omawiano istotne zagadnienia, między innymi:

- Prezentacja wyników badania znajomości i wizerunku nośników energii

- Podsumowanie efektywności działań sponsoringowych za pierwsze półrocze i możliwości podwyższania skuteczności działań sponsoringowych
- Podsumowanie działań marketingowych w roku 2011 i planowane działania na 2012
- Podsumowanie działań związanych z realizacją Strategii Zrównoważonego Rozwoju i Odpowiedzialnego Biznesu w pierwszym półroczu, plany na przyszłość
- Sprzedaż energii elektrycznej w PGNiG – zaawansowanie przygotowań, oferta produktowa.

W drugim dniu uczestnicy konferencji zwiedzali pałac Długoszków w Siarach oraz Mauzole-



W czasie sesji plenarnej – prezentacja W. Witka z zakresu strategii poszukiwań gazu z łupków. Fot. Anna Folcik

um, gdzie pochowany jest Władysław Długosz – odkrywca Borysławia, wybitny polski naftciarz, filantrop, patriota, minister ds. Galicji. Ukoronowaniem konferencji był udział w uroczystości odsłonięcia pomnika Długosza w Sękowej.

Ewa Król
PGNiG SA Oddział w Sanoku



Uroczyste odsłonięcie pomnika Długosza w Sękowej. Fot. Anna Folcik



Uczestnicy konferencji na tarasie Pałacu Władysława Długosza. Fot. Anna Folcik

IX Międzynarodowa Konferencja i Wystawa NAFTA i GAZ 2011

o sobie i niekiedy dominowały nad treściami merytorycznymi. Sporo było odwołań do decyzji lub zaniechań z lat ubiegłych, niewiele konkretnych propozycji na przyszłość. Wiceministrowie M. Kaliski i M. Budzanowski jako przedstawiciele rządu podkreślali zna-

W poprzednich latach Targi Nafta i Gaz odbywające się w Pałacu Kultury i Nauki w Warszawie zaznaczały swoją obecność poprzez plakaty i wystawę sprzętu wiertniczego przed wejściem. W tym roku impreza była ograniczona do pomieszczeń Pałacu (Fot. 1 i 2), zmieniła się też oficjalna nazwa spotkania – była to IX Międzynarodowa Konferencja Nafta i Gaz 2011 połączona z Międzynarodową Wystawą Wynalazków i Innowacji. Konferencja była objęta honorowym patronatem ministerstw Gospodarki, Środowiska i Skarbu oraz Akademii Górniczo-Hutniczej. Program był bardzo bogaty i w ciągu dwóch dni (21 i 22 września br.) odbyło się 6 sesji:

- Strategia dla polskiego sektora ropy i gazu - programy partii w obliczu wyborów parlamentarnych
- Gaz w energetyce
- Rafinerie: Regulacja, prywatyzacja, konkurencja
- Rynek biopaliw – wyzwania rosnących wymogów
- Poszukiwania nowego gazu – pierwsze oceny



Fot. 1. Recepcja Konferencji w holu Pałacu Kultury i Nauki. Fot. J. Zagórski

- Polska a nowe rurociągi. Czy zagrożone bezpieczeństwo dostaw?

Data konferencji – 3 tygodnie przed wyborami, wpłynęła na atmosferę pierwszej sesji, ponieważ akcenty polityczne dawały znać

czenie interkonektorów gazowych z Czechami i Niemcami oraz budowy terminalu LNG w Świnoujściu. Powoływali się też na pozytywną rolę „spójnej polityki energetycznej Unii Europejskiej”, chociaż dotychczasowe



Fot. 2. Stoisko kanadyjskie. Fot. J. Zagórski



Fot. 4. Dyplom laureata Złotego Medalu. Fot. J. Zagórski



Fot. 3. Sesja „Gaz w energetyce”. Fot. J. Zagórski

działania komisarza KE ds. energii Günthera Öttingera nie dają raczej podstaw do takich ocen. Dyrektor Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego L. Wieciech zwracał uwagę na zagrożenia nie tylko dla krajowego i europejskiego przemysłu rafineryjnego, ale i dla przemysłu chemicznego, jeśli pakiet energetyczno-klimatyczny zostanie wprowadzony w obecnym kształcie.

Znacznie bardziej konstruktywny był przebieg dyskusji na sesji „Gaz w energetyce” (Fot. 3) prowadzonej przez Tomasza Chmala z *Instytutu Sobieskiego*. Omawiana była sprawa aktualizacji prognozy zużycia energii do roku 2030 opracowanej przez Min. Gospodarki. Inne są obecnie oceny zapotrzebowania na gaz ziemny, pojawiły się ważne aspekty klimatyczno-środowiskowe i problem odnawialnych źródeł energii. Programy inwestycyjne *Gaz-Sytemu* i *PGNiG SA* prezentowane na konferencji wpisują się w scenariusz dostosowania do zmienionej sytuacji. W debacie nie zabrakło oczywiście spraw związanych z gazem łupkowym, ale najszerzej zagadnienia te były omawiane na sesji piątej „Poszukiwania nowego gazu”. Rozpoczynające sesję wystąpienie głównego geologa kraju H. J. Jezierskiego zawierało sporo rzeczowych wyjaśnień z zakresu stanu rozpoznania potencjalnych złóż gazu łupkowego, oceny zasobów i warunków

przyznawania koncesji poszukiwawczych, bardzo potrzebnych w sytuacji zalewu enuncjacji medialnych, przeważnie w tonie bądź entuzjastycznym, bądź też katastroficznym. Uzupełnieniem była informacja J. Trojanowskiego z Instytutu Geofizyki PAN o monitoringu sejsmicznym wykonanym w rejonie wiercenia Łebień LE-1 – nie stwierdzono żadnych realnych zagrożeń. Jednocześnie zwrócono uwagę na koniunkturę dla krajowych firm wiertniczych i serwisowych wynikającą z warunków koncesji wymagających wykonania określonych ilości badań geofizycznych i wierceń. Pozostaje natomiast pytanie, czy dysponujemy odpowiednią ilością sprzętu.

Na sesji poświęconej nowym rurociągom rozważano znaczenie zarówno nowych polskich połączeń transgranicznych (Czechy i Niemcy), jak też gazociągu Nord Stream i ropociągu BTS-2. Zapoczątkowała ją krótka prezentacja stanu zaawansowania Nord Stream przedstawiona przez rzecznika konsorcjum, J. Müllera. Oceny krótko- i długoterminowych skutków tych wydarzeń były bardzo różne, przeważały jednak opinie o konieczności działań wyprzedzających zakończenie obecnych kontraktów na dostawy gazu ziemnego i ropy naftowej i negocjowania nowych kierunków i warunków. Znowu powrócił temat prognoz zużycia energii, udziału poszczególnych noś-

ników energii i strategicznych programów inwestycji energetycznych. Po raz kolejny omawiano projekt Sarmatia, którego szanse maleją. Celowość finansowania tej inwestycji przez stronę polską została zakwestionowana na niedawnym posiedzeniu Biura Bezpieczeństwa Narodowego.

W części wystawienniczej dominowało stoisko Biura Radcy Handlowego Ambasady Kanady (Fot. 2), w którym zgromadzone były przedstawicielstwa kanadyjskich firm poszukiwawczych, eksploatacyjnych, wiertniczych i serwisowych, w tym także już obecnych w Polsce jak *Talisman Energy Polska*, *Realm Energy International Corp.* i *Ensign Europa*. Obecni też byli wystawcy z USA (1), Rosji (1), Norwegii (1) i z Polski. Wystawa Wynalazków i Innowacji zakończyła się przyznaniem wyróżnień dla najlepszych rozwiązań technologicznych. Dwa medale zdobył *Instytut Ciężkiej Syntezy Organicznej „Blachownia”*: Złoty Medal za „Technologię produkcji Bioglikolu Propylenowego na drodze procesu uwodornienia gliceryny powstającej ubocznie przy produkcji biodiesla z surowców tłuszczowych” (Fot. 4) i Srebrny Medal za opracowanie „Zasadowe ciecze jonowe i sposób ich otrzymywania”.

Jerzy Zagórski

Międzynarodowa Konferencja South Baltic Gas Forum 2011 — zakończona z sukcesem

— przedstawiciel Ambasady USA, Mirosław Biełliński (Energia), Marek Brzozowski (Lotos Group), Zbigniew Canowiecki (GZP), Jan Godlewski (PG), Sidney Green (Schlumberger Innovation Centre), Katarzyna Kasperczyk (MSZ), Bronisław Kamiński były Minister Środowiska, Jan Kiciński (IMP PAN), Michał Kielsznia (Ministerstwo Środowiska),

W dniach 5 - 8 września 2011, odbyła się w Politechnice Gdańskiej międzynarodowa konferencja dotycząca bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz promocja innowacyjnych rozwiązań w energetyce opartej na gazie. Program SBGF2011 (www.gasforum2011.com) obejmował szeroko pojęte obszary tematyczne gazu łupkowego, biogazu i gazu ziemnego. Równolegle z obradami Forum toczyło się szereg sesji edukacyjnych, szkoleniowych.

Organizatorami konferencji była: Politechnika Gdańska, Instytut Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku, Pomorskie Centrum Badań i Technologii Środowiska POMCERT oraz Pomorska Specjalna Strefa Ekonomiczna, Bałtycki Klaster Ekoenergetyczny i klaster BioEcoChem. Gospodarzami otwierającymi i moderującymi pierwszy dzień Forum byli prorektorzy Politechniki Gdańskiej prof. dr hab. inż. Jan Hupka (Przewodniczący Forum) oraz prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat, a Jego Magnificencja prof. dr hab. inż. Henryk Krawczyk — rektor Politechniki Gdańskiej przywitał gości i otworzył Forum.

Konferencję zaszczyliło swoją obecnością wielu wybitnych gości świata polityki, nauki i biznesu. Ekspresyjne i pełne zaangażowania wypowiedzi przewodniczącego Parlamentu Europejskiego Jerzego Buzka dotyczące ogromnych szans rozwoju energetyki krajowej w oparciu o gaz z łuków nagrodzone zostały dużymi brawami. Marszałek Senatu Bogdan Borusewicz jak też marszałek woj. pomorskiego Mieczysław Struk



Przewodniczący Parlamentu Europejskiego prof. Jerzy Buzek, przedstawia Strategię Energetyczną Unii Europejskiej
Fot. arch. www.gasforum2011.com

podkreślili pełną aprobatę i zachętę dla działań w poszukiwaniu gazu z łuków. Pani dyrektor Hanna Dzikowska odniosła się do doświadczeń kanadyjskich w wydobywaniu gazu z łuków. Prezes Pomorskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej Teresa Kamińska przedstawiła możliwości inwestycji w tym szczególnym pomorskim obszarze jak również możliwości lokowania badań w Gdańskim Parku Naukowo-Technologicznym.

Wśród zaproszonych gości byli m.in. Daniel Costello — ambasador Kanady, Bradford Bell

prof. Jakub Siemek i prof. Stanisław Nagy (AGH), Adam Kielak (Pomorska Spółka Gazownicza), Jan Krzysiek (Konsultant PG), Jacek Marecki (PG), Andrzej Siemaszko (PAN).

Przewodniczący Parlamentu Europejskiego prof. Jerzy Buzek, przywołując art. 194 Traktatu z Lizbony, przedstawił Strategię Energetyczną Unii Europejskiej opartą o tzw. koszyk energetyczny poszczególnych krajów mówiąc: „Koszyk energetyczny w każdym kraju jest inny, dzisiaj do tego koszyka chcemy dołączyć nowe źródło energii, jakim jest gaz łupkowy niekonwencjonalny.... Na koniec wystąpienia dodał: „Mam taką nadzieję, mam nawet takie przekonanie, że uda się opanować wydobywanie gazu łupkowego w Polsce i to będzie z mnóstwem korzyści nie tylko dla Polski, ale dla całej Europy”

Marszałek województwa pomorskiego Mieczysław Struk w uzupełnienie wypowiedzi prelegentów powiedział: „Chciałbym, abyśmy stali się swoistym zagłębiem gazowym z jednej strony region mógłby uniezależnić się od dostaw z innych części naszego kraju, a jednocześnie firmy z naszego regionu byłyby bardzo poważnym graczem na arenie międzynarodowej”.

Prof. Piotr Moncarz z Uniwersytetu Stanforda zaznaczył, że rozwój energetyki opartej na gazie (np. z łuków) może być ważnym elementem wspierającym rozwój odnawialnych źródeł energii. Połączenie farm wiatrowych z elektrowniami



Fot. arch. www.gasforum2011.com



Fot. arch. www.gasforum2011.com

gazowymi może zapewnić bufor produkcyjny potrzebny do odpowiedniego zarządzania sieciami energetycznymi.

Prof. Sydney Green z Schlumberger Innovation Centre wyraził słowa pełnego uznania podkreślając, że Polska wybrała swoją własną drogę rozwoju gazu niekonwencjonalnego. Takich spotkań w których uczestniczą wszyscy gracze biorący udział w przedsięwzięciu, tzn. politycy, samorządowcy, naukowcy i firmy, nie było w USA.

Firmy podjęły działania zanim poinformowały społeczności lokalne o potencjalnych szansach i zagrożeniach co dziś przynosi konsekwencje w postaci protestów społecznych w niektórych częściach kraju. Szacunek budzi polska droga rozwoju gazu łupkowego.

Konferencja pokazała jak wielkie wyzwania i jaki ogrom tematów stoi przed decydentami



Prof. Piotr Moncarz z Uniwersytetu Stanforda zaznaczył, że rozwój energetyki opartej na gazie może być ważnym elementem wspierającym rozwój odnawialnych źródeł energii. Fot. arch. www.gasforum2011.com



Fot. arch. www.gasforum2011.com

politycznymi, samorządowcami, nauką oraz biznesem. Tak szerokie ujęcie energetyki sektora gazowego było nie tylko innowacyjne, ale bardzo inspirujące, co podkreślił dyr. Dariusz Dzirba (PGNiG).

Prof. Janusz Gołaszewski z Uniwersytetu Warmińsko-Mazurskiego podkreślił, że fermentacja beztlenowa (w których powstaje biogaz) jest jednym z podstawowych procesów biologicznych występujących w naturze. Jego wykorzystanie w energetyce jest celowe i uzasadnione, a badania mają doprowadzić do większej efektywności technicznej i ekonomicznej.

Należy podkreślić międzynarodowy charakter forum, w którym udział wzięli m.in. Ambasador Kanady Daniel Costello, przedstawiciel Ambasady amerykańskiej Bradford Bell, prof. Sidney

Green z Uniwersytetu Utah, prof. Piotr Moncarz z Uniwersytetu Stanforda, goście z Kuwejtu, Jemenu, Niemiec, Szwecji, Danii, Rosji, Estonii, Litwy i UK.

Redakcje wielu czasopism branżowych (w tym również anglojęzycznych), portale internetowe jak też kilka stacji telewizyjnych i polskie radio zaangażowały się w obsługę medialną South Baltic Gas Forum 2011. Telewizje TVN. Polsat oraz TVP przeprowadziły wywiady z kilkoma wybitnymi gośćmi konferencji.

Duże zainteresowanie ze strony biznesu, samorządu i nauki, motywuje nas do dalszych działań związanych z promocją sektora gazowego (w tym gazu niekonwencjonalnego) zapewnił dyrektor Forum – dr inż. Andrzej Tonderski. Już dziś można znaleźć ciekawe informacje na stronie www.gasforum2011.com

Henryk Zemsta
POMCERT

Bogactwo Bóbrki

„Bogactwo Bóbrki” to album wydany w 2009 roku przez fundację Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce.

Fotografie ukazują rozwój Bóbrki od założenia kopalni w 1854 roku aż po współczesność.

Są fotokroniką „kariery” ropy naftowej na Podkarpaciu. Na zdjęciach możemy zobaczyć m.in. łebaków – zbieraczy ropy naftowej, kiwony, kopanki, warsztat kopalniany z 1864 roku, wnętrze kuźni, drewniane kieraty, przepiękną kolekcję lamp naftowych, nie brakuje maszyny parowej, wiertnic, aż po napowierzchniowe wyposażenie odwiertów i pojazdy do wzbudzania fal sejsmicznych.

Wędrowkę w przeszłość, dokładnie 157 lat wstecz, zaczynamy już od okładki, na jej wnętrzu widzimy plan kopalni ropy w Bóbrce. Wstęp w języku polskim, niemieckim i angielskim opowiada o historii górnictwa naftowego i gazownictwa, o przemyśle rafineryjnym. Zaakcentowani są ludzie polskiej nafty – m.in. Ignacy Łukasiewicz, Tytus Trzeciecki.

Dzieło zawiera 133 fotografie pochodzące ze zbiorów muzeum oraz wykonane przez Rafała Barskiego i Ariusza Nawrockiego. Książka jest piękna edytorsko. Ma sztywne okładki, liczy 80 stron.

Ewa Bugno





Naturalny przepływ energii

Zapewniamy bezpieczną i efektywną pracę systemu gazowniczego oraz niezawodne dostawy gazu ziemnego do odbiorców na obszarze południowo-zachodniej części Polski.

Energia dzięki wiedzy



Dzięki wiedzy naszych pracowników w bezpieczny i racjonalny sposób prowadzimy eksploatację złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Surowce te pozyskujemy na terenie pięciu województw północno-zachodniej Polski. Nasze roczne wydobycie gazu zaspokaja 20% krajowego zapotrzebowania na błękitne paliwo.

PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze
www.pgnig.pl/zielonagora



PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA