

NR 2 (154)
luty
2011 r.
miesięcznik
Rok XIV
ISSN-1505-523X

15,75 zł w tym 5% VAT

wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna i Wystawa



5-8 kwietnia 2011
Hotel Gromada w Piłi



ODDZIAŁ PIŁA



Szanowni Państwo,

Mamy przyjemność poinformować, że w dniach 5-8 kwietnia 2011 roku odbędzie się w Piłi Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna połączona z Wystawą, której organizatorami są Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o. oraz SITP NiG Oddział w Piłi

Nowoczesny sprzęt i technologie stosowane przy poszukiwaniach gazu w Polsce

Będzie to znakomita okazja do zaprezentowania nowoczesnego sprzętu do wiercenia, testowania i wglębnego wyposażenia otworów, technologii wiercenia stosowanej w otworach kierunkowych i poziomych, metod intensyfikacji wydobycia gazu oraz aspektów geologicznych, geofizycznych i ochrony środowiska związanych z poszukiwaniami gazu w Polsce.

Zapraszamy do udziału w konferencji oraz przygotowania i przesyłania referatów. Referaty zostaną wygłoszone podczas obrad plenarnych prowadzonych w języku polskim i angielskim z tłumaczeniem.

Podczas konferencji będzie także możliwość wynajęcia boksu wystawienniczego dla zaprezentowania firmy, jej nowych produktów i technologii.

KOMITET HONOROWY KONFERENCJI

- Prof. Maciej Kaliski – Dyrektor Departamentu Ropy i Gazu Ministerstwa Gospodarki
- Michał Szubski – Prezes Zarządu PGNiG SA
- Prof. Andrzej Gonet – Dziekan Wydziału WNiG AGH
- Piotr Głowski – Prezydent Miasta Piły

KOMITET ORGANIZACYJNY KONFERENCJI

- Przewodniczący – Ryszard Chylarecki
- Wiceprzewodniczący – Henryk Dytko
- Członkowie – Jerzy Skibicki, Marian Jamka

Szczegóły dotyczące terminów zgłaszania, programu oraz wysokości opłat umieszczone są na stronie: www.nafta.com.pl

KONTAKT:

Anita Makowska
Patrycja Kujawa

tel. +48 67 2151312, kom. +48 785995179
tel. +48 67 2151335, kom. +48 785995126

amakowska@nafta.net.pl
pkujawa@nafta.net.pl



Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

W lutowym numerze „Wiadomości...” zapraszam Wszystkich do zapoznania się z wieloma interesującymi tematami poruszonymi na łamach tego wydania.

Rozpoczynamy od tematu, z którym – zarówno z punktu widzenia ekologicznego, ekonomicznego i bardzo przyszłościowego należy wiązać nadzieję. Dotyczy on sprężarek garażowych i ich wykorzystania, jako alternatywy dla rozwoju transportu samochodowego zasilanego CNG. Artykuł przygotowali Marek Rudkowski i Zbigniew A. Tałach. Autorzy wykazali, że w szerokim aspekcie, w warunkach krajowych jest opłacalne stosowanie gazu ziemnego CNG z wykorzystaniem sprężarek garażowych. Wskazują, że istotne znaczenie może to mieć dla małych i średnich firm posiadających od kilku do kilkunastu pojazdów samochodowych. Sugerują tym samym, że tego typu sprężarki mogłyby być wykorzystywane przez transport lokalny, komunalny itp. w dużych aglomeracjach. Takie rozwiązania stosowane są w dużych miastach europejskich, a ważnym jest to, abyśmy w Polsce promowali tego typu działania zmierzające do przechodzenia z zasilania olejem napędowym na gaz ziemny CNG, szczególnie tam, gdzie kumulują się zanieczyszczenia.

Kolejny artykuł w rozdziale „Nauka i technika”, do którego przeczytania zachęcam szczególnie branżę wiertniczą i okołowiertniczą. Poświęcony jest on nowoczesnym technologiom stosowanym w wiertnictwie otworowym. Autorzy: Tomasz Wójtowicz i Janusz Garbacik z jasielskich poszukiwań opisali stosowane obecnie w wiertnictwie technologie utrzymania pionowości osi otworu. Technologie te mimo że nie są często stosowane, istotne znaczenie mają w czasie wiercenia w trudnych warunkach geologicznych, tak jak ma to miejsce w Karpatach. Zastosowanie tych systemów zarówno pozwala na utrzymanie pionowości i dobrego stanu otworu, skracając czas pomiaru, podnosi

jego dokładności, a co za tym idzie prowadzi do obniżania kosztów i poprawy rentowności wielu projektów realizowanych przez PNiG Jasło w rejonie Karpat.

W kolejnym rozdziale „Analizy, komentarze”, tym razem zapraszamy do przeczytania wywiadu z Michałem Szubskim – prezesem PGNiG S.A., jaki udzielił „Wiadomościom...”. Przygotowany szeroki zakres pytań dotyczy wielu kwestii, na które trudno jest uzyskać wyczerpujące informacje w krótkim wywiadzie. Sądzę jednak, że w zakresie najważniejszych i najciekawszych kwestii zostały udzielone wyczerpujące wypowiedzi – zachęcam do jego przeczytania.

Kolejnym materiałem z cyklu przeglądu rynków naftowych tym razem wprowadzamy Was w temat Azerbejdżanu, w aspekcie znaczenia sektora ropy i gazu dla tego kraju i krajów ościennych, który przygotował Marcin Sienkiewicz.

Gratuluję Instytutowi Nafty i Gazu w Krakowie uzyskania szczególnego wyróżnienia – Krzyża Oficerskiego *Labor Improbus Omnia Vincit* (Praca wszystko zwycięża), który został nadany za dorobek naukowy Instytutu. To odznaczenie przyznawane jest instytucjom o wyjątkowych osiągnięciach na polu nowoczesnych technologii, na które w pełni zasługuje. Zaskoczeniem nie jest też nominacja Instytutu do Europejskiej Nagrody Biznesu 2011 – *European Business Awards*, jak też wpisanie go do bazy danych korporacji *D&B*. Szerzej o tym wszystkim piszemy w rozdziale „Wieści z polskich firm”. Tam też o realizowanej przez Oddział PGNiG w Zielonej Górze dużej inwestycji - Kopalni Gazu Ziemnego Wielichowo, która jest realizowana w ramach projektu Grodzisk, i o stanie jej realizacji, która ma się zakończyć w połowie tego roku. Także dla Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa rok 2010 zaznaczył się znaczącym wzrostem inwestycji w rozwój gazowej sieci dystrybucyjnej i modernizacją istniejących już gazociągów, o których pisze dla nas Leszek Łuczak.

Z początkiem roku dobre wieści nadchodzą z „Pilskiej Nafty”, która niedawno podpisała umowę na świadczenie usług w zakresie wierceń lądowych dla Chevron Polska i o tym, że pilanie czynnie biorą udział w dyskusji nad „szkolnictwem zawodowym”, o czym więcej można znaleźć również w tym wydaniu „Wiadomości...” w relacjach Patrycji Kujawy, Ryszarda Chylareckiego i Jadwigi Ildy.

W każdym wydaniu w formie skrótowych informacji w dziale „Krótkie wieści z kraju i ze świata” informujemy o bieżących, najciekawszych wydarzeniach w branży. Na uwagę zasługują jednak wyniki finansowe PKN Orlen i Lotosu za 2010 rok.

W Biuletynie Informacyjnym ZG SITPNIg, również znaleźć można szereg interesujących informacji, w tym z Oddziałów SITPNIg z Krakowa i Poznania. Ale na szczególną uwagę zasługuje informacja o wynikach V edycji Konkursu o Honorową Szpadę SITPNIg – laureatom serdecznie gratuluję i życzę dalszych sukcesów, tym razem już w pracy zawodowej.

Na zakończenie zapraszam do zapoznania się z całym wydaniem oraz z relacją, która zamyka ten numer ze Szczytu Gazowego w Warszawie, którego od samego początku „Wiadomości Naftowe i Gazownicze”, czyli już po raz czwarty, były jednym z patronów medialnych.

Piotr Dziadzio

Najdłuższy otwór na świecie

Exxon Mobil odwiercił na złożu Odoptu najdłuższy otwór na świecie. Zlokalizowane jest ono na szelfie Morza Ochockiego w rejonie wyspy Sachalin (jest częścią projektu Sachalin-1).

Operatorem na projekcie Sachalin-1 jest Exxon Neftegaz w ramach konsorcjum w skład, którego wchodzi Rosneft RN Astra, Sakhalinmomeftegas-Shelf, japoński Sodeco i hinduski ONGC Videsh Ltd.

Otwór o nazwie Odoptu OP-11 osiągnął 12345,00 m., i jest obecnie najdłuższym tzw. *extender-reach drill* (ERD) otworem na świecie. Wiercenie odbywało się pod dnem Morza Ochockiego od strony lądu w kierunku północno-wschodnim od wyspy Sachalin, gdzie w odległości 8-11 km znajduje się złożo.



Specjalnie dla projektu Sachalin-1 skonstruowane urządzenie wiertnicze Yastreb. <http://www.worldoil.com/>

Jego odcinek poziomy stanowi również rekord świata i wynosi 11475,00 m. Dodatkowym rekordem tego wiercenia jest fakt, że został odwiercony w ciągu 60 dni przy zastosowaniu zintegrowanego nowoczesnego szybkiego sposobu wiercenia ExxonMobil.

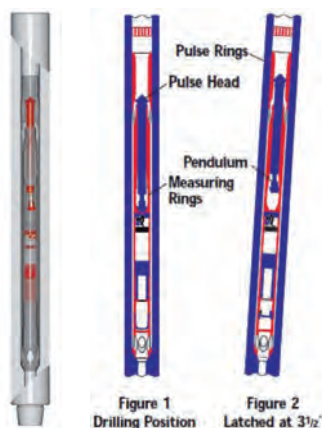
Od początku eksploatacji projektu Sachalin-1 ze złoża wydobyto ok. 40 mln ton ropy naftowej i ok. 7 mld m³ gazu ziemnego.

NAUKA I TECHNIKA.

- Sprężarki garażowe alternatywą dla rozwoju transportu samochodowego zasilanego CNG 4



- Nowoczesny sprzęt do kontroli i utrzymania pionowości osi otworu stosowany przez PNiG Jasło w Karpatach 7



LISTY DO REDAKCJI.

- Listy do redakcji – Jan Wyderka 9

ANALIZY I KOMENTARZE.

- Strategia PGNiG S.A., czyli co przed polskim potentatem gazowym? – Wywiad z prezesem PGNiG S.A. Michałem Szubskim 11
- Gospodarcze i polityczne znaczenie sektora naftowego i gazowego dla Azerbejdżanu 16

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

WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.

- Labor Improdus Omnia Vincit 21



- INiG nominowany do European Business Awards 22
- Numer D-U-N-S® dla Instytutu 22
- Kopalnia Gazu Ziemnego Wielichowo 23
- Wzrost inwestycji 26



- Piłka NAFTA będzie wiercić dla firmy Chevron 28
- Szkolnictwo zawodowe w Polsce – punkt widzenia NAFTY Piła jako potencjalnego beneficjenta 30

KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- Pracownicy wybrali przedstawiciela do Zarządu PGNiG SA 32
- PGNiG w Grupie Członków Założycieli LBG Poland 32
- Niewielki wzrost wydobycia ropy na świecie w 2010 r. 33
- Zasoby ropy w Rosji wyczerpują się 34
- Rekordy wydobycia w Brazylii 34
- Akt oskarżenia w sprawie katastrofy platformy Deepwater Horizon 34
- ENI dostarczy gaz dla Chorwacji 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

- Rozpoczęcie eksploatacji złoża Jubiler 34
- Ekwador żąda olbrzymiego odszkodowania od Chevronu 34
- LOTOS kończy rok na mocnych plusach 35
- LOTOS otrzymał ósmą koncesję w Norwegii 36
- LOTOS na rynku 36
- LOTOS ma więcej własnej ropy 36
- Kolejny udany rok PKN ORLEN – rekordowe wyniki finansowe i operacyjne 37
- GAZ-SYSTEM S.A. kupuje rury do budowy nowych gazociągów 38
- Decyzje lokalizacyjne dla gazociągu Gustorzyn-Odolanów w województwie wielkopolskim i kujawsko-pomorskim 38
- Decyzja lokalizacyjna dla gazociągu Rembelszczyzna-Gustorzyn w województwie kujawsko-pomorskim 39
- PNiG Kraków Sp. z o.o. zostały srebrnym sponsorem „East African Petroleum Conference & Exhibition 2011 (EAPCE'11)” 39
- PNiG Kraków Sp. z o.o. laureatem nagrody „Best Oil & Gas Drilling Contractor” 39



- Noworoczne spotkanie Zarządu Oddziału Krakowskiego SITP NiG 44



- Posiedzenie Głównej Komisji d/s Historii i Muzealnictwa Zarządu Głównego SITP NiG 45
- „Tradycja i nowoczesność” – książeczka o nowych obiektach w Muzeum PNiG w Bóbrce 45

NASZE STOWARZYSZENIE.

- Wizyta w hiszpańskiej elektrociepłowni 46



BIULETYN INFORMACYJNY.

- Kalendarium 41
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 41
- V edycja Konkursu o Honorową Szpadę SITP NiG 41
- Numizmat jubileuszowy SITP NiG 43



- Spotkanie konsultacyjne prezesów i sekretarzy generalnych SNT w sprawie nowelizacji Statutu FSNT NOT 43

KONFERENCJE SYMPOZJA, TARGI.

- Relacja ze Szczytu Gazowego w Warszawie 47



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. – Cardwell KM200C Fot. arch. ZRG Krosno 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.

Sprężarki garażowe alternatywą dla rozwoju transportu samochodowego zasilanego CNG



Marek Rudkowski



Zbigniew A. Tañach

Wstęp

Wykorzystaniem gazu ziemnego jako paliwa silnikowego dla transportu samochodowego zajmowano się w Polsce już w latach 80. ubiegłego wieku. Wówczas głównym powodem był deficyt paliw płynnych. Obecnie zastosowanie gazu ziemnego wysokometanowego wynika z nowych uwarunkowań technicznych, ekonomicznych a także z wymogów ochrony środowiska. Gaz ziemny to ekologiczne paliwo wykorzystywane od wielu lat na szeroką skalę w przemyśle, gospodarce komunalnej, działalności gospodarczej i w krajowej energetyce.

W strukturze zużycia gazu ziemnego w naszym kraju podstawową rolę odgrywa wykorzystanie gazu w przemyśle (60,2%). Drugim

obszarem są gospodarstwa domowe gdzie wykorzystuje się gaz do celów komunalnych (przygotowanie ciepłej wody użytkowej, centralne ogrzewanie, przygotowanie posiłków, itp.). Istotne znaczenie ma także wykorzystanie gazu w usługach i handlu (drobny przemysł spożywczy, piekarnie, masarnie, zakłady rzemieślnicze, itp.). Innym zagadnieniem jest wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa w transporcie samochodowym; mimo wielu zalet stosowania gazu ziemnego jako paliwa silnikowego, w ogólnym bilansie zużycie CNG w naszym kraju jest nieznaczne.

W Tabeli 1. przedstawiono wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa silnikowego w krajach Unii Europejskiej, na podstawie ilości stacji

tankowania CNG w danym kraju oraz ilości pojazdów samochodowych przystosowanych do CNG. Dane aktualne według czasopisma „Gas Vehicles Report” z sierpnia 2010 r. w wybranych krajach UE.

Analizując dane dotyczące wzrostu liczby pojazdów NGV w Republice Federalnej Niemiec można dostrzec silną korelację pomiędzy wzrostem ilości stacji tankowania CNG a dynamicznym wzrostem ilości pojazdów zasilanych gazem. Rozwój transportu samochodowego zasilanego gazem jest więc zależny wprost proporcjonalnie do rozbudowy infrastruktury stacji tankowania. Nie mniej jednak takie przedsięwzięcie wymaga dużych kosztów inwestycyjnych i bez wsparcia rządowego nie ma możliwości dynamicznego rozwoju tego sektora rynku. Alternatywą w polskich warunkach byłaby rozbudowa części infrastruktury zasilania pojazdów CNG w oparciu o sprężarki garażowe.

Sprężarki garażowe CNG

Sprężarki przeznaczone do sprężania gazu ziemnego są specyficzną grupą sprężarek, którym stawiane są wysokie wymagania z uwagi na właściwości gazu ziemnego. Ze względu na wydajność sprężarki CNG dzieli się na:

- sprężarki o małej wydajności od 1,5 do 20 m³/h zwane sprężarkami garażowymi,
- sprężarki o dużej wydajności powyżej 20 m³/h zwane sprężarkami stacjonarnymi.

Najczęściej sprężarki garażowe zasilane są prądem trójfazowym (400 V), ale są również sprężarki garażowe zasilane prądem jednofazowym (230 V).

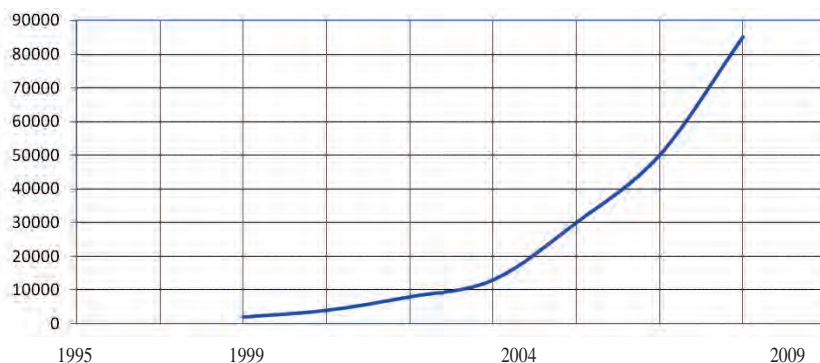
Sprężarki garażowe Natural Gas Vehicle Refuelling Appliances (VRA) określa się jako: „połączenie urządzenia sprężającego gaz z układem sterowania odpowiednio zaprogramowanego, zabudowanego w zwartej obudowie, które może być wszędzie zainstalowane”. Urządzenie VRA służy do wolnego tankowania pojazdów i dzieli się na dwie klasy A i B.

Urządzenie VRA klasy A jest specjalnie zaprojektowane do eksploatacji zarówno wewnątrz jak i zewnątrz pomieszczeń. Charakteryzuje się maksymalną ilością przyłączy napełniających do dwóch sztuk, brakiem zbiornika magazynowego CNG, wydajnością sprężarki nie przekraczającą 7 Nm³/h.

Urządzenie VRA klasy B jest zaprojektowane wyłącznie do eksploatacji na zewnątrz pomieszczeń. Może współpracować z magazynem sprężonego gazu. Charakteryzuje się maksymalną ilością pięciu przyłączy napełniających, wydajność sprężarki (lub łączna kilku sprężarek) nie przekracza 20 Nm³/h, całkowita objętość magazynu CNG nie przekracza 960 litrów. VRA może być wykorzystywane do celów zarówno przemysłowych jak i domowych. Powstało sze-

Tabela 1. Ilość stacji tankowania w wybranych krajach UE

LP.	KRAJ UNII EUROPEJSKIEJ	LICZBA STACJI TANKOWANIA CNG	SZACUNKOWA ILOŚĆ POJAZDÓW
1	2	3	4
1.	Niemcy	863	85 000
2.	Włochy	770	676 850
3.	Austria	208	4 983
4.	Szwecja	134	23 125
5.	Francja	125	12 450
6.	Holandia	51	2 032
7.	Czechy	38	2 000
8.	Polska	33	2 106



Rys. 1. Wzrost liczby pojazdów NGV w Niemczech w latach 1995-2009

Tabela 2. Wykaz podstawowych parametrów technicznych sprężarek garażowych eksploatowanych w Polsce i w krajach UE

Lp.	Nazwa sprężarki	Typ sprężarki	Moc [kW]	Wydajność [m³/h]	Ciśnienie [MPa]		Zasilanie Elektryczne [V]
					wejściowe	wyjściowe	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	CNG at Home	CNG 2	1,1	1,5	<0,4	20-30	110-230
2		CNG 4	1,4	3,5	<0,4	20-30	110-230
3		CNG 6	1,9	6,0	<0,4	20-30	110-230
4		CNG 12	3,9	12	<0,4	20-30	380
5	CNG MJ05	CNG MJ05	2,2	5,2	0,01-0,3	20	230
6	COLTRI	MCH 5 cng	3	5	0,017-0,2	20	230
7		MCH 10 cng	4	10	0,017-0,2	20	400
8		MCH 20 cng	9	20	0,017-0,2	20	400
9	FMQ	FMQ-1	0,8	1,5	0,017-0,34	20	230
10		FMQ-2	0,9-1,2	3,4	0,017-0,14	20,7	230
11		FMQ-2.5	1,1-1,5	4,25	0,017-0,035	20,7	230
12		FMQ-2-36	0,9-1,2	3,1	0,017-0,035	24,8	230
13	SEACOMAIR	65E43/CNG	0,8	11	0,01-0,5*	20	230-400
14	Gasfill	CNG Gasfill	0,7	2,0	0,01-0,5*	20	230
15	GBS40	GBS40	3,0	7,5	0,01-0,5*	32	230
16	GAS	GAS 200	3,6	9	0,1	22	400
			1,5	3,5	0,01	22	

* możliwy zakres ciśnień zasilania w sieci gazowej niskiego i średniego ciśnienia

reg typów takich urządzeń, jednak przed wprowadzeniem do seryjnej produkcji muszą one przejść badania certyfikujące, potwierdzające ich bezpieczną konstrukcję.

Z zasady VRA są zasilane gazem ziemnym z sieci niskiego ciśnienia, sprężając gaz do zbiorników stałych do ciśnienia 200 do 260 bar. Serwis urządzeń VRA odbywa się zwykle co 2000 do 3000 godzin. Urządzenia VRA klasy A i B nie podlegają wymaganiom projektu normy EN 13638 NGV (filling stations), dotyczącej budowy i eksploatacji stacji tankowania CNG. W Tabeli 2. przedstawiono wykaz sprężarek garażowych eksploatowanych w Polsce i w krajach Unii Europejskiej.

Spotyka się również nazwę Home Refueling Appliances (HRA) głównie dla ściślejszego określenia, że chodzi o urządzenie do tankowania klasy A a więc garażowe urządzenie do tankowania o wydajności nieprzekraczającej 7 Nm³/h. Urządzenie VRA dotyczy konstrukcji, która napędza zbiorniki pojazdów do ekwiwalentu ciśnienia 200 bar (15°C) lub bez kompensacji cieplnej z maksymalnym ciśnieniem ograniczonym do 210 bar, w których równocześnie zostały spełnione następujące warunki:

- maksymalne ciśnienie napędzające 260 bar,
- wydajność sprężarki nie przekracza 20 Nm³/h,
- objętość gazu wewnątrz sprężarki nie przekracza 0,5 m³,
- maksymalna ilość przyłączy napędzających 5,
- całkowita objętość dopelnianych zbiorników sprężonego gazu ziemnego (zbiornik magazynowy CNG) nie przekracza 960 litrów objętości.

Rozwiązania konstrukcyjne sprężarek garażowych

Sprężarka garażowa typu CNG MJ05

Sprężarka wraz z osprzętem została zabudowana wewnątrz ocynkowanej konstrukcji a całość umieszczona w obudowie z tworzywa sztucznego. Zalecana wymiana oleju w sprężarce (pojemność 0,5 litra): co 1000 godzin. Wymiana zaworów roboczych co 2000 godzin. Sprężarka charakteryzuje się dużą trwałością i niezawodnością oraz bardzo niskimi kosztami eksploatacji. Układ zabezpieczeń i sterowania sprężarki zapewnia realizację trybu pracy z kompensatą temperaturową ciśnienia końcowego gazu z możliwością ustawienia (zmiany) wartości ciśnienia końcowego. Sprężarka MJ05 jest wyposażona w gazomierz umożliwiający każdorazowe określenie ilości wydanego gazu.



Rys. 2. Widok sprężarki CNG MJ05

Zgodnie z wymaganiami wąż tankowania wyposażono w sprzęgło zrywnie umieszczone między sprężarką i króćcem tankowania, zapewniające samoczynne rozłączenie węża od sprężarki w razie wystąpienia siły wskazującej na brak odłączenia węża od króćca w pojeździe po zakończonym tankowaniu.

Sprężarkę wyposażono w panel operatorski z wyświetlaczem sygnalizującym stany awaryjne:

- spadek poziomu oleju poniżej poziomu wartości krytycznej,
- nagły spadek ciśnienia,
- brak ciśnienia na zasilaniu gazowym,
- brak wzrostu ciśnienia w określonym czasie,
- maksymalny czas pracy.

Sprężarka została wykonana zgodnie z dyrektywą prEN13945 i spełnia wszystkie wymagania co zostało potwierdzone znakiem CE zatwierdzonym przez TÜV NORD.

Dane techniczne sprężarki CNG MJ05:

- wymiary gabarytowe - 1050x600x780,
- moc silnika elektrycznego – 2,2 kW,
- wydajność – 5,2 do 7 m³/h,
- ciśnienie – wejściowe: 0,01-0,3 MPa, wyjściowe 20 MPa,
- zasilanie elektryczne 230 V.

Sprężarka garażowa typu COLTRI MCH 5

Dane techniczne sprężarki COLTRI MCH 5:

- wymiary gabarytowe – 105 x 70 x 67
- moc – 3 kW,
- wydajność – 5 m³/h,
- ciśnienie – wejściowe: 0,017-0,2 MPa, wyjściowe 20 MPa,
- zasilanie elektryczne 230 V.



Rys. 3. Widok sprężarki COLTRI MCH 5

Sprężarka garażowa typu FuelMaker FMQ-2.5

Dane techniczne sprężarki FuelMaker FMQ-2.5:

- wymiary gabarytowe – 540 x 500 x 990
- moc silnika elektrycznego – 1,1 - 1,5 kW,
- wydajność – 4,25 m³/h,
- ciśnienie – wejściowe: 0,017-0,035 MPa, wyjściowe 20,7 MPa,
- zasilanie elektryczne 230 V.



Rys.4. Widok sprężarki FMQ 2.5

Sprężarka garażowa typu GAS 200

Sprężarka typu GAS 200 jest wyprodukowana przez firmę NGV AUTOGAS Sp. z o.o. Posiada rozbudowany układ chłodzenia i zwartą budowę zamontowaną na ramie nośnej.

Dane techniczne sprężarki GAS 200:



Rys. 5. Widok sprężarki GAS 200

- wymiary gabarytowe – 750 x 700 x 960,
- moc – 3,6 lub 1,5 kW,
- wydajność – 9 lub 3,5 m³/h,
- ciśnienie – wejściowe: 0,1 lub 0,01 MPa, wyjściowe 22 MPa,
- zasilanie elektryczne 400 V.

Efekty ekonomiczne stosowania sprężarek garażowych.

Analizę efektywności ekonomicznej stosowania sprężarek garażowych przeprowadzono w oparciu o następujące założenia:

- roczna wydajność sprężarki w m³/rok,
- roczny przebieg samochodu zasilanego CNG w tys. km/rok,
- koszty przebiegu samochodu na innych paliwach: BE, ON, LPG w tys. km/rok.

Dla przyjętych założeń dokonano porównania kosztów uwzględniając takie parametry jak: koszt zakupu i montażu sprężarki, trwałość i koszty ewentualnych remontów, cena zakupu 1 m³ gazu, koszty sprężania gazu, koszty energii i inne koszty. Na wykresie (Rys.6.) przedstawiono efektywność ekonomiczną stosowania CNG w odniesieniu do benzyny BE, oleju opałowego ON i LPG. Analizie poddano eksploatację trzech samochodów dostawczych DMC 3,5 tony (przyjęto porównawczo uśrednione ceny paliw w wrześniu 2010 r.).

Efektywność ekonomiczna stosowania CNG jako paliwa w transporcie samochodowym przy użyciu sprężarek garażowych rośnie wprost proporcjonalnie do ilości przejechanych kilometrów, co przedstawiają na rys.6. wskaźniki NPV nawet w odniesieniu do samochodów zasilanych LPG.

Wnioski

Stosowanie gazu ziemnego CNG jest ekonomicznie uzasadnione i spełnia wymogi w zakresie ochrony środowiska i emisji zanieczyszczeń pochodzących ze środków transportu.

W warunkach krajowych upowszechnienie stosowania gazu ziemnego CNG z wykorzystaniem sprężarek garażowych jest opłacalne, szczególnie dla małych i średnich firm posiadających od kilku do kilkunastu pojazdów samochodowych.

Sprężarki garażowe mogłyby być wykorzystywane przede wszystkim przez właścicieli taksówek miejskich, służb komunalnych, poczty i innego transportu lokalnego w dużych aglomeracjach. Takie rozwiązania stosowane są w dużych miastach europejskich a zwłaszcza niemieckich, gdzie osobowy i towarowy transport miejski przechodzi z zasilania olejem napędowym na gaz ziemny CNG.

Spis Literatury

1. M. Rudkowski, Z. Tałach, T. Chruścicki, D. Sitek, W. Szymczak, „Zastosowanie sprężarek garażowych do gazu ziemnego jako środka rozwoju rynku CNG w Polsce”, praca naukowo-badawcza Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, seria Sprawozdania dla PGNiG S.A., Kraków wrzesień 2010 r.
2. M. Rudkowski, „Możliwości rozwoju rynku pojazdów zasilanych biopaliwami lub gazem ziemnym poprzez wykorzystanie sprężarek garażowych” Materiały konferencyjne XVIII Ogólnopolskie Sympozjum Naukowe 'Motoryzacyjne Problemy Ochrony Środowiska', Warszawa, grudzień 2010.
3. M. Rudkowski, K. Dybaś, „Zastosowanie gazów jako alternatywnych paliw silnikowych w transporcie samochodowym”, Kraków, FORGAZ 2000.

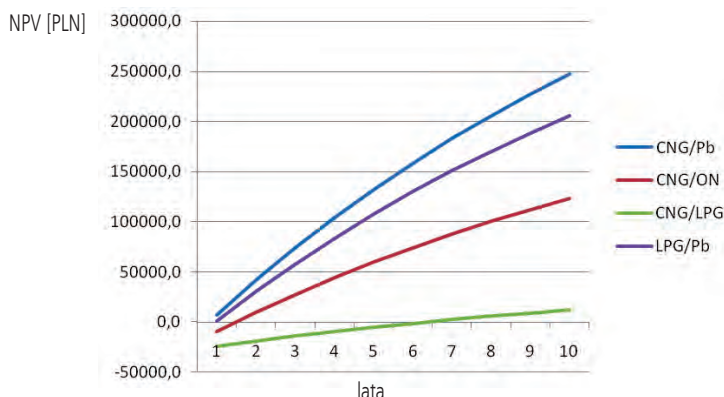
Marek Rudkowski

Prokurent w Spółce NGV AUTOGAS, od roku 1988 zajmuje się głównie napędami gazowymi pojazdów i budową stacji sprężania gazu ziemnego – na swoim koncie ma 48 stacji CNG na terenie Polski, kilkadziesiąt pojazdów samochodowych i autobusów miejskich.

Zbigniew A. Tałach

Dyrektor ds. marketingu i rozwoju rynku firmy NGV Autogas Sp. z o.o. Specjalista z wieloletnim doświadczeniem w zakresie zastosowania paliw gazowych w gospodarce komunalnej w przemyśle i transporcie.

Artykuł recenzowany



Rys. 6. Wartości NPV w zależności od czasu użytkowania

Nowoczesny sprzęt do kontroli i utrzymania pionowości osi otworu stosowany przez PNiG Jasło w Karpatach



Tomasz Wójtowicz



Janusz Garbaciak



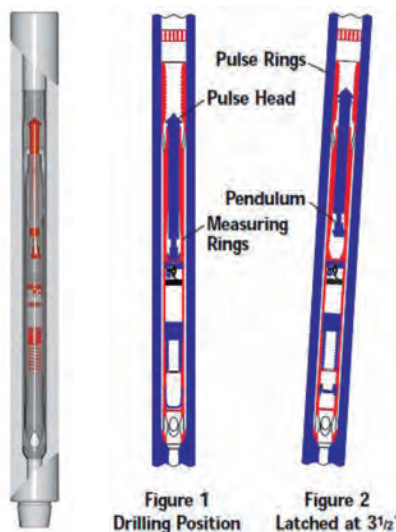
JASŁO
GRUPA PNiG

Wiercenie otworów naftowych w Karpatach powiązane jest z wieloma trudnościami natury geologicznej i technicznej. W przypadku gdy dla osiągnięcia założeń projektowych wymagane jest zachowanie pionowości osi otworu jednym z głównych problemów występujących w czasie wiercenia jest utrzymanie właściwej trajektorii. Istotne dla procesu wiercenia, a w konsekwencji dla doboru właściwych parametrów, staje się szybkie i precyzyjne określenie inklinacji i azymutu. Obecnie w celu zminimalizowania kosztów i skrócenia czasu robót wiertniczych rezygnuje się z czasochłonnych i mało dokładnych pomiarów standardowymi inklinometrami typu „single shot” na rzecz nowoczesnych inklinometrów przewodowych zapuszczanych do otworu jako element dolnego zestawu przewodu.

W sytuacjach gdy kontrola inklinacji i azymutu oraz stosowanie ograniczonych parametrów wiercenia nie gwarantują zachowania pionowości i jednocześnie utrzymania wysokiej mechanicznej prędkości wiercenia oraz dobrej kondycji otworu stosuje się zaawansowane technicznie zautomatyzowane systemy wspomagające wiercenie.

Inklinometr przewodowy Anderdrift

Anderdrift firmy NOV jest prostym narzędziem mechanicznym, usytuowanym w dolnej części zestawu wiertniczego, który pozwala na szybki pomiar kąta krzywizny otworu w zakresie do 5° . Dane pomiarowe są transmitowane na powierzchnię jako seria impulsów ciśnienia, których liczba odpowiada aktualnemu przyrostowi kąta krzywizny. Impulsy ciśnienia są odczytywane przez wiertacza na manometrze wskazującym ciśnienie tłoczenia płuczki i zapisywane cyfrowo przez serwisy monitorujące proces wiercenia. Do pomiaru inklinacji za pomocą inklinometru Anderdrift nie jest wymagany dodatkowy personel czy też sprzęt do dekodowania sygnału na powierzchni. Anderdrift pozwala na wykonanie pomiaru z dokładnością do $0,25^\circ$ w przypadku narzędzia, które mierzy inklinację do $2,5^\circ$ oraz



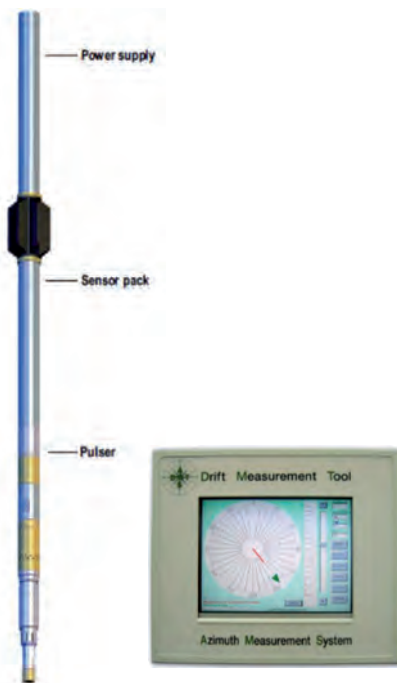
Anderdrift firmy NOV – pozycja w trakcie wiercenia i wykonywania pomiaru krzywizny

z dokładnością do $0,5^\circ$ w przypadku narzędzia mierzącego inklinację do 5° . Impulsy pomiarowe w zależności od głębokości otworu docierają na powierzchnię w czasie krótszym niż 1 minuta, co pozwala na szybkie podjęcie działań zapobiegawczych. Pomiar krzywizny inklinometrem Anderdrift rozpoczynamy od ustalenia wydatku tłoczenia płuczki na właściwym poziomie i odczytania ciśnienia. Następnie należy wyłączyć pompy, a po upływie około dwóch minut wznowić tłoczenie płuczki ustalając wydatek na określonym uprzednio poziomie. Należy utrzymać stały wydatek, aż do ostatniego impulsu ciśnienia – max. 11, a liczba impulsów określa kąt krzywizny w głębokości, w której znajduje się inklinometr.

AMS (Azimuth Measurement System)

System pomiarowy AMS zapewnia szybkość i precyzyjną kontrolę inklinacji i azymutu. Pomiar inklinacji możliwy jest w zakresie od 0° do $10,75^\circ$ z dokładnością $0,25^\circ$ i azymutu z dokładnością do 1° . AMS umieszcza się w dolnej części zestawu wiertniczego w komplecie z ob-

ciążnikami niemagnetycznymi w celu zapewnienia właściwego środowiska pracy dla magnetometrycznego systemu pomiarowego. Dane są generowane i przesyłane na powierzchnię w postaci impulsów ciśnieniowych przez zestaw sensorów pomiarowych. Następnie impulsy są rozkodowywane przez komputer na sygnał cyfrowy, a wyniki pomiarów wyświetlane na umieszczonym w kajucie wiertacza monitorze. Szybki przepływ informacji pozwala właściwie reagować i utrzymywać wysoki postęp wiercenia, jednocześnie zachowując kontrolę nad inklinacją i azymutem. System AMS posiada wbudowaną baterię, która pozwala na 30 dni nieprzerwanej pracy narzędzia, ponadto wyposażony jest w czujniki alarmujące o przekroczeniu bezpiecznej temperatury i ciśnienia pracy. Do montażu i kalibracji narzędzia niezbędny jest wykwalifikowany personel, jednakże po pierwszym uruchomieniu i krótkim instrukt-



System pomiarowy AMS

żu obsługę systemu prowadzi załoga wiertni. W celu wykonania pomiaru należy podciągnąć przewód około 1 m nad dno otworu, następnie należy zatrzymać obroty i wyłączyć pompy. Odczekać około półtorej minuty, aby system AMS mógł zapisać i zapamiętać pomiar. Po wznowieniu cyrkulacji i uruchomieniu obrotów można kontynuować wiercenie, dane z wykonanego pomiaru w ciągu 75 sekund zostaną przekazane na powierzchnię.

System do pionowego wiercenia Pathmaker

Zautomatyzowany system wspomagający wiercenie firmy Smith w sposób ciągły monitoruje kąt krzywizny i azymut, sterując wysuwaniem z nieobrotowego stabilizatora łapami automatycznie wracając do pionu.

Działanie systemu bazuje na przepływie strumienia płuczki, który wykorzystywany jest do generowania energii elektrycznej i hydraulicznej oraz do przekazywania danych z narzędzia na powierzchnię. Energia wytwarzana przez turbinę jest wykorzystywana do napędu wewnętrznych układów elektrycznych systemu, podzespołów zapisu i pamięci oraz zestawu czujników.

Najniżej umieszczony moduł to nieobrotowy stabilizator z niezależnie sterowanymi łapami, które mają za zadanie utrzymywać urządzenie w pionie. W tym module znajduje się inklinometr nadświdrowy, który dokonuje 2045 pomiarów/sek, a co 20 sek. weryfikuje i ustawia we właściwym położeniu łapy prowadzące narzędzie. Dokładność inklinometru – 0,05°.

W drugim wyżej umieszczonym module znajduje się generator wytwarzający energię elektryczną do zasilania układów pomiarowych, turbina generująca energię hydrauliczną służącą do ustawiania łap oraz wewnętrzny system do zapisu, kodowania i przetwarzania danych. Komputer dekodujący, który zamienia sygnał ciśnieniowy na dane cyfrowe pozwalające w sposób ciągły precyzyjnie określić pozycję urządzenia i skontrolować pionowość wiercenia zamontowany jest na powierzchni.



PathMaker firmy Smith

Trzeci moduł to MWD (Measure While Drilling) niezależny magnetometryczny system pomiaru inklinacji i azymutu, który dokonuje pomiaru z dokładnością 0,09°. Dane w formie impulsów ciśnieniowych trafiają na powierzchnię i są dekodowane na sygnał cyfrowy. System MWD jest standardowo używany w wierceniach pionowych i kierunkowych w otworach wiertniczych.

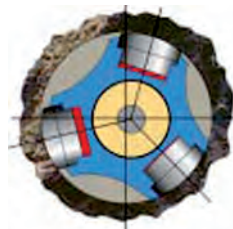
PathMaker posiada duże możliwości w zakresie dobierania parametrów wiercenia przy zapewnieniu trajektorii osi otworu zbliżonej do pionowej. Dodatkową zaletą systemu jest możliwość zastosowania wszystkich rodzajów świrdrów – zarówno rolnych jak i skrawających. PathMaker po zapuszczeniu do otworu pracuje samodzielnie, a bieżąca pozycja i pionowość wiercenia są automatycznie raportowane do operatora. Maksymalny czas pracy urządzenia to około 240 godzin.

Auto Trak

Zasada działania systemu Auto Trak firmy Baker Hughes Inteq jest podobna do omówionego wcześniej systemu firmy Smith. Nad świrdrem znajduje się elektroniczny inklinometr wykonujący pomiary krzywizny, a urządzenie automatycznie wraca do pionu za pomocą ruchomych łap wysuwanych z nieobrotowego sta-



Auto Trak firmy Baker Hughes



Położenie łap w trakcie wiercenia

bilizatora. System Auto Trak pracuje na zasadzie układu zamkniętego. W zintegrowanej turbinie napędzanej płuczką generowana jest energia hydrauliczna potrzebna do wysuwania łap. Turbina służy także do napędzania alternatora, który wytwarza energię elektryczną potrzebną do zasilania systemu pomiarowego i komputera wewnątrz urządzenia. Nad modulem elektronicznym umieszczone jest zintegrowane MWD sterujące umieszczonym nad sondą elektrozaworem. Zamykanie i otwieranie tego elektrozaworu powoduje zmiany ciśnienia tłoczenia płuczki, które są dekodowane przez komputer na powierzchni. System AutoTrak może współpracować ze wszystkimi rodzajami świrdrów, po zapuszczeniu pracuje samodzielnie, a jego położenie kontrolowane jest w sposób ciągły przez operatora. Czas nieprzerwanej pracy urządzenia przekracza 200 godzin.

Podsumowanie

W otworach naftowych w Karpatach gdzie występują trudności z zachowaniem pionowości osi otworu zachodzi konieczność częstego wykonywania pomiarów inklinacji i azymutu. Stosowanie inklinometrów przewodowych i zaawansowanych systemów pomiarowych dzięki skróceniu czasu pomiaru i podniesieniu jego dokładności pozwoliło na obniżenie kosztów i poprawienie rentowności wielu projektów realizowanych przez PNiG Jasło w rejonie Karpat. Szybki i dokładny pomiar wielokrotnie pomógł w podjęciu właściwych działań zapobiegawczych od doboru odpowiednich parametrów wiercenia po zmianę narzędzia czy dolnego zestawu przewodu wiertniczego.

Zautomatyzowane systemy do pionowania osi otworu dotychczas stosowane były przez PNiG Jasło w otworach Łapanów-3 i Niebieszczy-1. W otworze Łapanów-3 w interwale od 247 m do 1540 m na średnicę 12 1/4", a w otworze Niebieszczy-1 w interwałach od 333 m do 1001 m na średnicę 17 1/2" oraz od 1063 m do 3226 m na średnicę 12 1/4". Wprowadzenie nowoczesnych systemów pozwoliło spełnić wymagania operatora i zapewnić pionowość w bardzo trudnych warunkach geologicznych. Ponadto, co jest dużą zaletą użytych urządzeń, została zachowana doskonała kondycja otworów w czasie i po ich odwierceniu, co zostało potwierdzone pomiarami geofizycznymi. Użycie zautomatyzowanych systemów do pionowania w czasie wiercenia otworów Łapanów-3 i Niebieszczy-1 potwierdza konieczność wykorzystywania najnowocześniejszych rozwiązań technicznych. Koszty dzierżawy ww. systemów nie są niskie, jednak biorąc pod uwagę stan otworu, zachowanie nominalnej średnicy i pionowości osi otworu, a także obniżenie ilości zu-

żywanym narzędzi zastosowanie tego rodzaju urządzeń staje się opłacalne.

W kwietniu 2011 roku PNiG Jasło planuje rozpoczęcie realizacji kolejnego projektu w rejonie Karpat, otworu Dukla -1 o głębokości 5500 m. Ze względu na trudne warunki geologiczne i ograniczenia dotyczące maksymalnego dopuszczalnego odejścia użycie systemu do pionowego wiercenia w kalkulowane jest w koszty projektu.

Tomasz Wójtowicz
specjalista ds. technologii wierceń

Janusz Garbacik
kierownik działu Wierceń i Prób

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.

LISTY DO REDAKCJI.

Listy do redakcji — Jan Wyderka

Dot. artykułu „Projektowanie Zabiegów Cementowania” autorów p. R. Biernacki i p. J. Skuba (Wiadomości Naftowe i Gazownicze nr. 11 (151) 2010 r. str. 4-7)

Jestem emerytem, ale interesujący temat „Cementowania” zmobilizował mnie do zabrania głosu w dyskusji i dodania swoich uwag.

Artykuł szeroko, ciekawie i szczegółowo przedstawia problem ciągle aktualny, ze szczególnym zwróceniem uwagi na przygotowanie otworu, uzbrojenie rur okładzinowych, badanie cementu i sam zabieg cementowania, który powinien osiągnąć zamierzony efekt, tj. prawidłowe uszczelnienie rur w otworze w zdany interwale. Mnie szczególnie zainteresował problem wypłukania, wymycia otworu po zapuszczeniu kolumny rur i przed wtłoczeniem cementu.

W zależności od przewierczanych skał mówi się o stosowaniu specjalnych płuczek lub nawet odważnie-wody.

Nie podano przy tym zalecanych objętości buforu przed cementem czy ilości wody.

Otóż będąc kierownikiem na platformie wiertniczej „Petrobaltic”, przy wierzeniach poszukiwawczych, byłem jednocześnie kierownikiem Ruchu Zakładu Górniczego i mogłem podejmować ostateczne decyzje. Pod dnem Bałtyku przewierca się bardzo pęczniące i sypliwe pokłady syluru, więc stosowano płuczki o bardzo niskiej filtracji.

Wymagane było dobre zacementowanie rur przed selektywnym o próbowaniem otworu (np. rury 6 5/8” w głęb. 2200 do 2500 m). Projekt cementowania, opracowany przez Dział Wierceń w dyrekcji, opiewał przeważnie: „płukać przez rury ok. 2 biegi i przed cementem bufor ok. 4m³ wody”. Takie wykonanie zabiegu nie zawsze było zadawalające – z cementem poza rurami bywało różnie. Zresztą, jak wynikało z informacji, przy wierzeniach na lądzie bywało podobnie.

Aby uniknąć tworzenia się nieprzetłaczanej „pasty” przy zabiegu cementowania należy efektywnie wypłukać, tj. wymyć ściany otworu.

Mając możliwość zmiany projektu, w kilku przypadkach zdecydowałem, aby w miejsce buforu (4m³ wody) przetłoczyć 40-50 m³ czystej wody przed cementowaniem. Nie było żadnych komplikacji z cyrkulacją, potwierdzono b. dobre zacementowanie rur, a wysokość cementu poza rurami była zgodna z projektem z dokładnością do 5 mb.

W pierwszym przypadku zmiana projektu wiązała się ze sporym ryzykiem, gdyż krążyły wiadomości, że w skawernowanym otworze i sypliwych podkładach można utracić cyrkulację, czego następstwem jest nieudany zabieg cementowania.



Podczas zabiegu należy spełnić podstawowy warunek – operację wykonać płynnie, tj. od płukania, przez tłoczenie wody, cementu i przybitki nie można dopuścić do przerwy w cyrkulacji.

Agregaty, woda i pompy płuczkowe muszą być tak przygotowane, by na komendę, bez zatrzymania cyrkulacji przechodzić z płuczki na wodę, cement i ponownie na płuczki – przybitka.

Mam nadzieję, że moje uwagi przydadzą się w praktyce.

Życzę powodzenia

Z poważaniem

Jan Wyderka

Klub Seniora Naftowca w Krośnie



Podgrzej atmosferę

Przyjazny gaz ziemny

Zapomnij o zimnych wnętrzach i chłodnych wieczorach. Przejdź na gaz ziemny, zbuduj domową atmosferę. Ciepłe relacje to podstawa komfortu, gorące emocje wspomina się latami. Taki ma być dom, tutaj musisz czuć się dobrze.

Gaz ziemny nazywany jest paliwem XXI wieku. Bezpieczny i przyjazny dla środowiska, stanowi również idealne rozwiązanie dla Ciebie. Możesz gotować, ogrzewać wodę czy dom i mieć pewność, że dbasz o swoich najbliższych.

Strategia PGNiG S.A., czyli co przed polskim potentatem gazowym?

Wywiad z prezesem PGNiG S.A. Michałem Szubskim na temat planów i strategii spółki na początku drugiej jego kadencji.

Dr Piotr Dziadzio (PD): Panie Prezesie, ostatnie informacje prasowe dotyczące PGNiG mówią o bardzo ambitnym planie inwestycyjnym. Czy może Pan wskazać te najważniejsze i uzasadnić tak ogromny poziom zaangażowania finansowego i czy stać na to Spółkę?

Jeśli myśli się na serio o budowaniu silnej pozycji firmy na rynku europejskim, a takie zadanie sobie postawiłem trzy lata temu, obejmując funkcję prezesa Zarządu PGNiG SA, to trzeba wdrażać również ambitny plan inwestycyjny. Jest on zgodny ze Strategią Rozwoju Spółki do 2015 roku i konsekwentnie go realizujemy. Inwestycje, które prowadzimy wpisują się zarówno w budowanie wartości Spółki, jak i mają na celu zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski. Średnia roczna wydatków inwestycyjnych w całej GK PGNiG to ok. 5 mld zł. Do 2015 roku wydatki inwestycyjne przekroczą 20 mld zł. W polskich realiach to bardzo duża kwota, ale w porównaniu do budżetów inwestycyjnych zachodnich firm wydobywczych lub energetycznych, to nie jest zawrotna suma.

Z naszego punktu widzenia wszystkie inwestycje są ważne, ale najważniejsze jest to, aby zrealizować je w terminach. Mogę zapewnić, że nie ma odstępstw od harmonogramów, a wiele wskazuje na to, że niektóre mogą być oddane nie-

co wcześniej. Na przykład kopalnia gazu i ropy Lubiatów-Międzychód-Grotów, dzięki której krajowe wydobycie ropy wzrosło o prawie sto procent. Zgodnie z planem toczy się rozbudowa naszego największego podziemnego magazynu gazu w Wierzbowicach. W 2012 roku jego pojemność wzrosła z obecnych 575 mln m³ do 1,2 mld m³. Dzięki inwestycjom w rozbudowę i budowę nowych podziemnych magazynów gazu w 2015 roku ich pojemność wzrosła do ponad 3 mld m³. PGNiG SA zwiększyło znacznie środki na krajowe poszukiwania gazu i ropy, ale jesteśmy też znacznie aktywniejsi za granicą. Wszystko po to, aby w perspektywie kilku lat zwiększyć wydobycie z własnych zasobów do ok. 6 mld m³ rocznie.

PD: Jak wpłyną te inwestycje na pozycję PGNiG na rynku europejskim?

Strategia PGNiG SA, której właśnie kończymy aktualizację zakłada w perspektywie do 2015 roku zbudowanie silnego zarówno strukturalnie, jak i finansowo koncernu multienergetycznego. Chcemy, aby naszym kluczowym atutem stała się silna pozycja w segmencie poszukiwań i wydobycia ropy naftowej oraz gazu ziemnego zarówno w kraju jak i zagranicą, zwłaszcza na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Inwestycje w upstream na pewno poprawią rentowność spółki. Taki cel mają również nasze projekty związane z budową elektrowni i elektrociepłowni gazowych.



Michał Szubski – prezes PGNiG S.A.

PD: Czy mamy na tyle kadry oraz sprzętu, czy może trzeba będzie tworzyć aliansy strategiczne z innymi firmami zarówno w kraju jak i za granicą, aby zrealizować te cele?

Ogromną wartością PGNiG SA są jej pracownicy. Bez wysoko wykwalifikowanej kadry trudno byłoby osiągnąć sukces. Przykładem są należące do Grupy Kapitałowej PGNiG firmy geofizyczne: Geofizyka Toruń, Geofizyka Kraków czy firmy poszukiwawczo-wiertnicze: PNiG Kraków, PNiG Piła, które mają również międzynarodową renomę. W wielu przedsięwzięciach jesteśmy samowystarczalni. Nie oznacza to, że możemy spocząć na laurach. Wprowadzamy zmiany. Dobrym przykładem jest konsolidacja firm projektowo-budowlano-montażowych i powołanie spółki PGNiG Technologie. Wierzę, że będzie ona niebawem aktywnie funkcjonować na konkurencyjnym rynku usług w sektorze gazownictwa i górnictwa naftowego.

Aby odnieść sukces warto też współpracować z innymi firmami. Takim przykładem jest



KRNIGZ Dębno. Arch. PGNiG S.A.



KRNIGZ Dębno. Arch. PGNiG S.A.

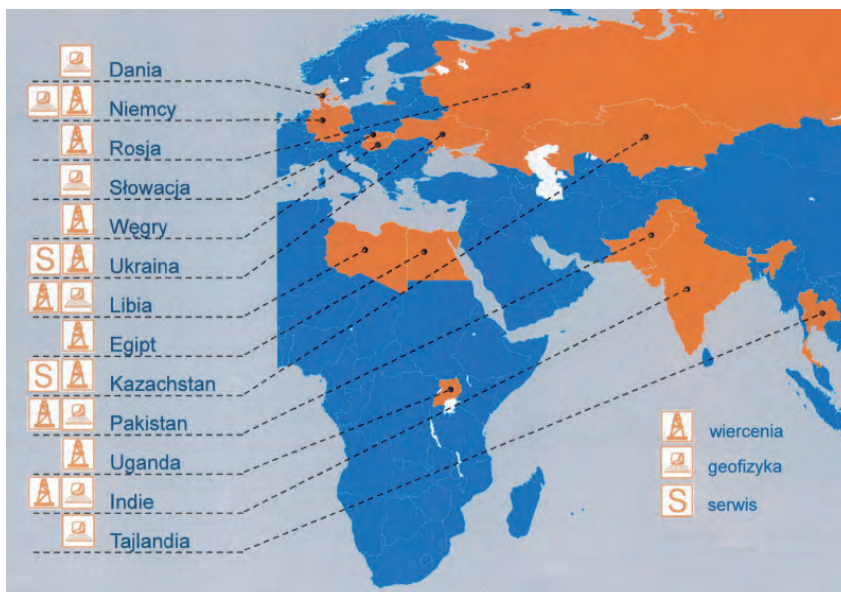
budowa elektrowni gazowej w Stalowej Woli, którą realizujemy wspólnie z Grupą Tauron. W Norwegii natomiast współpracujemy z powodzeniem z firmami wydobywczymi. Chcemy też kooperować z firmami amerykańskimi przy poszukiwaniach, tak ostatnio modnego, gazu łukowego.

PD: Czy może Pan wskazać główne kierunki geograficzne ekspansji PGNiG, jakie są oczekiwania i jak wygląda kwestia bezpieczeństwa chociażby w kontekście tego, co obecnie dzieje się np. w Północnej Afryce?

Najbardziej aktywni jesteśmy oczywiście na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, gdzie już jesienią 2011 roku rozpoczniemy wraz z naszymi partnerami wydobywanie ropy naftowej i gazu. Poza koncesjami wydobywczymi na norweskim złożu Skarv, w której PGNiG Norway ma 12 proc. udziałów, spółka ta posiada także udziały w kilku koncesjach poszukiwawczych, na tym i przylegających obszarach. Na jednej z koncesji mamy duży sukces. Otwór poszukiwawczy, który odwierciliśmy w 2010 roku, potwierdził wystąpienie dużego złoża gazu. Złoże Snadd North – bo o nim mowa – to jedno z największych odkryć na norweskim szelfie w 2010 roku. Otwiera ono także nowe możliwości poszukiwań gazu w tym obszarze. Pod koniec tego roku, na koncesji przylegającej do złoża Skarv, w której PGNiG Norway ma 30 proc. udziałów planujemy odwiercić poszukiwawczy, a w przypadku kolejnej analizę wykonanych w ubiegłym roku badań sejsmicznych 3D. Łącznie wydatki na poszukiwania w Norwegii w tym roku wyniosą ok. 257 mln NOK, czyli ok. 124 mln zł. PGNiG chce systematycznie wzmacniać swoją obecność na szelfie norweskim.

Natomiast na koncesji w Danii w 2010 roku została wskazana lokalizacja otworu, prace wiertnicze planujemy wykonać w drugim kwartale 2011 roku. Tegoroczne nakłady przewidujemy na poziomie 37 mln zł.

Jeśli chodzi o Afrykę Północną, to przyznaję, że sytuacja się trochę skomplikowała. Właśnie w trosce o bezpieczeństwo naszych pracowników zatrudnionych w oddziale w Kairze podjęliśmy decyzję o ich powrocie – dotyczyło to czterech osób, pozostali to Egipcjanie. Biuro działa, monitorujemy sytuację. Oczywiście nie wycofuujemy się z projektów w Egipcie, gdzie mamy bardzo perspektywiczną koncesję na poszukiwanie ropy naftowej. W tym roku na prace na egipskiej koncesji planujemy wydać ok. 40 mln zł. Jednak jeśli sytuacja się nie ustabilizuje, to harmonogram naszych prac może być zagrożony. Miejmy jednak nadzieję, że ten scenariusz się nie ziści. Dotyczy to również Libii,



Aktywność spółek zależnych PGNiG SA. Źródło: PGNiG S.A.

gdzie mamy jedną koncesję w basenie Murzuq. W 2010 roku zakończyliśmy prace sejsmiczne 2D i 3D oraz przetwarzanie danych. Wiercenie otworu poszukiwawczego rozpocznie się w marcu. Na prace w Libii w tym roku planujemy wydać ok. 150 mln zł. Wstępne szacunki oparte na danych geologicznych mówią o zasobach rzędu 160 mld m³ gazu. Wydobywanie ma szansę rozpocząć się w 2015 roku.

PD: Jak duże procentowo jest zaangażowanie PGNiG w projekty zagraniczne w porównaniu z projektami realizowanymi w kraju i czy te relacje w przyszłości będą takie same?

Na poszukiwania węglowodorów zagranicą chcemy przeznaczać około 35 proc. naszych łącznych nakładów inwestycyjnych, około 20 proc. nakładów planujemy wydawać na poszukiwania w Polsce, w tym na prace związane z gazem łukowym.

PD: Przejdźmy teraz do problemu związanego z kontraktem gazowym z Rosją. Czy nowe warunki kontraktu gazowego z Rosją są korzystniejsze dla strony polskiej od poprzednich zapisów?

Z punktu widzenia biznesowego wynegocjowaliśmy optymalne warunki. Mamy np. korzystny upust cenowy, dzięki któremu od nowego roku mogliśmy obniżyć ceny gazu dla naszych klientów. Oczywiście już słyszę zarzuty, że obniżka była symboliczna, więc odpowiadam, że gdyby nie wynegocjowany przez nas upust byłaby symboliczna, ale podwyżka. A wracając do negocjacji cenowych z Gazpromem, to właśnie formalnie poinformowaliśmy naszych partnerów o chęci renegotjowania formuły cenowej w kontrakcie jamalskim.

PD: Czy prawdą jest, że Polska kupuje gaz od Rosji po najwyższych cenach w Europie?

Cena stanowi tajemnicę handlową, natomiast stanowczo dementuję, że jest to cena najwyższa w Europie. Z pewnością byłaby ona korzystniejsza, gdyby w 2006 roku ówczesni negocjatorzy nie zgodzili się na prawie 10 proc. podwyżkę cen w kontrakcie jamalskim. Dlatego, tak jak zapowiadaliśmy, będziemy starali się wynegocjować korzystniejsze warunki i poprawić swoją pozycję podobnie jak robią to inne koncerny europejskie.

PD: Czy uruchomienie terminalu LNG w Świnoujściu daje w przyszłości szansę na obniżenie cen gazu?

Wiele zależy od sytuacji na globalnym rynku gazu i ropy naftowej. Terminal LNG ruszy w połowie 2014 roku, pozostało więc jeszcze sporo czasu. To zdecydowanie zbyt dużo, aby jednoznacznie stwierdzić, jak terminal LNG wpłynie na kształtowanie cen gazu w Polsce. Nie ulega jednak wątpliwości, że im więcej będziemy mieli źródeł dostaw gazu, tym większe będą możliwości nabycia tego surowca po optymalnych cenach.

PD: Jaki wpływ również na tą kwestię ma decyzja o budowie drugiego morskiego terminalu (boi) w Gdańsku i czy to nie jest działalność konkurencyjna dla Gaz-Systemu?

Na pewno nie jest to projekt konkurencyjny do budowanego już terminalu LNG w Świnoujściu. W Zatoce Puckiej rozważamy budowę instalacji do odbioru CNG. Jednak ten projekt jest dopiero w fazie studialnej i żadne decyzje inwestycyjne nie zostały jeszcze podjęte. Decyzja o przystąpieniu bądź zarzuceniu projektu budowy instalacji do odbioru CNG w Zatoce Puckiej zostanie podjęta po zakończeniu fazy

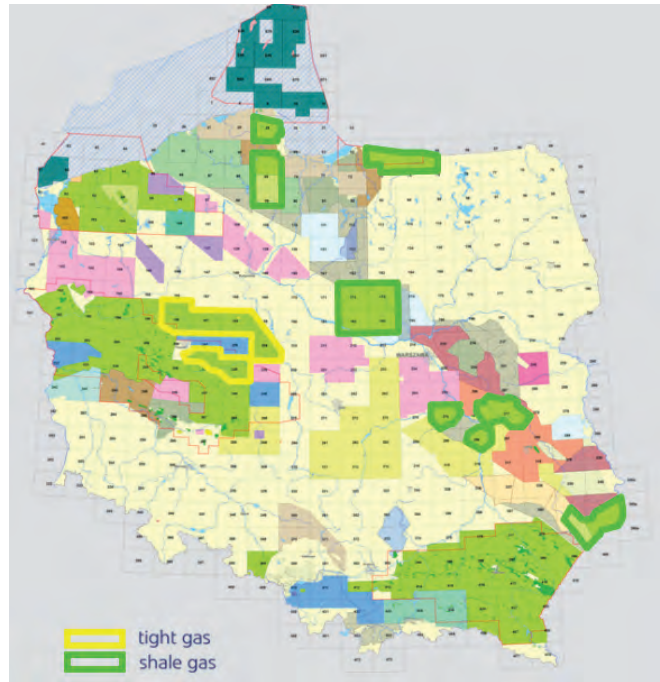
studialnej i przeprowadzeniu dokładnej analizy opłacalności ekonomicznej, możliwości operacyjnych, wpływu na środowisko i innych aspektów związanych z projektem.

Aktualnie trwają prace związane z analizą możliwości pozyskania CNG ze źródeł zlokalizowanych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Przyjęte w projekcie rozwiązania techniczne mogą stwarzać możliwość dostaw gazu w postaci LNG, o ile transportujący statek wyposażony będzie w urządzenia umożliwiające regazyfikację LNG na pokładzie.

Projekt budowy infrastruktury do odbioru CNG w Zatoce Puckiej ma stanowić uzupełnienie strategicznych inwestycji mających na celu dywersyfikację źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski. Realizacja tego projektu stanowiłaby również uzupełnienie zaopatrzenia rejonu Trójmiasta w gaz od strony Morza Bałtyckiego. Docelowo większość CNG sprowadzanego drogą morską do Polski ma po rozprężeniu trafiać do odbiorców gazu w rejonie Trójmiasta. Część gazu będzie trafiała do podziemnego magazynu gazu w Kosakowie i będzie stanowiła zabezpieczenie pokrycia lokalnego zapotrzebowania na gaz w okresie szczytów zimowych. Wszelkie nadwyżki gazu trafiają do krajowego systemu przesyłowego i będą za jego pośrednictwem przesyłane do odbiorców na terenie Polski. Realizacja projektu umożliwiłaby import do Polski gazu ziemnego w ilości do 1,5 mld m³ rocznie. Na obecnym etapie projekt przewiduje zastosowanie boi do odbioru gazu oraz gazociągów podmorskich łączących boję z budowanym magazynem gazu w Kosakowie oraz powstającym gazociągiem Pszczółki – okolice rafinerii Lotos.

PD: Jakie miejsce w strategii PGNiG zajmuje sprawa inwestycji w wydobycie gazu łupkowego i czy ze wszystkimi firmami jakie mają koncesje na poszukiwania gazu łupkowego będziemy współpracować?

Zamierzamy pozostać niekwestionowanym liderem w wydobyciu gazu ziemnego w Polsce. Oznacza to konieczność ponoszenia poważnych nakładów na poszukiwania gazu łupkowego i jesteśmy do tego przygotowani. Jednak zdając sobie sprawę, że jest to działalność obciążona dużym ryzykiem, rozwijamy ją w takim tempie, które nie wpłynie na stabilność firmy w przypadku braku sukcesu. Rozpoczęliśmy już pierwszy odwiert shale gazowy na Pomorzu Gdańskim. A wkrótce będziemy robić następne, tak, aby zbadać nasze koncesje zarówno na północy, jak i południowym-wschodzie Polski. Poszukując gazu łupkowego jesteśmy otwarci na współpracę z doświadczonymi partnerami zagranicznymi.



Obszary koncesyjne w zakresie perspektyw poszukiwawczych gazu niekonwencjonalnego w Polsce

PD: Mówi się o szerokiej ekspansji zagranicznej w zakresie poszukiwań węglowodórów przez PGNiG na świecie, czy ten ambitny plan ma uzasadnienie w kontekście angażowania się w drogie projekty krajowe związane z poszukiwaniem gazu łupkowego?

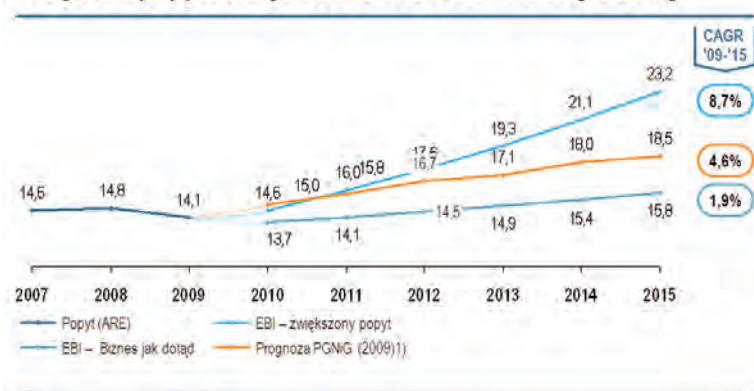
To właśnie element dywersyfikacji ryzyka związanego z poszukiwaniami, o którym wspominałem. Działając w Polsce, Norwegii, Afryce Północnej i innych krajach możemy bardziej efektywnie kontrolować poziom ryzyka, z jakim musimy liczyć się działając w segmencie upstreamu. Jesteśmy spółką giełdową i nie możemy narażać naszych akcjonariuszy. Należy bowiem pamiętać, że jeden odwiert poszukiwawczy pod kątem gazu łupkowego kosztuje nawet kilkanaście milionów dolarów. A często potrzeba ich od kilkunastu do kilkudziesięciu.

PD: Biorąc pod uwagę Państwa plany związane ze zwiększeniem wydobycia ze złóż konwencjonalnych, perspektywy gazu łupkowego, dostawy przez terminal LNG oraz import 10 mld m³ gazu rocznie z Rosji, czy nie obawia się Pan dużej nadpodaży gazu na rynku krajowym?

Jestem przekonany, że popyt na gaz w Polsce będzie rósł, choćby dlatego, że spodziewamy się budowy co najmniej 2-3 dużych elektrowni lub elektrociepłowni gazowych. Zresztą sami już rozpoczęliśmy realizację takich projektów.

PD: No właśnie, wiele mówi się o wzajemnej współpracy, kooperacji z ORLENEM i LOTOSEM, o wspólnych inwestycjach energetycznych i poszukiwawczych, czy widzi Pan partnera w tych firmach i czy może Pan

Prognoza popytu na gaz w Polsce, 2007-2015 [mld m³]



Źródło: PGNiG S.A.

krótko wskazać najważniejsze planowane wspólne projekty.

Naszym kluczowym partnerem biznesowym w projektach elektroenergetycznych jest Grupa Tauron, z którą już budujemy elektrociepłownię gazową o mocy 400 MW w Stalowej Woli. Chcemy również przekonać naszego partnera do współpracy w kolejnych przedsięwzięciach tego typu. Ciekawe projekty rozwijają też ORLEN, CEZ i GDF-Suez, ale współpraca z nimi nie jest tak zaawansowana. Nie ukrywamy natomiast, że mamy ambicję stać się samodzielnym graczem w energetyce, stąd nasze zainteresowanie prywatyzacją SPEC SA i zakupem aktywów wytwórczych należących do Vattenfalla. Jeśli to nam się uda, to już w pełni samodzielnie będziemy mogli realizować nowe projekty gazowe.

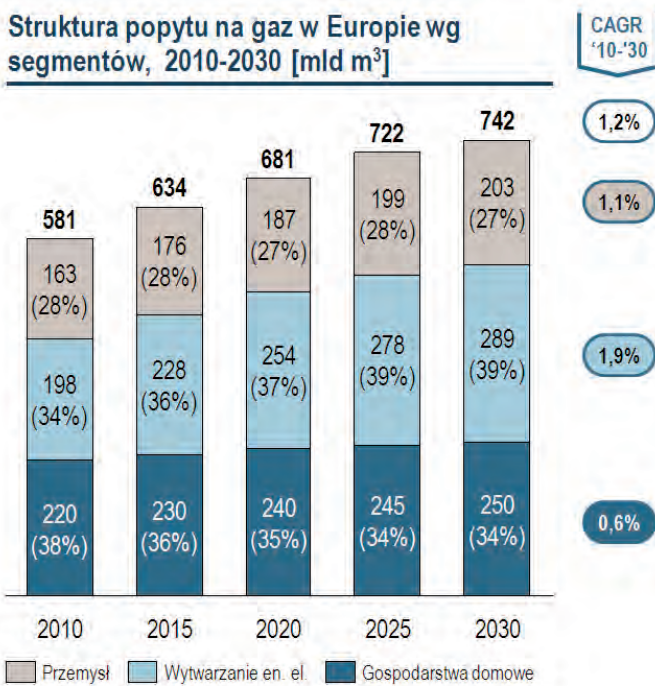
PD: A może PGNiG powinna już układać strategię eksportową? W naszym regionie znajdują się poważni importerzy gazu, np. Białoruś i Ukraina, których łączny import to ok. 53 mld m³ rocznie. Jest jeszcze Dania, która w niedługim czasie będzie musiała importować gaz?

Ze względu na uwarunkowania geopolityczne cena gazu na Białorusi i Ukrainie nadal pozostaje na dużo niższym poziomie niż w Unii Europejskiej. Ten kierunek wydaje się dla nas zatem mało dostępny. Natomiast rzeczywistość obiecujące perspektywy stwarza nam obecność na kluczowych rynkach Europy Zachodniej. Zaczniemy od Niemiec, gdzie już powołaliśmy spółkę POGC Trading, która umożliwi nam handel gazem na rynku niemieckim. A kolejne etapy to Wielka Brytania i kraje Beneluxu.

PD: Na zakończenie dziękuję bardzo za odpowiedzi na pytania, które jak sądzę nurtują również czytelników „Wiadomości Naftowych i Gazowniczych” i życzę Panu i całej firmie realizacji tego bardzo ambitnego, ale również wydaje mi się, że realnego i potrzebnego planu.

Dziękuję również i pozdrawiam wszystkich czytelników „Wiadomości...”.

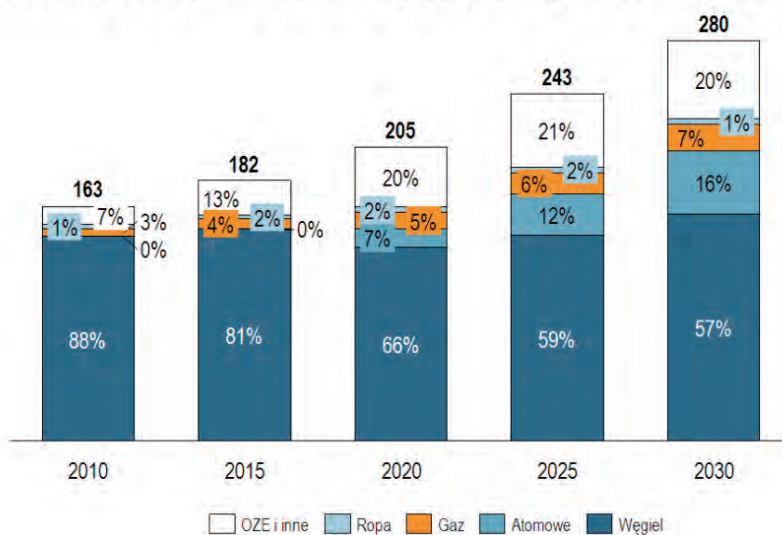
Struktura popytu na gaz w Europie wg segmentów, 2010-2030 [mld m³]



1) Pozostała wartość pomiędzy popytem a produkcją w scenariuszu IGU

Źródło: PGNIG S.A.

Produkcja en. el. brutto w Polsce wg typów paliw, 2010-2030 [TWh]



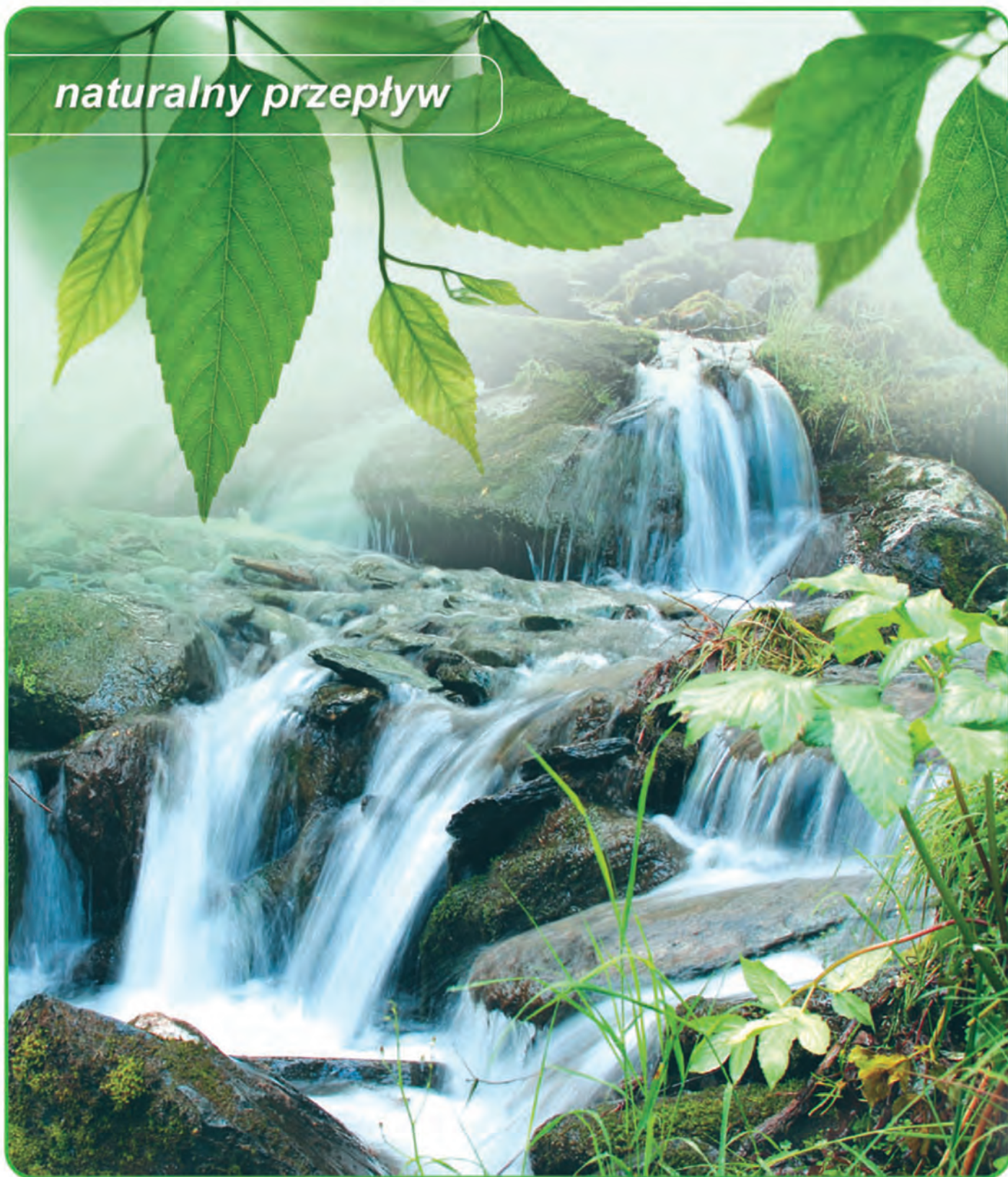
Źródło: PGNIG S.A.



Elektrociepłownia Stalowa Wola. Źródło: PGNIG S.A.



naturalny przepływ



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

Dolnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
ul. Ziębicka 44, 50-507 Wrocław
www.dsgaz.pl


DOLNOŚLĄSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA

Gospodarcze i polityczne znaczenie sektora naftowego i gazowego dla Azerbejdżanu



Marcin Sienkiewicz

Najważniejszym bogactwem naturalnym położonego nad Morzem Kaspijskim Azerbejdżanu jest ropa naftowa. Surowiec ten był wykorzystywany przez miejscową ludność już w okresie średniowiecza. W 1264 r. w trakcie swojej podróży do Chin Marco Polo zatrzymując się w Baku spotkał się z pozyskiwaniem ropy naftowej dla celów leczniczych i oświetleniowych. Rozwój wydobycia na szeroką skalę tego surowca nastąpił w drugiej połowie XIX wieku. Pierwszy zakład przemysłowy przetwarzający ropę naftową położony w okolicy Baku założony w 1857 r. rosyjski kupiec Wasilij Aleksandrowicz Kokorew. Powstanie azerskiego przemysłu naftowego związane jest przede wszystkim z Robertem Noblem oraz jego braćmi Ludwikiem i Alfredem. Założona przez nich w 1879 r. spółka „Bracia Nobel & K^o” szybko zdobywa czołową pozycję w produkcji ropy, kontrolując ponad 50% jej wydobycia. W 1901 r. należąca do Imperium Rosyjskiego Azerbejdżan osiągnął największe wydobycie ropy w skali całego świata – 11,5 mln ton. Do końca XIX w. głównym odbiorcą ropy była Persja, do której dostawy realizowane były przez wody Morza Kaspijskiego. Pierwszy ropociąg łączący Baku z gruzińskim portem Batumi nad Morzem Czarnym uruchomiono natomiast w 1907 r., co umożliwiło większe dostawy do krajów europejskich. W okresie istnienia Związku Sowieckiego Azerbejdżan i Baku stały się głównym centrum produkcji naftowej. Szczyt wydobycia nastąpił w 1941 r., kiedy to z azerskich złóż pochodziło 71,4% sowieckiego wydobycia nafty¹. O strategicznym znaczeniu nadkaspjskich pól naftowych doskonale zdawali sobie sprawę przywódcy III Rzeczypospolitej. Głównym celem rozpoczętej 28 czerwca 1942 r. na froncie wschodnim, nowej ofensywy Wehrmachtu miało być przekroczenie Wołgi oraz opanowanie kaukaskich złóż ropy naftowej. Operacja zmierzająca do opanowania rejonów roponośnych oznaczona została kryptonimem „Szarotka – Edelweis”. Uderzenie na

południu Związku Sowieckiego Grupy Armii „A” pod dowództwem gen. płk. Ewalda von Kleista, było koordynowane z letnią ofensywą wojsk generała Erwina Rommla w Afryce Północnej, które po przebiciu się przez Egipt miały z kolei odciąć aliantów od zasobów bliskowschodnich. Naftowe plany Adolfa Hitlera zostały jednak zaprzepaszczone w konsekwencji poniesienia klęsk w bitwach pod Stalingradem i El-Alamaj.

W historii niepodległego Azerbejdżanu jedno z najważniejszych wydarzeń wiąże się natomiast z podjętą w sierpniu 1994 r. decyzją o zawarciu tzw. „kontrakt stulecia”, którego stronami był azerski koncern naftowy i konsorcjum skupiające osiem amerykańskich, brytyjskich, norweskich, tureckich i rosyjskich spółek petrochemicznych. Umowa ta, w zamian za 8 mld USD, dała prawo do eksploatacji azerskich złóż przez zagranicznych inwestorów. Otwierając się na inwestycje zagraniczne w segmencie poszukiwań, wydobycia i transportu, Azerbejdżan zyskuje coraz większe znaczenie na światowym rynku naftowym.

Gospodarcze znaczenie ropy i gazu

Liczący 8,73 mln ludności i zajmujący 86,6 tys. km² powierzchni Azerbejdżan, podobnie jak pozostałe kraje postsowieckie, dotknięty został w ostatniej dekadzie XX w. głęboką recesją gospodarczą. Jednak już w 1996 r. odnotowano wzrost PKB na poziomie 1,3%. Po upływie dwóch lat rozwój gospodarczy uzyskał aż 10% wzrost. W pierwszych latach XXI w. Azerbejdżan stał się najdynamiczniej rozwijającym się krajem na całym obszarze postsowieckim. W roku 2006 wzrost gospodarczy osiągnął rekord dochodząc do poziomu 35%. Tak znakomite wyniki gospodarcze kraj zawdzięczał w pierwszym rzędzie wydobyciu i sprzedaży

ropy naftowej, a następnie gazu ziemnego. Ponad połowa PKB Azerbejdżanu oraz ok. 70% wpływów do budżetu państwa generowane jest przez sektor naftowy². Pieniądże pozyskiwane są m.in. poprzez podatek obciążający eksploatację zasobów naturalnych. Stawka tego podatku uzależniona jest od rodzaju i zakresu prac przeprowadzonych przez podmioty gospodarcze. Zawierane z zagranicznymi koncernami umowy na wydobycie nafty czy gazu zawierają także indywidualnie negocjowane prowizje od wielkości kontraktu. Dzięki uzyskiwanym w ten sposób środkom władze państwowe mogą pozwolić sobie na hojną politykę socjalną. Np. w 2003 r. na mocy rozporządzenia prezydenta republiki płace pracowników sfery budżetowej (m.in. służby zdrowia, oświaty, kultury) wzrosły o 50%, a świadczenia dla emerytów zostały podwyższone o 40%³. W strukturze eksportu surowce mineralne stanowią 92% całej masy towarowej. Dzięki sprzedaży surowców energetycznych, międzynarodowa wymiana handlowa kraju osiągnęła po 2007 r. bardzo wysokie, dodatnie saldo.

Środki finansowe pozyskiwane z eksportu ropy naftowej i gazu ziemnego zasilały także utworzony w grudniu 1999 r. Państwowy Fundusz Naftowy Republiki Azerbejdżanu (The State Oil Fund of the Republic of Azerbaijan -SOFAZ). Gromadzone przez Fundusz pieniądze służą m.in. materialnemu wsparciu uchodźców i przesiedleńców z Górskiego Karabachu⁴, finansowaniu prorozwojowych inwestycji oraz stabilizowaniu finansów państwa. W 2009 r. na konto Funduszu wpłynęło łącznie 14,9 mld USD⁵.

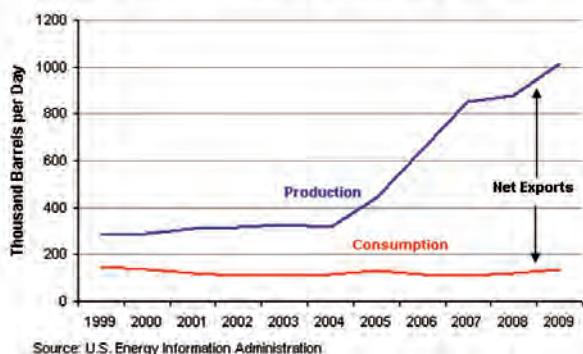
Wysokość wpływów do budżetu państwa i Funduszu Naftowego w dużej mierze zależy od kondycji sektora naftowo-gazowego. Spadek popytu i cen na ropę naftową związany z kryzysem światowym spowodował znaczące wyhamowanie tempa rozwoju azerskiej gospodarki oraz spadek obrotów handlowych. W 2008 r. wzrost PKB osiągnął poziom tylko 10,8%, a 2009 r. obniżył się do 9,3%. Pogorszyła się także sytuacja w handlu zagranicznym, w którym dodatnie saldo w bilansie płatniczym za rok 2009 drastycznie się obniżyło w porównaniu do roku poprzedniego⁶.

Tabela nr 1. Obroty handlowe Azerbejdżanu (w mld USD)

	2007 r.	2008 r.	2009 r.
Obroty handlowe z zagranicą	11 770,6	54 919,7	20 818,2
Eksport	6 058,4	47 756,2	14 698,5
Import	5 712,2	7 163,5	6 119,7
Saldo	346,2	40 592,7	8 578,8

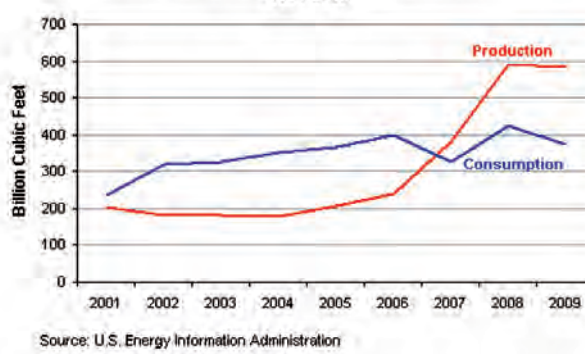
Źródło: Informator ekonomiczny o państwach świata. Azerbejdżan. Ministerstwo Spraw Zagranicznych RP, www.msz.gov.pl/files/Informator%20ekonomiczny%20-%20pdf/Azerbejdżan/Azerbejdżan%2003.pdf

Azerbaijan's Oil Production and Consumption, 1999-2009



Source: U.S. Energy Information Administration

Azerbaijan's Natural Gas Production and Consumption, 2001-2009



Source: U.S. Energy Information Administration

Wykres nr 1. Dynamika produkcji i konsumpcji ropy naftowej w Azerbejdżanie w latach 1999-2009. Źródło: www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Azerbaijan/Oil.html

Źródło: www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Azerbaijan/NaturalGas.html

Rezerwy i wydobycie ropy i gazu ziemnego

Produkcja ropy naftowej w ostatnich 10 latach w Azerbejdżanie wykazuje tendencję wzrostową. Dzienna produkcja ropy osiągnięta w 1999 r. średni poziom 283 tys. baryłek, w roku 2009 urosła do poziomu 1 mln baryłek. W skali rocznej wydobycie osiągnęło natomiast wielkość 50,4 mln ton. Potwierdzone rezerwy surowca w 2010 r. oceniane były na 7 mld baryłek⁷.

Wydobycie surowca koncentruje się na wybrzeżu i na dnie Morza Kaspijskiego oraz w środkowej części kraju.



Mapa nr 1. Wydobycie surowców mineralnych w Azerbejdżanie

Potwierdzone rezerwy gazu ziemnego Azerbejdżanu według Energy Information Administration oceniane są na 28,3 bln m³⁸. W ostatnich pięciu latach nastąpił znaczący wzrost zarówno rezerw jak i wydobycia tego surowca. Jeszcze w 2005 r. Azerbejdżan przy produkcji własnej na poziomie 5,7 mld m³ musiał zaimportować ok. 5 mld m³ gazu. Od 1992 r. głównym dostawcą gazu dla kaukaskiej republiki pozostawała Federacja Rosyjska, dostarczając np. w 2005 r. 4,5 mld m³ surowca.

Od roku 2006 następuje wyraźny wzrost wydobycia krajowego, które spowodowane jest wzrostem cen rosyjskiego gazu (z 60 USD do 110 USD/1000 m³) oraz zagospodarowaniem złokalizowanych pod dnem Morza Kaspijskiego – przede wszystkim złoża Szah Deniz⁹. W następnych latach własne wydobycie zaczyna zaspokajać w pełni konsumpcję krajową i generować nadwyżki eksportowane do krajów sąsiednich. W 2008 r. przy wydobyciu 23,6 m³ gazu, Azerbejdżan staje się dostawcą surowca do Gruzji, Turcji i Rosji. Eksport gazu w 2009 r. osiągnął poziom 6,6 mld m³.

Potencjał i struktura sektora naftowego i gazowego

Azerski sektor naftowo-gazowy zdominowany jest przez Państwowy Koncern Republiki Azerbejdżanu (State Oil Company of Azerbaijan Republic – SOCAR). Jest on także odpowiedzialny za negocjowanie umów z inwestorami zagranicznymi zainteresowanymi azerską ropą i gazem. Koncern utworzony został dekretem prezydenckim z 12 września 1992 r. na bazie funkcjonujących w czasach sowieckich przedsiębiorstw Azerneft i Azneftkimiya. Należący do skarbu państwa koncern obejmuje swą działalnością cały łańcuch biznesowy w postaci: poszukiwań i eksploatacji złóż ropy i gazu, przerobu ropy naftowej, transportu surowców oraz ich eksportu. W roku 2009 koncern wydobyl 9,1 mln ton ropy naftowej oraz 7 mld gazu ziemnego. Pozyskiwany surowiec przerabiany jest w należących do SOCARU dwóch rafineriach: Baku Oil Refinery i Oil Refinery Azneftiyag. Pierwsza z nich oprócz produkcji benzyn i oleju napędowego specjalizuje się także w wytwarzaniu oleju opałowego, którego produkcja w 2008 r. wyniosła 839, 5 tys. ton¹⁰. SOCAR jest także partnerem biznesowym w inwestycjach realizowanych przez zagraniczne podmioty z branży naftowo-gazowniczej takich jak BP, Statoil, Exxon Mobil czy ENI.

SOCAR poza Azerbejdżanem obecny jest również w 12 krajach świata. Najwięcej inwestycji azerski koncern przeprowadził dotychczas w sąsiedniej Gruzji będąc m.in. właścicielem importującej paliwa spółki SOCAR Georgia Petroleum (do spółki należą m.in. sieć 60 stacji benzynowych) oraz od 2006 r. stając się głównym udziałowcem terminalu naftowego w Kulewi (nieдалеко Poti) nad Morzem Czarnym – Black Sea Terminal. Własną sieć dystrybucyjną azerski koncern buduje także na Ukrainie dokonując 2010 r. zakupu 30 stacji benzynowych¹¹. SOCAR rozwija swoje inwestycje w Turcji, kontrolując działające w tym kraju przedsiębiorstwo petrochemiczne Petkim, które jest głównym odbiorcą azerskiego gazu ziemnego. Kolejną spółką zależną działającą na rynku tureckim jest SOCAR-Turcas, która w lipcu 2010 r. przystąpiła do realizacji projektu budowy rafinerii o mocy przerobowej 10 mln ton rocznie w prowincji Izmir¹². Pozycja azerskiego koncernu w Turcji została dodatkowo wzmocniona 5 stycznia 2011 r. wraz uzyskaniem przez SOCAR Turcas 30-letniej licencji na sprzedaż gazu¹³. Azerski eksport gazu zaczyna także wychodzić poza najbliższe otoczenie kraju. Na mocy podpisanego 23 listopada 2010 r. porozumienia w Baku, azerski gaz będzie eksportowany na rynek syryjski w ilości ok. 1 mld m³ rocznie. Rozpoczęcie sprzedaży poprzedzone zostanie inwestycją infrastrukturalną w postaci budowy gazociągu łączącego Turcję z Syrią¹⁴.

Transport ropy i gazu

Eksportowana przez Azerbejdżan ropa przedostaje się do odbiorców zagranicznych przede wszystkim dzięki wykorzystaniu transportu przesyłowego, a następnie morskiego. Istnieją trzy magistrale rurociągowo zapewniające wywóz azerskiej ropy:

Wybudowany w 1997 r. ropociąg Baku – Noworosyjsk (BN) o długości 1397 km. Pierwotna trasa rurociągu na odcinku 145 km przechodziła przez terytorium Czeczenii. W kon-



Mapa nr 2. Połączenia przesyłowe w regionie kaukaskim. Źródło: www.enotes.com

sekwencji kolejnej wojny z Czeczenią rurociąg został zamknięty. W roku następnym uruchomiono odcinek przechodzący przez Dagestan o długości 328 km.

Oddany do użytku w 1999 r. ropociąg Baku – Supsa (BS) o długości 828 km i przepustowości do 150 tys. baryłek dziennie.

Uruchomiony w 2006 r. ropociąg Baku – Tbilisi – Ceyhan (BTS) o długości 1768 km. To sztandarowe przedsięwzięcie infrastrukturalne łączące Azerbejdżan, Gruzję i Turcję, zrealizowane przez międzynarodowe konsorcjum na czele z BP przy wsparciu amerykańskiej dyplomacji.

Wykorzystywany jest także na terytorium Rosji i Gruzji transport kolejowy. Najważniejsza linia kolejowa prowadzi z Baku, przez terytorium Gruzji do terminalu naftowego w Kulewi.

Transport gazu ziemnego odbywa się natomiast przy wykorzystaniu uruchomionego we wrześniu 2006 r. gazociągu Baku-Tbilisi-Erzurum (BTE) o długości 1382 km i średnicy 1070 mm. Gazociąg umożliwiający dostawy gazu ze złoża Szah Deniz do Turcji poprowadzony został wzdłuż ropociągu BTC. Międzynarodowe konsorcjum zarządzające gazociągiem (głównymi udziałowcami są BP 25,5%, Statoil 25,5%, SOCAR 10%, Łukoil 10%) planuje przesyłanie w przyszłości 20 mld m³ rocznie gazu ze złóż kaspjskich¹⁵.

Ropa i gaz w polityce Azerbejdżanu

Dzięki posiadanym zasobom surowców energetycznych oraz dogodnemu położeniu geograficznemu Azerbejdżan stał się atrakcyjnym partnerem gospodarczym i politycznym dla wielu krajów. Wykorzystując te atuty władze w Baku starają się prowadzić wielobiegową politykę zagraniczną różnicując swoje relacje polityczne i gospodarcze. Azerbejdżan będąc członkiem zdominowanej przez Rosję Wspólnoty Niepodległych Państw współtworzy także w ścisłe związki regionalne w ramach al-

ternatywnych organizacji takimi jak GUUAM¹⁶. Azerbejdżan konsekwentnie intensyfikuje także relacje dwustronne m.in. z aspirującą do członkostwa z NATO Gruzją, będącą członkiem NATO Turcją oraz liderem Sojuszu Północno Atlantyckiego Stanami Zjednoczonymi. Bliskie relacje łączą Azerbejdżan z Kazachstanem, który dzięki azerskiej infrastrukturze transportowej (przede wszystkim ropociąg BTS) może różnicować drogi transportu i rynki zbytu dla swojej ropy naftowej. Należy także wspomnieć o włączeniu się Azerbejdżanu w realizowaną w latach 2006-2008 polską koncepcję budowy korytarza transportowego „Północ-Południe”¹⁷. W polityce gospodarczej azerskie władze postawiły przede wszystkim na współpracę w sektorze paliwowym z kapitałem zagranicznym. Konsekwencją tej współpracy jest budowa nowej, niezależnej od Rosji infrastruktury transportowej oraz inwestycje w zagospodarowanie nowych złóż, które przyczyniają się do zwiększenia możliwości produkcyjnych kraju. Aktywności eksportowej Azerbejdżanu towarzyszy także rozwijanie szerszej współpracy gospodarczej z krajami importarami w postaci samodzielnych albo wspólnych, bezpośrednich inwestycji infrastrukturalnych. Prowadzona jest więc długofalowa polityka budowania trwałych więzi gospodarczych i politycznych z najbliższymi sąsiadami oraz otwartości na współpracę z partnerami z poza regionu kaspjsko-kaukaskiego.

Dochody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu służą Azerbejdżanowi do budowy swojej pozycji politycznej w regionie poprzez rozbudowę potencjału militarnego. W przyjętym na 2011 r. projekcie budżetu wydatki na obronność mają pochłoniąć ok. 3,0 mld USD, czyli prawie dwukrotnie więcej w stosunku do roku poprzedniego¹⁸.

Tradycyjnie aktywną politykę wobec Azerbejdżanu prowadzi Rosja, która od czasu rozpadu Związku Sowieckiego traktuje kraje połu-

dniowego Kaukazu jako swoją wyłączną strefę wpływów¹⁹. W przypadku relacji gospodarczych Rosja przez kilkanaście lat starała się utrzymać monopolistyczną pozycję w dostawach gazu i transporcie ropy z Azerbejdżanu. Od czasu wzrostu wydobycia gazu Moskwa stara się natomiast skupić jak największe ilości gazu azerskiego. Moskwa nie przygląda się biernie także przedsięwzięciom infrastrukturalnym zrealizowanym i realizowanym przez państwa Kaukazu Południowego. Przejawem polityki przeciwdziałania Rosji procesowi uniezależniania się (szczególnie w sektorze ropy i gazu) tego regionu była wojna z Gruzją w sierpniu 2008 r. Efektem działań zbrojnych podjętych przeciw Gruzji było m.in. zajęcie portu w Poti i terminalu naftowego w Kulewi, zbombardowanie terenu wokół rurociągów BTS i BS i konsekwencji podjęcie przez ich operatora (BP) decyzji o ich czasowym zamknięciu, zbombardowanie składu kolejowego z transportem ropy naftowej. Wojna przeciw Gruzji była więc także wymierzona politycznie w Azerbejdżan, podważając bezpieczeństwo dostaw azerskiej ropy.

Pomimo oczywistej dysproporcji potencjałów między obu państwami i konieczności uwzględniania czynnika rosyjskiego, Azerbejdżan nie zrezygnował z polityki budowania alternatywnych względem Rosji stosunków gospodarczo-politycznych z innymi partnerami. O determinacji Baku w tym zakresie świadczy m.in. włączenie się do relacji białorusko-wenezuelskich SOKARU poprzez podpisanie kontraktu na dostawy 5 mln ton ropy naftowej rocznie na Białoruś w ramach wymiany towarowej z Wenezuelą. Potwierdzeniem takiej polityki jest także podtrzymywanie swojego zainteresowania przystąpieniem do unijnego projektu Południowego Korytarza Transportu Gazu²⁰

Przypisy:

- 1 A. Szironkorad, *Kaspj – ruskoje ozjero, Moskwa, 2007 r. s. 95-97.*
- 2 *Azerbejdżan. Informacja o stosunkach gospodarczych Polski z Azerbejdżanem, Ambasada Rzeczypospolitej Polskiej w Republice Azerbejdżanu Wydział Ekonomiczny, styczeń 2011 r.*
- 3 *Przemówienie inauguracyjne prezydenta Republiki Azerbejdżańskiej z 31 października 2003 roku, <http://library.aliyev-heritage.org/pl/2773818.html>*
- 4 *Górski Karabach – terytorium Azerbejdżanu o powierzchni 4 400 km², kontrolowane przez Armenię.*
- 5 *Annual Report 2009, State Oil Fund of the Republic of Azerbaijan, s. 8.*
- 6 *Informacja o stosunkach gospodarczych Polski z Azerbejdżanem. Ministerstwo Gospodarki RP, 11.01.2011r., www.mg.gov.pl*

- 7 Azerbaijan. Oil, Energy Information Administration, www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Azerbaijan/Oil.html
- 8 Azerbaijan. Natural Gas. Energy Information Administration, www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Azerbaijan/NaturalGas.html
- 9 A. Nurniec, E. Fischer, Azerbejdżan. Przewodnik dla przedsiębiorców, Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości, Warszawa 2006 r., s.38-39.
- 10 Baku oil refinery cuts fuel oil production, 17.08.2010. <http://www.news.az/articles/21137>
- 11 SOCAR begins opening gas stations in Ukraine under its brand, „Petrol Plaza”, 12.10.2010 r., www.petrolplaza.com/news/industry/MiZlbiYxMDgzMSYmMSYzMCYx
- 12 License awarding ceremony of SOCAR-TURCAS, 23.07.2010 r., socar.az/2459-news-view-en.html
- 13 Azerbejdżan uzyskał licencję na sprzedaż gazu w Turcji, „Tydzień na Wschodzie”, 12.01.2011 r., www.osw.waw.pl.
- 14 Azerbejdżan uruchomi eksport gazu do Syrii w przyszłym roku, „Tydzień na Wschodzie”, 10.12.2010 r., www.osw.waw.pl.
- 15 South Caucasus Pipeline, BP, www.bp.com
- 16 Porozumienie Gruzji, Ukrainy, Uzbekistanu, Azerbejdżanu i Mołdawii.
- 17 Szerzej na ten temat w: M. Sienkiewicz, Koncepcja korytarza transportowego Północ-Południe w polityce zagranicznej Polski, [w:] Polityka wschodnia Polski, pod red. A. Gil, T. Kapuśniak, Lublin-Warszawa, 2009 r.
- 18 R. Smerteh, Siły zbrojne Republiki Azerbejdżanu, „Przegląd Gospodarczo-Obronny”, nr 1/2010 r., s. 30, www.przemysl-obronny.pl/img/wrzesien2010.pdf
- 19 Szerzej na ten temat w: M. Nizioł-Celewicz, Polityka Federacji Rosyjskiej wobec obszaru Wspólnoty Niepodległych Państw, [w:] Federacja Rosyjska w stosunkach międzynarodowych, pod red. A. Czarnocki, I. Topolski, Lublin 2006 r., s.135-156.
- 20 A. Jarosiewicz, Azerbejdżan zdecyduje o kształcie Południowego Korytarza Transportu Gazu, „Tydzień na Wschodzie”, 19.01.2011 r., www.osw.waw.pl

Dr Marcin Sienkiewicz
Instytut Studiów Międzynarodowych,
Uniwersytet Wrocławski



XIV Konferencja Gazterm

Międzyzdroje 16 - 18 maja 2011
Hotel Amber Baltic

**Rozwój systemu
transportu i rynku gazu
(współpraca przedsiębiorstw
gazowniczych
z samorządami terytorialnymi).**

www.gazterm.pl

Partner Konferencji



Organizatorzy



studio | 4u

Patronat medialny



Studio 4u, 70-332 Szczecin, Al. Piastów 69/5
tel. 91 485 17 10, fax: 91 485 17 17, tel.kom.: 0 607 220 470
tel.kom.: 0 512 092 384, e-mail: gazterm@gazterm.pl



**Laboratorium
Tworzyw Sztucznych
Instytutu Nafty i Gazu**

ul. Bagrowa 1, 30-733 Kraków
Tel.: 12 653 25 12 w.154 Fax: 12 653 16 65
piotr.szewczyk@inig.pl

**Akredytacja
PCA Nr AB041**

GRUPY BADANYCH WYROBÓW

- | | |
|--|--|
| Rury, kształtki i armatura z polietylenu (PE) do gazu | - wg PN-EN 1555 |
| Rury, kształtki i armatura z polietylenu (PE) do wody | - wg PN-EN 12201 |
| Rury, kształtki i armatura z polietylenu (PE) do kanalizacji deszczowej i sanitarnej | - wg PN-EN 13244 |
| Systemy rur wielowarstwowych (PEX – Al – PEX) do instalacji wody ciepłej i zimnej | - wg PN-EN ISO 21003 |
| Systemy rur z polipropylenu (PP) do instalacji wody ciepłej i zimnej | - wg PN-EN ISO 15874 |
| Systemy rur z polietylenu usieciowanego (PE-X) do instalacji wody ciepłej i zimnej | - wg PN-EN ISO 15875 |
| Systemy rur z polibutenu (PB) do instalacji wody ciepłej i zimnej | - wg PN-EN ISO 15876 |
| Złączki zaciskowe z polipropylenu (PP) | Elastyczne wężyki do armatury sanitarnej |
| Systemy do renowacji rurociągów | Kształtki segmentowe do gazu i wody |
| Połączenia PE/STAL | Gazowe przyłącza domowe |
| | Szafki gazowe |

**Specjalistyczne szkolenia
z zakresu stosowania technologii
zgrzewania doczołowego i elektrooporowego rur z polietylenu**

Labor Improdus Omnia Vincit



26 stycznia w siedzibie Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie odbyło się uroczyste wręczenie nagród i wyróżnień przyznanych Instytutowi na międzynarodowych wystawach w 2010 r. Przekazania dokonał prezes Stowarzyszenia Polskich Wynalazców i Racjonalizatorów dr inż. Adam Rylski.

Oprócz dyplomów i medali zdobytych na wystawach m. in. w Seulu, Genewie, Brukseli oraz Moskwie dr inż. Adam Rylski wręczył Instytutowi szczególne wyróżnienie – Krzyż Oficerski Labor Improdus Omnia Vincit (*Praca wszystko zwycięża*) nadany za dorobek naukowy Instytutowi Nafty i Gazu. To belgijskie odznaczenie przyznawane jest instytucjom o wyjątkowych osiągnięciach na polu nowoczesnych technologii.



Fot. arch. INiG

W uroczystości wzięli udział autorzy nagradzanych przez światowe gremia innowacyjnych rozwiązań.



Fot. arch. INiG



Fot. arch. INiG

Tylko w 2009 i 2010 roku Instytut Nafty i Gazu otrzymał ponad 100 nagród i wyróżnień przyznanych na międzynarodowych wystawach.

W skali kraju, INiG znajduje się w gronie liderów pod względem ilości nagród otrzymywanych za innowacyjne rozwiązania i technologie.

Stowarzyszenie Polskich Wynalazców i Racjonalizatorów od 1990 roku prowadzi promocję polskich wynalazków na międzynarodowych wystawach i targach innowacji. W tym okresie zaprezentowało ponad 2 tysiące polskich innowacyjnych rozwiązań techniczno-technologicznych na kilkudziesięciu wystawach na całym świecie.

Instytut Nafty i Gazu

INiG nominowany do European Business Awards



26 stycznia Instytut Nafty i Gazu został nominowany do Europejskiej Nagrody Biznesu 2011 – European Business Awards. Instytut będzie reprezentował Polskę w kategorii Pracodawca Roku.

Instytut został wybrany spośród 15 tysięcy instytucji z całej Europy. Zastosowano następujące kryteria wyboru: sukcesy biznesowe, innowacje, etyka w biznesie.

Kapituła Konkursu argumentuje swą decyzję o nominacji Instytutu uznaniem dla: *decyzji i starań Instytutu, by być dobrym pracodawcą.*

Pracodawca Roku jest kategorią, w której 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.

Rygorystyczny proces oceny uczestników i wyłaniania laureatów sprawia, że przynależność do grona firm nominowanych w konkursie European Business Awards stała się jednym z najbardziej pożądanых wyrazów uznania dla biznesu.

Konkurs European Business Awards, sponsorowany przez firmę HSBC, ma na celu promowanie doskonałości, najlepszych praktyk i innowacji w europejskim środowisku biznesowym. W roku 2011 nagrody zostaną przyznane po raz piąty.

Grono najlepszych firm w Europie poznamy w listopadzie podczas uroczystej gali w Londynie.

Instytut Nafty i Gazu

Numer D-U-N-S® dla Instytutu

Instytut Nafty i Gazu został wpisany do bazy danych korporacji D&B pod numerem: D-U-N-S®: 422 338 020.

Numer D-U-N-S jest światowym standardem, rozpoznawanym, wykorzystywanym i wymaganym przez ponad 50 globalnych organizacji handlowych i przemysłowych, włącznie z rządem USA i Australii.

D-U-N-S jest dziewięciocyfrowym numerem identyfikacyjnym, nadawanym firmom działającym na całym świecie, przez korporację D&B. Jest jedynym w swoim rodzaju wskaźnikiem stanowiącym potwierdzenie rejestracji i prowadzenia działalności przez podmiot gospodarczy. Jest również wykorzystywany do określania powiązań kapitałowych.

W rozwiązaniach typu Enterprise Resource Planning (ERP), Enterprise Risk Management (ERM), Customer Resource Management (CRM), and Customer Information Management (CIM), Numer D-U-N-S odgrywa istotną rolę w racjonalizacji danych. Wykorzystanie Numeru D-U-N-S podwyższa jakość informacji, będących podstawą dla podejmowanych decyzji biznesowych.

Instytut Nafty i Gazu

PRENUMERATA

Najlepszym sposobem na regularne otrzymywanie WIADOMOŚCI NAFTOWYCH I GAZOWNICZYCH

Zamówienia: tel./fax: 018 352 64 84
<http://www.wnig.pl> e-mail: prenumerata@wnig.pl

Kopalnia Gazu Ziemnego Wielichowo



Tomasz Piela



PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

Kopalnia Gazu Ziemnego Wielichowo to największa z inwestycji realizowanych w ramach Projektu Grodzisk przez PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze, który jako inwestor zastępczy prowadził i nadzorował cały proces inwestycyjny. Budowa kopalni realizowana jest etapowo, w ramach dwóch zadań inwestycyjnych. W pierwszym etapie zagospodarowano 5 odwiertów na złożu Wielichowo, 4 odwierty na złożu Ruchocice, jeden odwiert na złożu Łęki oraz wybudowano Ośrodek Centralny Wielichowo, w drugim etapie zostaną zagospodarowane 4 odwierty na złożach Jabłonna i 1 odwiert na złożu Elżbieciny. Pierwszy etap zakończono w październiku 2010 r., a zakończenie drugiego etapu ma nastąpić do końca czerwca 2011 r.

Proces inwestycyjny

Budowa kopalni realizowana jest w systemie Generalnego Realizatora Inwestycji, który odpowiada za zaprojektowanie, budowę i ruch kopalni. GRI dla obu etapów tego przedsięwzięcia jest firma Budownictwo Naftowe „Naftomontaż” sp. z o.o. z Krosna. Umowę na realizację I etapu podpisano w maju 2008 r., a II etapu w lipcu 2009 r. Kompletna dokumentacja projektowa na zlecenie GRI została opracowana przez Biuro Projektów „NAFTA-GAZ” sp. z o.o. w Jaśle.

Fazę realizacji poprzedziło przygotowanie inwestycji, które obejmowało następujące etapy:

- 2003 r. – opracowanie i zatwierdzenie koncepcji wstępnej
- 2003-2005 r. – opracowanie koncepcji programowo-przestrzennej
- 2006 r. – opracowanie programu funkcjonalno-użytkowego
- 2006-2009 r. – opracowanie miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego dla gmin Grodzisk Wlkp., Kamieniec, Rakoniewice i Wielichowo

Nadzór inwestorski nad całością przedsięwzięcia zapewnił zielonogórski Oddział PGNiG SA, który w ramach Działu Inwestycji Górniczych powołał w tym celu specjalny zespół pracowników składający się m.in. z inspektorów nadzoru reprezentujących wszystkie

branże budowlane: technologiczno-sanitarną, konstrukcyjno-budowlaną, elektryczną i AKPIA oraz telekomunikacyjną.

System zagospodarowania złóż

W ramach przedmiotowego przedsięwzięcia inwestycyjnego zagospodarowano następujące odwierty gazowe zlokalizowane na niżej wymienionych złożach:

- a) Złoże gazowe Wielichowo – odwierty: W-2, W-4, W-5, W-6, W-7K
- b) Złoże gazowe Ruchocice – odwierty: R-1, R-2K, R-3, R-4
- c) Złoże gazowe Łęki – odwiert: Ł-1
- d) Złoże gazowe Jabłonna – odwierty: J-1, J-2, J-3, J-4
- e) Złoże gazowe Elżbieciny – odwiert: E-1

Gaz ze złoża Łęki skierowano do instalacji KGZ Kościan-Brońsko, a z pozostałych złóż do instalacji KGZ Wielichowo. Wymienione złoża zostały zagospodarowane systemem kolektorowym. System ten polega na tym, że gaz eksploatowany z odwiertów na strefach przyodwiertowych jest wstępnie oczyszczany, po czym

następuje redukcja ciśnienia z głowicowego do około 8,0 MPa. Następnie gaz jest osuszany w instalacji niskotemperaturowej (NTS) i kierowany do zbiorczego kolektora technologicznego. Kolektorem tym doprowadzony jest do Ośrodka Centralnego Wielichowo. Na OC gaz jest uzdatniany do wymogów handlowych określonych w Polskiej Normie.

Tak przygotowany gaz po pomiarze ilościowym i jakościowym przesyłany jest gazociągiem DN250 do Mieszalni Gazu Grodzisk, gdzie w zależności od potrzeby następuje rozdzielanie strumienia. Główna część gazu stanowi wsad do Odazotowni Gazu Grodzisk, tu następuje uzdatnianie do parametrów handlowych gazu wysokometanowego grupy E. Pozostała ilość gazu poprzez wymieszanie go z gazem E wykorzystywana jest w Mieszalni Grodzisk do produkcji gazu zaazotowanego podgrupy Lw.

System kolektorowy gazu procesowego kopalni Wielichowo został połączony kolektorem DN250 z systemem kolektorowym kopalni Kościan-Brońsko. Oprócz kolektora technologicznego gazu procesowego DN250 wybudowano kolektor wody złożowej DN80 oraz kolektor inhibitora hydratów DN50.

Sumaryczna długość rurociągów kopalnianych KGZ Wielichowo (gazociągi, rurociągi wody złożowej i inhibitora hydratów) wynosi ok. 100 km. Ponadto wybudowano ok. 11 km gazociąg zdawczy DN 250 z OC Wielichowo do Mieszalni Grodzisk.

Ogółem wydajność eksploatacyjna zagospodarowanych odwiertów wynosi $V = 1\,470$ [Nm³/min], tj. 88 200 [Nm³/h] gazu ziemnego.



Strefa przyodwiertowa

Strefy przyodwiertowe

Zagospodarowane w ramach tej inwestycji odwierty położone są na terenie gmin Kamieniec, Wielichowo, Rakoniewice oraz Grodzisk Wielkopolski, powiat grodziski, województwo wielkopolskie.

Przygotowanie gazu do transportu

Gaz z odwiertu pod pełnym ciśnieniem głównym kierowany jest do oddzielnika wstępnego, w którym następuje oddzielenie od gazu wody złożowej będącej ponad stan nasycenia oraz ewentualnych zanieczyszczeń stałych. Po separacji wstępnej gaz doprowadzany jest do podgrzewacza a następnie do wymiennika gaz-gaz, w którym zostaje schłodzony strumieniem gazu zimnego wychodzącego z separatora niskotemperaturowego (NTS). Schłodzony gaz jest redukowany do ciśnienia około 8,0 MPa. W wyniku redukcji ciśnienia, temperatura gazu obniża się do około -10°C, po czym w separatorze NTS następuje wydzielenie fazy ciekłej (wody złożowej i ewentualnie węglowodorów cięższych, jeżeli występują). Z separatora NTS zimny gaz kierowany jest do wymiennika gaz-gaz, gdzie po podgrzaniu gazem surowym doprowadzany jest do odcinka pomiarowego, a następnie kierowany do kolektora technologicznego gazu procesowego.

Woda złożowa w przyjętej technologii oddzielana jest od gazu w oddzielniku wstępnym, separatorze NTS i filtrseparatorze gazu opałowego. Woda z tych aparatów odprowadzana jest rurociągiem do kolektora zbiorczego wody złożowej i kierowana do Ośrodka Centralnego.

W celu zapobiegania występowaniu zjawisk korozyjnych w rurociągach gazu procesowego i aparatach, do gazu dozowany jest inhibitor korozji. Inhibitor dozowany jest na głowicę eksploatacyjną odwiertu, przed oddzielnikiem wstępnym, na wyjściu gazu z oddzielnika wstępnego oraz do rurociągu wylotowego ze strefy przyodwiertowej. Do każdej ze stref inhibitor korozji dostarczany jest indywidualnie za pomocą palety-pojemników i magazynowany w zbiorniku roboczym.

W celu zapobiegania tworzenia się hydratów w rurociągach gazu procesowego oraz w aparatach technologicznych, do gazu dozowany jest metanol, który jest dostarczany z Ośrodka Centralnego systemem rurociągów, które doprowadzają go do zbiornika buforowego na każdej ze stref. Zbiornik buforowy zapewnia właściwy napływ na pompy dozujące, które dozują inhibitor w poszczególne miejsca instalacji.

Główne obiekty, urządzenia i instalacje na strefach przyodwiertowych

a) Główne wyposażenie stref przyodwiertowych stanowią:

Oddzielnik wstępny, piec grzewczy przeponowy, wymiennik ciepła gaz-gaz,

oddzielnik NTS, zbiornik buforowy inhibitora hydratów, filtrseparator gazu opałowego, instalacja przygotowania gazu sterowniczego dla celów AKPIA, zbiornik buforowy gazu sterowniczego, pompownia inhibitora korozji i hydratów, kontener urządzeń technologicznych, kontener AKPIA i agregatu prądowłóczego, ogrodzenie, komunikacja wewnętrzna z placem manewrowym, emitor zrzutu gazu i oświetlenie terenu.

b) System detekcji gazu

Zadaniem systemu jest automatyczne monitorowanie wielkości stężenia gazu w obiektach, w których występuje strefa zagrożenia wybuchem. System detekcji gazu składa się z detektorów gazu oraz jednostki centralnej z panelem sterującym. System posiada dwa progi sygnalizacyjne: 20% i 40% DGW. W kontenerze urządzeń technologicznych zainstalowano ponadto detektory par inhibitora.

c) System przeciwpożarowy

Dla ochrony instalacji technologicznych wykonano system detekcji pożaru obejmujący głowicę odwiertu, kontener urządzeń technologicznych, kontener AKPIA i agregatu prądowłóczego. System składa się z czujek płomienia i dymu, ręcznych ostrzegaczy pożarowych, sygnalizatora akustycznego oraz centrali detekcji i sygnalizacji pożaru.

d) Komunikacja

Sieć komunikacyjna między strefami przyodwiertowymi a OC Wielichowo została wykonana z wykorzystaniem kabli światłowodowych łączących te obiekty. Utworzono dwie sieci oparte na topologii pierścienia. Jedna z nich służy do przesyłania danych procesowych do/z OC Wielicho-

wo, a druga do komunikacji sterowników wykorzystywanych w systemie ochrony obwodowej i przesyłania obrazu z kamer systemu telewizji CCTV oraz dźwięku w systemie łączności głosowej VoIP.

e) System ochrony obiektów

System ochrony obiektów dla stref przyodwiertowych składa się z systemu ochrony obwodowej, systemu telewizji CCTV i sygnalizacji otwarcia drzwi w kontenerach. Niepowołane wejście na teren strefy będzie sygnalizowane przez system ochrony obwodowej, który jest wykonany w oparciu o bariery mikrofalowe. Systemem wspomagającym system ochrony obwodowej strefy jest system telewizji CCTV pozwalający na zidentyfikowanie intruza. Przekaz informacji i obrazu do OC Wielichowo odbywa się łączem światłowodowym.

f) System łączności głosowej

Łączność telefoniczna pomiędzy strefami przyodwiertowymi a OC Wielichowo jest realizowana z wykorzystaniem technologii VoIP. Łączność ta odbywa się poprzez łącze światłowodowe, a aparaty telefoniczne są zainstalowane w kontenerach AKPIA i w dyspozytorni OC Wielichowo.

Ośrodek Centralny Wielichowo

Ośrodek Centralny Wielichowo położony jest w miejscowości Łubnica, gmina Wielichowo, powiat grodziski, woj. wielkopolskie.

Przygotowanie gazu do transportu

OC Wielichowo został zaprojektowany na przepustowość $V = 100\ 000$ [Nm³/h] gazu ziemnego z rozbiem na dwa ciągi osuszania po $V = 50\ 000$ [Nm³/h] każdy. Ciśnienie robocze ciągu gazowego to 8,0 [MPa].



OC Wielichowo



OC Wielichowo

Gaz z poszczególnych stref przyodwiertowych dwoma kolektorami technologicznymi DN250 doprowadzany jest do OC Wielichowo i wprowadzany do bloku oddzielnicy wstępnych celem oddzielenia od gazu ewentualnej wody złożowej będącej ponad stan nasycenia. Zadaniem bloku oddzielnicy wstępnych jest również przyjęcie wody złożowej uzyskanej w procesie tłokowania kolektorów. Na wejściu do OC zlokalizowano układ dwóch śluz odbiorczych tłoka czyszczącego, dla kolektora złoża Wielichowo oraz kolektora złoża Ruchocice, Jabłonne i Elżbieciny. Z bloku oddzielnicy wstępnych gaz kierowany jest do bloku osuszania. Zaprojektowano dwa ciągi osuszania gazu o przepustowości $V = 50\,000$ [Nm³/h] każdy. Na wlocie do ciągów osuszania zabudowano pomiar ilości gazu kierowanego na dany ciąg z regulacją przepływu. Na każdym ciągu osuszania gaz przechodzi przez filtroseparator celem oddzielenia od gazu resztek wody złożowej będącej ponad stan nasycenia, następnie kolumnę osuszania gazu, wymiennik gaz-TEG oraz filtroseparator celem oddzielenia ewentualnych resztek TEG-u będącego w gazie procesowym. Po osuszeniu gaz wprowadzony zostaje do bloku odręcania gazu. Proces chemisorpcji par rtęci w adsorbentach prowadzony jest na wypełnieniu, którym jest węgiel aktywny impregnowany aktywną postacią siarki elementarnej. Następnie gaz kierowany jest do pomiarowni rozliczeniowej, gdzie następuje pomiar ilościowy i jakościowy,

a następnie do gazociągu przesyłowego DN 250 relacji OC Wielichowo - Mieszalnia Gazu Grodzisk w Snowidowie.

Woda złożowa na KGZ Wielichowo zostaje oddzielona od gazu w aparatach zlokalizowanych na strefach przyodwiertowych i OC Wielichowo. Woda złożowa ze stref przyodwiertowych kolektorem zbiorczym DN80 [mm] doprowadzana jest do OC a następnie wprowadzana do odgazowywacza. Do tego samego odgazowywacza kierowana jest również woda złożowa z aparatów zlokalizowanych na OC. W odgazowywacu na skutek obniżenia ciśnienia, następuje wydzielenie gazu, który kierowany jest do sieci gazu opałowego, natomiast rozgazowana woda złożowa wprowadzana jest do dwóch zbiorników magazynowych o pojemności 50,0 [m³] każdy.

Główne obiekty, urządzenia i instalacje na Ośrodku Centralnym Wielichowo

Na OC Wielichowo wybudowano m.in. następujące obiekty: instalacja oddzielnicy wstępnych, instalacja osuszania A i B, instalacja odręcania, pomiarownia zdawcza, instalacja zrzutu gazu, instalacja regeneracji TEG-u, instalacja wody złożowej, instalacja inhibitora hydratów, instalacja azotowania, instalacja gazu opałowego, instalacja powietrza sterowniczego, przyłącze energetyczne SN z zasilaniem rezerwowym agregatem, przyłącze telekomunikacyjne, system ochrony elektronicznej, budynek

administracyjno-socjalny, budynek zaplecza technicznego, kotłownia wodna i olejowa, magazyn płynów i smarów technologicznych, maszt antenowy, sieć wodociągowa, sieć kanalizacji sanitarnej, sieć kanalizacji deszczowej ze złożem rozsączającym, place i drogi, ogrodzenie i oświetlenie terenu.

System detekcji gazu zamontowano w kontenerach technologicznych, w których występuje strefa zagrożenia wybuchem. Podstawowymi celami tego systemu jest wykrycie pojawienia gazu we wczesnym etapie, inicjowanie sygnałów wizualnych i dźwiękowych w celu ostrzeżenia, inicjowanie działania systemów wentylacji, by zredukować poziom stężenia gazu oraz przekazanie informacji o przekroczonym stężeniu gazu do systemu sterowania OC.

Dla ochrony instalacji technologicznych wykonano system detekcji pożaru obejmujący wszystkie kontenery i pomieszczenia budynków.

System ochrony obiektu dla OC Wielichowo składa się z systemu ochrony obwodowej, systemu telewizji CCTV oraz sygnalizacji otwarcia drzwi w kontenerach i budynkach.

Tomasz Piel
Dział Inwestycji Górniczych
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

Zdjęcia:
Tomasz Łapa, Rafał Koperstyński

Wzrost inwestycji



Leszek Łuczak

Rok 2010 zapisał się w historii Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa znaczącym wzrostem inwestycji w rozwój gazowej sieci dystrybucyjnej i modernizację istniejących już gazociągów. Oto kilka przykładów.

Od 16 listopada br. mieszkańcy rybacko-letniskowej wsi Chłopy w gminie Mielno w woj. zachodniopomorskim mogą swe domy przyłączać do sieci gazowej. Tego dnia nastąpiło zagazowanie sieci w tej miejscowości. Wybudowano gazociąg PE de 90 na trasie Sarbinowo – Chłopy o długości 3760,50 m oraz na terenie Chłopów sieć dystrybucyjną z rur PE de 63 o długości 1054,20 m.

Gazyfikacja Chłopów odbyła się przy współudziale gminy Mielno, która uzyskała stosowne dokumenty z pozwoleniem na budowę włącznie oraz była wykonawcą dokumentacji budowlanej.



Zapalenie symbolicznej świecy przez Grażynę Karpowicz – burmistrza Węgorzyna. Fot. arch. WSG



Instalacja regazyfikacji LNG w Ińsku. Fot. arch. WSG

Podpisano już 50 umów przyłączeniowych w tej miejscowości.

Wcześniej, 21 września, inauguracyjna symboliczna świeca gazowa zapłonęła w Węgorzynie. Podobnie jak w Chłopach była to inwestycja prowadzona przez Oddział Zakład Gazowniczy w Koszalinie. Zbudowano blisko 18 kilometrów gazociągów średniego ciśnienia, w tym gazociąg dosyłowy na trasie Łobez - Węgorzyno o długości 13.631,20 m oraz sieć rozdzielczą na terenie Węgorzyna o łącznej długości 4.084,3 m.

Poczyniono także pierwsze kroki pod ważną inwestycję w Kołobrzegu. Na tę decyzję od lat czekali mieszkańcy i goście tego popularnego nadmorskiego uzdrowiska. W dzielnicy sanatoryjno-wczasowej tego miasta zanieczyszcza atmosferę ciepłownia węglowa, co obniża walory tej bałtyckiej perły. W 2013 roku w Kołobrzegu nastąpi radykalna zmiana.

12 listopada br. w kołobrzesckim przedsiębiorstwie Miejska Energetyka Ciepła sp. z o. o. odbyło się spotkanie w sprawie częściowego przejścia MEC-u z mialu węglowego na gaz ziemny. W spotkaniu udział wzięli dyrektor ZG w Koszalinie Marek Kęsik, prezydent Kołobrzegu Janusz Gromek oraz prezes MEC-u - Mariusz

Dziura. Głównym punktem spotkania było podjęcie decyzji o wybudowaniu instalacji kogeneracyjnej, umożliwiającej jednocześnie wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej z gazu ziemnego. Dzięki niej za dwa lata kołobrzescki MEC będzie mógł ograniczyć zużycie mialu węglowego o 20 - 30 procent, a to oznacza, że do strefy uzdrowskiej, gdzie zlokalizowany jest główny obiekt ciepłowniczy MEC-u, wjedzie o 400 wagonów mialu węglowego rocznie mniej. Instalacja

ta zabezpieczy produkcję ciepłej wody także w okresie letnim o mocy 10 MW i wytworzenie 8 MW energii elektrycznej, co pozwoli wyłączyć kotły mialowe w okresie od maja do października. Kotły te będą włączane tylko jesienią i zimą, kiedy zapotrzebowanie na ciepło wzrasta.

Roczne zużycie gazu przez kołobrzescki MEC szacuje się na 21 mln m³. Inwestycja ma kosztować ok. 30 milionów złotych. Realizowana będzie w porozumieniu z Zakładem Gazowniczym z Koszalina, który weźmie na siebie koszt wybudowania brakującego odcinka gazociągu, którym dostarczany będzie gaz do ciepłowni.

Malowniczo położone nad jeziorem Ińsko (Zachodniopomorskie) także doczekało się gazu ziemnego. W marcu b. r. Wielkopolska Spółka Gazownictwa nabyła drogą licytacji komorniczej znajdującą się w tej miejscowości instalację LNG wraz ze stacją redukcyjną i nawianialnią. Instalacja ta składa się z dwóch zbiorników magazynujących gaz skroplony o pojemności 63,27 m³ każdy i dwóch parownic atmosferycznych. Z 1 m³ LNG uzyskuje się 600 m³ gazu w postaci lotnej. 12 kwietnia WSG kupiła od spółki Gazpartner sieć gazową w Ińsku o długości 11 798 m i 99 przyłączy o łącznej długości 2 288 m.



Izolowanie nowego gazociągu. Fot. arch. WSG

Wybudowana w Ińsku przez Gazpartnera instalacja LNG i sieć z przyłączami nie była wcześniej eksploatowana.

Po przejściu przez WSG infrastruktury gazowniczej w Ińsku wykonano jej inwentaryzację i kontrolę techniczną. Sprawdzone stan gazociągów i przyłączy oraz stan instalacji LNG. Wstawiono dziewięć zasuw, w przyłączach wymieniono zawory główne i część połączeń. Wykonano też szereg prac budowlanych na działce, na której znajduje się instalacja magazynowania i regazyfikacji LNG. Przede wszystkim poprawiono stan drogi dojazdowej i placu manewrowego, zainstalowano oświetlenie i kamery monitoringu. Zmodernizowano też samą instalację LNG, montując układ pomiarowy U1 z gazomierzem rotorowym i układ defekcji wycieków gazu oraz wąż do tankowania NO wraz z awaryjnym złączem zrywnym.

Po zakończeniu tych prac 2 września zantankowano zbiorniki azotem ciekłym w celu sprawdzenia ich szczelności. 9 września zbiorniki napełniono skroplonym gazem ziemnym E. Cztery dni później uruchomiono stację redukcyjno-pomiarową i zagazowano sieć.

Dzięki odpowiedniemu doborowi nastaw układu redukcyjnego w sytuacji, gdy pobór gazu przez odbiorców nie równoważy samoistnego parowania LNG i ciśnienie w zbiornikach zbliża się do maksymalnie dopuszczalnej wartości, można zwiększyć ciśnienie w sieci. Sieć staje się wtedy jakby dodatkowym magazynem paliwa gazowego. Wówczas nie trzeba upuszczać nadmiaru gazu do atmosfery, a więc obniżyć wyniku ekonomicznego i szkodzić środowisku.

Proces przejścia, modernizacji i uruchomienia instalacji LNG i sieci gazowej w Ińsku przeprowadził Oddział WSG – Zakład Gazowniczy w Koszalinie. Wiele prac wykonali pracownicy Rejonu Dystrybucji Gazu Świdwin.

Dziś gaz ziemny dociera już w Ińsku do kilkunastu mieszkań w budynkach wielorodzinnych, 15 domów jednorodzinnych, kina, hali sportowej, szkoły i budynku Urzędu Miasta i Gminy. W przyszłym roku na zasilanie gazowe przejdzie kotłownia olejowa, dostarczająca ciepło dla budynków miejscowej spółdzielni mieszkaniowej. Szacuje się, że w roku 2011 odbiorcy w Ińsku zużyją około 110 tys. m³ gazu ziemnego.

28 lipca 2010 r. przejdzie do historii miasteczka Skoki w pow. wągrowieckim. Tego dnia oddano oficjalnie do użytku pierwszą część sieci gazowej, obejmującej rejon kilku ulic. Gazyfikację miasta i gminy Skoki umożliwiła umowa między władzami tej gminy i Oddziałem WSG – Zakładem Gazowniczym w Poznaniu. WSG wybudowała gazociąg doprowadzający gaz do Skoków od strony Wągrowca (13,3 km). Natomiast samorząd Skoków finansuje budowę sieci w mieście, która osiągnie długość ponad 3 km.



Uroczystość inauguracji pracy sieci gazowej w Skokach. Od lewej: Tadeusz Kłos – burmistrz miasta i gminy Skoki, Zdzisław Kowalski – prezes Zarządu WSG, Wojciech Jankowiak – wicemarszałek wielkopolski i Andrzej Mikołajczak – dyrektor Oddziału ZG w Poznaniu. Fot. Leszek Łuczak

Na razie ukończono I etap tej inwestycji o długości 1159 m. Na zlecenie WSG i gminy budowę wykonał poznański ZRUG. Na ukończenie II etapu i możliwość korzystania z ogrzewania gazowego czeka m. in. skockie gimnazjum i hala sportowa.

Dla gminy Skoki gazyfikacja jest szczególnie ważna, gdyż obejmuje ona teren o szczególnych walorach rekreacyjno-turystycznych. Wielu mieszkańców aglomeracji poznańskiej posiada tu swoje domy letniskowe. Gdy zapłonęła symboliczna świeca gazowe, pod niebiosa wzbily się dziesiątki pomarańczowych baloników z logiem WSG i hasłem: Palisz śmieci? Trujesz dzieci.

Z inwestycji Oddziału Zakład Gazowniczy w Kaliszu w roku 2010 warto wymienić ukończenie gazociągu Konin – Kazimierz Biskupi. Dzięki temu zdemontowano w Kleczewie instalację do regazyfikacji LNG i obecnie gminy Kleczew i Kazimierz Biskupi otrzymują gaz ziemny z sieci WSG. ZG w Kaliszu wybudował też gazociąg wraz ze stacjami redukcyjno-pomiarowymi doprowadzające gaz do dwóch nowych zakładów przemysłowych w pobliżu Konina, w Krągli w gminie Stare Miasto – do ocykowni Zinkpower Wielkopolska i fabryki masztów aluminiowych Phleiderer Euro poles.

Prace remontowe i modernizacyjne w WSG objęły w roku 2010 ponad 17 500 m gazociągów i ponad 10 000 m przyłączy – trzy razy więcej niż w roku 2009. Przede wszystkim gazociągami z rur PE zastępowano stare gazociągi żeliwne. Na odnowę czeka jeszcze około 1 proc. sieci dystrybucyjnej WSG.

Leszek Łuczak

Rzecznik prasowy

Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Pilska NAFTA będzie wiercić dla firmy Chevron



wiercenia kilku otworów w IV kwartale 2011 roku. Aktualnie Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o. w Pile jako jedyna polska firma prowadzi wiercenia dla firm zagranicznych poszukujących w Polsce niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego (Saponis, Energia Zachód/Aure-



Patrycja Kujawa

31 stycznia 2011 roku w siedzibie Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA w Warszawie, w niepowtarzalnej scenerii Muzeum Gazownictwa, odbyło się uroczyste podpisanie umowy na świadczenie usług w zakresie wykonywania odwiertów lądowych przez Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o. w Pile na rzecz Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o.

W imieniu firmy amerykańskiej umowę podpisał dyrektor zarządzający John P. Claussen, a ze strony NAFTY Piła podpisy złożyli: Henryk Dytko – prezes Zarządu Spółki i Ryszard Chylarecki – członek Zarządu.

Chevron to kolejna wielka firma energetyczna zainteresowana poszukiwaniem niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w Polsce. Od grudnia 2009 roku posiada koncesję na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Lubelszczyzny.

Podpisany kontrakt przewiduje dostarczenie przez NAFTĘ Piła urządzenia wiertniczego wraz z wykwalifikowaną załogą i rozpoczęcie programu



Podpisanie kontraktu w Muzeum Gazownictwa PGNiG SA w Warszawie. Fot. Robert Judycki



Podpisanie kontraktu (siedzą od lewej): Marian Sewerski – Chevron, John P. Claussen – Chevron, Henryk Dytko – PNiG NAFTA Sp. z o.o. w Pile, Ryszard Chylarecki – PNiG NAFTA Sp. z o.o. w Pile. Fot. Robert Judycki




Uścisk dłoni Prezesów: „Let's do it together”. Fot. Robert Judycki

lian, a wcześniej Lane Energy/Conoco Phillips, Geometric Drilling). Równocześnie odwierciła dla Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA otwór Markowola-1 i aktualnie wierci otwór Lubocino-1 – oba zaprojektowane w celu poszukiwania tight gas'u i shale gas'u.

NAFTA Piła to spółka – córka GK PGNiG obchodząca w tym roku jubileusz 55 - lecia działalności. Od 2000 r. prowadzi szeroką działalność wiertniczą poza granicami kraju (Indie, Egipt, Maroko, Syria, Pakistan, Szwecja, Węgry, Słowacja).

W 2010 roku w rankingu miesięcznika Forbes znalazła się w czołówce polskich firm, które najbardziej dynamicznie zwiększyły swą wartość w latach 2005 - 2008.

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



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
bilarдовая, 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 nastój 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-

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



Piękno
połonin
i dzika
przyroda

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 znajdują Państwo wygodny taras wyłącznie dla siebie.

Szef Kuchni restauracji „Cztery Pory Roku”, Sławomir Wytrążek, 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.

Szkolnictwo zawodowe w Polsce – punkt widzenia NAFTY Piła jako potencjalnego beneficjenta



Ryszard Chylarecki



Jadwiga Ida

Na początku lutego, w warszawskiej siedzibie NOT odbyła się zorganizowana przez Komitet Naukowo Techniczny FSNT NOT konferencja nt. „Szkolnictwo zawodowe w Polsce – organizatorzy i beneficjenci”. Odbywana w ramach XXIV Kongresu Techników Polskich konferencja za swych patronów miała Ministerstwo Gospodarki i Ministra Edukacji Narodowej. Pilska NAFTA została poproszona przez organizatorów o zaprezentowanie swoich rozwiązań w zakresie wspierania kształcenia zawodowego w środowisku pilskim.

Wśród dziesięciu wystąpień programowych prezentacja pilska, obok wystąpienia prezesa wrocławskiej firmy Elektrotim SA. – wywołała największe poruszenie i była początkiem twórczej dyskusji wśród blisko 200-osobowego audytorium z całej Polski.

Na sytuację szkolnictwa zawodowego w Polsce powinno się spojrzeć dziś z kilku stron:

- instytucji nadzorującej szkoły (MEN, samorząd lokalny, izby rzemieślnicze itd.),
- szkoły jako instytucji kształcącej młodzież,
- oczekiwań pracodawców, którzy muszą mieć odpowiednio wyedukowanego i przygotowanego do pracy pracownika,
- młodzieży, która podejmuje naukę w szkole zawodowej.

Sytuacja szkolnictwa zawodowego z punktu widzenia pracodawcy

Instytucje nadzorujące szkoły mają pełny obraz sytuacji szkolnictwa zawodowego, natomiast brak ze strony MEN widocznych działań, które miałyby trudną sytuację poprawić.

W naszym środowisku obserwujemy zmniejszającą się liczbę szkół zawodowych, a istniejące ograniczają nabór do techników i szkół zawodowych, kosztem tworzenia klas liceów ogólnokształcących.

Mimo toczących się w wielu środowiskach dyskusji, które podnoszą potrzebę zawodowego kształcenia, w dalszym ciągu wśród decydentów przeważa przekonanie, że każdy młody człowiek powinien uzyskać średnie wykształcenie ogólne, a dopiero później zawodowe.

Przewaga tych poglądów, niestety zahamowała szkolnictwo zawodowe, a przy okazji odbiło się to na poziomie kształcenia i obniżaniu wymagań – co widać w opiniach formułowanych przez szkoły wyższe.

Ponieważ nasza gospodarka w dalszym ciągu potrzebuje wykwalifikowanych robotników (i techników) i to nie tylko w takich jej działach, jak budownictwo czy szeroko rozumiane usługi, pracodawcy coraz częściej włączają się w procesy edukacyjne.

Na przykładzie górnictwa naftowego i gazownictwa można stwierdzić, że w poprzedniej dekadzie nie tylko zlikwidowano lub ograniczono kształcenie w zawodach: technik wiertnik, technik górnictwa otworowego, technik gazownictwa, technik geofizyki itd., ale równocześnie ograniczono bazę dydaktyczną – szkoleniową. Stąd od kilku lat widać już dużą lukę pokoleniową wśród pracowników branży.

Na szczęście pracodawcy widząc problem, sami wychodzą z inicjatywą reaktywacji niektórych kierunków kształcenia, ale – choć jest to znak nowych czasów, nie powinno to być ich zadaniem.

Przedsiębiorcy, jak to się obserwuje w nowoczesnych społeczeństwach, powinni określić wiedzę i umiejętności przyszłych pracowników, ale ich kształceniem i przygotowaniem do zawodu powinny się zajmować albo „zespoły szkół zawodowych” albo „centra edukacji zawodowej”.

Pracodawcy nie powinni być organizatorami i beneficjentami szkolnictwa zawodowego równocześnie.

Rola pracodawców w obecnym systemie szkolnictwa zawodowego

Kształcenie zawodowe w szeroko pojętym „dualizmie zawodowym” powinno być wspiera-

ne przez pracodawców, którzy mogą:

- wyposażyć bazę dydaktyczną placówki oświatowej i to nie tylko w sprzęt audio-wizualny, ale specjalistyczny, związany z profilem kształcenia (zawodu)
- umożliwić korzystanie z nowoczesnych laboratoriów itp., których nie będzie mieć szkoła
- organizować i finansować praktyki zawodowe dla przyszłych pracowników
- oddelegować wysokiej klasy specjalistów na nauczycieli przedmiotów zawodowych
- określić programy nauczania poszczególnych przedmiotów zawodowych według konkretnych wymogów danej branży z uwzględnieniem aktualnego poziomu stosowanych technik i technologii

Niestety, stawiane szkołom zawodowym przez MEN wymagania dotyczące kształcenia zawodowego skutecznie zniechęcają je do kontynuowania lub wznawiania kształcenia zawodowego.

Przykładem mogą być zawarte w „Podstawie programowej kształcenia w zawodzie technik wiertnik” (MEN.Dz.U.nr 25- 2010r), zalecane warunki realizacji treści kształcenia w zawodzie, gdzie czytamy: „Do realizacji treści kształcenia ujętych w blokach programowych są odpowiednie następujące pomieszczenia dydaktyczne”. I tu następuje „wylizanka” pracowni tak wyposażonych, że Akademia Górniczo-Hutnicza pewnie też chciałaby je wszystkie mieć tak wyposażone.

Trudno się w takiej sytuacji dziwić, że szkoły często zadają sobie pytanie czy je na to stać? I z reguły odpowiadają, że nie!

Osobnym problemem są kadry, czyli nauczyciele przedmiotów zawodowych.

Dobrze jest, gdy współpraca: pracodawca – placówka oświatowa rozwija się poprawnie. Najczęściej ta szeroko rozumiana współpraca odbywa się na podstawie wieloletnich dwustronnych umów, obejmujących pomoc w organizacji szkolnictwa zawodowego. Niestety, koszty (niemałe) tej współpracy ponosi przede wszystkim pracodawca.

Zwykle obowiązki jakie na nim spoczywają to:

- finansowanie uczniom dodatkowych zajęć, pomocy dydaktycznych i nagród
- organizacja i finansowanie szkoleń, praktyk zawodowych, terenowych zajęć szkoleniowych

- oddelegowanie na zajęcia szkolne własnych pracowników, wobec braku nauczycieli przedmiotów zawodowych.

Doskonałym przykładem jest współpraca Poszukiwań Nafty i Gazu Nafta sp. z o.o. w Pile z Zespołem Szkół im. St. Staszica w Pile w zakresie szkolenia techników wiertników. Oparta jest ona o formalne POROZUMIENIE zawarte pod auspicjami Starosty Piłskiego w dniu 21.10.2008 r., a NAFTA Piła uczestniczy w szerokim zakresie w życiu szkoły poprzez:

- oddelegowanie wysokiej klasy specjalistów do nauczania podstawowych

przedmiotów zawodowych. Pracownikom tym firma zabezpiecza bezpłatnie uzyskanie uprawnień pedagogicznych, płatne urlopowanie z pracy na czas zajęć w szkole, nagrody pieniężne za opracowanie materiałów do prowadzenia zajęć szkolnych i uzyskiwane wyniki dydaktyczne oraz wydaje przygotowane przez nich skrypty do prowadzenia zajęć szkolnych,

- wyposaża szkołę w niezbędne pomoce dydaktyczne,
- wspiera pieniężnie szkołę (cele dydaktyczne i wychowawcze), w tym finansuje

dotatkowe lekcje języka angielskiego,

- organizuje i finansuje w pełni praktyki zawodowe uczniów,
- organizuje i finansuje wycieczki zawodowo-poznawcze (połączone z krajoznawczymi) dla uczniów i nauczycieli do: Krakowa (AGH), Bóbrki (muzeum przemysłu naftowego i gazowniczego) oraz podstawowych zakładów przemysłu naftowego i gazowniczego (rafinerie, kopalnie gazu i ropy, wiertnie naftowe),
- przyznaje najlepszym uczniom nagrody za wyniki w nauce i działalności samorządowej w szkole,
- współpracuje ze szkołą w zakresie organizacji szkolnych i zakładowych konferencji popularno-naukowych oraz obchodów Dnia Górnika.

Współpraca jest jak najbardziej pożądana i oczekiwana, bo oddelegowani pracownicy są wysokiej klasy specjalistami, znają i rozumieją potrzeby swojego zakładu pracy, wiedzą jakie umiejętności i wiedzę powinien zdobyć przyszły pracownik, potrafią stawiać mu wysokie wymagania. Nie powinni jednak stanowić większości kadry dydaktycznej, bo z racji swoich obowiązków zawodowych nie są w stanie sprostać wszystkim wymaganiom placówki oświatowej. Ich rola w procesie dydaktycznym powinna być ograniczona do roli specjalistów, fachowców znających najnowsze trendy, potrzeby i zadania przedsiębiorstwa, które reprezentują.

Również system wynagradzania nauczycieli zajmujących się edukacją zawodową przestał być atrakcyjny już wiele lat temu, kiedy władze oświatowe zlikwidowały dodatki dla takich nauczycieli. Natomiast wymagania dotyczące ich kwalifikacji i zadania stojące przed nimi są nieporównywalne z innymi nauczycielskimi specjalnościami. Nie wszyscy dostrzegli, że zmiany cywilizacyjne zachodzące w naszym kraju spowodowały konieczność ciągłego szkolenia, uzupełniania wiedzy, poznawania nowych zadań, przed którymi stoi nasza gospodarka.

Większe wymagania są także stawiane zewnętrznym egzaminom zawodowym, większe nawet niż na egzaminach maturalnych. Niestety nauczyciele przedmiotów zawodowych nie mogą korzystać z całej gamy pomocy dydaktycznych (sprawdziany, testy, zadania egzaminacyjne), którymi dysponują nauczyciele przedmiotów ogólnokształcących, wszystkie w/w pomoce, szczególnie dla specyficznych zawodów muszą tworzyć sami. Jeżeli w najbliższych latach ta sytuacja się nie zmieni, pracodawcy będą musieli być w jeszcze większym stopniu organizatorami szkolnictwa zawodowego. Ale to nie jest ich rolą!

Patronat Honorowy



Ministerstwo Gospodarki



MINISTER
EDUKACJI
NARODOWEJ



Sponsor przerw kawowych



Kształcenie dorosłych

Oprócz kształcenia młodzieży dużym wyzwaniem, ale i koniecznością jest szkolenie i kształcenie dorosłych. Kształcenie rozumiane też, jako przekwalifikowanie (zmiana kwalifikacji) już wcześniej wykwalifikowanego pracownika, związane ze zmianami na rynku pracy, a także upadkiem lub powstawaniem nowych przedsiębiorstw. Czasami zmianą charakteru firmy, w której był pracownik zatrudniony.

Bardzo pomocne w tym trybie zdobywania umiejętności zawodowych jest „Rozporządzenie Ministra Edukacji” z 2006 r. dotyczące uzupełnienia przez osoby dorosłe kwalifikacji zawodowych w formach pozaszkolnych (kursach kwalifikacyjnych).

Z tych form szkolenia korzysta nasza branża organizując kursy kwalifikacyjne dla pracowników, którzy z racji swojego innego niż właściwe dla wykonywanej pracy wykształcenia, nie mogliby zdobyć uprawnień dozoru górniczego.

Dziś pracodawcy w takich sytuacjach często wspierają się szkoleniami organizowanymi przez stowarzyszenia NOT – owskie. Zadania organizowania i prowadzenia tych kursów i szkoleń powinny być powierzone Centrum Edukacji Zawodowej, które mogą być wspomagane wiedzą i umiejętnościami specjalistów z danej branży. Jednak prowadzenie zajęć dydaktycznych, w szczególności dla osób dorosłych powinno być domeną kadry pedagogicznej, nie specjalistów z przedsiębiorstw.

Zadania władz oświatowych

Mimo obserwowanych w ostatnich latach niedoborach fachowców w wielu dziedzinach, jak dotąd nie odwraca się trend „zwijania się” szkolnictwa zawodowego.

Przedsiębiorcy oczekują natomiast wsparcia w ponoszeniu kosztów współfinansowania kształcenia zawodowego, także wsparcia władz samorządowych i urzędów pracy.

Do władz samorządowych i urzędów pracy powinna należeć diagnoza dotycząca lokalnego rynku pracy, jego potrzeb i współdziałanie z placówkami oświatowymi, by tym zadaniom sprostać.

Należy też podjąć działania dotyczące finansowania szkolenia kadr, dodatkowo wynagradzać specjalistów – nauczycieli przedmiotów zawodowych, by zachęcić ich do pracy w szkolnictwie zawodowym.

Podsumowując:

Kształcenie zawodowe jest w Polsce bardzo potrzebne, przedsiębiorcy sprzyjają dualizmowi zawodowemu, który ściśle wiąże pracodawców z oświatą (organizatorem szkolnictwa – także zawodowego) i przyszłym pracownikiem.

Pracodawcy ponoszą duże koszty wspomaganie placówek oświatowych, natomiast bez pomocy władz, odpowiednich zabezpieczeń prawnych gwarantujących im po poniesieniu tych kosztów pozyskanie dobrze wykształconego pracownika, nie uzyskamy efektów, którymi mogą się pochwalić bogatsze kraje europejskie.

W krajach takich jak Niemcy, Francja - instytucje wspierające kształcenie połączone z odbywaniem comiesięcznych praktyk w zakładzie pracy – wynagradzają uczniów. W ostatnim roku nauki zakłady pracy proponują przyuczonym pracownikom wynagrodzenie.

Należy stworzyć dodatkowe formy motywacji, współpracy instytucji oświatowych z przedsiębiorcami, by zapobiegać obserwowanym negatywnym tendencjom.

Bez finansowego wsparcia (ulg podatkowych), modyfikacji przepisów MEN, może się zdarzyć sytuacja, przed którą ostrzega prasa, że to nie miejsc pracy, a młodych i wykwalifikowanych pracowników może zabraknąć w naszym kraju.

Przy całej przychylności pracodawców, w Polsce nie będzie możliwe kształcenie zawodowe, bez odpowiedniego wsparcia instytucji oświatowych i samorządowych.

Ryszard Chylarecki
członek zarządu

Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA
Sp. z o.o. w Pile

Jadwiga Ida
nauczyciel dyplomowany
ekspert MEN ds. szkolnictwa zawodowego

KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.



Jerzy
Zagórski

Pracownicy wybrali przedstawiciela do Zarządu PGNiG SA

Mirosław Szałuba – obecny członek Zarządu PGNiG SA – wygrał w drugiej turze wyborów na przedstawiciela pracowników do Zarządu PGNiG.

W wyniku wyborów przeprowadzonych w okresie od 14 lutego do 16 lutego 2011 roku, pracownicy dokonali wyboru przedstawiciela do Zarządu PGNiG. Przedstawicielem pracowników



Marcin
Zachowicz

został Pan Mirosław Szałuba. Jego powołanie wymaga jeszcze uchwały Rady Nadzorczej PGNiG.



PGNiG w Grupie Członków Założycieli LBG Poland

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA przystąpiło do Grupy Członków Założycieli London Benchmarking Group Poland (LBG Po-

land), jedyne w Polsce przedstawicielstwa LBG International, oferującego jedną z najbardziej rozpowszechnionych i sprawdzonych na świecie metodologii zarządzania, mierzenia i raportowania efektywności zaangażowania społecznego przedsiębiorstw. Na wdrożenie modelu LBG w swoich organizacjach jako pierwsze zdecydowały się oprócz PGNiG firmy: Bank Zachodni WBK, Danone, GlaxoSmithKline, Żywiec Zdrój. Ich zaangażowanie pozwoliło na dostosowanie modelu do specyfiki polskiego rynku, tak by lepiej odpowiadał on na specyficzne lokalne potrzeby.

Model London Benchmarking Group jest modelem zarządzania różnymi formami działań społecznych, który pomaga podnieść jakość zarządzania i przejrzystość raportowania zaangażowania społecznego. Model jest wykorzystywany od ponad 16 lat przez firmy z całego świata.

System LBG to jeden z najbardziej sprawdzonych i rozpowszechnionych na świecie

zestawów zasad i narzędzi, który ułatwia międzynarodową standaryzację sposobu mierzenia efektywności działań firm z zakresu zaangażowania społecznego.

Firmy decydujące się na członkostwo w LBG wchodzą w sieć benchmarkingową, dzięki czemu mogą porównywać się z innymi firmami członkowskimi w Polsce i na świecie, korzystać z ich doświadczeń oraz wspólnie doskonalić swoje praktyki i w bardziej przejrzysty sposób komunikować je do wewnątrz i na zewnątrz organizacji.

Wyłączną licencję na wdrażanie metodologii na polskim rynku uzyskała firma CSR Consulting – oferująca usługi doradcze w zakresie strategicznego zarządzania zagadnieniami odpowiedzialnego biznesu.

„LBG to dowód na to, że wkład firmy w działania społeczne może być mierzalny. Pokazujemy, że zaangażowanie społeczne może przynosić zarówno korzyści społeczne jak i biznesowe. Cieszymy się, że LBG rozpoczęło proces adaptacji na polskim rynku. CSR Consulting i Członkowie Założyciele LBG Poland są pionierami zastosowania systemu LBG w polskich firmach. Mamy nadzieję, że będą źródłem inspiracji do tworzenia nowych standardów mierzenia, raportowania i komunikacji działań społecznych” - mówi Alison Braybrooks, Associate Director, LBG International.

Zespół prasowy
PGNiG SA



Niewielki wzrost wydobycia ropy na świecie w 2010 r.

W 2010 r. wydobycie ropy naftowej na świecie wzrosło o 1,7%, natomiast przyrost w OPEC wyniósł tylko 1,4% (Tabela 1). Dwaj największy producenci, czyli Rosja i Arabia Saudyjska odnotowali umiarkowany wzrost rzędu 1,3-2,7%. Statystyki za 2009 r. wykazywały stosunkowo znaczny wzrost wydobycia w krajach OPEC. Niekorzystna sytuacja utrzymuje się w Europie Zachodniej, ponieważ wydobycie było niższe o 10%. Nie zmienia tego 14-procentowy wzrost we Włoszech, bo decydują znaczne spadki w Norwegii i w W. Brytanii. Odwrócił się spadkowy trend w Ameryce Północnej z wyjątkiem Meksyku, gdzie wydobycie spadło o 1%. Pozostałe regiony świata wykazywały dodatnie wskaźniki produkcyjne, chociaż jak zwykle

Tabela 1.

Kraj	Wydobycie ropy w tys.t/d			Zasoby ropy w mln t		Zasoby gazu w mld m ³	
	2009	2010	Zmiana 2010:2009 w %	2010	Zmiana 2010:2009 w %	2010	Zmiana 2010:2009 w %
Ameryka Płn.	1441,8	1476,3	2,4	27863544	0	9086,3	-0,3
Kanada	352,2	372,6	5,8	23829104	0	1753,2	0
Meksyk	353,8	350,2	-1	1417120	0,1	338,6	-5,8
USA	729,0	746,6	2,4	2600456	0	6923,8	0
Pozostałe	6,8	6,8	0	16864	0	70,8	0
Ameryka Płd.	838,1	879,5	4,9	32230381	90,3	7529,0	0,3
Argentyna	81,4	83,0	1,9	340636,48	-0,7	378,6	-5
Brazylia	265,2	278,8	5,1	1748552	0,4	366,2	0,6
Kolumbia	91,2	106,1	16,4	258400	40,1	113,2	1,1
Wenezuela	292,4	303,3	3,7	28719120	112,4	5061,7	1,6
Pozostałe	108,0	108,4	0,4	1163673	6,7	1609,2	-1,1
Europa Zach.	535,4	482,0	-10	1492488,9	-10,1	4019,8	-8
Dania	35,5	33,3	-6,1	110432	-23,4	58,1	-5,2
Norwegia	281,1	251,6	-10,5	771120	-15,2	2037,6	-11,9
W. Brytania	183,3	161,8	-11,7	388644,48	-7,4	255,8	-12,4
Włochy	11,3	12,9	14,6	64796,52	12,2	63,5	-9
Pozostałe	24,2	22,4	-7,6	157495,89	21,9	1604,7	-41,4
Europa Wsch.	1770,5	1820,0	2,8	13599399	-0,1	61597,2	-0,1
Kazachstan	204,0	217,6	6,6	4080000	0	2405,5	0
Inne kraje b. ZSRR	195,7	195,7	0	1193264	0,9	4564,8	0
Polska	1,7	1,8	4,8	13107	0	164,7	0
Rosja	1348,7	1384,5	2,7	8160000	0	47544,0	0
Rumunia	12,2	12,2	0	81600	0	63,0	0
Pozostałe	8,2	8,2	0,3	71428,016	22,8	6855,3	0,9
Afryka	1185,6	1221,6	3	16810839	3,7	14651,1	4,5
Algieria	168,6	170,0	0,8	1659200	0	4499,7	0
Angola	240,7	243,4	1,1	1292000	0	309,6	13,9
Egipt	102,0	100,6	-1,3	598400	18,9	2184,8	31,9
Libia	210,8	210,8	0	6313120	4,8	1547,4	0,6
Nigeria	248,2	280,8	13,2	5059200	0	5288,7	0,8
Pozostałe	215,3	215,9	0,2	1888919,2	0	820,9	13,4
Bliski Wschód	2879,9	2896,1	0,5	102396780	-0,1	76024,4	1
Arabia Saudyjska	1077,1	1090,7	1,3	35373600	0	7788,2	4,6
Irak	326,4	321,0	-1,7	15640000	0	3167,9	0
Iran	508,6	503,2	-1,1	18633360	-0,5	29592,5	0
Katar	108,8	108,8	0	3451680	-0,2	25351,1	-0,4
Kuwejt	272,7	276,1	1,2	13804000	0	1782,9	0
Oman	110,5	118,3	7,1	748000	0	849,0	0
Strefa Neutralna	73,4	73,4	0	680000	0	28,3	0
Syria	50,5	50,3	-0,3	340000	0	240,6	0
Zjedn. Emiraty Arab.	308,7	312,6	1,2	13300800	0	6449,6	6,3
Pozostałe	43,1	41,6	-3,5	425340	0	774,4	27,6
Daleki Wschód	917,0	961,3	4,8	4995687,3	0,1	11838,3	-0,3
Chiny	516,5	551,5	6,8	2767600	0	3028,1	0
Indie	90,4	100,0	10,6	772752	1	1073,4	-0,1
Indonezja	116,6	117,9	1,1	542640	0	2999,8	0
Malezja	80,4	77,5	-3,6	544000	0	2348,9	0
Wietnam	42,2	43,5	3,2	81600	0	192,4	0
Pozostałe	71,0	71,0	-0,1	287095,32	0,2	2195,7	-1,4
Australia i Oceania	75,2	70,0	-7	478516	1,5	3373,8	0
Australia	63,1	58,5	-7,3	451248	0	3113,0	0
Pozostałe	12,2	11,6	-5	27268	35,4	260,8	0,1
Ogółem świat	9643,6	9806,9	1,7	199867636	8,5	188119,8	0,5
w tym OPEC	3902,6	3958,1	1,4	144811440	11,9	90875,6	0,8

zróżnicowanie w poszczególnych krajach było znaczne. Na uwagę zasługują przyrosty produkcji ropy w Kolumbii, Nigerii i Indiach.

W tabeli znalazły się również dane o zasobach ropy naftowej i gazu ziemnego. Korzystnie kształtuje się sytuacja w zakresie przyrostów zasobów ropy, bo nastąpił wzrost o 8,5%, natomiast zasoby gazu pozostają praktycznie na tym samym poziomie. Najnowsze odkrycia

w Brazylii i Angoli nie znalazły jeszcze odzwierciedlenia w statystyce – w Brazylii zasoby ropy wzrosły o 5%, w Angoli stan zasobów ropy nie zmienił się. Widoczny za to jest efekt serii odkryć złóż gazu w Egipcie: zasoby wzrosły o 32%. Powtarzają się bardzo duże, zaskakujące zmiany w stanie zasobów w niektórych krajach. Takim przykładem jest Wenezuela wykazująca przyrost zasobów ropy w ciągu roku o 112%, co prze-

klada się na wzrost zasobów dla całej Ameryki Południowej o 90%.



Zasoby ropy w Rosji wyczerpują się

Obecnie zasoby ropy według danych rosyjskich wynoszą 10 mld t (wg *Oil&Gas Journal* 8,1 mld t), zasoby gazu 165 bln m³. Wydobycie ropy naftowej w Rosji w 2009 r. wyniosło 494 mln t, w 2010 r. wg szacunków *Oil&Gas Journal* będzie to 505 mln t ropy. Ponieważ wydobycie rośnie, a w okresie najbliższych 10 lat nie planuje się dużych inwestycji w zagospodarowanie nowych złóż, krajowe zasoby będą się zmniejszać. Ostrzeżenie opublikowała Rada Bezpieczeństwa Narodowego. Sekretarz Rady Igor Iwanow przedstawił na niedawnym posiedzeniu materiały, które ostrzegają, że krajowe zasoby ropy naftowej są już wyczerpane w 50%.



Rekordy wydobycia w Brazylii

Rozpoczęcie eksploatacji w 5 nowych otworach w basenie Campos zwiększyło produkcję ropy naftowej o 13600 t/d. Są to odwierty na złożach Cachalote, Baleia Franca, Jubarte i Caratinga. Ropa jest odbierana przez statek FPSO „Capixaba” i platformy P-48 i P-57. *Petroleo Brasileiro S.A. (Petrobras)* donosi o ustanowieniu rekordowych wielkości dziennego, miesięcznego i rocznego wydobycia ropy naftowej. Wydobycie 27 grudnia 2010 r. wyniosło 306 tys. t/d ropy, dzięki czemu wydobycie miesięczne osiągnęło poziom 238 tys. t/d. Sukcesy produkcyjne w IV kw. podwyższyły roczne wydobycie do 272 tys. t/d ropy.



Akt oskarżenia w sprawie katastrofy platformy Deepwater Horizon

Pozwani w sprawie szkód wywołanych katastrofą w wierceniu Macondo w Zatoce Meksykańskiej to *British Petroleum* i jego partnerzy, *Anadarko Petroleum Corp.* i *Mitsui & Co. Ltd.* oraz kontraktor *Transocean Ltd.* Do postępowa-

nia nie włączono koncernu *Halliburton*, który odpowiadał za cementowanie. Proces cywilny w sądzie okręgowym w Nowym Orleanie na podstawie naruszenia ustawy o czystym powietrzu (*Clean Air Act*) wytoczył Departament Sprawiedliwości wspólnie z Agencją Ochrony Środowiska. Oskarżeni mają odpowiadać za zaniedbania kontroli stanu otworu, które doprowadziły do eksplozji oraz za brak niezbędnego sprzętu zapewniającego bezpieczeństwo prac wiertniczych i skuteczną likwidację wycieku ropy. Zarzuty sformułowano także na podstawie ustawy *Clean Water Act* przewidującej karę od 1100 USD do 4300 USD za każdą baryłkę rozlanej ropy i ustawy *Oil Pollution Act* nakazującej pokrycie wszystkich kosztów usuwania zniszczeń i szkód wywołanych wyciekiem ropy.

„Zamierzamy wykazać, że oskarżeni są odpowiedzialni za koszty likwidacji szkód poniesione przez rząd, straty ekonomiczne i zniszczenie środowiska naturalnego” powiedział prokurator generalny Eric Holder. W odpowiedzi BP oświadczyło, że pozew jest wyłącznie przedstawieniem zarzutów rządu USA, natomiast nie rozstrzyga o wartości dowodowej zarzutów. BP zapowiedziało, że nadal będzie współpracować we wszystkich oficjalnych dochodzeniach i śledztwach.



ENI dostarczy gaz dla Chorwacji

Zapotrzebowanie Chorwacji na gaz ziemny wynosi 3 mld m³ rocznie, z czego 60-65% jest pokrywane ze złóż krajowych. Dotychczas 1,2 mld m³ rocznie dostarczał *Gazprom*, ale kontrakt wygaś pod koniec 2010 r. i nie został przedłużony. Państwowy operator *INA Industrija Nafta* ogłosił nowy przetarg, który wygrało włoskie ENI zapewniając dostarczenie 750 mln m³ gazu rocznie. Trzyletni kontrakt został podpisany 16 grudnia 2010 r. Obecnie jedyne połączenie umożliwiające import gazu prowadzi przez Słowenię, ale w 2011 r. będzie uruchomiony interkonektor z siecią węgierską.



Rozpoczęcie eksploatacji złoża Jubilee

Minister finansów Ghany komentując początek produkcji ze złoża Jubilee powiedział, że 6% dochodów budżetu będzie pochodzić ze sprzedaży ropy naftowej. Pierwszymi wiercenia-

mi, które w połowie 2007 r. zasygnalizowały istnienie złoża Jubilee były otwory Mahogany-1 i Heydua-1. Obecnie zasoby są szacowane na 95-136 mln t ropy, przy czym w I fazie udostępniona będzie część złoża o zasobach ok. 40 mln t ropy. Miesięcznik „Offshore” wyróżnił zagospodarowanie złoża Jubilee jako jeden z 5 najlepszych projektów inwestycyjnych na morzu w 2010 r. Jednym z ważniejszych osiągnięć jest bardzo krótki okres, jaki upłynął od odkrycia złoża do rozpoczęcia eksploatacji – zaledwie 3,5 roku. Rozpoczęcie produkcji nastąpiło 15 grudnia 2010 r. Eksploatacja będzie prowadzona 17 otworami, ropa i gaz będą odbierane, wstępnie przerabiane i magazynowane przez FPSO „Kwame Nkrumah” (nazwany tak na cześć pierwszego prezydenta Ghany). Statek może zmagazynować 244 tys. t ropy. Początkowo wydobycie będzie wynosić 4 tys. t/d, docelowo wyniesie 16,3 tys. t/d ropy i 3,4 mln m³/d gazu. Część gazu ziemnego w ilości 560 tys. m³/d będzie używana przez FPSO i instalacje na platformach, 850 tys. m³/d będzie wykorzystywane do ponownego zatłaczania do złoża, reszta, czyli ok. 2 mln m³/d gazu będzie przesyłana na ląd do zasilania nowej elektrowni opalanej gazem ziemnym. Złoże znajduje się w odległości 60 km od wybrzeża Ghany. Głównymi udziałowcami I fazy zagospodarowania, która kosztowała 3,35 mld USD, są *Tullow Oil plc*, *Anadarko Petroleum Corp.*, *Kosmos Energy* i państwowa *Ghana National Petroleum Corp.*



Ekwador żąda olbrzymiego odszkodowania od Chevronu

W latach 1964-1992 koncern *Texaco* prowadził w rejonie Lago Agrio w północnej części Amazonii ekwadorskiej poszukiwania i eksploatację ropy naftowej. Toksyczne odpady produkcyjne były składowane w otwartych odkrywkach w dżungli. Ilość szkodliwych zanieczyszczeń obliczono na 68 mln l. Po roku 1992 użytkownikiem obszaru Lago Agrio był państwowy koncern *Petroecuador*. W 2008 r. zespół specjalistów przygotował raport na temat szkód ekologicznych. Raport ten nazwany raportem Cabrery od nazwiska współautora, geologa Richarda Cabrery, stał się podstawą pozwu o odszkodowanie przeciwko koncernowi *Chevron Corp.*, następcy *Texaco*. Opracowanie zawierało wyniki analiz próbek gleby i wody z obszaru Lago Agrio wykazujące wysokie stężenie trucizn. Raport Cabrery szacował szkody na kwotę 27,3 mld USD. W toku przewodu sądowego suma roszczeń

wzrosła do 113 mld USD! *Chevron* nie zgadza się z tezami oskarżenia, kwestionuje również ustalenia raportu *Cabrery* wskazując na liczne pomyłki, błędy metodologiczne i sprzeczności.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Alexander Gas & Oil Connections*, *Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal*, *Oil & Gas Journal*, *Rigzone*, *rp.pl*, *World Oil*.



LOTOS kończy rok na mocnych plusach

769 mln zł wyniósł zysk operacyjny LOTOSU po czterech kwartałach 2010 roku. To o 83% więcej niż w analogicznym okresie 2009 r. W ww. czasie koncern wypracował zysk netto na poziomie 653 mln zł. Przychody ze sprzedaży wyniosły 19,7 mld zł, co oznacza ich 36-procentowy wzrost w stosunku do poprzedniego roku.

Grupa LOTOS S.A. opublikowała dziś raport prezentujący wyniki zarówno IV kw. 2010 r., jak i narastająco po czterech kwartałach ub. r.

– Miniony rok był przełomowy dla Grupy LOTOS S.A. Przede wszystkim, zgodnie z harmonogramem zakończyliśmy wielkie inwestycje w ramach Programu 10+. Wyniki, które dziś prezentujemy, już zawierają efekt pracy nowych instalacji oddanych do użytku w zeszłym roku – wymienia Paweł Olechnowicz, prezes Grupy LOTOS S.A. – Co równie ważne, oprócz zwiększenia mocy produkcyjnych, skutecznie walczyliśmy o coraz większy udział w rynku. W 2010 r. uzyskaliśmy 30-procentowy udział w krajowym rynku paliw. Pewien etap rozwoju LOTOSU został z sukcesem zakończony. Pora podjąć nowe wyzwania, szczególnie w zakresie poszukiwań i wydobycia węglowodorów. Pierwszy krok w tym zakresie już wykonaliśmy finalizując przejęcie kontroli nad litewską spółką wydobywcą Geonafta. Zwiększenie własnego wydobycia to jeden z najistotniejszych kierunków dalszego rozwoju Grupy, ujęty w przyjętym pod koniec zeszłego roku dokumencie Strategia Grupy LOTOS na lata 2011-2015 – dodaje prezes Olechnowicz.

W samym IV kw. 2010 r. LOTOS wykazał zysk na działalności operacyjnej w wysokości 229,8 mln zł. Jest to o 254,6% więcej od wyniku operacyjnego zanotowanego w IV kw. 2009 r. Zysk netto w tym okresie wyniósł 223,1 mln

zł, a skonsolidowane przychody ze sprzedaży to kwota ok. 5,74 mld zł. Stanowi to wzrost odpowiednio o 42,6% r/r i 8,6% kw/kw.

Rekordowe 8 mln ton ropy przerobu

W IV kw. 2010 r. rafineria Grupy LOTOS S.A. w Gdańsku przerobiła 2.223,9 tys. ton ropy, tj. o 42,7% więcej niż w okresie porównywalnym 2009 r. i o 1,3% więcej niż w III kw. 2010 r. Tym samym w całym 2010 r. gdańska rafineria przerobiła łącznie zapowiadane ponad 8 mln ton surowca, co jest najwyższym wynikiem w historii, zanotowanym przez LOTOS. Zwiększony przerób to przede wszystkim zasługa wykorzystania zdolności zintegrowanej instalacji destylacji ropy (CDU/VDU), wybudowanej w ramach Programu 10+. Natomiast, w związku z procesem dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw surowca oraz optymalizacją jego przerobu, w IV kw. 2010 r. wzrósł udział w przerobie gatunków ropy innych niż Ural i Rozewie, które do Gdańska sprowadzono tankowcami.

10+ na mecie

Zgodnie z harmonogramem prac i budżetem, z końcem ubiegłego roku zakończyła się realizacja największego w Europie Środkowej – Wschodniej programu rozbudowy rafinerii. Zakres robót w ramach Programu 10+, związanych z procesem projektowania, dostaw i budowy został zakończony dla wszystkich instalacji, zarówno podstawowych, jak i pomocniczych. W ub. r. fazę rozruchu osiągnęła instalacja hydrokrakingu (MHC) oraz instalacja przerobu ciężkiej pozostałości (ROSE). Aktualnie instalacja łagodnego hydrokrakingu już pracuje, a pierwsze produkty z instalacji ROSE spodziewane są na przełomie lutego i marca br. Warto przypomnieć, że w minionym roku uruchomiono większość instalacji i obiektów Programu 10+, w tym: zintegrowaną instalację destylacji ropy naftowej (CDU/VDU), kompleks aminowo-siarkowy (KAS), wytwórnię wodoru (HGU), instalację odzysku wodoru (HRU), rurociąg produktowy rafineria-port, zbiorniki produktowe oraz pompownie. Z kolei w 2009 r. LOTOS oddał do użytku instalację hydroadczyszczenia olejów napędowych (HDS).

30% rynku w 2010 roku

Po 11 miesiącach ub. r. udział LOTOSU w krajowym rynku paliw ogółem wyniósł 29,8%, co oznacza wzrost o 1,6% punktu procentowego. Wstępne, szacunkowe dane za cały 2010 r. mówią o 30,1% udziałów w rynku. Dla porównania 2009 r. LOTOS zakończył na poziomie 28,3% udziałów w rynku paliw ogółem.

Detal ciągle rośnie

Przychody ze sprzedaży detalicznej LOTOSU wzrosły w 2010 r. o 21% r/r i 22% kw/kw. W ub. r. Grupa sprzedała w detalu paliwa za ponad 4,26 mld zł. Wolumen sprzedaży detalicznej wzrósł w analizowanym okresie (r/r) o 5,3%. W 2011 r. LOTOS Paliwa skoncentrują się na dalszym rozwoju sieci premium (stacje własne i franczyzowe) oraz budowie ekonomicznego kanału sprzedaży. 2010 r. LOTOS zakończył z 7-procentowym udziałem w rynku sprzedaży detalicznej paliw. Docelowo, zgodnie z zapisami strategii do 2015 r., udział ten ma wzrosnąć do 10%. Dodatkowy 1 procent rynku LOTOS zamierza zdobyć dzięki dalszej poprawie efektywności sieci stacji oraz wprowadzeniu jednolitych standardów jej funkcjonowania. Pozostałe 2% rynku LOTOS planuje przejąć poprzez rozwój organiczny, tzn. konsekwentnie rozbudowując sieć stacji własnych i franczyzowych. Do 2015 r. LOTOS planuje rozbudować swoją sieć o dodatkowe 100-150 stacji, które będą wchodziły zarówno w skład segmentu premium, jak i ekonomicznego. LOTOS planuje także intensywnie rozwijać sieć stacji przyautostradowych, w ramach Miejsc Obsługi Podróżnych (MOP). Obecnie LOTOS Paliwa zarządza 7 MOP-ami, zlokalizowanymi przy autostradach A2, A4 i A6. Kolejne 4 MOP-y będą zlokalizowane na A1 i drodze ekspresowej S3. W 2015 r. LOTOS chce zarządzać siecią 22 MOP-ów. Aktualnie LOTOS Paliwa uczestniczy w 4 przetargach na dzierżawę 7 Miejsc Obsługi Podróżnych.

Geonafta dla LOTOSU

Dokumenty w sprawie finalizacji transakcji przejęcia kontroli nad litewską Geonaftą podpisano 3 lutego w Wilnie. Dzięki przejęciu Geonafty roczne wydobycie LOTOSU wzrośnie o ok. 100 tys. ton. Wartością dodaną tej akwizycji są kompetencje i doświadczenie litewskiej firmy w poszukiwaniu i wydobyciu węglowodorów na lądzie. Dla porównania sam LOTOS Petrobaltic na Bałtyku w 2010 r. wydobyl 186 tys. ton ropy naftowej.

Istotnym elementem strategii Grupy LOTOS na najbliższe lata jest aktywna obecność w zakresie poszukiwania ropy naftowej na szelfie norweskim. W ramach Rundy Koncesyjnej APA 2010 LOTOS E&P Norge przyznano licencję PL 503B. Wyniki 21 Rundy Koncesyjnej będą ogłoszone do końca czerwca tego roku. Warto dodać, że w czwartym kw. 2010 r. LOTOS E&P Norge zawarła również z Bergen Oilfield Services AS na wykonanie badań sejsmicznych 3D dla licencji PL503 – na obszarze morskim o powierzchni 1,5 tys. km² (zaplanowane na okres letni 2011 r.).



LOTOS otrzymał ósmą koncesję w Norwegii

LOTOS Exploration & Production Norge AS – spółka zależna LOTOS Petrobaltic – 18 stycznia 2011 r., w wyniku rozstrzygnięcia konkursu kwalifikacyjnego APA 2010, otrzymała status operatora i 25% udziałów w koncesji PL503B, położonej w południowej części Morza Północnego.

Tym samym spółka LOTOS E&P Norge została jednym z 22 operatorów, którzy w rundzie prekwalityfikacyjnej APA 2010 otrzymali dostęp do 50 oferowanych licencji.

Pozostałe 75% udziałów w ww. koncesji przyznane zostało w równych proporcjach trzem spółkom: Skagen 44AS, Edison International Norway Branch, 4Sea Energy AS. Warto przypomnieć, że wraz z tymi spółkami LOTOS obecny jest także na sąsiadującej koncesji PL503 oraz dwóch innych: PL556 i PL498.

Zgodnie z programem prac, obejmującym łączny obszar koncesji PL503 i przyległej do niej powyżej opisanej koncesji PL 503B (tj., obszar o powierzchni ok. 1500 km²) w połowie 2011 roku planowane jest przeprowadzenie badań sejsmicznych 3D, na podstawie których podjęta zostanie decyzja o ewentualnym wykonaniu otworu poszukiwawczego.

Szacunkowe koszty związane z ww. pracami, przypadające na 25% udział w koncesji, wynoszą ok. 17,5 mln NOK (tj. ok. 8,7 mln PLN).

PL503

Udziały i status operatora w koncesji PL 503 przyznano LOTOS Norge w ramach rundy licencyjnej APA 2008. Łączna powierzchnia koncesji wynosi blisko 980 km², przy głębokości wody wynoszącej ok. 100 m.



LOTOS na rynku

29,5 procent wyniósł udział LOTOSU w rynku paliw ogółem po trzech kwartałach 2010 roku. W segmencie detalicznym koncern uzyskał 7-procentowy udział w sprzedaży paliw. To wymierne efekty konsekwentnie budowanego rynku pod większe wolumeny produktów z rozbudowanej po Programie 10+ rafinerii w Gdańsku.

Dzięki instalacjom, oddanym do użytku w ramach 10+, LOTOS znacznie zwiększa

przede wszystkim sprzedaż tzw. średnich destylatów (olejów napędowych i paliw lotniczych). Należy pamiętać, że są to produkty generujące wysokie marże, co bezpośrednio przekłada się na wyniki finansowe osiągnięte przez spółkę. Wg szacunków potencjał produkcyjny średnich destylatów rafinerii w Gdańsku wzrośnie aż o ponad 80 procent.

– Już od 2007 roku, kiedy to rozpoczęliśmy Program 10+, służby handlowe LOTOSU skutecznie rozbudowywały rynek pod przyszłe produkty gdańskiej rafinerii. Dziś między innymi nowe wolumeny oleju napędowego idealnie wypełniają lukę rynkową zagospodarowaną dotychczas przez import i w ten sposób zwiększają zabezpieczenie kraju w to kluczowe dla gospodarki i konsumentów paliwo – podkreśla Maciej Szozda, wiceprezes i dyrektor ds. handlu Grupy LOTOS S.A. – Wartość naszej sprzedaży do kluczowych sieci stacji operujących w Polsce wyniesie w tym roku ponad 9 miliardów złotych. LOTOS jest w 2011 roku kluczowym dostawcą dla takich firm, jak Statoil Poland czy Shell Polska.

Cele handlowe LOTOSU i jego możliwości wytwórcze idą w parze z wynikami analiz rynkowych przygotowanymi m.in. przez Polską Organizację Przemysłu i Handlu Naftowego. Wg prognoz tej instytucji krajowy rynek oleju napędowego wzrośnie na przestrzeni najbliższych 4 lat o 2,5 mln m³, osiągając w 2015 r. poziom 17,8 mln m³. W tym samym czasie rynek benzyn czy lekkiego oleju opałowego będzie kształtował się na umiarkowanym lecz stabilnym poziomie. Dzięki dodatkowym wolumenom produktów sprzedaż LOTOSU skutecznie ograniczy import paliw płynnych do Polski, który w ub. roku wyniósł niecałe 3 mln m³ olejów napędowych i nieco ponad 0,5 mln m³ benzyn. Głównymi źródłami pochodzenia tych paliw były rafinerie niemieckie i białoruskie.

Do baku i do skrzydła

W segmencie detalicznej sprzedaży paliw LOTOS w dalszym ciągu stawia na dynamiczny rozwój ogólnopolskiej sieci stacji, jako w pełni kontrolowanego i wysokoefektywnego kanału sprzedaży. Koncern, który 2010 r. zakończył 7-procentowym udziałem w rynku, planuje w perspektywie 2015 r. zwiększyć swój udział do 10 proc. Dodatkowo LOTOS zamierza dalej konsekwentnie rozwijać swoją sieć stacji oraz intensyfikować sprzedaż. – W segmencie detalicznym cały 2011 i 2012 rok poświęcimy na przeprowadzenie standaryzacji sieci stacji premium, zarówno pod ką-

tem wizualizacji obiektów, jaki i oferty towarów i usług na nich dostępnej. Na obszarach o mniejszym potencjale rynkowym planujemy rozwój brandu ekonomicznego – komentuje wiceprezes Szozda. Obecnie spółka LOTOS Paliwa zarządza 7 Miejscami Obsługi Podróżnych, zlokalizowanymi przy autostradach A2, A4 i A6. Proces budowy kolejnych 4 MOP-ów jest w trakcie realizacji na A1 i drodze ekspresowej S3. Do 2015 r. LOTOS planuje rozwinąć sieć MOP do 22 obiektów. Aktualnie spółka uczestniczy w 4 przetargach na dzierżawę 7 Miejsc Obsługi Podróżnych.

Pod kątem działalności lotniskowej LOTOS może pochwalić się 60-procentowym udziałem w sprzedaży paliwa lotniczego w porcie Gdańsk-Rębiechowo. Docelowo spółka LOTOS Tank planuje uruchomić tzw. tankowanie „do skrzydła” również na lotniskach w Warszawie, Krakowie i Katowicach. Warto zaznaczyć, że oprócz lotniska w Gdańsku LOTOS dostarcza bezpośrednio swoje paliwa również do portów lotniczych we Wrocławiu i Rzeszowie. Gwarancją dynamicznego rozwoju biznesu dostaw paliw lotniczych jest ścisła współpraca ze spółką Statoil Aviation, która jest europejskim liderem w tej dziedzinie.

Trading na STO

Supply, Trading and Optimatization (STO), wg tej formuły pracę od początku 2011 r. rozpoczęły służby handlowe LOTOSU. W myśl reguły STO LOTOS skupi się przede wszystkim na efektywnym zarządzaniu zwiększonymi strumieniami ropy naftowej i produktów po zakończeniu 10+, dywersyfikacji źródeł dostaw surowca i optymalnemu wykorzystaniu elastyczności zmodernizowanej rafinerii (od 2010 r. rafineria w Gdańsku posiada dwa niezależne ciągi destylacji ropy). Dodatkowo trading zajmie się optymalizacją wyceny i wykorzystaniem posiadanych zasobów surowca (dostarczanie do rafinerii, sprzedaż, transakcje wymiany) oraz dotarciem do odleglejszych rynków sprzedaży produktów naftowych, charakteryzujących się atrakcyjniejszą strukturą popytu i poziomem cen. – Naszym głównym zadaniem w obszarze tradingu jest by do końca okresu obowiązywania strategii osiągnąć sprzedaż o około 15 procent wyższą niż potencjał przerobowy ropy w gdańskiej rafinerii – dodaje wiceprezes Szozda.



LOTOS ma więcej własnej ropy

Grupa LOTOS zwiększy roczne wydobycie ropy naftowej o ok. 100 tys. ton dzięki przejściu 100% akcji spółki AB Geonafta, wydobywającej ten surowiec na terytorium Republiki Litewskiej. Dokumenty w sprawie finalizacji transakcji podpisano 3 lutego w Wilnie. To kolejny krok w realizacji strategii Grupy LOTOS, zakładającej wzrost własnego wydobycia koncernu.

– Dzięki przejściu Geonafty będziemy wydobywać ok. 100 tys. ton ropy rocznie więcej. Nie bez znaczenia są również kompetencje i doświadczenie litewskiej firmy w poszukiwaniu i wydobyciu węglowodorów na lądzie, które LOTOS Petrobaltic zyskał dzięki tej akwizycji – podkreśla Paweł Siemek, prezes LOTOS Petrobaltic S.A.

LOTOS Petrobaltic był akcjonariuszem spółki AB Geonafta od 10 lat, posiadając 40,59% udziałów. Spółka AB Geonafta wraz ze spółkami wchodzącymi w skład jej grupy kapitałowej: UAB Minijos Nafta, UAB Genciu Nafta oraz UAB Manifoldas zajmuje się poszukiwaniem oraz wydobyciem ropy naftowej na terenie Litwy od 20 lat. Wydobycie ropy naftowej prowadzone jest na złożach lądowych.

Dokumenty w sprawie finalizacji przejścia podpisano 3 lutego w Wilnie. – 14 grudnia ubiegłego roku zawarliśmy umowę warunkową kupna 59,41% udziałów Geonafty. Najważniejszą decyzją, na którą czekaliśmy była zgoda litewskiego urzędu antymonopolowego – komentuje Paweł Siemek – Od dziś jesteśmy pełnoprawnym właścicielem litewskiej spółki. To ważny krok do osiągnięcia celów określonych w zaprezentowanej w listopadzie ubiegłego roku strategii spółki – dodaje prezes Siemek.

Decyzja o zwiększeniu udziałów w litewskiej spółce AB Geonafta wpisuje się w realizację strategii koncernu, zakładającą zwiększanie własnego wydobycia ropy naftowej (upstream). Zgodnie z zapisami strategii LOTOS w 2015 roku planuje wydobycie na poziomie 1,2 miliona ton ropy naftowej. Na realizację tego celu koncern planuje przeznaczyć w latach 2011-2015 3,9 mld zł, co stanowi 68% wszystkich nakładów finansowych założonych w strategii.

Marcin Zachowicz,
Rzecznik prasowy, Grupa LOTOS S.A.



Kolejny udany rok PKN ORLEN – rekordowe wyniki finansowe i operacyjne

- Ponad 3,1 mld PLN zysku operacyjnego, 2,5 mld PLN zysku netto
- Najwyższe w historii roczne wolumeny sprzedaży: ponad 34 mln ton
- Dalsza poprawa wskaźników finansowych – redukcja zadłużenia o 2,5 mld PLN oraz dźwigni finansowej do poziomu wyznaczonego w strategii
- Zwiększenie wykorzystania mocy przerobowych w ORLEN Lietuva i Unipetrolu, pełne wykorzystanie mocy w rafinerii w Płocku w całym 2010 r.

W 2010 r. PKN ORLEN osiągnął najlepszy od pięciu lat roczny zysk operacyjny oraz netto, a także uzyskał największe w historii łączne wolumeny sprzedaży. Koncern konsekwentnie redukuje zadłużenie i utrzymał bezpieczny poziom warunków zawartych w umowach kredytowych.

Koncern osiągnął zdecydowanie lepsze niż rok wcześniej wyniki finansowe i operacyjne. Przychody ze sprzedaży wzrosły w minionym roku o 23 proc., a zysk operacyjny EBIT i zysk netto osiągnęły poziom odpowiednio o 2 mld zł i 1,2 mld zł wyższe niż w 2009 roku.

W tym czasie PKN ORLEN zwiększył do 28 mln ton przerób ropy naftowej, co w połączeniu z ożywieniem gospodarczym na wszystkich rynkach macierzystych przełożyło się na najwyższe w historii łączne wolumeny sprzedaży w wysokości 34 mln ton. Segment rafineryjny odnotował wzrost o 1%, a detaliczny o 5%, co pozwoliło na zniwelowanie efektu spadku wolumenu w segmencie petrochemicznym o 2% i w efekcie umożliwiło osiągnięcie wyższego o 2% łącznego wolumenu sprzedaży w stosunku do rezultatu osiągniętego w roku 2009. Te sukcesy, w połączeniu z optymalizacją działań operacyjnych, redukcją kosztów oraz efektem przeszacowania zapasów spowodowały, że Koncern wypracował najwyższy od pięciu lat wynik operacyjny w wysokości 3,1 mld zł oraz zysk netto na poziomie 2,5 mld zł.

- Rezultaty finansowe i operacyjne uzyskane w 2010 roku są najlepszym dowodem na to, że decyzje, jakie podejmowaliśmy w okresie spo-

wolnienia gospodarczego, przygotowały grunt do skutecznego działania w warunkach poprawy czynników makroekonomicznych. Dzięki przemyślanym i konsekwentnie prowadzonym działaniom optymalizacyjnym oraz inwestycyjnym, Koncern działa z największą w historii wydajnością i jest gotów do dalszego rozwoju, w tym budowy nowych segmentów i przekształcenia w koncern multi-utility – powiedział Jacek Krawiec, prezes Zarządu PKN ORLEN SA.

Bezpieczna sytuacja finansowa

W ramach uwalniania środków pieniężnych, w minionym roku dzięki zmianie formuły przechowywania zapasów obowiązkowych PKN ORLEN przeprowadził dwie transakcje sprzedaży ropy, w wyniku których uzyskano wpływ w wysokości 1,7 mld zł. PKN ORLEN kontynuował także rozpoczęte w 2009 działania mające na celu zmniejszenie kapitału pracującego, co do końca czwartego kwartału 2010 przyniosło łączne, dodatkowe wpływy w wysokości 4,3 mld PLN z czego 1,9 mld zł w samym roku 2010.

Zwiększenie efektywności operacyjnej i działania optymalizacyjne wpłynęły na dalsze obniżenie zadłużenia Koncernu - o 2,5 mld (r/r). Redukcja zadłużenia pozwoliła na osiągnięcie zakładanego w strategii Firmy poziomu dźwigni finansowej 39%, a wskaźnik długu netto do zysku operacyjnego powiększonego o amortyzację i dywidendę z Polkomtelu obniżony został do bezpiecznego poziomu poniżej 1,5. Konsekwencja i skuteczność podejmowanych działań zostały dostrzeżone przez agencje Fitch i Moody's, które podniosły perspektywy ratingu Koncernu z negatywnej do stabilnej.

– W ciągu ostatnich 12 miesięcy wdrożyliśmy w życie wiele projektów i inicjatyw, które wzmocniły naszą stabilność i zapewniły bezpieczną sytuację finansową, zgodnie z celami wyznaczonymi w naszej strategii w 2008 roku. To był duży wysiłek dla całej korporacji, tym bardziej, że ogólnoświatowy kryzys i spowolnienie gospodarcze nie ułatwiały nam działalności. Dziś mamy bardzo dobrą płynność: ponad 6,1 mld zł wpływów z działalności operacyjnej w minionym roku i dostępne linie kredytowe w wysokości ponad 1 mld euro, możemy więc ze spokojem przygotowywać się do realizacji zaplanowanych projektów rozwojowych - podsumował Sławomir Jędrzejczyk, wiceprezes Zarządu ds. Finansowych.

Działania prowadzące do podwyższenia wartości Spółki

W minionym roku Koncern zrealizował zaplanowane projekty inwestycyjne i rozwojowe. Na terenie zakładu produkcyjnego w Płocku oddano do eksploatacji instalację hydroodsiarczania olejów napędowych (HON VII), która pozwoliła na zwiększenie możliwości produk-

cyjnych ON o 1 mln ton rocznie. Jednocześnie, rozpoczęto rozruch technologiczny najnowszej w Europie instalacji produkcyjnej PX/PTA (paraksylen/kwas tereftalowy), która w II kwartale 2011 roku pozwoli na poszerzenie portfolio produktów petrochemicznych Koncernu i zapewni większą efektywność wykorzystania frakcji benzynowych.

Prowadzono także szereg prac badawczych z zakresu upstream, a grono potencjalnych partnerów i lokalizacji poszukiwawczych powiększyło się o Ukrainę. Trwały także intensywne prace przygotowawcze do budowy elektrowni we Włocławku. W grudniu 2010 roku, po przeprowadzeniu postępowania w sprawie oddziaływania na środowisko, uzyskano prawomocną decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla realizacji tego przedsięwzięcia.

W segmencie detalicznym, działania PKN ORLEN koncentrowały się na stałym zwiększaniu udziałów w rynku oraz optymalizacji sieci. Dużym sukcesem minionego roku w tym zakresie była transakcja zakupu przez ORLEN Deutschland 56 obiektów od OMV, dzięki czemu liczba działających w ramach ORLEN Deutschland stacji sieci STAR wzrosła do 571.

W 2011 roku w zakresie operacyjnym szczególny nacisk zostanie położony na utrzymanie wysokości i efektywności przerobu ropy, jak również poziomu wolumenów sprzedaży i udziałów w rynku w warunkach wzmożonej konkurencji i presji na marże detaliczne. Kontynuowana będzie również redukcja kosztów. Koncern planuje też przeprowadzenie szerszego niż w 2010 roku planu postojów remontowych, obejmującego m.in. cztery istotne instalacje zakładu w Płocku oraz czasowe postoje rafinerii na Litwie i w Czechach.

Działania w segmencie petrochemii koncentrować się będą na wykonaniu założeń wydajnościowych i sprzedażowych dotyczących nowej linii produkcji petrochemicznej paraksylen – kwas tereftalowy oraz realizacji kontraktów na dostawę produktów finalnych do odbiorców w Polsce i za granicą.

Wysokie zaawansowanie projektu sprzedaży pakietu udziałów w Polkomtelu pozwala zakładać, że zakończenie tego procesu nastąpi w I połowie bieżącego roku. Kontynuowane będą prace dotyczące potencjalnej sprzedaży Anwilu. W celu dalszego uwalniania środków pieniężnych prowadzone są również analizy w zakresie kolejnej transakcji sprzedaży puli zapasów obowiązkowych ropy.

Rok 2011 będzie okresem intensywnych prac w zakresie rozwijania nowych segmentów: upstream i energetycznego. Planowane są prace i odwierty poszukiwawcze na wszystkich koncepcjach posiadanych przez PKN ORLEN, zarówno na szelfie bałtyckim, w Wielkopolsce (Sieraków)

jak i w rejonie lubelskim. Będą również prowadzone prace sejsmiczne i typowanie lokalizacji odwiertów w projekcie gazu łupkowego (shale gas) - pierwszy z nich powinien być wykonany pod koniec bieżącego roku. Zaawansowane są również prace zmierzające do realizacji inwestycji wartej ok. 1,5 mld zł - budowy elektrowni we Włocławku. Po uzyskaniu decyzji o przyłączeniu do sieci energetycznej i bardzo istotnej decyzji środowiskowej rozpoczął się etap zbierania ofert na generalnego wykonawcę. Potencjalny kontrahent zostanie wyłoniony na przełomie III i IV kwartału. Rozpoczęcie budowy zaplanowane na 2012 r.

Biuro prasowe,
PKN ORLEN



GAZ-SYSTEM S.A. kupuje rury do budowy nowych gazociągów

26 stycznia 2011 r. Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. podpisał umowy ramowe z wykonawcami wybranymi w publicznym przetargu na dostawę rur o średnicy 700 i 800 mm. Szacowana wartość umów wynosi ok. 800 mln zł netto.

Umowy ramowe będą obowiązywać przez okres dwóch lat. Poszczególne zamówienia będą realizowane na podstawie odrębnych umów cząstkowych, zawieranych każdorazowo po zaakceptowaniu najkorzystniejszej oferty dla danej partii rur. W ten sposób zostaną zapewnione dostawy rur do budowy strategicznych gazociągów realizowanych przez GAZ-SYSTEM S.A.

Umowy ramowe zostały podpisane na zakup rur bezpośrednio od producenta. Pozwala to GAZ-SYSTEM S.A. na przyspieszenie prac inwestycyjnych i poprawę efektywności kosztowej.

Jako dostawców w przetargu publicznym wybrano:

1. Konsorcjum firm w składzie: FERRUM S.A. (Lider Konsorcjum); STEELTUBES Sp. z o.o.; UNISSET Rury Stalowe-Steel Pipes Janusz Gaczyński; U.S. STEEL KOSICE s.r.o., (Słowacja).
2. Konsorcjum firm w składzie: IZOTAL S.A. (Lider Konsorcjum); IMPEXRUR S.A.; ArcelorMittal Tubular Products Ostrava a.s. (Czechy).
3. Borusan Mannesmann Boru Sanayi ve Ticaret A.S.(Turcja)

4. Mitsui & Co. Deutschland GmbH (Niemcy).

„Realizujemy obecnie projekty inwestycyjne, jakie nie miały miejsca w historii polskiej infrastruktury gazowej. Dzisiaj podpisane umowy dotyczą kolejnego rodzaju rur. W sierpniu ubiegłego roku podpisaliśmy umowy ramowe na dostawę rur o średnicy 500 mm, głównie do budowy gazociągów na Dolnym Śląsku. Dzisiejsza umowa pozwoli nam zapewnić ciągłość dostaw rur do budowy gazociągów strategicznych: Świnoujście – Szczecin, Szczecin – Gdańsk, Szczecin – Lwówek, Rembelszczyzna – Gustorzyn oraz Gustorzyn – Odolanów” – powiedział Jan Chadam, prezes Zarządu GAZ-SYSTEM S.A.

Do 2014 r. GAZ-SYSTEM S.A. wybuduje ponad 1000 km nowych gazociągów przesyłowych wysokiego ciśnienia. Zakup materiałów do budowy gazociągów bezpośrednio od producenta, pozwoli na znaczne obniżenie kosztów inwestycji.

„Intencją spółki było lepsze zarządzanie całym procesem inwestycyjnym oraz uzyskanie dodatkowych korzyści, wynikających z dużej skali zakupów i uzyskanie tym samym znacznych oszczędności. Z tego względu zdecydowaliśmy się na innowacyjny sposób realizacji inwestycji w trybie dostaw inwestorskich, który wymagał dużego nakładu pracy i zaangażowania profesjonalnego zespołu. Postępowanie ze względu na szacowaną wartość zamówienia było przedmiotem kontroli uprzedniej Prezesa Urzędu Zamówień Publicznych, który nie wniósł zastrzeżeń do jego przebiegu” – dodał Jan Chadam.



Decyzje lokalizacyjne dla gazociągu Gustorzyn-Odolanów w województwie wielkopolskim i kujawsko-pomorskim

19 stycznia 2011 r. wojewoda wielkopolski, Piotr Florek, wydał decyzję o ustaleniu lokalizacji gazociągu przesyłowego relacji Gustorzyn-Odolanów (etap I – w powiecie kolskim i tureckim). Dla gazociągu Gustorzyn – Odolanów została także wydana przez wojewodę kujawsko-pomorskiego, Ewę Mes, w dniu 4 lutego 2011 r. decyzja o lokalizacji inwestycji na terenie województwa kujawsko-pomorskiego.

Gazociąg Gustorzyn – Odolanów zlokalizowany jest na terenie województw wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego. Będzie miał łączną długość 168 km i średnicę 700 mm. Gazociąg

wzmocni bezpieczeństwo przesyłu gazu w środkowej Polsce. Trasa I etapu inwestycji na terenie województwa wielkopolskiego o długości ok. 47,9 km przebiegać będzie przez powiat kolski (wraz z gminami: Babiak, Miasto i Gmina Koło, Osiek Mały i Kościelec) oraz przez trzy gminy powiatu tureckiego (Brudzew, Turek i Przykona). Pozostała część I etapu inwestycji, w obrębie województwa kujawsko-pomorskiego o długości ok. 35,5 km, obejmie trzy gminy powiatu włocławskiego (Brześć Kujawski, Lubraniec oraz Izbicę Kujawską).

Realizacja projektu inwestycyjnego GAZ-SYSTEM S.A. na odcinku Gustorzyn-Odolanów, dofinansowana jest kwotą 175,5 mln PLN z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013 (POIiŚ). Z funduszy tego programu dofinansowane są także gazociągi Włocławek-Gdynia (31 mln PLN), Jeleniów-Dziwiszów (65,1 mln PLN), Szczecin-Gdańsk (226,9 mln PLN), Polkowice-Żary (25,6 mln PLN) oraz Rembelszczyzna-Gustorzyn (121,55 mln PLN).



Decyzja lokalizacyjna dla gazociągu Rembelszczyzna-Gustorzyn w województwie kujawsko-pomorskim

14 lutego 2011 r. wojewoda kujawsko-pomorski Ewa Mes wydała decyzję o lokalizacji inwestycji na terenie województwa kujawsko-pomorskiego.

Gazociąg Rembelszczyzna-Gustorzyn zlokalizowany jest na terenie województw mazowieckiego i kujawsko-pomorskiego. Będzie miał łączną długość 176 km i średnicę 700 mm. Gazociąg ten wzmocni bezpieczeństwo przesyłu gazu w środkowej Polsce. Na terenie województwa kujawsko-pomorskiego, trasa ok. 41 km przebiegać będzie przez powiat włocławski i lipnowski, natomiast na terenie województwa mazowieckiego (ok. 135 km) przebiegać będzie przez powiat płocki, płoński, nowodworski i legionowski. Decyzja lokalizacyjna dla mazowieckiego odcinka inwestycji została wydana 22 grudnia 2010 r.

Realizacja projektu inwestycyjnego GAZ-SYSTEM S.A. na odcinku Rembelszczyzna-Gustorzyn, dofinansowana jest kwotą 121,55 mln PLN z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013 (POIiŚ). Z funduszy tego Programu dofinansowane są także gazociągi Włocławek-Gdynia (31 mln PLN), Jeleniów-Dzi-

wiszów (65,1 mln PLN), Szczecin-Gdańsk (226,9 mln PLN), Polkowice-Żary (25,6 mln PLN) oraz Gustorzyn-Odolanów (175,5 mln PLN).

Małgorzata Polkowska
Rzecznik prasowy GAZ-SYSTEM S.A.



PNiG Kraków Sp. z o.o. zostały srebrnym sponsorem „East African Petroleum Conference & Exhibition 2011 (EAPCE'11)”

Firma Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. została srebrnym sponsorem jednego z najważniejszych wydarzeń we wschodniej Afryce – Konferencji „East African Petroleum Conference & Exhibition 2011 (EAPCE'11)”, która odbyła się w dniach 2-4 lutego w Kampali, w Ugandzie. Wydarzenie to jest od 5 lat jednym z najważniejszych i najbardziej uznanych przedsięwzięć w tym regionie Afryki. Podczas konferencji i towarzyszących temu wydarzeniu targów swoje możliwości inwestycji i współpracy w regionie Wschodniej Afryki będą prezentować takie kraje jak: Uganda, Burundii, Kenia, Ruanda Tanzania oraz liczne firmy naftowe z całego świata.

Na wystawie będzie także polskie stoisko z ofertą spółek, które prowadzą już prace na rynku afrykańskim. Pod egidą krakowskich Poszukiwań zaprezentują się takie firmy jak Drill-Lab oraz Kan-bud. Nie zabraknie także reprezentacji z PGNiG SA.

PNiG Kraków od kilku lat prowadzi prace wiertnicze w Afryce, m.in. w Mozambiku i Ugandzie. Obecnie w Afryce pracują trzy krakowskie urządzenia wiertnicze, które realizują kontrakty dla największych operatorów tego rejonu Afryki. Do największych sukcesów Spółki na tym rynku jest odkrycie w zeszłym roku, na zlecenie operatora Tullow Oil, największych złóż ropy naftowej w Środkowej Afryce.



PNiG Kraków Sp. z o.o. laureatem nagrody „Best Oil & Gas Drilling Contractor”

Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. zostały laureatem nagrody „Best Oil & Gas Drilling Contractor” przyznawanej przez prestiżowy miesięcznik World Finance w kategorii kontraktorów naftowo-gazowych. Wśród laureatów tej nagrody, ale w innych kategoriach są także takie firmy jak: Chevron, Baker Hughes czy GE Oil & Gas. Redakcja miesięcznika World Finance wraz



z innymi dziennikarzami ekonomicznymi nagradzają firmy oraz instytucje międzynarodowe za najlepsze i najbardziej skuteczne zarządzanie finansowe. Ocenie podlega prowadzona polityka finansowa, strategia zarządzania usługami oraz rozwój na rynkach zagranicznych, a także kreacja marki firmy. Nagroda ta jest przyznawana od kilku lat i to w dwudziestu kategoriach.

Agnieszka Siola
Pełnomocnik ds. Komunikacji i CSR
Poszukiwania Nafty i Gazu
Kraków Sp. z o.o.

Muzeum Gazownictwa w Paczkowie

To skarbnica ponad 3 tys. eksponatów: gazowych urządzeń gospodarstwa domowego i przemysłowego. Bogatą kolekcję stanowią lampy gazowe, kuchenki, piecyki grzewcze, lokówki, żelazka, a nawet lodówka i pralka gazowa. Muzeum posiada największą w Europie kolekcję zgromadzonych w jednym miejscu prawie 600 gazomierzy.

Muzeum dysponuje nowoczesnie wyposażoną salą seminaryjno-szkoleniową i kameralnym salonikiem konferencyjnym. Na terenie Muzeum mogą się odbywać działania typu „światło i dźwięk”, koncerty lub spektakle plenerowe. Do dyspozycji gości znajdują się także 4 komfortowe pokoje gościnne (10 miejsc noclegowych).

Do Muzeum serdecznie zapraszamy od poniedziałku do piątku w godzinach od 8.00 do 14.00.

Na specjalne życzenie Muzeum może być udostępnione zwiedzającym w innym terminie, po uprzednim uzgodnieniu.



Muzeum Gazownictwa w Paczkowie





Stanisław Szafran



Krystyna Maciurzyńska



Kalendarium

02.02.2011 r. w FSNTNOT w Warszawie zostało zorganizowane spotkanie konsultacyjne prezesów Stowarzyszeń w sprawie opracowania statutu FSNTNOT oraz w sprawie projektu ustawy o Zrzeszeniach.

07.02.2011 r. w Warszawie odbyło się spotkanie w Krajowej Izbie Inżynierów Budownictwa. Celem spotkania była ocena realizacji zawartych umów o współpracy oraz wyznaczenie zadań na najbliższy rok.

18.02.2011 r. w Bóbrce odbędzie się kolejne zebranie Komitetu Organizacyjnego VI Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników. Omówione zostaną dotychczas wykonane prace oraz wyznaczone zostaną zadania na najbliższy okres.

25.02.2011 r. w Bóbrce odbędzie się zebranie Rady Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce
Program zebrania przewiduje
– omówienie nowej aranżacji Domu I. Łukasiewicza
zatwierdzenie:
– sprawozdania z działalności Fundacji w 2010 r.
– budżetu Fundacji na 2011 r.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

70 urodziny Lucjan Nasiłowski z Oddziału SITP NiG w Łodzi w dniu 06.02.2011 r.

70 urodziny Zofia Dobrowolska z Oddziału SITP NiG w Poznaniu w dniu 07.02.2011 r.

70 urodziny Kazimierz Profus z Oddziału SITP NiG w Czechowicach w dniu 10.02.2011 r.

75 urodziny Krystyna Dobrzyńska z Oddziału SITP NiG Warszawa II w dniu 10.02.2011 r.

75 urodziny Jerzy Witkowski z Oddziału SITP NiG w Poznaniu w dniu 24.02.2011 r.

75 urodziny Marian Lenart z Oddziału SITP NiG Warszawa II w dniu 24.02.2011 r.

80 urodziny Roman Ney z Oddziału SITP NiG w Krakowie w dniu 18.02.2011 r.

90 urodziny Ryszard Wolwowicz z Oddziału SITP NiG w Krakowie w dniu 14.02.2011 r.

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

V edycja Konkursu o Honorową Szpadę SITP NiG

Na posiedzeniach w dniu 15 grudnia 2010 r. i 14 stycznia 2011 r. Kapituła Honorowej Szpady SITP NiG w składzie:

- dr inż. Stanisław Szafran – kanclerz, sekretarz generalny SITP NiG,
- prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki – wicekanclerz, wiceprezes SITP NiG d/s edukacji,
- prof. dr hab. inż. Andrzej Gonet – wicekanclerz, dziekan Wydziału WNiG,
- prof. dr hab. inż. Jacek Matyszkiewicz – wicekanclerz, dziekan Wydziału GGiOŚ,
- dr inż. Marzena Chwastek – sekretarz, prodziekan Wydziału GGiOŚ,
- dr inż. Jan Ziąja – sekretarz, prodziekan Wydziału WNiG,

rozstrzygnęła Konkurs o Honorową Szpadę SITP NiG ogłoszony dla absolwentów Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH oraz Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH w roku 2010.

Spośród absolwentów Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska do Konkursu zostało nominowane 13 osób. W wyniku postępowania konkursowego najlepszą absolwentką Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska w roku 2010 została mgr inż. Paulina Czaban uzyskując Honorową Szpadę SITP NiG

Pani mgr inż. Paulina Czaban ukończyła studia na specjalności Geofizyka Środowiska z ostateczną średnią ze wszystkich ocen, łącznie z oceną za pracę magisterską oraz egzamin dyplomowy, wynoszącą 4.94. Przez cały okres studiów otrzymywała stypendium naukowe. W roku akademickim 2008/2009 zdobyła Stypendium Ministra Edukacji i Szkolnictwa Wyższego za osiągnięcia w nauce. Laureatka wykazywała się aktywnością w życiu uczelni, działając w Kole



mgr inż. Paulina Czaban

Naukowym Geofizyków „Geofon”, uczestnicząc w organizowanych w jego ramach wyjazdach naukowych oraz organizując I Studenckie Warsztaty Geofizyczne EAGE „Geosfera”. Należała do międzynarodowego stowarzyszenia European Association of Geoscientists and Engineers (2008). Pani Paulina Czaban wzięła także udział w programie „LLP Erasmus” i na ostatnim roku podjęła studia na Uniwersytecie Poznańskim. Jednocześnie realizowała w GeoForschungsZentrum Potsdam temat swojej pracy magisterskiej pt. „Analysis of the 2008 Vogtland/NW Bohemia swarm data on the basis of Epidemic Type Aftershock Sequence (ETAS) Model”, napisanej w języku angielskim i obronionej w dniu 27 września 2010 r. Absolwentka miała również ustalony program studiów indywidualnych w roku akademickim 2007/2008, wygłosiła wówczas swój referat „Analiza hazardu sejsmicznego rejonu Istanbula na podstawie badań lokalnej aktywności sejsmicznej zachodniej części Turcji” podczas Studenckiej Sesji Naukowej „Barbórka” (2007). Dane, na których się opierała w wystąpieniu, uzyskała podczas praktyki wakacyjnej w okresie wrzesień–październik 2007 w GeoForschungsZentrum Potsdam w sekcji „Earthquake risk and early warning”, gdzie później przygotowywała pracę dyplomową. Ponadto została stypendystką DAAD (Niemieckiej Centrali Wymiany Akademickiej), dzięki czemu odbyła miesięczny kurs języka niemieckiego w Fachhochschule Osnabrück w sierpniu 2008 roku.

Kapituła Honorowej Szpady SITPniG ustaliła listę najlepszych absolwentów Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska w roku 2010 i postanowiła wręczyć im dyplomy z określeniem lokaty ukończenia studiów. Poszczególni nominowani absolwenci Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH ukończyli studia z następującymi lokatami (tabela 1).

Wśród absolwentów Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu w roku 2010 zostało nominowane 10 osób.

W wyniku postępowania konkursowego najlepszym absolwentem Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu w roku 2010 został: mgr inż. Tomasz Włodek uzyskując Honorową Szpadę SITPniG

Pan mgr inż. Tomasz Włodek urodził się 9 stycznia 1986 r. w Tarnowie. Ukończył III Liceum Ogólnokształcące im. A. Mickiewicza w Tarnowie i w 2005 r. rozpoczął studia na Wydziale



mgr inż. Tomasz Włodek

Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie na kierunku Górnictwo i Geologia. Od początku studiów żywo zainteresowany szeroko pojętymi problemami inżynierii gazowniczej, stąd wybrał kierunek dyplomowania na specjalności Gazownictwo Ziemne. Przez trzy lata był starostą specjalności Gazownictwo Ziemne, organizując pracę grupy oraz aktywnie włączając się w życie Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu. Od 2008 r. pełnił funkcję przewodniczącego Koła Naukowe-

go „Nafta i Gaz”. W tym okresie Koło prowadziło prężną działalność na różnych polach począwszy od aktywności na Studenckich Sesjach Naukowych Pionu Górniczego AGH po sympozja i konferencje, należy tutaj wspomnieć o XXX Sympozjum Nowoczesna Gospodarka i Administracja Publiczna organizowanym przez Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie, gdzie wzięł udział w studenckiej debacie na temat stosunków gazowych Polska – Unia Europejska – Rosja. Podjął ambitny i nowatorski na skalę krajową temat pracy dyplomowej pod kierunkiem prof. Stanisława Nagy, dotyczącej projektowania rurociągów do transportu dwutlenku węgla. Praktykę dyplomową odbył w Biurze Projektów i Studiów Gazownictwa GAZOPROJEKT SA we Wrocławiu. Pracę dyplomową, która jest szerokim opracowaniem dotyczącym projektowania rurociągów wysokociśnieniowych do transportu CO₂ obronił z wynikiem bardzo dobrym, a całe studia ukończył ze średnią 4,9. Postanowił rozwijać zainteresowania i realizować kolejne pomysły podejmując pracę na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu w Katedrze Inżynierii Gazowniczej.

Kapituła Honorowej Szpady SITPniG ustaliła listę najlepszych absolwentów Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu w 2010 r. i postanowiła wręczyć im dyplomy z określeniem lokaty ukończenia studiów.

W rankingu średnich ocen uzyskanych w czasie studiów 10 najlepszych absolwentów zajęło następujące lokaty (tabela 2).

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPniG

Tabela 1.

Lp.	Imię	Nazwisko	Kierunek	Średnia ocen
1.	Paulina	Czaban	Geofizyka Środowiska	4,94
2.	Agnieszka	Grzymkowska	Inżynieria Środowiska	4,91
3.	Michał	Rumanek	Informatyka Stosowana	4,91
4.	Agnieszka	Kosowska	Górnictwo i Geologia	4,91
5.	Mateusz	Twardowski	Inżynieria Środowiska	4,85
6.	Monika	Wilk	Górnictwo i Geologia	4,82
7.	Magdalena	Pawlik	Ochrona Środowiska	4,76
8.	Paulina	Wawrzuta	Górnictwo i Geologia	4,68
9.	Inga	Chyla	Inżynieria Środowiska	4,67
10.	Anna	Kowal	Górnictwo i Geologia	4,65
11.	Wioleta	Antonik	Inżynieria Środowiska	4,46
12.	Rafał	Matuła	Inżynieria Środowiska	4,42
13.	Klaudia	Czaja	Górnictwo i Geologia	4,41

Tabela 2.

Lp.	Imię	Nazwisko	Specjalność	Średnia ocen
1.	Tomasz	Włodek	Gazownictwo ziemne	4,90
2.	Mariusz	Chromik	Wiertnictwo i geoinżynieria	4,80
3.	Ewelina	Nowak	Eksploatacja złóż surowców płynnych	4,56
4.	Bartosz	Krawętkowski	Gazownictwo ziemne	4,51
5.	Łukasz	Stąsiec	Wiertnictwo i geoinżynieria	4,51
6.	Michał	Wojnar	Eksploatacja złóż surowców płynnych	4,47
7.	Wiesław	Bujok	Wiertnictwo i geoinżynieria	4,40
8.	Sebastian	Krocza	Wiertnictwo i geoinżynieria	4,32
9.	Marcin	Pęteński	Gazownictwo ziemne	4,31
10.	Anna	Sochacka	Wiertnictwo i geoinżynieria	4,30

Numizmat jubileuszowy SITP NiG

W grudniu 2010 r. na zamówienie Zarządu Głównego SITP NiG Mennica Polska wyemitowała z okazji Jubileuszu 65 – lecia SITP NiG pamiątkowy numizmat pn. „Gulden Łukasiewiczowski”. „Monetka” została wybita w miedzi o średnicy 27 mm. Nakład numizmatu jest ograniczony i wynosi 5000 egz. Projekt graficzny opracował Robert Kraszewski. Monetka jest rozprowadzana członkom Stowarzyszenia przez oddziały SITP NiG.



Spotkanie konsultacyjne prezesów i sekretarzy generalnych SNT w sprawie nowelizacji Statutu FSNT NOT

11 stycznia 2011 r. z inicjatywy prezesa SIMP Andrzeja Ciszewskiego odbyło się w Warszawie spotkanie konsultacyjne na temat problemów związanych z nowelizacją Statutu FSNT NOT. Dyskusje oraz prace nad nowelizacją Statutu FSNT NOT trwają od czerwca 2007 r. Zostały one skonkretyzowane w dniu 30 czerwca 2008 r. powołaniem przez Radę Krajową FSNT NOT Komisji Statutowej pod przewodnictwem kol. S. Petrykowskiego. Przygotowany projekt nowelizacji Statutu nie uzyskał akceptacji Rady Krajowej na posiedzeniu w dniu 28 października 2008 r. Dalsze prace nad nowelizacją Statutu prowadziła Komisja pod przewodnictwem kol. Zdzisława Richtera. Zmiany Statutu FSNT NOT zaproponowane przez Komisję Statutową pod przewodnictwem kol. Z. Richtera również nie uzyskały akceptacji Rady Krajowej. Pojawił

się również autorski projekt Statutu FSNT NOT opracowany przez byłego prezesa FSNT NOT kol. Aleksandra Kocpia. 30 czerwca 2010 r. Zarząd Główny FSNT NOT przedstawił Radzie Krajowej propozycje zmian w Statucie o charakterze „małej nowelizacji” uwzględniające potrzebę „sprawniejszego funkcjonowania FSNT NOT i dostosowanie jej działania do wymogów nomenklatury unijnej”. Sugestie przedstawione w imieniu Zarządu Głównego FSNT NOT przez kol. Józefa Suchego nie spotkały się z pozytywnym przyjęciem i projekt zmian w statucie został skierowany do dalszych prac. Wobec rozbieżnych opinii na temat nowelizacji Statutu FSNT NOT prowadzone są intensywne konsultacje między członkami FSNT NOT w sprawie podstawowych założeń nowego Statutu. W dyskusjach większość dużych SNT wyraża opinie, że:

- (§ 1 projektu Statutu) Federacja Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych jest organizacją o charakterze dobrowolnego związku stowarzyszeń naukowo-technicznych, działającą na rzecz użyteczności społecznej oraz publicznej i używa nazwy Naczelna Organizacja Techniczna, w skrócie FSNT-NOT);
- (§ 8 ust. 3. projektu Statutu) Członkiem zwyczajnym może być krajowe lub zagraniczne Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne, którego tematyczny zakres działalności nie pokrywa się z działalnością innych członków FSNT-NOT oraz które:
 - zrzesza co najmniej 300 członków – osób fizycznych,
 - posiada pismo stowarzyszeniowe publikujące artykuły naukowo-techniczne



Gospodarze spotkania z prezesem SIMP Andrzejem Ciszewskim (drugi od lewej)
Fot. S. Szafran



Zdjęcie pamiątkowe w przerwie obrad

- z zakresu swojego działania,
- posiada systematycznie aktualizowaną stronę internetową obrazującą działalność stowarzyszenia,
- może wykazać się udokumentowaną działalnością naukowo-techniczną i szkoleniową z zakresu swojego profilu.
- W skład Rady Krajowej wchodzi wyłącznie delegaci stowarzyszeń członkowskich o statusie członka zwyczajnego FSNT-NOT, wybierani przez stowarzyszenia zgodnie ze swoimi statutami. Na każdą określoną uchwałą Rady Krajowej rozpoczętą liczbę członków zarejestrowanych

w stowarzyszeniu przysługuje jeden mandat delegata.

- Rada Krajowa wybiera spośród swoich członków:
 - Zarząd Główny FSNT NOT w składzie: prezes FSNT NOT, wiceprezesa w ilości określonej uchwałą Rady Krajowej, sekretarz generalny,
 - Główną Komisję Rewizyjną.

Do rozważenia jest sprawa, czy Rada Krajowa powinna wybierać Prezydium, które miałyby przygotowywać posiedzenia Rady Krajowej i kierować jej obradami, czy też przewodnictwo Rady powinno się

oddać wybranemu prezesowi FSNT NOT. W ostatnim czasie w wyniku rozmów konsultacyjnych prezes SIMP skierował do kol. Ewy Mańkiewicz-Cudny – prezesa FSNT NOT, pismo precyzujące opinię w zakresie podstawowych założeń zmian statutowych, godzące stanowiska radykalnie z obecnym stanem organizacyjnym Federacji. Przedstawiony w w/w piśmie pogląd można uznać za wyważony i zgodny z zasadami działania SNT w łonie Federacji.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNIg

Noworoczne spotkanie Zarządu Oddziału Krakowskiego SITPNIg

11 stycznia 2011 r. w sali koncertowej Fundacji Krakus w Krakowie odbyło się uroczyste noworoczne posiedzenie Zarządu Oddziału SITPNIg w Krakowie, w którym wzięli udział członkowie honorowi, przedstawiciele członków

wspierających oraz liczne grono działaczy SITPNIg z Oddziału Krakowskiego SITPNIg. Wstępem do spotkania był występ dzieci z Przedszkola nr 13 z Krakowa. W czasie posiedzenia udekorowano odznakami honorowymi FSNT

NOT i SITPNIg zasłużonych działaczy Stowarzyszenia. Prezes Oddziału Krzysztof Dybaś złożył sprawozdanie z działalności Zarządu Oddziału w roku 2010 i przedstawił plan działalności Oddziału Krakowskiego w roku 2011 r. Spotkanie koleżeńskie z wymianą życzeń noworocznych oraz dyskusjami na temat działalności stowarzyszenia w nadchodzącym czasie było pięknym akcentem rozpoczynającego się Nowego 2011 Roku.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNIg



Spotkanie otworzył prezes Zarządu Oddziału Krakowskiego SITPNIg Krzysztof Dybaś
Fot. W. Wanat



Uczestnicy spotkania. Fot. S. Szafran



Sekretarz generalny SITPNIg S. Szafran dekoruje Honorowymi Odnakami SITPNIg zasłużone Koleżanki i Kolegów. Fot. W. Wanat



Występy dzieci z Przedszkola nr 13 w Krakowie dla uczestników spotkania
Fot. S. Szafran

Posiedzenie Głównej Komisji d/s Historii i Muzealnictwa Zarządu Głównego SITP NiG

18 stycznia 2011 r. odbyło się w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce posiedzenie Głównej Komisji ds. Historii i Muzealnictwa Zarządu Głównego SITP NiG. Przedmiotem posiedzenia była:

- analiza możliwości zmiany aranżacji ekspozycji wystawienniczej w tzw. „Domu Łukasiewicza”;
- sprawa organizacji Jubileuszu 50-lecia Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego

Po wizjach lokalnych i dyskusji Komisja uznała za konieczne dokonanie zmian w obecnym układzie ekspozycyjnym tego obiektu wystawienniczego. Komisja stwierdziła, że obecna aranżacja wystawiennicza nie ma stałej, spójnej ekspozycji historycznie związanej z osobą Ignacego Łukasiewicza. Została ona przygotowana w tym obiekcie w latach siedemdziesiątych i była w znacznej części wielokrotnie zmieniana. Duża część ekspozycji obejmuje odrębne wystawy, których tematyka jest dość słabo ze sobą powiązana np. ekspozycja okazów geologicznych, obok plansz ilustrujących Wschodnie Zagłębie Naftowe, a także prezentacji materiałów dotyczących muzeów naftowych na świecie oraz obrazów, szabl i innych przypadkowo wyeksponowanych pamiątek. W związku z tym istnieje potrzeba innej aranżacji eksponatów w tym



Janusz Pudło - wiceprzewodniczący Komisji przewodniczył obradom. Fot. S. Szafran

obiekcie, historycznie i tematycznie związanych z osobą Ignacego Łukasiewicza oraz historią kopalni w Bóbrce. Pomysł urządzenia tu m.in. pomieszczenia wyposażonego w meble i akcesoria apteczne z połowy XIX w. jest zgodna zarówno z drogą życiową Ignacego Łukasiewicza, jak również z początkami przemysłu naftowego. Konieczne jest jednak opracowanie alternatyw-



Członkowie Komisji (od prawej): Barbara Olejarz, Jan Sęp, Andrzej Drzymała i Jerzy Markiewicz. Fot. S. Szafran



Pracownicy Muzeum (od prawej): Czesław Bobek – prezes Zarządu Fundacji Bóbrka, Tadeusz Wais, Bogdan Gocz, Michał Górecki. Fot. S. Szafran

nych koncepcji projektowych aranżacji, które byłyby podstawą do podjęcia stosownych decyzji.

Komisja pozytywnie oceniła projekt organizacji konferencji naukowo-historycznej na temat Jubileuszu 50-lecia muzeum. Równocześnie Komisja uznała za celowe przygotowanie i rozwinięcie kampanii reklamowo-informacyjnej na temat jubileuszu muzeum oraz podjęcie innych działań uświetniających to ważne wydarzenie.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITP NiG

„Tradycja i nowoczesność” – książeczka o nowych obiektach w Muzeum PNiG w Bóbrce

W grudniu 2010 r. ukazała się pięknie wydana przez Fundację Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce książeczka pt. „Tradycja i nowoczesność”. Autorka tekstu Barbara Olejarz w przystępnej i skrótowej formie objaśnia szczegóły nowych obiektów muzeum. Książeczka ilustrowana jest pięknie opracowanymi fotografiami Rafała Barskiego, Ariusza Nawrockiego oraz pochodzącymi z archiwum muzeum. Druk książeczki wykonało Wydawnictwo Ruthenus z Krosna.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITP NiG



Wizyta w hiszpańskiej elektrociepłowni



Leszek Łuczak



Grupa członków Koła nr 2 SITP NiG przy WSG zapoznano się 11 października 2010 roku z pracą zasilanej gazem ziemnym elektrociepłowni w San Roque w Andaluzji. Ta położona tuż przy granicy z Gibraltarem elektrociepłownia należy do grupy Gas Natural Fenosa, jednego z wiodących dystrybutorów gazu ziemnego i producentów energii elektrycznej na świecie. W 23 krajach GNF dostarcza gaz ziemny i energię elektryczną ponad 20 milionom odbiorców.

W Hiszpanii do GNF należy pięć elektrowni wytwarzających energię przy pomocy turbin gazowych, trzy kolejne znajdują się w fazie projektowania lub budowy. Koncern ten jest pionierem w optymalnym stosowaniu gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej.

Gazowo-parowa elektrociepłownia w San Roque zasilana jest gazem transportowanym gazociągiem z Algierii. W przypadku spadku ciśnienia w gazociągu zasilającym uruchamiana

jest sprężarka gazu. Stację redukcyjną zasilającą urządzenia energetyczne zbudowała włoska firma Fiorentini. Dzięki użyciu dodatkowej turbiny parowej, wykorzystującej energię cieplną zawartą w spalinach turbiny gazowej, uzyskuje się bardzo wysoki wskaźnik wykorzystania energii zawartej w paliwie gazowym. Z procesem technologicznym elektrociepłowni zapoznał gości z Poznania szef tego zakładu – Manuel Doblado Arrayas. Poinformował on, że w Hiszpanii już około 50 proc. energii elektrycznej jest produkowane przy wykorzystaniu gazu ziemnego.

W Polsce w niedalekiej przyszłości prawdopodobnie przybędzie elektrociepłowni pracujących w oparciu o najbardziej efektywne układy gazowo-parowe. Branża gazowa, w tym WSG, przygotowuje się do odgrywania coraz większej roli w elektrociepłownictwie.

Leszek Łuczak

Rzecznik prasowy

Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.



Wizyta w elektrociepłowni w San Roque. Od lewej: Juan Olivier (GNF), Manuel Doblado Arrayas (GNF), Władysław Polcyn – Dział Koordynacji Dystrybucji O/ZG w Poznaniu, dr Andrzej Barczyński – dyrektor Biura Rozwoju Systemu WSG, Piotr Kaczmarek – dyrektor Fiorentini Polska, Ewa Siwecka – Biuro Inwestycji i Remontów WSG i Tadeusz Zugehoer – działacz poznańskiego oddziału SITP NiG. Fot. Leszek Łuczak

Relacja ze Szczytu Gazowego w Warszawie



Marcin Sienkiewicz

W dniach 7-8 lutego br. w Warszawie odbył się, zorganizowany przez TOP CONSULTING CONFERENCES & TRAININGS, „IV CEE GAS SUMMIT- Polska a światowy rynek gazu”. Tegoroczna konferencja zgromadziła ponownie znakomite grono przedstawicieli administracji rządowej, Komisji Europejskiej, polskich i zagranicznych koncernów gazowych oraz specjalistów i ekspertów rynku i sektora gazowego. Poruszana na konferencji tematyka obejmowała szeroki zakres aktualnych zagadnień związanych z polityką energetyczną państwa, sytuacją na rynku gazu, planami inwestycyjnymi koncernów oraz nowymi projektami transgranicznych połączeń przesyłowych. Nie mogło oczywiście zabraknąć, budzącego duże emocje, tematu gazu łupkowego w Polsce oraz najświeższych informacji z placu budowy terminalu LNG w Świnoujściu. Uczestnicy konferencji zapoznali się także z aktualnym postępem prac przy budowie gazociągu Północnego oraz strategią rozwoju azerbejdżańskiego SOKARU.

Priorytety polskiej polityki energetycznej

Mikołaj Budzanowski, reprezentujący Ministerstwo Skarbu Państwa, przedstawił główne cele polityki energetycznej wobec rynku i sektora gazowego w Polsce. Minister M. Budzanowski zadeklarował, że działania rządu konsekwentnie zmierzają będą do realizacji priorytetu jakim jest dywersyfikacja kierunków dostaw gazu. Służyć temu ma przede wszystkim uruchomienie w 2014 r. terminalu LNG w Świnoujściu, budowa rozbudowa interkonektora w Lasowie i budowa nowego Interkonektora w Cieszynie oraz realizacja planów nowych połączeń przesyłowych ze Słowacją, Litwą i Danią (Balitc Pipe). Zdywersyfikowanie kierunków dostaw przyczynić się ma jednocześnie do realizacji kolejnego celu jakim jest zwiększenie konkurencyjności na rynku i w konsekwencji i obniżenie cen gazu ziem-

nego. Polityka władz koncentrować się będzie także na zniesieniu administracyjnych barier ograniczających przeprowadzanie dużych inwestycji infrastrukturalnych.

W energetyce czas na gaz

W opinii prof. Kaliskiego, dyrektora departamentu ropy i gazu w Ministerstwie Gospodarki, polska energetyka w najbliższych latach powinna w znacznie większym niż do tej pory stopniu korzystać z paliwa gazowego. Polska znajduje się w nielicznym gronie państw Unii Europejskiej, w których gaz ziemny wykorzystywany jest w śladowych ilościach przy produkcji energii elektrycznej i ciepłej. Aktualnie w polskim bilansie produkcji energii udział gazu stanowi około 3%, natomiast średnia europejska wynosi nieco ponad 20%. Wymogi polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej, będą nieuchronnie powodowały zwiększenie kosztów wytwarzania energetyki opartej na węglu. Zabezpieczenie odpowiedniej ilości gazu dla energetyki gazowej w Polsce osiągnięte zostanie m.in. dzięki dostawom realizowanym drogą morską. Zdaniem Marcina Lewensteina, Dyrektora Biura Planowania Strategicznego PGNiG, zapotrzebowanie na energetykę gazową wynikać będzie także z jej wysokiej atrakcyjności technologicznej. „Źródła gazowe charaktery-

zują się wysoką sprawnością wytwarzania energii elektrycznej sięgającą 60%” (przy ok. 47 % w przypadku elektrowni węglowych). W ocenie M. Lewensteina dominacja węgla brunatnego i kamiennego w polskiej energetyce będzie utrzymywała się do 2020 r. Po tej dacie coraz większy udział w krajowym energy mix będzie zdobywał gaz ziemny. Ważnym elementem strategii PGNiG jest więc udział w realizacji dużych projektów energetycznych opartych na gazie ziemnym.

Sytuacja na rynku gazu na świecie i w Polsce

Dzięki rozwinięciu wydobycia gazu łupkowego w USA i spadkowi popytu na surowce energetyczne w krajach wysokorozwiniętych obserwujemy w skali całego świata nadpodaż gazu ziemnego na rynku. Na rynku europejskim dodatkowe ilości surowca pojawiają się natomiast dzięki zwiększeniu w ostatnich latach mocy terminali skraplających gaz oraz dynamicznemu rozwojowi infrastruktury służącej do odbioru LNG. Zjawiska te umożliwiają z kolei spadek cen gazu na rynku europejskim. Procesowi temu towarzyszy także zwiększanie roli giełd gazu, które stają się coraz atrakcyjniejszą formą ustalania cen przez uczestników rynku. W opinii Radosława Dudzińskiego wiceprezesa PGNiG taka sytuacja na rynku gazu „umacnia pozycję przetargową kupującego surowiec”. Powstają odpowiednie warunki, z których polski koncern zamierza skorzystać, m.in. do renegocjacji warunków cenowych ustalonych z dostawcami w kontraktach długoterminowych. Zdaniem R. Dudzińskiego konsekwencją utrzymującej się przewagi podaży



Mikołaj Budzanowski, Podsekretarz Stanu, Ministerstwo Skarbu Państwa



Radosław Dudziński Wiceprezes ds. Strategii, PGNiG; Jan Chadam, Prezes Zarządu, Gaz-System; Dr Joachim Hockertz, Wiceprezes, Dyrektor Komercyjny, AB Lietuvos Dujos; Piotr Syrczyński, Główny Konsultant, Atkins Polska. Fot. Leszek Okuniewski

nad popytem jest także wyraźne zwiększenie zainteresowania kontraktami krótko i średnio-terminowymi. „Od 2009 roku na rynku utrzymuje się stała różnica pomiędzy ceną surowca na rynkach krótkoterminowych i w kontraktach długoterminowych indeksowanych do produktów ropopochodnych”. PGNiG uwzględniając powyższe zmiany i tendencje zamierza konsekwentnie umacniać swoją pozycję na rynku gazu ziemnego w Europie realizując strategię dywersyfikacji dostaw i zwiększenia własnego wydobycia. Rozbudowa połączeń transgranicznych stworzy natomiast możliwość pełnego włączenia się PGNiG w międzynarodowy rynek handlu gazem.

Korytarz transportowy Północ-Południe

Na konferencji przedstawiono nową koncepcję rurociągowego połączenia transgranicznego łączącego Morze Bałtyckie z Adriatykiem. Środkowoeuropejski korytarz transportowy przechodzący przez terytoria Polski, Czech, Słowacji Węgier i Chorwacji umożliwi m.in. integrację regionalnych rynków gazu oraz zwiększy bezpieczeństwo dostaw dzięki dostępowi do jego nowych źródeł. Według Jana Chadama prezesa Zarządu GAZ-SYSTEM, projekt zakłada zbudowanie wielu dwustronnych międzysystemowych połączeń z istniejącymi już gazociągami. Nowy korytarz transportowy ma w przyszłości połączyć polski terminal LNG w Świnoujściu z chorwackim terminalem Adria w porcie Krk.

Współpraca infrastrukturalna z Litwą

Na konferencji przedstawione zostały także wspólne plany GAZ SYSTEMU oraz LIETUVOS DUJOS mające zapewnić integrację rynków gazowych w rejonie Morza Bałtyckiego. W lipcu 2010 r. firmy podpisały umowę o współpracy w zakresie realizacji wspólnego projektu budowy rurociągu gazowego łączącego Polskę z Litwą. Powołano także grupę roboczą odpowiedzialną za wdrożenie projektu. Łączna konsumpcja gazu na Litwie, Łotwie i Estonii wyniosła w 2010 r. 5,5 mld m³. Obecnie całość dostaw realizowana jest przez dostawcę rosyjskiego. Państwa nadbałtyckie stanowią więc „energetyczną wyspę” izolowaną od unijnego systemu transportu gazu. Ewentualna budowa polsko-litewskiego połączenia gazowego wpisywałaby się w realizację unijnego przedsięwzięcia infrastrukturalnego w postaci Baltic Energy Markets Interconnection Plan.

Obiecujące perspektywy dla gazu łupkowego

W opinii wielu uczestników konferencji zagospodarowanie potencjalnych złóż gazu łupkowego niesie dla Polski bardzo ciekawe możliwości. Przede wszystkim, pojawienie się na rynku poważnych ilości gazu ze złóż niekonwencjonalnych, daje realną szansę na obniżenie cen energii w Polsce. Pozyskanie gazu łupkowego pozwoli również, w pewnej per-

spektywie czasowej, podnieść poziom bezpieczeństwa energetycznego dzięki zwiększeniu wydobycia krajowego. Nie należy się jednak przy tym spodziewać istotnego zwiększenia wydobycia ze złóż konwencjonalnych. W ocenie prof. Kaliskiego w kilkuletniej perspektywie możliwe jest zwiększenie wydobycia jedynie o 0,5-1 mld m³ rocznie. Wykorzystanie potencjalnych zasobów gazu łupkowego powinno się wiązać z przeprowadzeniem poważnych inwestycji w infrastrukturę przesyłową oraz budową gazowych bloków energetycznych. Uruchomienie wydobycia gazu łupkowego będzie więc stanowić istotny impuls inwestycyjny dla polskiej gospodarki. W trakcie prowadzonych dyskusji podkreślono potrzebę dobrego zabezpieczenia prawnego wielu aspektów związanych z procesem pozyskiwania gazu ze złóż niekonwencjonalnych. W tworzeniu przez władze polskie polityki w tym zakresie służyć mogą bogate doświadczenia Stanów Zjednoczonych. Kluczową sprawą dla powodzenia planów związanych z gazem łupkowym jest oczywiście problem ekonomicznej opłacalności jego wydobycia. Jednak odpowiedź na to pytanie na tym etapie procesu inwestycyjnego nie jest możliwa.

Marcin Sienkiewicz



ZDOBAŃ NOWY ZAWÓD

TECHNIK GAZOWNICTWA

w 4-letnim Technikum

(na podbudowie gimnazjum)

3-letnim Technikum Uzupełniającym Zaocznym

(dla absolwentów zasadniczych szkół zawodowych)

2-letnim Policealnym Studium Zaocznym

(dla absolwentów szkół ogólnokształcących i średnich zawodowych)

patronat:



MAZOWIECKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA



Zespół Szkół

Ponadgimnazjalnych nr 3 w Łodzi

ul. Kilińskiego 159/163, 90-315 Łódź

tel. 42 674 02 75, 278 72 89

tel. kom. 662 078 983

zsp3@szkoly.lodz.pl

Sekretariat czynny

w dni robocze 8:00–16:00

z wyjątkiem środy

www.zsp3.com

XII Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna

„Prace serwisowe dla Podziemnych Magazynów Gazu”

Bóbrka , 27-29 kwiecień 2011 r.

Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.
wraz z SITP NiG O/Krosno

serdecznie zapraszają na konferencję która odbędzie się na terenie Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce. Podczas konferencji zostaną kompleksowo przedstawione zagadnienia związane ze specyfiką wierceń oraz rekonstrukcji odwiertów dla PMG, a także z najnowszymi systemami ich wyposażenia wglębnego, problemami cementowania kolumn rur okładzinowych, zabiegami i pomiarami w odwiertach magazynowych

Jesteśmy przekonani, że jak co roku, tegoroczna konferencja zgromadzi reprezentantów krajowego przemysłu naftowego, specjalistów serwisów i firm zagranicznych, przedstawicieli uczelni i instytucji naukowych oraz organów nadzoru górniczego.

W pasażu Pawilonu Wystawowego planujemy udostępnienie nieodpłatnych stoisk reklamowych dla wszystkich pragnących zaprezentować swoje osiągnięcia.



Serdecznie zapraszamy do udziału w konferencji i zgłaszania referatów.

W sprawach organizacyjnych informacji udzielają:

mgr inż. Janusz Pudło,
tel. kom. 605 320 098,
jpudlo@zrg.krosno.pl

mgr inż. Robert Wrzask
tel. kom. 607 666 021,
rwrzask@zrg.krosno.pl

inż. Jan Sęp
tel. kom. 601 867 589,
jsep@zrg.krosno.pl

