

NR 5 (169)
maj
2012 r.
miesięcznik
Rok XV
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





Błękitne Paliwo

Odpowiedzialnie i Niezawodnie

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA jest największą polską spółką, zajmującą się poszukiwaniem i wydobywaniem gazu ziemnego.

PGNiG SA - Oddział w Sanoku na terenie 5 województw południowo-wschodniej Polski prowadzi działalność poszukiwawczą i wydobywczą gazu ziemnego, ropy naftowej oraz eksploatację czterech podziemnych magazynów gazu: Husów, Strachocina, Swarzędz i Brzeźnica.

W oparciu o 5 Ośrodków Kopalń sanocki oddział PGNiG wydobywa rocznie ok. 1,8 mld m³ wysoko-komotanowego gazu ziemnego oraz blisko 50 tys. ton ropy naftowej.



Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

W niniejszym wstępie do majowego wydania „Wiadomości...” mam przyjemność w skrócie przedstawić Państwu jego zawartość. Jak w każdym wydaniu przegląd rozpoczynam od rozdziału „Nauka i technika”, w którym po raz pierwszy publikujemy artykuł z zakresu odmetanowania pokładów węgla pt. „Polskie doświadczenia w zakresie odgazowania złóż węgla” autorstwa Ireneusza Grzybka i Andrzeja Respondka z Wyższego Urzędu Górniczego w Katowicach. Zagadnienie to trochę odbiega od zakresu naszych, najczęściej publikowanych artykułów, jednak ściśle dotyczy zagadnień energetycznych związanych z gazem ziemnym. Jest to temat ciekawy i mało dyskutowany na forach energetycznych jednak warty szerszego przybliżenia – dlatego znalazł się wśród ciekawych tematów technicznych w naszym wydawnictwie. Prace nad rozpoznaniem tego zagadnienia w Polsce prowadzone były np. przez firmę Amoco w latach 90. ubiegłego stulecia, jednak ze względu na słabe przepuszczalności pokładów węgla, na co zwracają i dzisiaj uwagę autorzy tego artykułu, temat został zarzucony. W kontekście jednak rozwoju nowoczesnych metod wierceń otworów horyzontalnych i zabiegów szczelinowa możliwe, że można uzyskać znaczące, z ekonomicznego punktu widzenia, przypiły metanu.

Drugim artykułem, który znalazł się w majowym numerze „Wiadomości...” jest artykuł pt. „Możliwości zastosowania membran w procesie nawaniania gazu ziemnego” przygotowany przez Marcina Palczyńskiego – jest to temat również mało znany szerszemu gronu naszych czytelników, ale jak sądzę bardziej zbliżony do codzienności i sądzę, że znany każdemu ze względu na bezpieczeństwo jakiemu stosowanie metodyki nawaniania gazu ziemnego ma służyć. Innym natomiast i bardziej szczegółowym tematem jest stosowanie membran oraz zaprezentowana w niniejszej pracy nowa metodyka nawaniania gazu ziemnego. Mam nadzieję, że temat ten znajdzie

swoich odbiorców, a może nawet będzie podstawą do szerszej dyskusji na naszych łamach.

Trzecim, o charakterze promocyjnym, artykułem w niniejszym rozdziale jest prezentacja nowatorskiej metody likwidacji wycieków i regeneracja wżerów korozyjnych przy zastosowaniu materiałów kompozytowych. Łatwa w użyciu i wyróżniająca się dużą efektywnością metoda może znaleźć bardzo szerokie zastosowanie w gazownictwie, szczególnie w zespołach serwisowych.

W następnym rozdziale, w którym informujemy o ważniejszych i ciekawszych wydarzeniach w działalności polskich przedsiębiorstw branżowych znalazły się informacje z:

– Naftomontażu z Krosna (grupa PGNiG Technologie) o ich potencjale i zrealizowanych ostatnio inwestycjach – nie tylko w kraju, ale również za granicą, co w świetle globalizacji rynkowej i wzrostu konkurencyjności przedsiębiorstw stawia ich na wysokim poziomie,

– „Nafty” Piła, która nie tylko chwali się efektami bezpiecznej pracy poprzez wprowadzenie systemu STOP, ale informuje nas również o swoim technologicznym rozwoju, zakupie nowoczesnego ciężkiego urządzenia wiertniczego. Sprawia, że potencjał polskich przedsiębiorstw wiertniczych znacząco się zmienia i rośnie,

– PGNiG S.A. oddział w Zielonej Górze o bardzo interesujących społeczno-edukacyjnych inicjatywach, w których oddział uczestniczył, przez to staje się bardziej rozpoznawalny w regionie, a poprzez informacje w „Wiadomościach...” w całym kraju.

Część techniczną i zamyka rozdział z krótkimi informacjami branżowymi zarówno z kraju jak i z zagranicy, dokumentując tym samym dynamizm zmian zarówno technologicznych, jak i zarządczych.

Drugą część tego wydania zajmują głównie informacje z życia stowarzyszenia. W Biuletynie Informacyjnym ZG publikujemy między innymi relacje z Walnych Zgromadzeń Sprawozdawczo – Wyborczych w Oddziałach w Tarnowie, Krakowie, Sanoku, Gorlicach, Katowicach, Czechowicach-Dziedzicach – wybranym władzom na nową kadencję 2012-2016 gratuluję i życzę realizacji celów stowarzyszenia.

Tutaj znaleźć można również relacje z bieżącej działalności Oddziałów SITPiG w Gdańsku, Tarnowie, informacje ze spotkań i konferencji i ich zapowiedzi oraz informację o ciekawej, nowej pozycji wydawniczej.

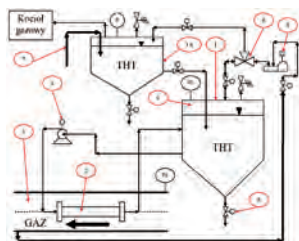
Podsumowując, myślę, że każdy z naszych Czytelników znajdzie interesujące tematy dla siebie, a może i dla przyjaciół, i znajomych, aby „Wiadomości...” docierały do coraz to szerszego grona odbiorców.

Piotr Dziadzio



NAUKA **W** TECHNIKA.

- Polskie doświadczenia w zakresie odgazowania złóż węgla 4
- Możliwości zastosowania membran w procesie nawaniania gazu ziemnego 11



- Likwidacja wycieków i regeneracja wżerów korozyjnych przy użyciu materiałów kompozytowych 14
- Doświadczenia Oddziału Naftomontaż w realizacji rurociągów dużych średnic 16

WIEŚCI Z POLSKICH **W** FIRM.

- NAFTA mówi STOP wypadkom 20



- Euro Rig 450 T gotowy do wiercenia 21



- Wiedzieć więcej o Łukasiewiczu 22
- Nie tylko na własnym podwórku 23
- Wspieramy akcję „Laleczka KIWANIS DOLL” 23

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

- Spadek rentowności sprzedaży gazu obniżył zysk netto GK PGNiG w I kwartale 2012 roku 25
- PGNiG wznowia poszukiwania gazu w Libii 26
- Rada Nadzorcza PGNiG SA popiera decyzję Zarządu w sprawie dywidendy za 2011 rok 26
- Druga nitka Gazociągu Północnego 26
- Stabilizacja wydobycia ropy na świecie 26
- Wyciek gazu na złożu Elgin na Morzu Północnym 27
- Złoże ropy u wybrzeży Irlandii 27
- Nowe konstrukcje świdrów 28
- LOTOS zalicza pierwszy kwartał do udanych 28
- LOTOS drugą największą firmą w Polsce 29
- Stacje LOTOS – Marka Godna Zaufania 29
- GAZ-SYSTEM S.A. debiutuje w Rankingu Odpowiedzialnych Firm w Polsce 30
- Podwyższenie kapitału spółki zależnej Polskie LNG S.A. 30
- Rozstrzygnięcie konkursu na prezesa Zarządu spółki Polskie LNG S.A. 30



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>.

**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 Wioleta Wanat

SKŁAD DTP:

Konrad Korona

DRUK:

FLEXERGIS Sp. z o.o., 33-300 Nowy Sącz,
ul. Elektrodowa 45C, tel. 18 444 33 44

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKŁAD: 1500 egz.

PRENUMERATA I KOLPORTAŻ: tel./fax (0-18) 352 64 84

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

FOTO OKŁADKA:

str. I okł. – Urządzenie wiertnicze piłkiej NAFTY Euro Rig 450 T
Fot. Michał Stankiewicz, PNiG NAFTA Sp. z o.o.

- Kalendarium 31
- Jubileusz urodzinowy Koleżanek i Kolegów 31
- XXXIV posiedzenie Rady Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce 32



- Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITPNiG w Tarnowie 33
- Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITPNiG w Krakowie 34
- Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITPNiG w Sanoku 35
- Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITPNiG w Gorlicach 36
- Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITPNiG w Katowicach 37
- Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITPNiG w Czechowicach-Dziedzicach 38

NASZE WYSTAWIENIE.

- Pomorscy Gazownicy w firmie FRIATEC AG w Mannheim 40



- Referat „Techniki wiertnicze – poszukiwania i eksploatacja w świetle udostępniania gazu ze złóż niekonwencjonalnych” 42

KONFERENCJE W SYMPOZJA, TARGI.

- Konferencja Naukowo-Techniczna PGNiG Technologie i SITPNiG 45



- Ewolucja wyobrażeń o jakości złoża i udostępniania związanych skał łupkowych 46



WITRYNA W WYDAWNICZA.

- Interesująca pozycja wydawnicza 48



POŻEGNANIE

- Pożegnanie Mieczysława Solaka 48

RADA PROGRAMOWA WNiG

prof. dr hab. inż. Maria Ciechanowska – przewodnicząca
prof. dr hab. inż. Stanisław Strzyżek – 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

RADA NAUKOWA

prof. dr hab. inż. Kazimierz Twardowski (AGH) – przewodniczący
prof. dr hab. inż. Petr Bujok (Vysoká škola báňská – Technická univerzita Ostrava) – członek
prof. dr hab. inż. Stefan Miska (University of Tulsa) – członek

ZESPÓŁ REDAKCYJNY

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

Redaktorzy tematyczni:

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
dr inż. Grzegorz Machowski – Geologia i geofizyka naftowa
mgr inż. Robert Nowak – Przemysł rafineryjny, magazynowanie i dystrybucja produktów naftowych

Polskie doświadczenia w zakresie odgazowania złóż węgla



Ireneusz Grzybek



Andrzej Respondek

Summary

Polish Energy Policy up to 2030 assumes that coalbed methane can contribute to the improvement of safety of fuels and energy supply. The review of up to date experience gathered from the Upper Silesian Coal Basin in the area of coal mines degasation and CBM production by surface boreholes confirms the assumption. At the same time, however it evidences that, because of difficult geological-gassy conditions, the use of current technologies makes only possible small gas production, mainly by longwall panels degasation and gas collecting from the gobbs of operating and abandoned coal mines. A chance for increase of CBM production as well as improvement of the safety of mining operations planned in the future is set on new technologies. Among them, technologies assuring stimulation of coal seams permeability and wider opening of them by boreholes (horizontal wells, hydrofracturing) seem the most promising. At the other side, for the increase of CMM utilization there is useful to develop technology for VAM use.

Streszczenie

Polityka energetyczna Polski do 2030 r. zakłada, że do wzrostu bezpieczeństwa dostaw paliw i energii może przyczynić się m.in. metan z pokładów węgla (MPW). Przegląd dotychczasowych doświadczeń z GZW, w zakresie odmetanowania kopalń oraz pozyskania metanu otworami z powierzchni, potwierdza to założenie. Dowodzi jednak, że używanie aktualnie stosowanych technologii, z uwagi na niekorzystne warunki geologiczno-gazowe, umożliwia jedynie niewielką produkcję gazu – głównie odmetanowaniem eksploatacyjnym oraz pozyskaniem MPW ze zrobów czynnych i zlikwidowanych kopalń węgla. Szanse wzrostu produkcji MPW oraz związanej z tym poprawy bezpieczeństwa planowanej, przyszłej eksploatacji węgla wiążą się z nowymi technologiami. Najbardziej obiecującymi spośród nich wydają się technologie zapewniające stymulację prze-

puszczalności pokładów węgla oraz szersze ich otwarcie otworami wiertniczymi (otwory horyzontalne, szczelinowanie hydrauliczne). Dla poprawy wykorzystania MPW celowym jest też rozwój technologii wykorzystania metanu emitowanego wraz z powietrzem wentylacyjnym kopalń.

1. Wprowadzenie

Jednym z priorytetów Polityki energetycznej Polski do 2030 roku (M.P. z 2010 r. Nr 2 poz. 11) jest wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii (priorytet II). Dla jego realizacji, w Programie działań wykonawczych na lata 2009–2012 (zał. 3, (M.P. z 2010 r. Nr 2 poz. 11) przewidziano szereg działań, mających na celu zwiększenie gospodarczego wykorzystania krajowych źródeł paliw i energii. Wśród nich, trzy dotyczą metanu z pokładów węgla (MPW). Obejmują one wykorzystanie metanu uwalnianego przy eksploatacji węgla w kopalniach węgla kamiennego (ang. coal mine methane – CMM, działanie 2.6), w tym z powietrza wentylacyjnego kopalń (ang. ventilation air methane – VAM, dz. 2.7), oraz metanu z tzw. „dziewiczych”, tzn. nienaruszonych eksploatacją złóż węgla kamiennego (ang. coal bed methane – CBM, dz. 2.23). Z działaniami tymi korespondują też niektóre ze strategicznych projektów badawczych Narodowego Centrum Badań i Rozwoju, jak na przykład zadanie „Poprawa efektywności odmetanowania górotworu w warunkach dużej koncentracji wydobywania w podziemnych zakładach górniczych wydobywających węgiel kamienny”, realizowane w ramach projektu „Poprawa bezpieczeństwa pracy w kopalniach”, ogłoszonego przez NCBiR w 2010 r., na wniosek prezesa Wyższego Urzędu Górniczego.

W powyższym kontekście, przed sfinalizowaniem podejmowanych projektów badawczych oraz prac pilotowych i wdrożeniowych, celowym wydaje się uświadomienie sobie, jakimi doświadczeniami w tym zakresie już dysponujemy w Polsce. Konstatacja takiej potrzeby stała się inspiracją do podjęcia próby podsumowania

tych doświadczeń, jaką podjęto w prezentowanym artykule. Przedstawiono ją w oparciu o: wyniki wcześniejszych, własnych badań, dostępną literaturę przedmiotu oraz dane przemysłowe, zebrane i zweryfikowane przez autorów w trakcie wieloletniego nadzoru nad zakładami górniczymi i zakładami prowadzącymi roboty geologiczne. Krótką, ograniczoną ramami artykułu, prezentację przedmiotowych zagadnień poprzedzono charakterystyką warunków geologiczno-gazowych najważniejszego z polskich basenów węglowych, w zakresie niezbędnym do lepszego zrozumienia rezultatów dotychczasowych robót górniczych i geologicznych, zmierzających do – odpowiednio: odmetanowania górotworu i pozyskania MPW.

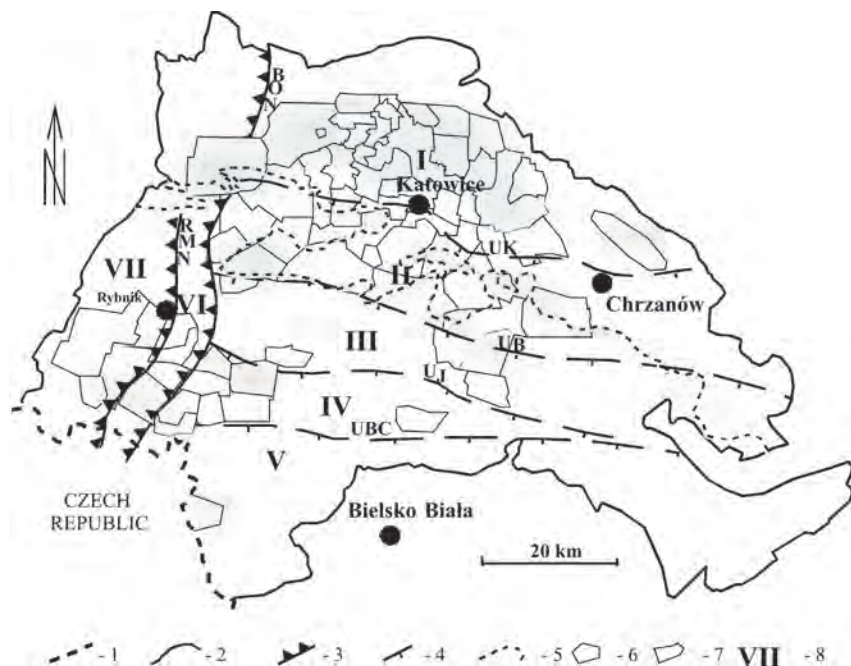
2. Warunki geologiczno-gazowe

Górnoląskie Zagłębie Węglowe

Z punktu widzenia obecności metanu, wśród polskich basenów węglowych, najważniejszym jest Górnoląskie Zagłębie Węglowe (GZW). Metanonośność węgla osiąga tu wartości do ponad 25 m³/Mg c^{daf} (c^{daf} oznacza czystą substancję węglową), a całkowite zasoby geologiczne metanu do głębokości 1000 m szacowane są na 350–707 mld m³ (Pilcher i in. 1991; Kotas 1994). Analiza metodyki ich oszacowania wskazuje, że niższą z tych wartości można, w przybliżeniu, odnieść do metanu sorbowanego w pokładach węgla, natomiast wyższą do całkowitych zasobów metanu wolnego i sorbowanego, nagromadzonego we wszystkich typach litologicznych skał karbońskich.

Cechy budowy geologicznej GZW, w powiązaniu z jego historią geologiczną, wywierają znaczny wpływ na aktualny rozkład przestrzenny metanonośności (Grzybek 2012). W ich konsekwencji obserwowany obecnie wertykalny trend zmian tego parametru polega, w pewnym uproszczeniu, na występowaniu, wraz z rosnącą głębokością, kolejno następujących stref gazowych (Grzybek 2012):

- allochtonicznej strefy wysokometanowej, o metanonośnościach do ok. 18 m³/Mg c^{daf},
- autochtoniczno-allochtonicznej strefy odgazowanej, o metanonośnościach nieprzekraczających 4,5 m³/Mg c^{daf},
- autochtonicznej strefy wysokometanowej, o najwyższych metanonośnościach obserwowanych w GZW (do ok. 25 m³/Mg c^{daf}).



Rys. 2.1. Lokalizacja czynnych (6) i zlikwidowanych (7) kopalń węgla kamiennego na tle podziału Górnosląskiego Zagłębia Węglowego na rejony gazowe (wg: Grzybek, Kędzior, 2005, poprawione); 1 - granica państwa, 2 - granice GZW, 3 - ważniejsze nasunięcia (NMR - michałkowicko-rybnickie, NOB - orłowsko-boguszowickie), 4 - główne uskoki (UK - kłodnicki, UB - bełcki, UJ - jawiszowicki, UBC - Bzie-Czechowice), 5 - zasięg nadkładu miocenijskiego, 8 - oznaczenie rejonu gazowego.

W obrębie strefy allochtonicznej, w obszarach wyniesień stropu karbonu metanowi sorbowanemu w węglu często towarzyszy także metan wolny, nagromadzony w porach skał płonnych karbonu i przykrywających karbon zwietrzelin.

Analiza warunków geologiczno-górnich, przeprowadzona przez M. Kotarbę i innych (Kotarba i in. 1995) pozwoliła podzielić GZW na kilka rejonów, przedstawionych na rysunku 2.1. Rozkłady głębokościowe metanonośności w poszczególnych rejonach wykazują, że:

- dla położonych na południu zagłębia rejonów IV i V, a lokalnie także III i VI, cha-

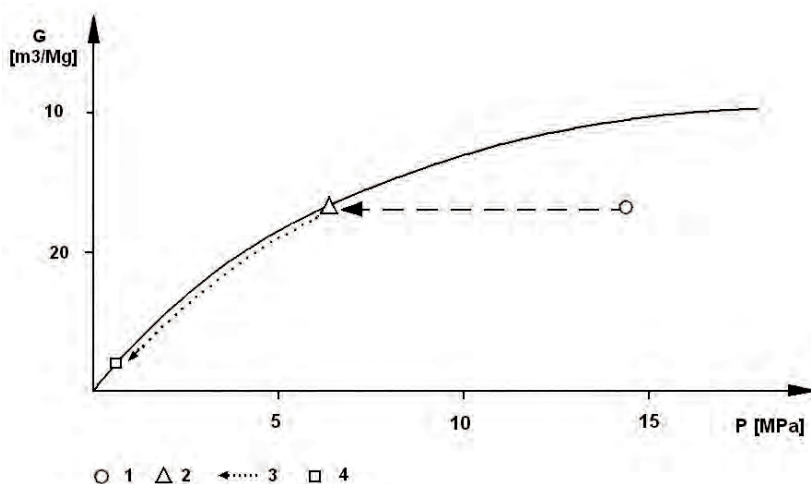
rakterystyczne jest występowanie obu ww. stref wysokometanowych: allochtonicznej – bezpośrednio poniżej stropu utworów karbonu, i autochtonicznej, znacznie wyraźniejszej, obserwowanej począwszy od głębokości 400–1500 m, – dla rejonów I, II i VII, położonych w centralnej, północnej i zachodniej części GZW, typowym jest występowanie tylko strefy autochtonicznej, położonej na głębokości poniżej 500–1550 m.

Z opisanymi powyżej strefami gazowymi GZW wiąże się zmiany składu cząsteczkowego gazów sorbowanych w węglu. I tak, według I.

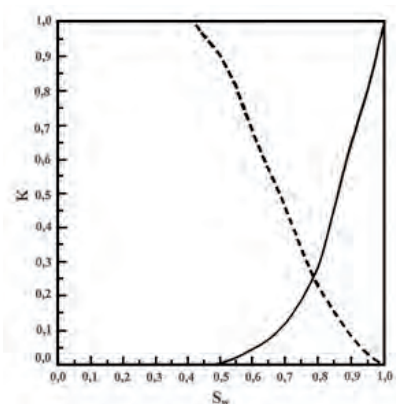
Grzybka (Grzybek 2012), w strefach wysokometanowych w składzie gazów dominuje metan (75–86%), przy niewielkiej obecności azotu (5–24%). W strefie odgazowanej azot (44–88%) uzyskuje natomiast przewagę nad metanem (9–53%), a jedynie lokalnie udział tych gazów jest wzajemnie zbliżony. W obrębie wspomnianych powyżej nagromadzeń metanu wolnego w skałach płonnych, w składzie gazów zdecydowanie przeważa natomiast metan, stanowiący zazwyczaj około 96–99% nagromadzonych gazów.

Zmienność składu cząsteczkowego gazów powoduje, że w trakcie eksploatacji metanu lub węgla do odwiertów eksploatacyjnych oraz wyrobisk lub instalacji odmetanowania kopalń wydzielą się gaz o składzie zbliżonym do składu gazów w udostępnionej części złoża (Grzybek 2011). W przypadku gazu wolnego (w tym w zrobach po eksploatacji węgla) wydzielanie to jest wprost proporcjonalne do wielkości wywołanego spadku ciśnienia złożowego, a w przypadku gazu sorbowanego przebiega zależnie od kształtu izoterm sorpcji. Porównanie wyników pomiarów metanonośności z izotermą sorpcji pozwala ocenić nasycenie węgla metanem i wartość ciśnienia złożowego, do jakiej należy je obniżyć, by rozpocząć produkcję (desorpcję) sorbowanego gazu (rys. 2.2) – z zastrzeżeniem, że izoterm sorpcji i desorpcji zazwyczaj charakteryzuje nieco inny kształt (Ceglarska-Stefańska, Czapliński 1991). Wyniki badań, przeprowadzonych w trakcie robót scharakteryzowanych poniżej w rozdziale 3.2, wskazują, że w GZW występują zarówno węgle nasycone, jak i niedosycone metanem. W efekcie, wydobywanie gazu sorbowanego często wymaga znacznie większego obniżenia ciśnienia złożowego niż pozyskanie porównywalnej ilości gazu wolnego.

W przypadku węgla niedosyconych metanem, znaczną część spękań i makroporów węgla zajmuje woda, redukując jego przepuszczalność fazową dla gazu (rys. 2.3). Jej odpompowanie



Rys. 2.2. Przebieg wydzielania metanu sorbowanego w węglu – ocena na podst. izoterm sorpcji (wg Nieć 1993, zmodyfikowane); 1 – metanonośność węgla, 2 – początek desorpcji przy stwierdzonej metanonośności, 3 – wymagane zmniejszenie ciśnienia (P) dla rozpoczęcia produkcji, 4 – metanonośność resztkowa.



Rys. 2.3. Przykładowa zależność przepuszczalności fazowej (K, frakcja) względem gazu (linia przerywana) i wody (linia ciągła) w zależności od nasycenia skały wodą (S_w , frakcja), (wg Zuber, Olszewski 1993)

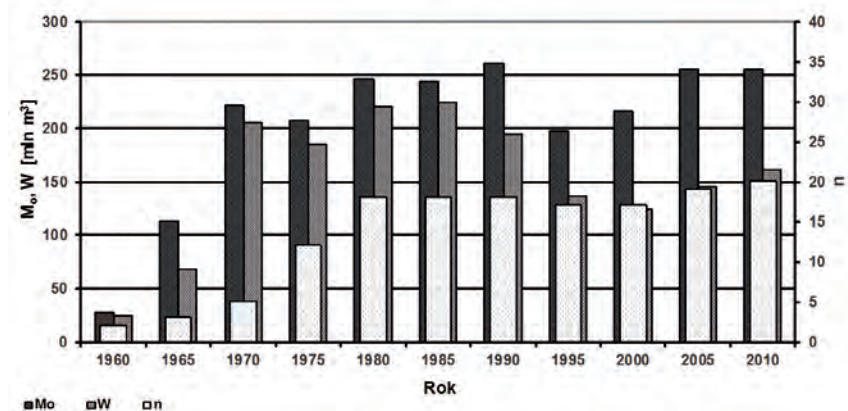
pozwała więc nie tylko obniżyć ciśnienie złożowe do wymaganego poziomu, lecz także poprawić charakterystyki przepuszczalności węgla dla gazu. Jego przepuszczalność jest natomiast, oprócz wymienionych, jednym z czynników geologicznych o kluczowym znaczeniu dla odgazowania złóż węgla. W obrębie autochtonicznej strefy wysokometanowej kształtuje się ona w granicach od $1,0 \cdot 10^{-16}$ do $4,9 \cdot 10^{-14} \text{ m}^2$ (Knox 1997).

3. Doświadczenia w zakresie odgazowania węgla w GZW

Metan towarzyszy górnictwu węgla kamiennego niemal od zawsze. W GZW pierwsze jego objawy stwierdzono nie później niż w 1900 r., kiedy to miał miejsce wybuch metanu w otworze Richards-Gluck, w rejonie dzisiejszej kopalni Silesia (rejon IV). Początkowo z kopalni usuwano go poprzez wentylację wyrobisk. Jednak już w roku 1929, w którym nastąpił wybuch gazu w drażonym szybie Markłowice I (Kozłowski, Grębski 1982), okazało się, że bezpieczna eksploatacja niektórych złóż jest niemożliwa bez ich odgazowania. Pierwszą samodzielną instalacją dla odmetanowania czynnej kopalni węgla wykonano jednak dopiero w roku 1950. Był nią otwór Jankowice 12, odwiercony z powierzchni do otamowanych wyrobisk kopalni Jankowice (rejon VI). Otwór ten w latach 1952–1954 funkcjonował w reżimie samoczynnego wypływu metanu do atmosfery, a w 1954 r. został oddany kopalni gazu Markłowice (por. niżej). Datę uruchomienia tego otworu (1952 r.) uznaje się powszechnie za początek odmetanowania kopalń węgla w Polsce. Dalszy rozwój odmetanowania i pozyskania MPW rozwój przedstawiono w kolejnych podrozdziałach.

3.1. Odmetanowanie kopalń węgla

Przez odmetanowanie rozumie się ujęcie i odprowadzenie metanu z węgla i skał w celu ograniczenia jego dopływu do przestrzeni roboczych, względnie przesunięcia dopływu



Rys. 3.1. Rozwój odmetanowania kopalń w Polsce w latach 1960–2010; M_o – ujęcie metanu, W – wykorzystanie metanu, n – liczba systemów odmetanowania

w przestrzeni lub w czasie, a także zapobiegania występowaniu zjawisk gazogeodynamicznych (wydmuchy, wyrzuty itp.). Stosuje się je przed rozpoczęciem, w trakcie, a często także po zakończeniu eksploatacji danej partii złoża. Stosownie do tego można więc mówić o odmetanowaniu – odpowiednio: wyprzedzającym, eksploatacyjnym i zrobów. Spośród wielu metod odmetanowania, najsukcesowniej okazały się te z nich, które drenaż metanu z górotworu łączą z jego odprowadzeniem na powierzchnię, umożliwiając nie tylko poprawę bezpieczeństwa pracy, lecz także wykorzystanie ujętego gazu.

Pierwsze instalacje podziemnego odmetanowania kopalń oddano do użytku w latach 1958 i 1960, kolejno w kopalniach Silesia i 1-Maja (Kozłowski, Grębski 1982). Następne z nich uruchamiano sukcesywnie: w południowej części GZW wraz z budową nowych kopalń, a w części centralnej i północnej zagłębia wraz z podejmowaniem eksploatacji węgla na głębszych poziomach, w obrębie autochtonicznej strefy wysokometanowej. Rozwój ilościowy uruchamianych systemów odmetanowania kopalń oraz wielkości ujęcia i wykorzystania metanu w następnych latach przedstawia rysunek 3.1. W latach 1952–2010 systemami tymi ujęto

ogółem 10893,5 mln m^3 metanu, z czego wykorzystano 8151,6 mln m^3 , tj. prawie 75%.

Analiza wielkości ujęcia i wykorzystania metanu systemami odmetanowania pokazuje na ich drastyczny spadek na początku ostatniej dekady ubiegłego wieku, a następnie stopniowy wzrost – zdecydowanie wyraźniejszy dla ujęcia niż wykorzystania (rys. 3.1). Pierwsze z tych zjawisk należy wiązać z prowadzoną w tym okresie restrukturyzacją sektora węgla kamiennego, a w tym przede wszystkim z ograniczaniem wydobycia węgla i likwidacją znacznej części kopalń (Pytel 2004). Na przyczyny drugiego z nich pewnie światło rzuca natomiast analiza danych z ostatnich 10 lat, dotyczących wydzielania metanu do wyrobisk czynnych kopalń, wyrażonego w wartościach bezwzględnych (metanowość bezwzględna), jak i w przeliczeniu na jednostkowe wydobycie węgla (metanowość względna). Dane te przedstawiono łącznie dla wszystkich kopalń węgla kamiennego w tabeli 3.1 i na rysunku 3.2. Nawet w takim ogólnym ujęciu, wskazują one wyraźnie na coraz trudniejsze warunki gazowe produkcji węgla. Pomimo stałego spadku jego wydobycia, do 2008 r. metanowość bezwzględna rosła bowiem w miarę szybko, a późniejszy jej spadek okazał się jedynie nieznaczny. Metanowość względna

Tabela 3.1. Wydobycie węgla oraz metanowość czynnych kopalń, wraz z wielkością ujęcia i wykorzystania metanu w latach 2001–2011

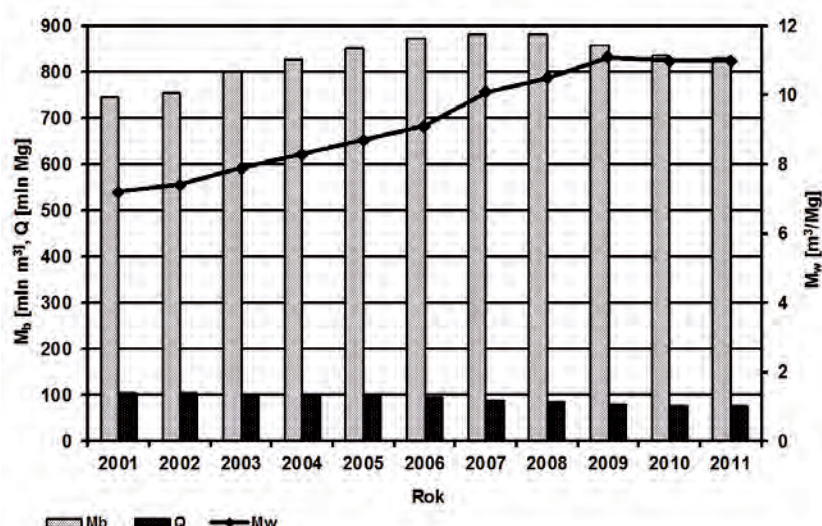
Wyszczególnienie	Rok										
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Metanowość bezwzględna [mln m^3/rok]	743,7	752,6	798,1	825,9	851,1	870,3	878,9	880,9	855,7	834,9	828,8
Wydobycie węgla kamiennego [mln t]	102,6	102,1	100,4	99,5	98,1	95,4	87,4	83,6	77,4	76,1	75,5
Metanowość względna [m^3/t]	7,2	7,4	7,9	8,3	8,7	9,1	10,1	10,5	11,1	11,0	11,0
Ujęcie metanu [mln m^3/rok]	214,3	207,3	227,1	250,9	255,3	289,5	268,8	274,2	259,8	255,9	250,2
Wykorzystanie metanu [mln m^3/rok]	131,5	122,4	127,8	144,2	144,8	158,3	165,7	156,5	159,5	161,1	166,5

natomiast, po szybkim wzroście, ustabilizowała się na wyrównanym i stosunkowo wysokim poziomie. W 2011 r. aż 54,9 mln t węgla, tj. 72,7% całkowitego wydobycia pochodziło z pokładów metanowych.

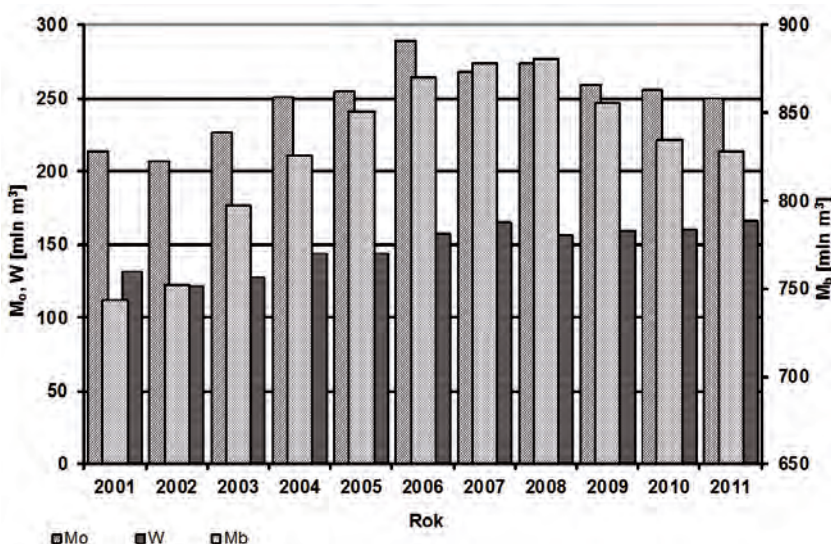
Z drugiej strony, dane nt. ujęcia i wykorzystania ujętego metanu (tab. 3.1, rys. 3.3) wskazują na dynamiczny rozwój odmetanowania kopalń do 2006 r., a następnie – po nieznacznym spadku ujęcia – na pewną jego stabilizację. Daje się to zaobserwować również, jeśli wyrazić ujęcie odmetanowaniem w procentach metanowości bezwzględnej. Tak zdefiniowana efektywność odmetanowania swę maksimum, w wysokości 33,3%, osiągnęła w 2006 r., by później ustabilizować się na poziomie 30–31%. Podobnie, choć z dużo mniejszą dynamiką, przebiegały zmiany zagospodarowania ujmowanego gazu. Odzwierciedla to zawsze obserwowane w górnictwie dążenie do poprawy przede wszystkim bezpieczeństwa pracy (rozwój odmetanowania), a dopiero w dalszej kolejności wykorzystania wydobytego przy okazji surowca.

Tendencja taka, w powiązaniu z opisanymi zmianami metanowości względnej, sugeruje ponadto, że wzrost metanowości górnictwa węgla kamiennego wynika przede wszystkim z przesuwania frontu eksploatacji do najgłębszej ze stref gazowych, tj. autochtonicznej strefy wysokometanowej (por. dane nt. głębokości eksploatacji w Grzybek 2012). Ze wzrostem głębokości wydobycia węgla wiąże się niewątpliwie pogorszenie własności filtracyjnych coraz głębiej położonych pokładów węgla, co niesie niekorzystne skutki dla stosowania odmetanowania wyprzedzającego. Zjawisko to zauważono już w okresie lat 1996–2000, w którym stwierdzono jego malejący udział w ogólnym ujęciu odmetanowaniem, z 19,9% w pierwszym do 9,1% w ostatnim roku tego okresu (Grzybek 2001). W tym samym czasie udział odmetanowania zrobów zmalał z 42,9 do 33,6%, a odmetanowania eksploatacyjnego wzrósł z 37,2 do 57,3% (Grzybek 2001). Tendencja taka utrzymuje się aż do chwili obecnej. W latach 2004–2011 udział odmetanowania wyprzedzającego wynosił bowiem średnio zaledwie 3,4% (z minimum 2,4% w 2011 r.), podczas gdy odmetanowania zrobów 40,4%, a eksploatacyjnego 56,2%.

Przedstawione powyżej dane nt. metanowości bezwzględnej, ujęcia metanu i efektywności odmetanowania w czynnych kopalniach węgla kamiennego pokazują ponadto, że dotychczasowe systemy odmetanowania pozwalają na ujęcie, średnio, zaledwie około 30% metanu uwalnianego się z węgla podczas jego eksploatacji. Pozostałe 70%, tj. średnio 582 mln m^3 , corocznie odprowadzane jest do atmosfery wraz z powietrzem wentylacyjnym kopalń.



Rys. 3.2. Metanowość bezwzględna (M_b) i względna (M_w) czynnych kopalń, na tle wydobycia węgla (Q) w latach 2001–2011



Rys. 3.3. Ujęcie odmetanowaniem (M_o) i wykorzystanie (W) ujętego metanu w latach 2001–2011 na tle metanowości bezwzględnej (M_b)

3.2. Pozyskanie metanu wolnego z wyniesień stropu karbonu

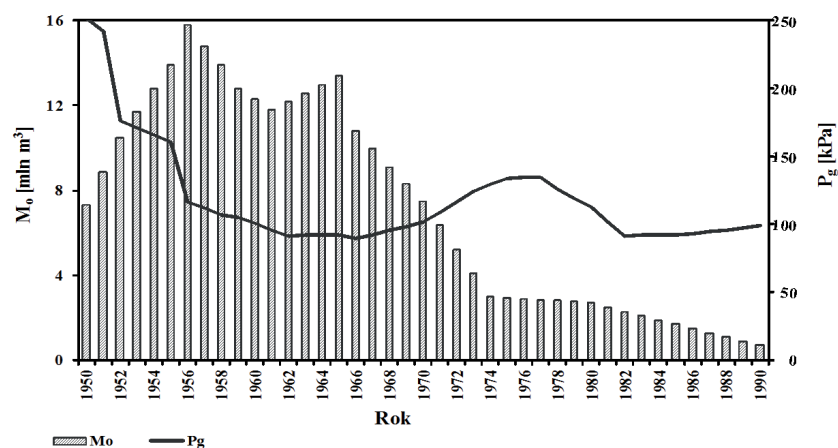
Początek wydobycia metanu wolnego, nagromadzonego w stropie karbonu, wiąże się ze wspomnianym wybuchem metanu w szybie Marklowice I. Po wybuchu szyb ten zamurowano, pozostawiając jednak otwór dla swobodnego wypływu metanu do atmosfery. Według B. Kozłowskiego i Z. Grębskiego (1982), do roku 1950 włącznie uwolniło się z niego około 350 mln m^3 CH_4 . Wysoka wydajność wypływającego z niego gazu (40 m^3 /min w 1929 r. i 20 m^3 /min w 1945 r.) legła u podstaw inwestycji, po raz pierwszy wykonanej celowo dla ujęcia i wykorzystania CBM. W sąsiedztwie szybu, na obszarze około 16 km^2 , w latach 1948–1958 odwiercono 44 otwory, z których 30, o głębokości 107–300 m, włączono do eksploatacji w utworzonej

Kopalni Gazu „Marklowice” (rejon VI). Udośćpniały one wolny metan nagromadzony w pułapce, utworzonej pod nieprzepuszczalnym nadkładem w piaskowcach warstw rudzich i zabrskich. Eksploatację gazu rozpoczęto w 1951 r. Według A. Wiśniowskiego i Z. Mundrygała (1991) przez pierwsze dwa lata prowadzono ją systemem samoczynnym, a począwszy od 1953 r. systemem wymuszonym, z zastosowaniem podciśnienia w granicach od 5,6 do 20,2 kPa. Kolejnymi cezurami, istotnymi dla przebiegu eksploatacji były:

- rok 1970, kiedy to rozpoczęto drążenie wyrobisk górniczych w złożu węgla zalegającym poniżej otworów kopalni Marklowice oraz
- rok 1974, w którym w wyrobiskach górniczych zaczęto stosować niezależne odmetanowanie.

Rozpoczęcie robót górniczych spowodowało stopniowe wyłączanie poszczególnych odwiertów z eksploatacji i zamknięcie kopalni gazu w 1988 r. Skutkiem rozpoczęcia tych robót był także spadek jakości ujmowanego gazu, w którym koncentracja CH_4 obniżyła się z początkowych 94–96% do 55–68%. Po 1988 r. trzy zachowane odwierty gazowe z Markłowice podłączono do systemu odmetanowania kopalni węgla Marcel, gdzie funkcjonowały do roku 2000. W okresie swego istnienia kopalnia Markłowice wydobyla sumarycznie 301,4 mln m^3 metanu (rys. 3.4.), z czego wykorzystano około 50%. Później, do roku 2000 włącznie, z otworów przekazanych kopalni Marcel wydobyto jeszcze 20,1 mln m^3 metanu.

Kolejna inwestycja, której efektem było przemysłowe pozyskanie wolnego metanu dotyczyła jego nagromadzeń w obrębie paleomorfologicznego wyniesienia stropu karbonu, zwanego wyniesieniem Goczałkowic-Dębiny, położonego na obszarze kopalni Silesia (rejon IV), w części początkowo nieobjętej eksploatacją węgla. Wykonane tu w latach 1957–1963 otwory poszukiwawcze udokumentowały na głębokości 107–160 m obecność wolnego metanu w piaskowcach warstw łaziskich, tuż pod nieprzepuszczalnym nadkładem przykrywającym wyniesienie. Trwający 9 miesięcy test produkcyjny czterech z dwunastu odwierconych tu otworów pozwolił ująć 1,2 mln m^3 metanu i dał podstawy do uruchomienia stałej jego eksploatacji. Prowadzono ją w latach 1965–1971, początkowo samoczynnie, a od listopada 1969 r. systemem wymuszonym podciśnieniem, wytwarzanym przez sprężarki kopalnianego systemu odmetanowania. W toku eksploatacji ujęto ogółem 10,75 mln m^3 metanu. Wydobyte metanu przerwano w związku z rozbudową kopalni Silesia w obszarze wyniesienia Goczałkowic-Dębiny. Otwory eksploatacyjne nie zostały jednak zlikwidowane, co w 1997 r. pozwoliło



Rys. 3.4. Przebieg wydobycia (M_o) metanu w Kopalni Gazu „Markłowice”, wg [19]; P_g – ciśnienie głowicowe

na ponowne uruchomienie okresowej produkcji gazu. W jej trakcie, z 3 starych i 5 nowo odwierconych otworów wydobyto 4,3 mln m^3 czystego metanu, przy jego koncentracji w ujmowanym gazie w granicach 80–95%. Wydobyty metan przynajmniej w części uwalniał się z pokładów w zasięgu eksploatacji węgla przez KWK Silesia. Wskazują na to nieznaczne spadki metanowości tej kopalni w okresach funkcjonowania wydobycia metanu omawianymi otworami.

Szczególny przypadek ujęcia metanu ze zwietrzelin przykrywających strop karbonu miał miejsce w kopalni Morcinek (rejon V). Budowa szybów, a także innych wyrobisk udostępniających złoża węgla tej kopalni, wymagała odwodnienia warstw zalegających bezpośrednio w stropie formacji węglonośnej. Warstwy te, zwane warstwami dębowieckimi, zbudowane są z silnie porowatych osadów gruboklastycznych, zazwyczaj nasyconych wodą. Już w trakcie ich odwodnienia otworami powierzchniowymi, wykonanymi dla wytworzenia leja depresji wokół głębionych szybów, okazało się, że pompowane wody są zgazowane. Wydobyty wraz z wodą gaz (92% CH_4), po jego separacji odpro-

wadzano początkowo do atmosfery. W okresie budowy kopalni, w latach 1980–1986, odprawiano w ten sposób 3,3 mln m^3 gazu. W kolejnych latach, po otwarciu kopalni w 1987 r., odwodnienie warstw dębowieckich przejęły głównie otwory dołowe, odwiercone z wyrobisk kopalni na poziomach 800 i 950 m. Łącznie, do likwidacji kopalni na przełomie lat 1998–99 z warstw dębowieckich ujęto 17,4 mln m^3 CH_4 .

3.3. Próby ujęcia metanu sorbowanego z dziewiczych złóż węgla

Próby ujęcia metanu sorbowanego w węglu, z obszarów poza zasięgiem eksploatacji węgla, zapoczątkowało wydanie 28.03.1990 r. koncesji dla kopalni Jastrzębie. Dynamiczny rozwój prac poszukiwawczych miał jednak miejsce dopiero od roku 1994, kiedy to rozpoczęto wydawanie koncesji innym inwestorom. Po zakończeniu przewidzianych do końca 1999 r. prac geologicznych, wszyscy z nich wycofali się jednak z robót w głębokich otworach. Prace te wykazały bowiem, że zastosowanie ówczesnych technologii, pomimo że umożliwiało produkcję metanu, to jednak – w warunkach GZW – było

Tabela 3.2. Porównanie stanu prac w zakresie poszukiwania i rozpoznawania metanu pokładów węgla w dziewiczych złożach węgla wykonanych przez poszczególnych przedsiębiorców w GZW w latach 1990–1999

Nazwa przedsiębiorstwa	Amoco Poland Ltd.	McCor-mick Poland	Metanel S.A.	Pol-Tex Methane ²	Texaco Śląsk	Razem
Liczba udzielonych koncesji	1	1	3	2	1	8
Liczba wykonanych otworów	15	0	3	14	8	40
Metraż wierceń [km]	25,5	0	3,9	16,4	11,1	56,9
Liczba interwałów sferforowanych (otwartych)	113	0	15	5	19	152
Liczba interwałów szczelinowanych hydraulicznie	109	0	11	2	18	140
Liczba interwałów kawernowanych	4	0	0	0	0	4
Liczba interwałów zbadanych metodami polowymi	58	0	1	3	8	70
Liczba interwałów testowanych długotrwale ¹	110	0	30	4	18	162

1. łącznie z długotrwałym tłokowaniem i pompowaniem, uwzględniono wielokrotne testowanie tych samych interwałów,
2. łącznie z przejętymi pracami kopalni Jastrzębie.

nieopłacalne. Technologie te opierały się na wierceniu pionowych otworów z powierzchni i stymulacji udostępnionych pokładów węgla, poprzez szczelinowanie hydrauliczne lub kawernowanie, a następnie obniżanie ciśnienia złożowego (pompowanie wody) do ciśnienia rozpoczęcia desorpcji metanu z węgla (rys. 2.2). W ramach tych prac, obszary koncesyjne pokryto w miarę równomiernie rozmieszczonymi, lecz nielicznymi otworami, które leżą we wzajemnie dużych odległościach, tworząc siatkę o charakterze rozpoznawczym (Grzybek 1993). Zakres przeprowadzonych w tym okresie robót i wkład poszczególnych przedsiębiorców ilustruje tabela 3.2.

Próbę zastosowania jednej z eksperymentalnych technologii eksploatacji metanu z dziewięciu złóż węgla, tzw. wzmożonego pozyskania (ang. *enhanced coalbed methane* – ECBM), podjęto w ramach sponsorowanego przez UE projektu badawczego RECOPOL, prowadzonego w okresie 6.08.2004–28.06.2005 r. w obszarze koncesji spółki Metanel S.A. Technologia ECBM polega najogólniej na wtłaczaniu w węgiel azotu bądź dwutlenku węgla, z równoczesnym odbiorem „wypieranego” metanu pionowymi, szczelinowanymi odwiertami, otaczającymi otwór zatłaczający. W trakcie testu zatłaczania CO₂ w trzy pokłady węgla, połączonego z odbieraniem metanu odwiertem produkcyjnym, odległym od iniekcyjnego o 150 m, zatłoczono 760 t ciekłego CO₂, początkowo z wydajnością 1–2 t/d i ciśnieniem głowicowym ok. 4–9 MPa, a następnie – odpowiednio: do max. 15 t/d i około 15 MPa (m.in.: Pagnier, Van Bergen 2002; Reduction of CO₂ emission by means of CO₂ storage in coal seams in the Silesian Coal Basin of Poland. Abstract book of workshop 2005). Wyniki testu wykazały, że technologia ECBM przyczynia się do zwiększenia produkcji metanu. W zastanych warunkach geologicznych problematyczną pozostaje jednak opłacalność takiego procesu, wobec niewielkiego wzrostu produkcji metanu i małej wydajności zatłaczania CO₂.

3.4. Pozyskanie metanu ze zrobów zlikwidowanych kopalń

Pozyskanie metanu ze zrobów zlikwidowanych kopalń – jeśli nie liczyć dołowych ujęć z tam odcinających stare zroby – w GZW podjęto pojedynczymi otworami w dwóch miejscach, na obszarach zlikwidowanych kopalń Morcinek (rejon V) i Żory (rejon IV). Pozyskanie, prowadzone począwszy od – odpowiednio: 2004 i 2009 r., do końca 2011 r. pozwoliło na wydobycie łącznie 17,1 mln m³ metanu, przy jego koncentracji w ujmowanym gazie w granicach 84–99%.

4. Dyskusja wyników

Przegląd dotychczasowych doświadczeń z odmetanowania kopalń oraz pozyskania, względnie prób pozyskania MPW z powierzchni pokazuje, że w GZW znalazły zastosowanie praktycznie wszystkie z dzisiaj już klasycznych technologii takiej działalności. Ich wdrożenie, począwszy od 1929 r. aż do chwili obecnej, pozwoliło ująć 11864,7 mln m³ metanu. Z tego 93,9% pozyskano z czynnych kopalń węgla, 5,9% z płytko położonych nagromadzeń metanu wolnego, a 0,1% z odgazowania kopalń zlikwidowanych. Jeśli nie liczyć eksploatacji metanu wolnego, w praktyce bardziej zbliżonej do górnictwa gazu ziemnego, to statystyka ta jednoznacznie wskazuje, że – według przedstawionej we wprowadzeniu terminologii angielskiej – jedynym źródłem pozyskanego metanu był CMM. Jak dotąd nie powiodły się próby wydobywania CBM, a w odniesieniu do VAM, dotychczas nawet ich nie podjęto (poza pracami studialnymi).

Zważywszy, że znaczna część ujęcia CMM pochodziła z odmetanowania zrobów, powyższa statystyka może być nieco myląca. Jakkolwiek brak jednoznacznych danych na ten temat dla całego okresu stosowania odmetanowania w GZW (1952–2011), to na podstawie danych z lat 1996–2000 i 2004–2011 można jednak szacować, że ze zrobów wydobyto około 38% ogólnej ilości CMM ujętego odmetanowaniem. Tym samym, uwzględniając ewidentne podobieństwo, można stwierdzić, że odgazowanie zlikwidowanych kopalń lub ich części odpowiada za około 35,8%, a nie 0,1% dotychczasowego pozyskania metanu. Zlikwidowane kopalnie lub ich części są więc i nadal mogą być ważnym źródłem pozyskania metanu.

Analizując technologie odmetanowania czynnych kopalń węgla kamiennego w oparciu o ww. dane z lat 1996–2000 i 2004–2011, należy też zwrócić uwagę na zdecydowany spadek znaczenia odmetanowania wyprzedzającego, rosnące eksploatacyjne i wahające się, lecz mniej więcej stałe znaczenie odmetanowania zrobów. Jest to niewątpliwie wynikiem stale rosnącej głębokości eksploatacji węgla i związanego z tym pogarszania jego przepuszczalności. Sprawia to, że poza rejonami częściowo odprężonymi przez wybieranie pokładów nadległych, a szczególnie w węglach niedosyconych metanem, zastosowanie odmetanowania wyprzedzającego złoża, bez szczelinowania pokładów węgla jest praktycznie niemożliwe. Z drugiej strony, eksploatacyjne odprężenie węgla, bez względu na głębokość jego zalegania, powoduje nawet stukrotny wzrost jego przepuszczalności (Krause 2001), tłumacząc rosnące ujęcie odmetanowaniem eksploatacyjnym i zrobów.

Warunki geologiczno-gazowe GZW, opisane w rozdziale 2, mają istotny wpływ na niepowodzenie dotychczasowych prób pozyskania CBM. Jeśli pominąć, same w sobie istotne: niedosyconienie metanem znacznej części węgla i ich niską przepuszczalność, to decydującym czynnikiem okazała się tu przede wszystkim stosunkowo duża głębokość występowania najbardziej zasobnej, autochtonicznej strefy wysokometanowej. Jeśli uwzględnić gęstości objętościowe skał karbońskich GZW i głębokość wykonanych tu otworów (średnio 1422,5 m – tab. 3.2.), to staje się oczywiste, że gradienty szczelinowania, niezbędne do skutecznego szczelinowania tak głęboko położonych pokładów węgla, musiały przekroczyć graniczną wartość 22,5 kPa/m, liczoną względem głębokości otworu. Jak wykazały liczne badania w USA, omówione szerzej w pracy (Grzybek 1993), przy stosowaniu ciśnienia szczelinowania powodującego przekroczenie tej wartości gradientu, zamiast szczelin pionowych, typowych dla odwiertów produkcyjnych CBM na skalę przemysłową, w górotworze powstają tzw. szczeliny T-kształtne, charakterystyczne dla otworów nieprzemysłowych. Nie ma więc podstaw do oczekiwania, że w otworach wykonanych w GZW, w pokładach węgla wytworzyły się szczeliny inne niż T-kształtne. Na podstawie amerykańskich danych, dotyczących geometrii wytworzonych szczelin (Grzybek 1993) można więc szacować, że objętość górotworu drenowanego pionowymi otworami wykonanymi w GZW była około 100 razy mniejsza, niż typowych otworów produkcyjnych w USA. W połączeniu ze wspomnianym, częstym brakiem nasycenia węgla metanem i niską przepuszczalnością musiało to skutkować niską, nieekonomiczną wydajnością wydobycia CBM z poszczególnych otworów.

Dla odmetanowania eksploatacyjnego i zrobów, prowadzonego w zasięgu eksploatacyjnego odprężenia węgla, a także pozyskania metanu wolnego z nagromadzeń pod stropem karbonu, opisane powyżej uwarunkowania geologiczne nie mają większego znaczenia – podobnie jak dla ujmowania metanu ze zlikwidowanych kopalń węgla. Takie kierunki prac projektowych i wdrożeniowych wydają się więc pozbawione większego ryzyka, z zastrzeżeniem, że główne nagromadzenia gazu wolnego prawdopodobnie zostały już odkryte i szcerpane. Odprowadzanie do atmosfery aż 70% metanu uwalniającego się z węgla pokazuje, że duży potencjał tkwi też w ewentualnym wykorzystaniu VAM. Jakkolwiek nielimitowane warunkami geologicznymi, wykorzystanie takie stwarza jednak inne problemy, wynikające ze znacznego rozrzedzenia metanu w powietrzu wentylacyjnym. Z kolei, warunkiem koniecz-

nym, pozwalającym na uwolnienie metanu z dziewiczych złóż węgla wydaje się ich szersze otwarcie, możliwe z zastosowaniem otworów horyzontalnych, i – ewentualnie – wielokrotnych szczelinowań, takich jak przy udostępnieniu gazu z łupków. Dla pozyskania metanu otworami horyzontalnymi pewną barierę geologiczną może jednak stanowić skomplikowana tektonika GZW, w tym przede wszystkim znaczne zuskokowanie pokładów węgla. Przerwy w ciągłości pokładów ograniczają bowiem długość wiercenia odcinków horyzontalnych. Technologia taka nie została jednak dotychczas sprawdzona w warunkach GZW i może być obciążona znacznym ryzykiem.

5. Wnioski

Przegląd dotychczasowych doświadczeń w zakresie odmetanowania kopalń i pozyskania metanu w GZW pozwala wyciągnąć następujące wnioski:

1. Metan pokładów węgla jest możliwym do wykorzystania źródłem gazu ziemnego. Mimo znacznych zasobów geologicznych, aktualnie stosowane metody jego pozyskania umożliwiają jednak tylko niewielkie jego wydobycie.
2. Trudności w zwiększeniu wydobycia wynikają z warunków geologiczno-gazowych GZW, w tym głębokiego położenia najbardziej zasobnych w metan pokładów węgla, ich niskiej przepuszczalności oraz – często – niedosyconienia metanem.
3. Warunki te powodują, że ujęcie metanu z użyciem klasycznych technologii jest zasadniczo możliwe tylko z płytko położonych wyniesień karbonu (metan wolny) oraz – w przypadku głębszych pokładów węgla – ze stref górotworu objętych odprężającymi wpływami eksploatacji węgla (metan sorbowany).
4. Wśród technologii pozyskania metanu sorbowanego podstawowe znaczenie ma odmetanowanie eksploatacyjne oraz ujmowanie metanu ze zrobów, zarówno odmetanowaniem zza tam, odcinających je od czynnych części kopalń, jak i – szczególnie w przypadku kopalń zlikwidowanych – otworami z powierzchni.
5. Ze względu na uwarunkowania geologiczne, wyprzedzające odmetanowanie kopalń oraz pozyskanie metanu z dziewiczych złóż węgla, z zastosowaniem dotychczasowych technologii jest nieopłacalne. Z drugiej strony, tylko jego pozyskanie przed planowaną eksploatacją węgla może znacząco przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa pracy w kopalniach oraz wzrostu znaczenia metanu jako źródła energii.

6. Rozwój takiego, wyprzedzającego pozyskania wymaga jednak opracowania i wdrożenia nowych technologii, które – zdaniem autorów – powinny skupiać się na szerszym otwarciu pokładów węgla w otworach i poprawie (stymulacji) ich przepuszczalności.
7. Ze względu na znaczną ilość metanu emitowanego do atmosfery wraz z powietrzem wentylacyjnym kopalń, pożądanym wydaje się także kontynuowanie prac w zakresie rozwoju opłacalnych technologii jego wykorzystania.

Literatura:

- [1] Ceglarska-Stefańska G., Czapliński A., 1991: *Współzależność zjawisk sorpcyjnych i dylatometrycznych węgla kamiennych*. Litwiniszyn J. (red.): *Górotwór jako ośrodek wielofazowy. Wyrzuty skalno-gazowe*, t. II. Wyd. AGH, Kraków, s. 411–441.
- [2] Grzybek I., 1993: *Wprowadzenie w zagadnienia stymulacji pokładów węgla*. *Metan Pokładów Węgla. Biuletyn Centrum Informacji* 4; s. 9–12.
- [3] Grzybek I., 1997: *Perspektywy rozwoju górnictwa metanu pokładów węgla*. *Bezpieczeństwo Pracy i Ochrona Środowiska w Górnictwie* 7; s. 26–28.
- [4] Grzybek I., 2001: *Utilization of coalbed methane in Poland*. *Abstracts of 4th Intern. Symp. on Eastern Mediterranean Geology*. 21–25 May 2001, Isparta, Turkey. Wyd. Suleyman Demirel University; s. 107.
- [5] Grzybek I., 2011: *The study of conditions of gases emission from abandoned mines of the south-west part of Upper Silesian Coal Basin (Poland)*. *Bezpieczeństwo Pracy i Ochrona Środowiska w Górnictwie* 9; s. 39–53.
- [6] Grzybek I., 2012: *Studium uwarunkowań emisji gazów ze zlikwidowanych kopalń SW części GZW (część III)*. *Bezpieczeństwo Pracy i Ochrona Środowiska w Górnictwie* 3; s. 21 – 35.
- [7] Grzybek I., Kędzior S., 2005: *Zróżnicowanie warunków gazowych Górnoląskiego Zagłębia Węglowego, a możliwość migracji metanu ze zlikwidowanych kopalń węgla kamiennego*. *Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, Górnictwo*, z. 268, s. 55–66.
- [8] Knox L.M., 1997: *Coalbed methane in Upper Silesia. A comprehensive, integrated study*. *Procs. of the 1997 Coalbed Methane Symposium, Tuscaloosa* 12–16 May; s. 127–135.
- [9] Kotarba M., Pękała Z., Daniel J., Więclaw D., Smolarski L., 1995: *Rozkład głębokościowy zawartości metanu i węglowodorów wyższych w utworach węglonośnych górno karbonu Górnoląskiego Zagłębia Węglowego*. Ney R., Kotarba M. (red.): *Opracowanie modeli oraz bilansu generowania i akumulacji gazów w serii węglonośnej Górnoląskiego Zagłębia Węglowego*. Wyd. CPPGSMiE PAN, Kraków, s. 61–74.
- [10] Kotas A. (red.), 1994: *Coal-Bed Methane Potential of The Upper Silesian Coal Basin, Poland*. *Prace PIG, CXLI*, Warszawa.
- [11] Kozłowski B., Grębski Z., 1982: *Odmetanowanie górotworu w kopalniach*. Wyd. „Śląsk”, Katowice.
- [12] Krause E.: *Aspekty bezpieczeństwa i ochrony środowiska na terenach pogórnicznych związane z zagrożeniem gazowym. Człowiek i środowisko wobec procesu restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego*. Wyd. CPPGSMiE PAN, Kraków 2001, s. 417–430.
- [13] Nieć M., 1993: *Złoża metanu w formacjach węglonośnych*. *Mat. Szkoły Eksploatacji Podziemnej’93, Ustroń* 1–5 marca, vol. 2; s. 281–301.
- [14] *Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r.* (M.P. z 2010 r. Nr 2 poz. 11).
- [15] Pagnier H.J.M., Van Bergen F., 2002: *Demonstrating CO₂-ECBM: The RECOPOL project*. *Greenhouse Issues*, No 58.
- [16] Pilcher R.C., Bibler C.J., Glickert R., Machesky L. & Williams J.M., 1991: *Assessment of the Potential for Economic Development and Utilization of Coalbed Methane in Poland*. U.S. EPA Report No EPA/400/1-91/032.
- [17] Pytel J., 2004: *Wykorzystanie i wystarczalność zasobów węgla kamiennego w Polsce*. *Mat. konf. Doświadczenia z likwidacji zakładów górniczych*. Mysłowice, październik 2004. Wyd. SITG; s. 10–31.
- [18] *Reduction of CO₂ emission by means of CO₂ storage in coal seams in the Silesian Coal Basin of Poland*. *Abstract book of workshop*, Szczyrk 10–11 March 2005 (niepublikowany).
- [19] Wiśniowski A., Mędrygał Z., 1991: *Doświadczenia w zakresie ujęcia metanu z górotworu otworami powierzchniowymi w polu Markłowice-Świerklany*. *Mat. seminarium nt. Zwalczanie zagrożenia metanowego w kopalniach*. *Teoria i praktyka*. 24.10.1991 r.
- [20] Zuber M.D., Olszewski A.J., 1993: *Coalbed Methane Production Forecasting: Measurement accuracy required for key reservoir properties*. *Proc. of the 1993 International Coalbed Methane*

Ireneusz Grzybek

Andrzej Respondek

Wyższy Urząd Górniczy w Katowicach

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 7.05.2012 r.

Artykuł przyjęto do druku: 10.05.2012 r.

Możliwości zastosowania membran w procesie nawaniania gazu ziemnego



Marcin Palczyński

Abstract

This article presents the development of techniques used in the odourisation of natural gas over the past several years and the possibilities of using ceramic membranes in this process. Moreover, apart from the technological solution presented, the relation between the amount of odourant dose and volumetric flow, pressure and temperature of natural gas has been determined.

Streszczenie

W artykule przedstawiono rozwój technologii nawaniania gazu ziemnego na przestrzeni lat oraz możliwość zastosowania membran ceramicznych w tym procesie. Oprócz schematu technologicznego instalacji przedstawiono również, w sposób teoretyczny, zależność między ilością dawkowanego nawaniacza a strumieniem objętościowym, ciśnieniem i temperaturą gazu ziemnego.

1. Wprowadzenie

Podstawowym celem procesu nawaniania gazu ziemnego jest poinformowanie odbiorcy o niekontrolowanym wypływie gazu z sieci lub instalacji. Z danych literaturowych wiadomo, że proces nawaniania gazu nie jest nowym zagadnieniem, ponieważ już w 1880 roku na dorocznym zjeździe gazowników opublikowano materiał informujący, że w Wiesbaden nawania się gaz wodny dostarczany do gospodarstw domowych za pomocą merkaptanu [1,2].

W Polsce problem dawkowania odoranta pojawił się w latach 70., gdy zmieniono zasilanie z gazu miejskiego na gaz ziemny. Do na-

waniania stosowano początkowo merkaptan etylowy, później zaczęto używać środków tańszych opartych na frakcji dwucyklopentadienu z destylacji przedgonu benzolowego (Warszawa, Kraków, Poznań). W połowie lat 70. do nawaniania gazu zaczęto stosować THT (tetrahydrotiofen), którego wzór strukturalny przedstawiono na rys. 1. Obecnie jest to jedyny odorant stosowany w kraju [1,2].

Obecnie wyróżnia się dwie podstawowe metody dozowania odoranta (THT) do sieci gazowej. Pierwsza polega na odparowaniu nawaniacza przy bezpośrednim kontakcie z przepływającym gazem, metoda ta stosowana jest w nawaniarniach: knotowych, kontaktowych (powierzchniowych), barbotażowych, kontaktowo – barbotażowych [1,2].

Druga metoda polega na dozowaniu odoranta do gazociągu, ma ona zastosowanie w nawaniarniach wtryskowych i kropłowych [1,2].

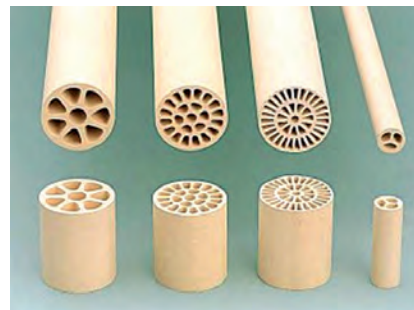
W Polsce w latach 70., gdy pojawił się problem nawaniania gazu, zaczęto stosować najprostsze metody odoryzowania gazu ziemnego, w przypadku małych przepustowości były to nawaniarnie knotowe, których największą wadą są problemy z wyregulowaniem ilości dozowanego środka [1,2]. Dla dużych i nierównomiernych strumieni objętościowych zastosowano bocznikowe urządzenia odparowujące, w których ilość odoranta regulowana jest przez przepuszczenie części strumienia gazu nad lustrem THT, po czym nasycony gaz powracał przewodem bocznikowym do gazociągu głównego i mieszał się z głównym strumieniem powodując jego nawonienie.

Na przestrzeni ostatnich lat rozwój technologii odoryzowania gazu polegał głównie na coraz to większym/dokładniejszym kontrolowaniu ilości dozowanego środka (nawaniacza). Obecnie najczęściej stosowana technologia polega na bezpośrednim wtrysku odoranta do gazociągu, gdzie następuje proces nasycania gazu [1,2].

2. Podstawy teoretyczne

Membrana jest błoną półprzepuszczalną. Przykładem naturalnej membrany jest błona komórkowa czy skóra człowieka [3,4]. Zastosowanie membran w przemyśle nie jest zagadnieniem nowym. Istnieje szereg procesów fizyko-chemicznych, w których znalazły one powszechne zastosowanie (przemysł energetyczny, rolnictwo, medycyna itp.). W większości

przypadków zadaniem membran jest separacja roztworów/gazów na dwie frakcje permeat i retenant [3,4]. W niniejszym artykule przedstawiono możliwości zastosowania membran do dozowania odorantów w sposób ciągły. Membrana spełnia rolę opornika (regulatora) na drodze transportu nawaniacza do gazociągu.



Rys. 2. Przykładowe rodzaje membran ceramicznych.

Jednym z rodzajów membran są membrany ceramiczne (rys. 2). Ich struktura składa się z makroporowego podłoża i cienkiej warstwy naskórkowej, która decyduje o zdolnościach separacyjnych. Wielkość porów w dostępnych na rynku membranach ceramicznych wynosi od 0,005 μm do 1 μm . Membrany ceramiczne są coraz częściej używane w przemyśle farmaceutycznym, biotechnologicznym, mleczarskim, spożywczym, chemicznym, petrochemicznym. Każdy rodzaj przemysłu wymaga membran o ściśle określonych właściwościach. Moduły z membran ceramicznych mogą wytrzymać podwyższone temperatury, ekstremalne wartości pH (0 do 14) i wysokie ciśnienia [3,4].

2.1. Model transportu masy – podejście klasyczne

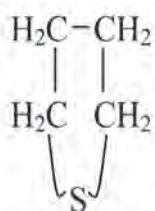
Do opisu procesu przenoszenia masy przez membrany ceramiczne najczęściej stosowane jest równanie Hagena – Poiseuille'a:

$$J = \frac{\Delta P}{\mu \cdot R_M}$$

gdzie:

- J – strumień permeatu [$\text{m}^3/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$],
- ΔP – ciśnienie transmembranowe, (różnica ciśnień po obu stronach membrany – siła napędowa procesu) [Pa],
- μ – dynamiczny współczynnik lepkości [Pa s],
- R_M – opór membrany-1/m,

Zasadniczy wpływ na transport masy w porach membrany ma nie tylko różnica ciśnień po obu jej stronach, ale także temperatura THT i gazu, do którego odorant odparowuje. Należy zauważyć, że wraz ze zmianą temperatury gazu ziemnego i ciśnienia THT wartość współczynnika dyfuzji zmienia się nie liniowo.



Rys. 1. Wzór strukturalny tetrahydrotiofenu (THT).

2.2. Model transportu masy – sztuczne sieci neuronowe (SSN)

Do modelowania ilości strumienia THT dozowanego do gazu ziemnego oprócz modelu klasycznego można zastosować metody nieklasyczne, takie jak sztuczne sieci neuronowe. SSN miały swoje początki w latach czterdziestych, kiedy to McCulloch i Pitts w 1943 roku przedstawili pierwszy formalny model neuronu w postaci układu arytmetyczno – logicznego. Jego istota przetrwała do dziś i jest podstawowym ogniwem większości modeli SSN. Istotnym elementem tego modelu jest sumowanie sygnałów wejściowych z odpowiednią wagą i poddanie otrzymanej sumy działaniu nieliniowej funkcji aktywacji (rys. 3) [5].

Sieci neuronowe to bardzo uproszczone modele rzeczywistego układu nerwowego, które powstały na podstawie wiedzy o działaniu biologicznego systemu nerwowego. Są one zdolne do przewidywania nowych zdarzeń na podstawie wcześniejszych, bądź innych obserwacji po przeprowadzeniu procesu tzw. uczenia w oparciu o istniejące dane. Poniższe równanie, które umożliwia oszacowanie sygnału wyjściowego na podstawie danych wejściowych i odpowiednio dobranych wag w procesie uczenia SSN [5].

$$y = f(u) = f\left(\sum_{j=1}^N w_{ij} \cdot x_j\right)$$

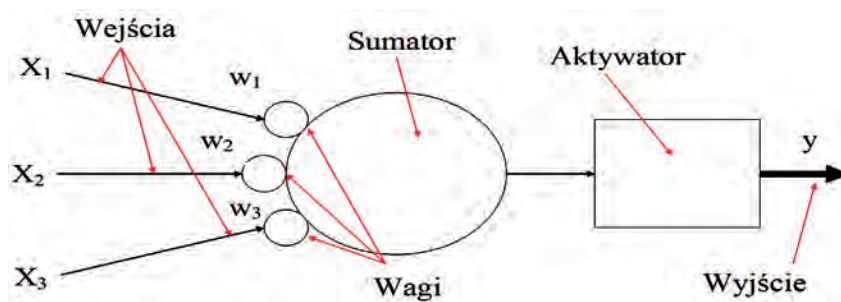
W części koncepcyjnej artykułu przedstawiono przykładową sieć neuronową umożliwiającą sterowanie procesem nawaniania gazu odorantem.

3. Koncepcja membranowej instalacji do nawaniania gazu

Membranowa instalacja do nawaniania gazu ziemnego składa się z dwóch zbiorników ciśnieniowych (głównego i pobocznego), które podłączone są do modułu membranowego znajdującego się wewnątrz gazociągu. Siłą napędową procesu jest różnica ciśnień po obu stronach membrany, czyli $DP = P_2 - P_1$, $P_2 > P_1$. Jak można zauważyć (rys. 4), wartość ciśnienia w zbiorniku głównym powinna być zawsze większa od ciśnienia w gazociągu, aby proces nawaniania mógł przebiegać.

3.1. Zasada działania instalacji

W celu utrzymania odpowiedniego poziomu stężenia odoranta w gazie ziemnym należy uzyskać stosunkowo duże ciśnienie w zbiorniku głównym poprzez sprężenie gazu z sieci gazowej za pomocą przedstawionej na rys. 4 sprężarki (nawanianie na wysokim ciśnieniu) lub



Rys. 3. Uproszczony schemat budowy neuronu

w przypadku nawaniania na średnim ciśnieniu układu zawór regulujący połączony z gazociągiem wysokiego ciśnienia. W przypadku braku możliwości wykorzystania gazu z sieci istnieje także sposobność wykorzystania w tym celu gazu inertnego (np.: N_2). Po osiągnięciu wymaganego ciśnienia następuje transport THT poprzez membranę i powstanie cienkiego filmu odoranta na zewnętrznej powierzchni modułu membranowego, gdzie następuje jego odparowanie. Warunkiem koniecznym poprawnego działania instalacji jest utrzymanie odpowiedniej grubości filmu THT poprzez regulowanie ciśnienia P_2 w zbiorniku głównym, którego wartość zależy od strumienia objętościowego, temperatury i ciśnienia gazu. W przypadku, gdy w zbiorniku głównym poziom odoranta osiągnie poziom minimalny następuje wyrównanie ciśnień „poduszki gazowych” w zbiorniku głównym i pobocznym ($P_2 = P$). Zbiornik poboczny posiada lustro cieczy powyżej lustra zbiornika głównego i zgodnie z zasadą zachowania cię-

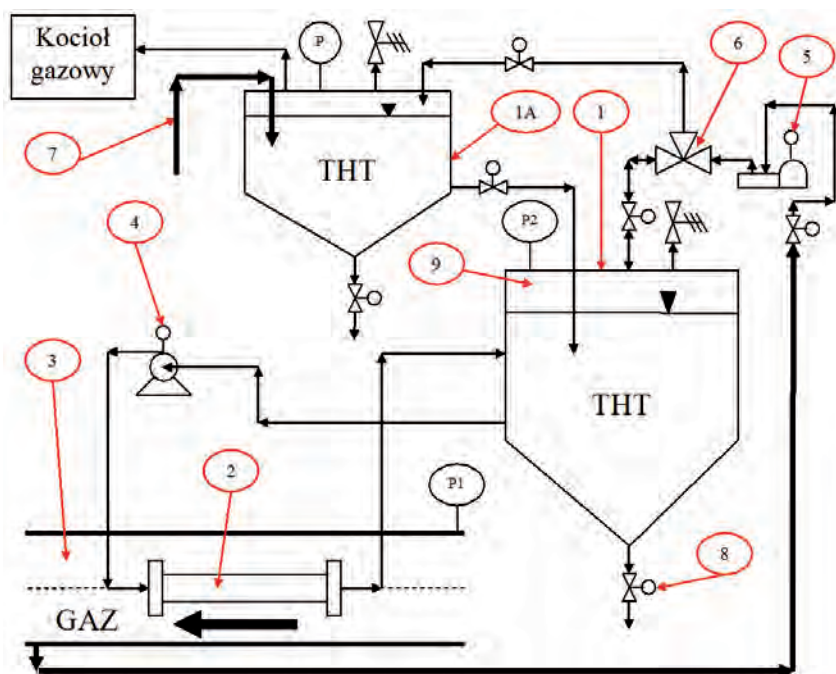
głości strugi następuje przelanie się części THT ze zbiornika pobocznego do zbiornika głównego. Podczas wykonywania tej operacji nie następuje zaburzenie procesu nawaniania gazu.

W przypadku, gdy w zbiorniku pobocznym (1A) poziom THT osiągnie poziom minimalny następuje uzupełnianie go przez służby eksploatacyjne wraz z równoczesnym upustem gazu do kotła gazowego lub gazociągu.

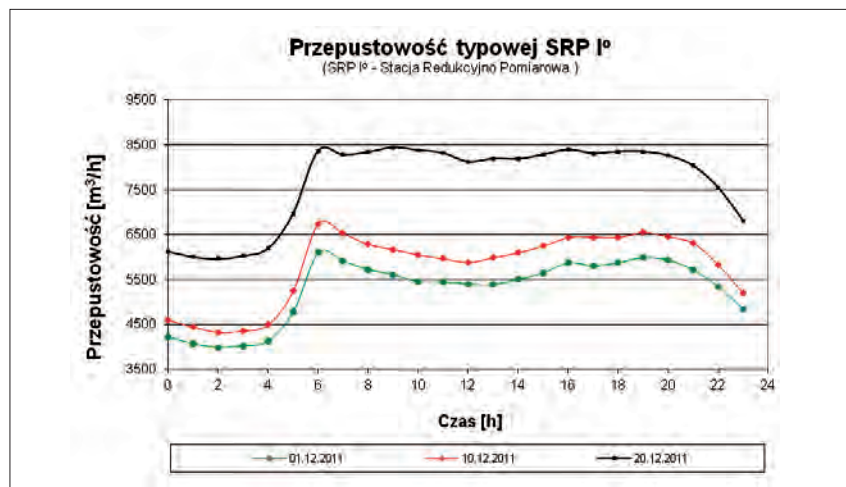
Sekwencje pracy instalacji

Po szczegółowym przeanalizowaniu danych przedstawionych na rys.5 można wyróżnić cztery etapy pracy typowej stacji SRP I^o (stacja redukcyjno-pomiarowa wysokiego ciśnienia):

- Etap I (0 – 4 [h]) pobór minimalny,
- Etap II (4 – 6 [h]) dynamiczny wzrost przepustowości,
- Etap III (6 – 20 [h]) stały pobór z wahaniami do 15%,
- Etap IV (20 – 24 [h]) powolny spadek przepustowości.



Rys. 4. Schemat instalacji. 1 – zbiornik ciśnieniowy główny, 1A – zbiornik ciśnieniowy poboczny, 2 – moduł membranowy, 3 – gazociąg, 4 – pompa tłocząca odorant, 5 – sprężarka gazu ziemnego lub układ z dozowaniem gazu inertnego (N_2), 6 – zawór trójdrożny, 7 – króciec umożliwiający napełnienie zbiornika pobocznego, 8 – zawór spustowy, 9 – poduszka gazowa.



Rys. 5. Przepustowość przykładowej stacji redukcyjno – pomiarowej P

W związku z powyższym podziałem czasu pracy instalacji istnieje możliwość takiego zaprojektowania nawaniania i modułu sterującego ciśnieniem za pomocą SSN w zbiorniku głównym (1) wg rys. 4, aby zminimalizować czas pracy sprężarki lub układu gazu inertnego z zaworem regulacyjnym i maksymalnie wykorzystać instalację. Zaletą sieci neuronowych jest możliwość przewidywania wyników i zależności między nimi, czego nie umożliwia nam modelowanie klasyczne.

Przy odpowiednim dobraniu membran i zaprojektowaniu głównego zbiornika ciśnieniowego istnieje możliwość takiego doboru P2 dla Etapu I i III, aby stężenie THT w gazie ziemnym wahało się w granicach 18-22 mg na 1000m³, przy działaniu tylko pompy obiegowej THT.

3.3. Model procesu nawaniania

Wartość ciśnienia w zbiorniku głównym jest najważniejszym parametrem całego procesu i może być modelowana zgodnie z podejściem klasycznym (wielomian opisujący zależności pomiędzy temperaturą, ciśnieniem, stężeniem THT i przepustowością) lub za pomocą sieci neuronowej SSN. W pracy przedstawiono podejście drugie, które w ostatnich latach zyskuje coraz szersze zastosowanie.

Oczywistym jest, aby zaproponowana sieć spełniała swoją funkcję jak najlepiej należy przeprowadzić szczegółowe badania doświadczalne, umożliwiające otrzymanie wartości odchylenia standardowego na jak najniższym poziomie.

4. Wnioski

W pracy przedstawiono nową technologię nawaniania gazu, którą można zastosować zarówno na średnim jak i wysokim ciśnieniu, co uzależnione jest od rodzaju użytych membran. Możliwość zastosowania sztucznych sieci neuronowych pozwoli na optymalne wykorzystanie instalacji do nawaniania gazu ziemnego. Wprowadzenie nowej technologii nawaniania gazu

ziemnego wymaga jednak wykonania prototypu urządzenia oraz przeprowadzenia dokładnych badań na stanowisku doświadczalnym.

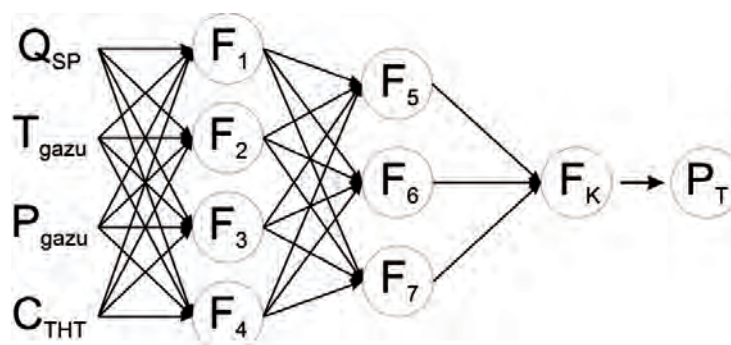
5. Literatura

- [1] Sperski B., „Gazownictwo część II”, wydanie drugie uzupełnione i poprawione, Skrypty uczelniane Nr 659, Kraków 1978,

- [2] Monografie, Seria Gazownictwo nr 1, Nawanianie gazu ziemnego, PZiTS, Mazowiecki Zakład Gazowniczy „Gazownia Warszawska”, Warszawa marzec 2000,
[3] Bodzek M., Konieczny K., „Wykorzystanie procesów membranowych w uzdatnianiu wody”, wydanie pierwsze, oficyna wydawnicza Projprzem-EKO, Bydgoszcz 2005,
[4] Gryta M., „Rozdzielanie składników roztworów techniką destylacji membranowej”, Prace Naukowe Politechniki Szczecińskiej NR 577.
[5] Macukow B., Grzenda M., „Sieci neuronowe w różnych dziedzinach nauki”, Instytut Matematyki, Politechnika Warszawska, wykład.

Marcin Palczyński
Polskie LNG S.A. / Zachodniopomorski
Uniwersytet Technologiczny
w Szczecinie
Instytut Technologii Chemicznej
Nieorganicznej i Inżynierii Środowiska

Artykuł recenzowany
Artykuł nadesłano do redakcji: 27.04.2012 r.
Artykuł przyjęto do druku: 11.05.2012 r.



Rys. 6. Przykładowa sieć umożliwiająca modelowanie procesu nawaniania.

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 20 MB mogą być przesyłane za pomocą poczty elektronicznej na adres: redakcja.wnig@interia.pl, 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 oraz streszczenie. 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 7-14 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. Szczegółowe zasady opisane są na naszej stronie internetowej:

<http://www.wnig.pl/info/publikuj-u-nas>

Likwidacja wycieków i regeneracja wżerów korozyjnych przy użyciu materiałów kompozytowych

Firma ATAGOR istniejąca na rynku od 2005 roku, zajmuje się szeroko pojętą ochroną antykorozyjną, poczynając od zapobiegania korozji, aż do usuwania skutków jej działania. ATAGOR jest oficjalnym i autoryzowanym przedstawicielem firm: Radiodetection, Primayer CANUSA oraz STOPAQ. Zdobyte doświadczenie pozwoliło jej w 2009 roku, uzyskać certyfikat zarządzania jakością ISO 9001.

Oferta firmy ATAGOR obejmuje:

- zabezpieczenia antykorozyjne rurociągów stalowych dla branży gazowniczej, naftowej, ciepłowniczej oraz wodno-kanalizacyjnej;
- powłoki taśmowe firmy STOPAQ w różnych klasach izolacji do ochrony rur stalowych na podziemnych i nadziemnych instalacjach gazowych, wodociągowych, paliwowych i innych;
- specjalistyczne powłoki przeciwkorozyjne odporne na promieniowanie UV oraz wysoką temperaturę;
- materiały termokurczliwe firmy CANUSA CPS stosowane do wszystkich typów rurociągów pokrytych powłokami fabrycznymi w temperaturach od -40°C do 100°C;
- poliuretanowe powłoki natryskowe, nakładane w stanie ciekłym za pomocą gorącego natrysku maszynowo lub ręcznie;
- elementy do budowy rurociągów i ich osprzęt;
- wysokospecjalistyczne urządzenia do mapowania infrastruktury i diagnostyki stanu izolacji podziemnych instalacji firmy Radiodetection, lokalizacji wycieków gazu, detektory i lokalizatory wycieków wody firmy Primayer;
- samoprzylepne taśmy przemysłowe, dławiki i opaski zaciskowe, folie oznacznikowe.

Technologie usuwania awarii

Zjawisko degradacji ścianki gazociągu dotyka każdego operatora i właściciela sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Powodem tego zjawiska, jest postępująca korozja, niejednorodność lub pęknięcia spawów. Inne powody to osłabienie

i mikropęknięcia spowodowane ruchami gruntu lub naprężeniami wywołanymi zmianami ciśnienia w przewodzie, korozja mikrobiologiczna lub uszkodzenia mechaniczne.

Do tej pory sposoby usuwania awarii były bardzo ograniczone i kosztowne, ograniczały się do: napawania stalowych obojęt lub łat w miejscach naprawy, a w najbardziej krytycznym wariancie wyłączenia (lub bypass) i wymiany nieszczelnej instalacji gazowej.

Naprzeciw ww. problemom wychodzi firma ATAGOR prezentująca materiały kompozytowe Syntho-Glass®XT stanowiące skuteczną alternatywę naprawczą, nawet w przypadku gdy ubytek grubości ścianki rurociągu wynosi 80[%].

Parametry projektowe badań i instalacji materiału kompozytowego oparte są o założenia dokumentu (wg ASME PCC-2) oraz założenia normy ISO/TS 24817, która stanowi o naprawach materiałami kompozytowymi w przemyśle petrochemicznym i gazowniczym.

W Polsce system naprawczy posiada aprobatę techniczną, wydaną w 2011 r. przez Instytut Nafty i Gazu.

System składa się z: epoksydowego kitu wypełniającego wżer, antykorozyjnej warstwy epoksydowej z włóknami kevlarowymi, która przenosi naprężenia do warstwy właściwej bandaży z włókna szklanego (przekrój przez

warstwy systemu Syntho-GlassXT został przedstawiony poniżej).

Bandaż, na etapie produkcji jest wstępnie impregnowany żywicami poliuretanowymi przy utrzymanej wilgotności otoczenia, nie przekraczającej 3[%], gdyż jego aktywacja zachodzi pod wpływem działania wody. Może to być zarówno woda słodka jak i morska.

Cały system nadaje się również do stosowania w aplikacjach podwodnych. W warunkach polowych nie ma potrzeby mieszania i dobierania proporcji. Produkt jest nietoksyczny i bardzo prosty w użyciu. Dzięki swoim właściwościom i budowie nie ma on żadnych ograniczeń jeżeli chodzi o kształt naprawianych powierzchni (calizny rur, łuki, trójniki) a jego stosowanie jest możliwe praktycznie w każdych warunkach pogodowych.

Likwidacja wycieków na dystrybucyjnej sieci gazowej

Drugim materiałem zasługującym na uwagę jest zestaw naprawczy Trident Seal®, służący do likwidacji wycieków na dystrybucyjnej sieci gazowej.

System jest uniwersalny, prosty i skuteczny w zastosowaniu. Naprawa odbywa się dwuetapowo:

- w pierwszej kolejności, dzięki specjalnej gumowej taśmie dociskającej oraz kitowi



Fot. 1. Przekrój przez warstwy systemu Syntho-GlassXT



Fot. 2. Etapy likwidacji wycieku materiałem Trident Seal®.

epoksydowemu Syntho-Steel, następuje zatrzymanie wycieku;

- następnie aplikuje się bandaże wzmacniające z włókna szklanego Syntho-Glass (aktywowany wodą), który stanowi barierę mechaniczną miejsca naprawy przed niepożądanym wpływem środowiska i osób trzecich, tworząc wytrzymałą skorupę.

Jeżeli instalacja jest nadziemna należy ją dodatkowo zabezpieczyć powłoką odporną na promieniowanie UV.

Całość procesu naprawczego wraz z przygotowaniem powierzchni gazociągu zajmuje ok. 10 [min.]. Praca nie wymaga zamknięcia przepływu gazu, a po około 30[min.] ciśnienie przewodu można podnieść do 20[bar] (na czas naprawy trzeba je jednak obniżyć do 5[bar], jeżeli jest wyższe).

Zestawy przygotowywane są na gotowe średnice rur (1-6"), które uwzględniają odpowiednio większą ilość materiału potrzebnego do dokonania naprawy.

Zawartość całego zestawu naprawczego zawiera: papier ścierny, chusteczkę nasączoną rozpuszczalnikami, rękawiczki ochronne, kit uszczelniający, taśmę uszczelniającą, taśmę

ochrony mechanicznej z włókna szklanego i folię kompresji.

Zakres temperatur pracy: od -45 [°C] do 121[°C], natomiast temperatur aplikacji: od -18[°C] do 65[°C].

Podstawowe zalety wynikające z zastosowania zestawu naprawczego Trident Seal® to:

- szybka instalacja,
- natychmiastowe usunięcie nieszczelności,
- brak konieczności zamykania przepływu gazu,
- zestaw certyfikowany jest na kontakt z gazem ziemnym,
- naprawa zapewnia długotrwałą ochronę,
- nadaje się podczas naprawy nadziemnych i podziemnych urządzeń gazowniczych.

Jeśli na wyposażeniu samochodu pogotowia gazowego znajdzie się kilka podstawowych rozmiarów zestawów naprawczych, to awarię można usunąć już przy pierwszym wyjeździe w teren, co zasadniczo obniża koszty związane z jej usunięciem. W związku z tym, że naprawa spełnia kryteria prac gazo-niebezpiecznych oraz napraw docelowych, zestawy są certyfikowane w INiG w Krakowie (aprobata techniczna). Osoby dokonujące naprawy powinny mieć również

uprawnienia wymagane prawem jak również zgodne z procedurami gazowniczych spółek dystrybucyjnych.

Podsumowanie

To co wyróżnia materiały Syntho-Glass® to nowatorski, sposób aktywacji i impregnacji żywicy poliuretanowych w bandaże z włókna szklanego na etapie produkcji.

Za każdym razem otrzymujemy powłokę o idealnych parametrach. Woda jest aktywatorem procesu utwardzania dzięki czemu warunki pogodowe nie stanowią przeszkody dla aplikacji, a forma elastycznego bandaże nie ogranicza kształtów naprawianych instalacji gazowych. Niezbędne produkty zapakowane są w gotowe zestawy co dodatkowo ułatwia dobór odpowiedniego zestawu, czyli ilości materiału potrzebnego do wykonania naprawy co w ostatecznych rozrachunku ma wpływ na czas usunięcia awarii.

Szymura Maciej

Ujek Bartłomiej

Doświadczenia Oddziału Naftomontaż w realizacji rurociągów dużych średnic



Michał Bokowy



Wstęp

Przemiany techniczne i organizacyjne zachodzące w gospodarce powodują, że dla utrzymania pozycji rynkowej firmy, wzmocnienia jej konkurencyjności, czy pozyskania nowych klientów, niezbędne jest stałe doskonalenie zasad funkcjonowania oraz poszukiwanie nowych, bardziej elastycznych systemów zarządzania i dostosowanie do zmieniającego się otoczenia. Rozwijająca się w Polsce od roku 1989 gospodarka rynkowa, a wraz z nią nowe wymogi dotyczące technologii wytwarzania i jakości wyrobów oraz rosnąca konkurencja, postawiły przed każdym polskim pracodawcą nieznanie wcześniej wyzwania, w tym jako jedno z pierwszych – konieczność dostosowania się i respektowania potrzeb oraz wymagań odbiorców.

Opis

Specyfika działalności PGNiG Technologie w Warszawie Oddział Naftomontaż w Krośnie, polegająca na zagospodarowaniu złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, wymaga niezwyklej staranności. Wyroby muszą gwarantować klientowi pełną satysfakcję i bezpieczeństwo, a poziom ich jakości wynika z umiejętności, kwalifikacji zawodowych i doświadczenia załogi. Pracownicy naszej spółki posiadają odpowiednie wykształcenie, umiejętności i uprawnienia. Dzięki nim na każdym etapie produkcji jesteśmy w stanie zapewnić wysoką jakość, którą potwierdzają referencje naszych klientów. Oddział Naftomontaż od wielu lat inwestuje w szkolenia i rozwój swoich pracowników, zgodnie z zasadą ciągłego doskonalenia zasobów ludzkich. Rozwijający się rynek branży naftowo-gazowniczej, wysokie wymagania klientów, krótkie terminy realizacji zadań, a tym samym konieczność szybkich działań na etapie przygotowania do realizacji inwestycji, wymagały nowych rozwiązań doskonalących Spółkę. Dlatego też podjęto decyzję o utworzeniu Ośrodka Szkolenia i Weryfikacji Spawaczy. Dzięki kilkuletniej wówczas współpracy z In-



Gazociąg na PMG Strachocina. Fot. arch. PGNiG Technologie Sp. z o.o.

stytutem Spawalnictwa w Gliwicach, merytorycznej pomocy w przygotowaniu i po pozytywnej ocenie audytorów z Instytutu, Ośrodek Szkolenia i Weryfikacji Spawaczy rozpoczął w 2001 roku swoją działalność. Było to zdyskontowanie wieloletnich tradycji, doświadczeń i uznania kwalifikacji załogi zakładu i jego pozycji w branży spawalniczej. Ośrodek pozwala na elastyczność w doborze kadry spawaczy do realizacji przez Spółkę zadań, a także świadczy usługi na zewnątrz.

Spawalnictwo jest jednym z głównych obszarów działalności Oddziału Naftomontaż. *Spawanie jest zdefiniowane jako proces specjalny, to znaczy taki, którego wyniku nie można przewidzieć w trakcie jego przebiegu. Wynik spawania jest widoczny dopiero po jego zakończeniu.* W takiej sytuacji konieczne jest zapewnienie odpowiednich warunków spawania, które pozwolą na uzyskanie wymaganej jakości złączy spawanych i zapewnią jej powtarzalność. Możliwość skorzystania z zasobów absolwentów stworzyła warunki do pozyskania najlepszych spawaczy, których potencjał w dużej mierze przyczynił się do realizacji ważnych obiektów infrastruktury naftowo-gazowniczej.

Przykładowe zadania realizowane przez Oddział Naftomontaż Krosno w zakresie spawania rurociągów dużych średnic:

- Podziemny Magazyn Gazu Strachocina
- Terminal Ekspedycyjny Wierzbno
- Gazociąg przesyłowy DN600 na południu Francji (Martigue – Fos sur Mer)

Podziemny Magazyn Gazu Strachocina

Na zlecenie PGNiG O/Sanok na terenie gminy Sanok oraz Brzozów w woj. podkarpackim rozbudowany został PMG Strachoci-

na. Zadanie realizowane było przez konsorcjum w składzie: INVESTGAS S.A. Warszawa, PGNiG Technologie: Oddział Naftomontaż w Krośnie oraz Oddział ZRUG w Pogórskiej Woli. Autorem dokumentacji technicznej było Biuro Projektów „NAFTA-GAZ” Sp. z o.o. Jasło. Pojemność PMG po rozbudowie wzrosła dwukrotnie do wartości 330 mln m³ i tym samym zmniejszono czas potrzebny na zatłaczanie i odbiór zwiększonej ilości gazu do odpowiednio 150 i 120 dni. Wymagało to rozbudowy części podziemnej w postaci 8 otworów eksploatacyjnych horyzontalnych oraz budowy Ośrodka Centralnego, w skład którego wchodzi tłocznia gazu, wyposażona w trzy zestawy sprężające z silnikami o mocy 2,3 MW każdy, instalacja osuszania gazu, węzły redukcyjno-pomiarowe, pomiarownice zdawcze, instalacje i sieci elektryczne, instalacje sterownicze, zabezpieczające i sygnalizacyjne, budynki kubaturowe oraz liczne instalacje technologiczne pomocnicze. Wybudowano również dwa Ośrodki Grupowe, obejmujące węzły redukcyjno-pomiarowe, instalacje oddzielania wody, obiekty technologiczne i kubaturowe, instalacje i sieci elektryczne, sterownicze oraz zabez-

pieczenie obiektów. Dla zobrazowania zakresu prac, ośrodki z instalacjami wybudowane zostały na powierzchni 18 hektarów i wykonano ok. 50 km rurociągów realizowanych przez całe Konsorcjum, w tym ok. 8 km przez Oddział Naftomontaż w Krośnie – spawanych metodą TIG (w zakresie średnic DN100÷500), 14 km linii światłowodowej oraz 32 km linii energetycznych, zasilających poszczególne obiekty. Obiekty i budowle liniowe wybudowane zostały w bardzo trudnych warunkach terenowych, w tym o znacznym nachyleniu terenu i słabym gruncie. Na Ośrodku Centralnym dla posadowienia obiektów wykonano ok. 420 pali o średnicy 160-600 mm na głębokości średnio 12 m.

Terminal Ekspedycyjny Wierzbno

Budowa Ekspedytu Wierzbno związana jest z zagospodarowaniem w rejonie Puszczy Noteckiej złóż ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów, Międzychód, Grotów / LMG /. W ramach tego zadania wykonano obiekty technologiczne, w tym między innymi pompownie ropy i chemikaliów, zespoły filtrów, słuz nadawczych i odbiorczych, nalewaków ropy do cystern kolejowych i samochodowych oraz układów pomiarowych, systemów sterowania, zabezpieczeń, wizualizacji i archiwizacji procesu technologicznego. Wykonano szereg obiektów towarzyszących – obiekty kubaturowe, zabezpieczające, drogi, place, zasilanie w media itp. Pozostałe obiekty, takie jak boczna kolejowa oraz zbiorniki magazynowe były realizowane przez innego wykonawcę.

Podstawowe parametry techniczne terminala przedstawiają się następująco:

- I. Możliwość magazynowania – 20 000 m³ ropy.
- II. Możliwość dystrybucji ropy:
 - do ropociągu „Przyjaźń” w wysokości 800-1100 m³/h
 - do cystern kolejowych w wysokości do 1800 m³/dobę
 - do cystern samochodowych.
- III. Przeladunek siarki i chemikaliów – 200 ton/dobę

Budowa tego typu obiektu to również konieczność wybudowania ok. 3 kilometrów rurociągów technologicznych. Na tym obiekcie znajdują się głównie rurociągi o średnicach DN100, 200, 250, 400, 500 mm oraz ropociąg przesyłowy o średnicy DN 400 i długości 930 m. Zastosowana technologia spawania na tym zadaniu odbywała się głównie metodami TIG oraz MMA, a wybór metody uzależniony był od średnicy spawanej rury oraz grubości ścianki. Ekspedyt spełnia wysokie standardy wykonania tego typu obiektów pod względem



Nowoczesne metody spawania zastosowano w Wierzbnie. Fot. arch. PGNiG Technologie Sp. z o.o.

zastosowanych urządzeń, materiałów, technologii budowy oraz automatyzacji procesów technologicznych, jak również zastrzonych warunków bezpieczeństwa obsługi oraz ochrony środowiska.

Gazociąg przesyłowy DN600 na południu Francji (Martigue – Fos sur Mer)

Generalnym Realizatorem Inwestycji była francuska firma Spiecapag, wspomagana przez dwóch polskich podwykonawców robót spawalniczych: PGNiG Technologie Oddział Gazobudowa w Zabrze oraz Oddział Nafto-

montaż w Krośnie. Spawany gazociąg zlokalizowany był na trasie pomiędzy największym magazynem gazu na południu Francji w Fos sur Mer, a koncernem paliwowym Total – Elf w Martigues.

Łączna długość spawanego gazociągu wynosiła blisko 22 km. Materiałem podstawowym niemieckich rur spiralnych o średnicy Ø609,6x12,6mm był materiał L450MB, a w samym procesie spawania zastosowano dwie metody:

1. Spawanie ściągów graniowych należało do strony francuskiej i odbywało się w cyklu półautomatycznym, z wykorzy-



We Francji spawaliśmy ponad 20 kilometrów gazociągu. Fot. arch. PGNiG Technologie Sp. z o.o.

staniem źródła prądu łączącego w sobie inwertorową technologię o wysokiej częstotliwości z zaawansowaną technologią kontrolowanych przebiegów – STT. Spawanie przebiegało w osłonie czystego dwutlenku węgla CO₂ drutem litym o średnicy Ø1,0mm i prowadzone było w pozycji z góry na dół (PG).

2. Zautomatyzowany proces spawania topliwą elektrodą metalową w osłonie gazów ochronnych z wykorzystaniem urządzeń spawalniczych firmy „Proteus” do spawania ściegów wypełniających oraz licowych, realizowany był przez dwa polskie zespoły spawalnicze. Elektrodą topliwą był w tym przypadku drut proszkowy o rdzeniu rutowym i średnicy Ø1,2mm (na rolce 5 kg), a do spawania wykorzystywano gaz osłonowy, którym była mieszanka argonu z dwutlenkiem węgla.

Połączenie w/w metod spawania w 10-cio godzinnym dziennym cyklu pracy pozwoliło na uzyskanie wydajności w zakresie od 24÷30

złączy spawanych. W badaniach nieniszczących złączy spawanych wykorzystano badania wizualne oraz badania ultradźwiękowe, a dokładniej technikę TOFD, czyli tzw. dyfrakcyjną technikę czasu przejścia, która posiada zdolność do dokładnego i szybkiego określenia wielkości istniejących lub powiększających się nieciągłości materiałowych. Technologia ta łączy w sobie wysoki współczynnik wykrywalności wraz z wysoką wiarygodnością, zarówno przy przeprowadzaniu inspekcji przed uruchomieniem, jak i podczas eksploatacji elementów spawanych.

Podsumowanie

Główną misją PGNiG Technologie Oddział Naftomontaż w Krośnie jest budowa zaawansowanych technicznie i technologicznie obiektów przemysłu naftowego i gazowniczego w Polsce, jak również za granicą. Duże doświadczenie krośnieńskiego Oddziału oraz wysokie kwalifikacje zawodowe załogi gwarantują wysoki poziom niezawodności i profesjonalne wykonanie każdego zadania. Na pod-

stawie analizy omówionych inwestycji można stwierdzić, że na prawidłowy proces i wysoką jakość wykonania nowo budowanych obiektów wpływa wiele czynników m.in. właściwy dobór materiałów podstawowych i pomocniczych do spawania, prawidłowo dobrane technologie, kwalifikacje spawaczy oraz odpowiedni system badań i zapobiegania nieprawidłowościom. Spełnienie powyższych wymagań jest gwarancją satysfakcji każdego klienta, co buduje renomę naszej firmy.

Michał Bokowy

Spawalnik

PGNiG Technologie Sp. z o.o.
Oddział Naftomontaż w Krośnie



PGNiG Technologie Sp. z o.o. w Warszawie
Oddział Naftomontaż w Krośnie
ul. Łukasiewicza 89
38-400 Krosno
tel. 13 437 45 00 fax 13 437 45 01
www.technologie.pgnig.pl

PGNiG Technologie Sp. z o.o. w Warszawie Oddział Naftomontaż w Krośnie

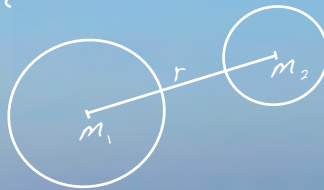
Oddział Naftomontaż w Krośnie od prawie 50 lat prowadzi działalność w zakresie:

- kompleksowej budowy kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego w zakresie wszystkich ciśnień i wydajności wraz z rozruchem,
- budowy tłoczni gazu ziemnego,
- budowy podziemnych magazynów gazu ziemnego z pełną infrastrukturą techniczną,
- budowy gazociągów i ropociągów, rurociągów z PE,
- budownictwa - branża budowlana i instalacyjna,
- budowy sieci gazowych, wodociągowych, kanalizacyjnych, CO,
- budowy terminali ekspedycyjnych ropy naftowej.



Każde nasze działanie wpływa na świat,
w którym żyjemy. Im większa skala funkcjonowania
firmy, tym większa siła jej oddziaływania...
Musimy zawsze mieć tego świadomość.

Prawo powszechnego
ciężenia



$$F = G \frac{m_1 m_2}{r^2}$$

W PGNiG jesteśmy świadomi naszego wielowymiarowego wpływu na otoczenie. Dlatego w 2009 roku przyjęliśmy, jako jedna z pierwszych firm w Polsce, Strategię Zrównoważonego Rozwoju. Obejmuje ona wszystkie obszary naszej działalności, pomagając nam postępować odpowiedzialnie i zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju w wymiarze środowiskowym, społecznym i biznesowym.

www.pgnig.pl


PGNiG
Energia dzięki wiedzy

NAFTA mówi STOP wypadkom



Minął rok odkąd Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o. wdrożyła wśród swoich pracowników nowatorski System Obserwacji Bezpieczeństwa Pracy STOP. To dobry czas na podsumowanie tego, co udało się osiągnąć i tego, co jest jeszcze do zrobienia. Poniżej rozmowa z pełnomocnikiem ds. HSE PNiG NAFTA Sp. z o.o., Mariuszem Czeczko.

System Obserwacji Bezpieczeństwa Pracy STOP został opracowany przez amerykańską firmę DuPont. W pilskiej spółce funkcjonuje on od roku. Celem wprowadzenia systemu STOP było przede wszystkim zapobieganie wypadkom i urazom. Czy się sprawdził?

Mariusz Czeczko: *Na wiertniach, na których funkcjonuje system nie było żadnego wypadku. Z tych wiertni otrzymujemy też najwięcej sygnałów o sytuacjach potencjalnie niebezpiecznych, co pozwala nam wprowadzać działania profilaktyczne i udoskonalać system pracy. Lepiej mieć sto zdarzeń potencjalnie niebezpiecznych, niż jeden wypadek.*



Fot. arch. PNiG NAFTA Sp. z o.o.

System STOP jest nastawiony na kadre kierowniczą – ma pomóc jej dostrzegać stan bezpieczeństwa w miejscu pracy. Kierownicy przeszli intensywne szkolenia, aby wypracować w sobie świadomość zagrożeń i nauczyć się rozmawiać z pracownikami o aspektach bezpiecznej pracy. Powołano też liderów systemu, których zadaniem było rozpropagowanie systemu na terenie całej firmy, zwłaszcza wśród załóg wiertniczych. Zasadnicze znaczenie w tym systemie ma cykl obserwacyjny, na który składa się kilka czynności. Po ich wykonaniu sporządzany jest zapis na tzw. STOP karcie, na której odnotowuje się zaobserwowane działania potencjalnie niebezpieczne, ale także te pozytywne – zwiększające bezpieczeństwo pracowników.

M.Cz.: *Pracownicy przyznają, że zmienił się ich sposób myślenia. Pisząc karty, stali się częścią procesu dbania o świadomość i bezpieczeństwo. Zauważają potencjalne niebezpieczeństwa, mają swój udział we wprowadzaniu zmian.*

Te pozytywne postawy pracowników są premiowane. Okresowo wybierane są najlepsze STOP karty, a ich autorzy otrzymują nagrody.

Ale system STOP to nie jedyny program wdrażany w pilskiej NAFCIE dla poprawy bezpieczeństwa pracy.

Zielone kaski to program, który ma ułatwiać nowym pracownikom start.

M.Cz.: *To nie jest metoda wymyślona przez nas, takie programy funkcjonują na całym świecie. Polegają one na oznaczaniu w odpowiedni sposób osób, na które trzeba zwrócić większą uwagę podczas pracy.*

W pierwszej kolejności programem objęci

zostają nowo przyjęci pracownicy. W dłuższej perspektywie zielone kaski mają trafić też do tych, którzy będą zmieniać stanowiska pracy.

M.Cz.: *Jest to jak najbardziej logiczne – kiedy zmieniasz stanowisko, to też jesteś na nim nowy. Czy przechodzisz ze stołowego na wieżowego, czy z wieżowego na dołowego itd. Cel jest jeden – wszyscy na wiertni widzą, kto jest „świeżakiem” i na kogo trzeba zwracać baczniejszą uwagę, komu pomóc. System ten pozwala też na kontrolowanie, czy na danej wiertni, na danej zmianie procent doświadczonych pracowników względem nowo przyjętych jest wystarczający.*

Początkujący pracownik będzie też mógł liczyć na wsparcie mentora, którego zadaniem będzie dbanie o jego rozwój.

Pilska NAFTA zatroszczyła się też o bezpieczeństwo pracowników przebywających za kółkiem.

Defense driving to trening przygotowany z myślą o osobach, które często podróżują samochodami w celach służbowych. Światowe statystyki pokazują, że na wiertniach jest coraz bezpieczniej, wypadki zdarzają się rzadziej i są mniej poważne. Natomiast do wielu problemów dochodzi podczas przemieszczania się do pracy i z pracy oraz podczas wykonywania zadań zakładających prowadzenie pojazdów. Dodatkowo, specyfika pracy firm wiertniczych – ciągłe zmiany lokalizacji i dalekie dojazdy na tereny wiertni – oraz zły stan lokalnych dróg, wpływają na zwiększone ryzyko wypadków na drogach. Stąd pomysł na przeprowadzenie szkolenia z technik jazdy.



Fot. arch. PNiG NAFTA Sp. z o.o.

M.Cz.: Tu nie chodzi o statystyki. Są ważne, ale nie najważniejsze. Tu chodzi o to, że nasi ludzie wyjeżdżają na wiertnie, zostawiają w domu rodziny i powinni do nich bezpiecznie wrócić. Taka dodatkowa umiejętność, którą ćwiczą w trakcie szkolenia, może im w tym pomóc.

Pracownicy PNiG NAFTA Sp. z o.o. przeszli trening, który łączył zagadnienia teoretyczne i praktyczne.

M.Cz.: Nauczyliśmy się wielu rzeczy, na które nigdy wcześniej nie zwracaliśmy uwagi.

Szczególne wrażenie zrobiły na nas ćwiczenia na placu manewrowym – kontrolowany poślizg, nagłe hamowanie, test losia. Na początku wydawało nam się, że to będzie dobra zabawa, a potem okazało się, że wcale nie było tak łatwo. Większość uczestników zupełnie inaczej wyobrażała sobie jazdę samochodem.

Czy tego typu programy, wprowadzane w PNiG NAFTA Sp. z o.o. rzeczywiście spełniają swoje zadanie i poprawiają bezpieczeństwo pracy?

M.Cz.: Jest coraz lepiej. Na przestrzeni lat wzrasta przede wszystkim świadomość ludzi.

Rozmawiała Joanna Frejus,
Zespół Promocji PNiG NAFTA Sp. z o.o.

Podziękowania dla Jacka Albanowskiego,
członka Zespołu BHP i p.poż PNiG
NAFTA Sp. z o.o. za pomoc
w przygotowaniu materiału.

Euro Rig 450 T gotowy do wiercenia



Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o. wzbogaciła swój park maszynowy. Urządzenie wiertnicze Euro Rig 450 T, wyprodukowane na zlecenie polskiej NAFTY przez firmę Bentec, spełniające najwyższe światowe standardy, jest gotowe do pracy.

Po dziesięciu miesiącach od momentu podpisania kontraktu, urządzenie jest gotowe. Realizacja projektu zakupu i produkcji urządzenia, w tak krótkim czasie, była możliwa dzięki ścisłej współpracy specjalistów obydwu firm.

W ostatnim czasie, przy udziale przedstawicieli działów technicznych NAFTY, odbył się fabryczny test urządzenia. Sprawdzono zgodność podzespołów z kontraktem oraz przeprowadzono ich testy ruchowe i funkcyjne, z uwzględnieniem systemów elektrycznych.

Kompletacja Euro Rig 450 T odbyła się na terenie firmy Bentec, w miejscowości Bad Bentheim. Po zakończeniu prac testowych i konfiguracyjnych przygotowano plan transportu nowego nabytku. Z końcem marca przystąpiono

do operacji demontażu, pakowania oraz wysyłki urządzenia. Transport wszystkich podzespołów jest realizowany przy pomocy 40 samochodów. Zgodnie z planem, zakończy się na początku drugiego kwartału 2012 roku.

Równocześnie z transportem, trwają końcowe przygotowania systemu płuczkowego, które są przeprowadzane na placu montażowym w Pile. Obecnie zbiorniki płuczkowe uzbrajane są w pompy odśrodkowe, sita wibracyjne, jest wykonywana kontenerowa rama doładownicza pomp płuczkowych wraz z instalacją ssącą i tłoczącą.

Nowe urządzenie wkrótce rozpocznie pracę. Po zakończeniu prac przygotowawczych, w planowanej lokalizacji zostanie przeprowadzony montaż i kompletacja urządzenia w jego podzespoły, obieg płuczkowy i zaplecze socjalne. Podczas przygotowań na urządzeniu będą obecni przedstawiciele firmy Bentec, którzy zapewnią właściwe wsparcie techniczne.

Michał Stankiewicz
kierownik projektu Euro Rig 450 T,
PNiG NAFTA Sp. z o.o.



Fot. arch. PNiG NAFTA Sp. z o.o.



Fot. arch. PNiG NAFTA Sp. z o.o.



Fot. arch. PNiG NAFTA Sp. z o.o.

Wiedzieć więcej o Łukasiewiczu



Oddział w Zielonej Górze



Magdalena Wajda

Coraz więcej szkół w Polsce nosi imię Ignacego Łukasiewicza. W rejonie działania PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze jest ich cztery. Od dwóch lat zielonogórski SITPNIG organizuje dla nich konkurs wiedzy o patronie.

W tym roku młodzież spotkała się 19-20 kwietnia br., gospodarzem konkursu była Szkoła Podstawowa nr 3 w Krośnie Odrzańskim. Rywalizacja odbyła się w podziale na szkołę podstawową i gimnazjum.

W jakiej miejscowości w 1885 r. powstała z inicjatywy Łukasiewicza szkoła górnicza? Ile lat miał Łukasiewicz, gdy stanął na czele Krajowego Towarzystwa Naftowego? To przykładowe pytania, na które uczestnicy musieli odpowiedzieć rozwiązując test dotyczący życia i działalności wynalazcy lampy naftowej. Część pytań dotyczyła także podstawowych informacji z zakresu górnictwa naftowego. Poziom wiedzy uczniów był imponujący.



Uczniowie musieli wykazać się też podstawową wiedzą z zakresu górnictwa naftowego. Fot. Joanna Wasilewska

Najlepsze wyniki uzyskała Szkoła Podstawowa w Garkach i Gimnazjum Zespołu Szkół Stowarzyszenia Oświatowego w Dębnie. Każdy ze specjalistów od Łukasiewicza otrzymał nagrody rzeczowe ufundowane przez Oddział w Zielonej Górze i spółkę PN „Diamant”. Natomiast nagrodą główną dla zwyciężskich drużyn będzie wyjazd do Muzeum Gazownictwa i Centrum Nauki Kopernik w Warszawie. Konkurs zorganizował zarząd Koła Zielona Góra pod przewodnictwem Iwony Bruczyńskiej.

Magdalena Wajda
PGNiG SA
Oddział w Zielonej Górze



Pierwszą część konkursu stanowiła część testowa z wiedzy o Łukasiewiczu. Fot. Joanna Wasilewska



W rywalizacji wzięły udział cztery szkoły im. Łukasiewicza z rejonu działania Oddziału w Zielonej Górze: Garek, Dębna, Wierzba i Krosno Odrzańskie. Uczestnikom gratulował dyrektor Oddziału Kazimierz Chrobak. Fot. Joanna Wasilewska

Nie tylko na własnym podwórku



Oddział w Zielonej Górze

Udział w konferencji pt. "Architektura Zielonej Góry – przestrzeń otwarta" stał się okazją do zaprezentowania, w jaki sposób PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze bierze udział w kształtowaniu krajobrazu miasta.

Inspiracją do organizacji konferencji na Uniwersytecie Zielonogórskim stała się wystawa plenerowa przedstawiająca wielkoformatowe zdjęcia paryskiej dzielnicy La Défense eksponowana od 30 kwietnia do 16 maja na zielonogórskiej starówce. Jest to przykład funkcjonowania

sztuki w przestrzeni miejskiej. Oddział był sponsorem wystawy.

Nasza prezentacja przedstawiała zaangażowanie oddziału w tworzenie przestrzeni, która nas otacza. Mowa była m. in. o budowie pomnika Ignacego Łukasiewicza, wieżowcu naszej firmy, który znacznie wyróżnia się na tle sąsiadujących budynków, a także o trwającym obecnie konkursie na zagospodarowanie placu przed siedzibą. Jesteśmy fundatorem nagród w tym konkursie.

Konferencja odbyła się 14 maja br. Wystąpili na niej także przedstawiciele Urzędu Miasta, Stowarzyszenia Zielonogórskie Per-



Dorota Mundry, kierownik Działu Promocji i PR zaprezentowała na konferencji „Architektura Zielonej Góry – przestrzeń otwarta” jak Oddział „wychodzi poza swoje podwórko” i swoimi działaniami wpływa na obraz miasta. Fot. Magdalena Wajda

spektywy i naukowcy z Uniwersytetu Zielonogórskiego.

Magdalena Wajda
PGNiG SA
Oddział w Zielonej Górze

WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.

Wspieramy akcję „Laleczka KIWANIS DOLL”



Jolanta Pietras

PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze wspiera społeczne projekty. Ma również na celu aktywnie włączyć w te działania swoich pracowników, a także innych przedstawicieli branży.

Na konferencji GAZTERM w Międzyzdrojach zorganizowanej w dniach 13-16 maja br. nasz Oddział poprzez organizację stoiska wyraził swoje wsparcie dla akcji LALECZKA KIWANIS DOLL.

Jest to ogólnopolski projekt skierowany do dzieci przebywających w szpitalach i do samych jednostek medycznych. Laleczka Kiwanis to „przylulanka” terapeutyczna, przy pomocy której lekarz i pielęgniarka pomaga dziecku przygotować się do procedury leczenia. Pokazują na lalce, jak będzie przebiegało leczenie, wykonują markowane zabiegi np. bolesne przez dzieci odbierane zastrzyki czy zakładanie maski tleno-

wej. Dzięki temu mali pacjenci zdecydowanie spokojniej przechodzą trudne zabiegi.

Na stoisku można było pozyskać laleczki pomalowane przez artystów, m.in. Krzysztofa Daukszewicza, Zbigniewa Jujkę, Agatę Buchalik-Drzyzgę, Urszulę Dudziak, malarzy ukraińskich. Pozyskane środki przeznaczone zostały na zakup kolejnych laleczek Kiwanis Doll oraz remont Oddziału Dziecięcego Szpitala Wojewódzkiego w Zielonej Górze.

Klub Kiwanis Zielona Góra i PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze serdecznie dziękują wszystkim, którzy włączyli się do akcji.

Jolanta Pietras
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Wielu gości konferencji odwiedziło stoisko i zakupiło laleczki, dzięki czemu kolejne egzemplarze będą mogły być wyprodukowane. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Laleczka KIWANIS DOLL z nr 11 została wykonana przez członków niemieckiego Oddziału Kiwanis. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

W zgodzie z naturą



Naszym działaniom przyświeca troska o środowisko. Wydobywamy ropę naftową i gaz ziemny z polskich złóż, szanując prawa natury. Racjonalnie gospodarujemy zasobami, stale monitorujemy pracę kopalń i minimalizujemy nasz wpływ na otoczenie.

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



PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA



Jerzy
Zagórski



Marcin
Zachowicz

Spadek rentowności sprzedaży gazu obniżył zysk netto GK PGNiG w I kwartale 2012 roku

Grupa Kapitałowa PGNiG zanotowała w pierwszym kwartale 2012 roku 297 mln zł zysku netto, o 71% mniej w porównaniu do 1,025 mld zł w analogicznym okresie 2011 roku. Jednym z głównych powodów obniżenia zysku netto, pomimo 27% wzrostu przychodów do prawie 9 mld zł, była ujemna marża na sprzedaży gazu wysokometanowego, która wyniosła minus 10%. Wpływ na to miał wzrost jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu o 41% oraz brak decyzji taryfowej pomimo złożonego przez PGNiG już w październiku 2011 roku nowego wniosku taryfowego.



W I kwartale 2012 roku w porównaniu do analogicznego okresu 2011 roku, przychody Grupy PGNiG wzrosły o 27%, do blisko 9 mld zł, głównie na skutek rekordowego wolumenu sprzedaży gazu oraz rozpoczęcia konsolidacji spółki PGNiG Termika, poprzednio Vattenfall Heat Poland, którego przejęcie zostało sfinalizowane w styczniu br.

778 milionów złotych straty segmencie Obrót i Magazynowanie z powodu braku decyzji taryfowej

Wzrost cen ropy naftowej i umocnienie dolara wobec złotego od lipca 2011 roku powiększyły koszty zakupu gazu przez spółkę, co nie uzyskało odzwierciedlenia w taryfie na paliwo gazowe. Przełożyło się to na ujemną marżę na sprzedaży gazu, a w efekcie spadek wyniku operacyjnego w segmencie Obrót i Magazynowanie o 1 mld zł w porównaniu do I kw. 2011.

Strata w segmencie Obrót i Magazynowanie na poziomie 778 mln zł miała decydujący wpływ

na wynik operacyjny Grupy pogarszając EBIT o ponad 1 mld zł w porównaniu do I kw. 2011 roku. Jedynie w ograniczonym stopniu ten negatywny wpływ został zredukowany przez konsolidowany po raz pierwszy w Grupie segment Wytwarzanie, obejmujący produkcję i sprzedaż ciepła oraz energii elektrycznej, który dodał 126 mln zł, a także przez rosnący o 14% tj. 53 mln zł EBIT segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie, poprawiony dzięki wzrostowi cen ropy naftowej.

Konsolidacja wyników finansowych PGNiG Termika

Od I kw. 2012 w pełni konsolidowana jest spółka PGNiG Termika, zajmująca się produkcją i sprzedażą ciepła oraz energii elektrycznej. O znaczeniu tej spółki w Grupie PGNiG może świadczyć fakt, iż przychody ze sprzedaży ciepła w tym okresie były większe niż przychody ze sprzedaży ropy naftowej.

Wolumen sprzedaży ciepła w I kw. 2012 roku wyniósł 17,7 PJ i był o 2% wyższy niż rok wcześniej, głównie wskutek niższych temperatur lutego. Przychody ze sprzedaży ciepła wzrosły w tym czasie o 8%, do 376 mln zł, także ze względu na podwyżkę taryfy na ciepło wprowadzoną w lipcu 2011 roku.

Wolumen sprzedaży energii elektrycznej utrzymał się na podobnym poziomie jak w I kw. 2011 i wyniósł 1,4 TWh. Przychody ze sprzedaży tego produktu wzrosły o 13%, do 370 mln zł, dzięki wyższej średniej cenie energii elektrycznej i czerwonych certyfikatów, a także większemu wolumenowi zielonych certyfikatów. Średnia uzyskana cena energii elektrycznej to 203,5 zł/MWh, o 10,8 zł więcej niż w I kw. 2011.

Bardzo dobre wyniki segmentu Poszukiwania i Wydobywanie

Segment Poszukiwanie i Wydobywanie po raz kolejny zanotował dwucyfrowy wzrost przychodów z usług poszukiwawczych. W pierwszym kwartale 2012 roku przychody z usług świadczonych przez spółki tego segmentu wzrosły o 16% do 238 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku.

Zarazem zauważalne jest zmniejszenie tempa ich wzrostu. Szybciej zwiększały się

przychody z usług wiertniczych – o 22%, które osiągnęły 129 mln zł. Wynika to głównie ze wzrostu popytu krajowego i rosnącego zainteresowania poszukiwaniami gazu łupkowego, związanymi z zobowiązaniami koncesyjnymi.

Wyniki Grupy PGNiG w I kwartale 2012 roku (mln zł)

	I kwartał 2011	I kwartał 2012	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	7 045	8 947	27%
Koszty operacyjne	(5 866)	(8 647)	47%
EBIT	1 179	300	(75%)
Wynik netto	1 025	297	(71%)

Rekordowe zapotrzebowanie na gaz

W I kwartale 2012 roku wydobywanie gazu ziemnego wyniosło 1,1 mld m³. i było na zbliżonym poziomie do wielkości z I kwartału 2011 roku. Pierwsze trzy miesiące 2012 roku przyniosły także rekordowy wolumen sprzedaży gazu, który przekroczył 5,1 mld m³, o 6,6% więcej niż rok wcześniej. Duże zapotrzebowanie na gaz odbiorców indywidualnych, tj. 1,7 mld m³, wynikało z niskiej temperatury – luty był najzimniejszym miesiącem od 2005 roku. Jednocześnie o 12% wzrosło zużycie gazu ziemnego w zakładach azotowych i o 10% w kategorii pozostałych odbiorców przemysłowych. Przychody ze sprzedaży gazu wyniosły 7,4 mld zł, co oznacza wzrost o 16% w stosunku do I kwartału 2011 roku. Jednak koszty sprzedanego gazu wzrosły aż o 42%, co spowodowało znaczny spadek marży na gazie wysokometanowym i doprowadziło do wysokiej straty w Segmencie Obrót i Magazynowanie (778 mln PLN).

Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego – optymalizacja kosztów zakupu gazu

Konsekwentnie realizowana polityka dywersyfikacji źródeł gazu i rozwoju bazy magazynowej przyniosła pozytywne rezultaty w I kwartale 2012 roku. Mimo rekordowego zapotrzebowania na gaz wolumen importu zmniejszył się w porównaniu do I kwartału 2012 roku o ponad 4% do 3 mld m³. Zmianie uległa także struktura importu. Dzięki powiększeniu przepustowości przejścia w Lasowie, wykorzystaniu „wirtualnego rewersu” na gazociągu Jamał oraz interkonektora Moravia sprowadzono z Niemiec i Czech łącznie 860 mln m³, ponad trzykrotnie więcej niż rok wcześniej, gdy import z kierunku zachodniego wyniósł 275 mln m³. Równolegle zmniejszeniu uległ bieżący import z Rosji – z 2,8 do 2,1 mld m³.

Rozbudowa podziemnych magazynów gazu oraz wykorzystanie możliwości pełnego

ich zatłoczenia w sezonie letnim umożliwiły uzyskanie zapasu 1,8 mld m³ na koniec września i 1,5 mld m³ na koniec grudnia 2011 roku. Dzięki temu w I kwartale 2012 roku, w okresie największego zapotrzebowania, wytłoczono z magazynów aż 900 mln m³ gazu.

Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej dzięki wysokim cenom

Produkcja ropy naftowej odbywa się w sposób stabilny – niewielkie zmniejszenie wydobycia w stosunku do I kwartału 2011 roku związane jest m.in. z naturalnym spadkiem wydobycia na złożach eksploatowanych. W I kwartale 2012 roku produkcja ropy naftowej wraz z kondensatem osiągnęła 128 tys. ton, co oznacza o 4% mniej w porównaniu do I kwartału 2011 roku. Tym samym wolumen sprzedaży został ograniczony o 2% do 127 tys. ton.

W połowie 2012 planowane jest podłączenie kolejnych odwiertów na największym obecnie złożu ropy Barnówko-Mostno-Buszewo, a w 2013 rozpoczęcie wydobycia ropy naftowej ze złoża LMG. Zgodnie z prognozą, wydobycie ropy naftowej ze złóż krajowych w 2012 roku osiągnie 480 tys. ton, a w roku 2013 wzrośnie do 750 tys. ton. Wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej był spowodowany jej rosnącą ceną jednostkową. W I kwartale 2012 roku cena średniookresowa ropy Brent wyniosła 119 USD i była o 12% wyższa niż rok wcześniej. W ujęciu złotowym cena tony ropy wzrosła w ciągu roku o 29%. W I kwartale 2012 roku średnia dziewięciomiesięczna cena ropy naftowej wyniosła 113 USD/boe, tj. o 40% więcej niż w I kwartale 2011 roku, a kurs USD/PLN osiągnął poziom ponad 3,2 zł. Średni kurs USD/PLN w I kwartale 2012 roku był o prawie 12% wyższy od kursu w I kwartale 2011 (2,88). Uwzględniając średni kurs USD/PLN, wartość 9-miesięcznej średniej notowań produktów ropopochodnych w I kwartale 2012 roku wyniosła 364 PLN/boe i była o 57% wyższa niż w I kwartale 2011 roku oraz o 1% niższa niż w IV kwartale 2011 roku.

PGNiG wznawia poszukiwania gazu w Libii

Marek Karabula, wiceprezes Zarządu PGNiG SA ds. Górnictwa Naftowego od 12 maja 2012 roku obejmie funkcję prezesa Zarządu POGC Libya B.V. W związku z tym 11 maja br. złożył rezygnację z dotychczas pełnionej funkcji w Zarządzie PGNiG SA oraz ze

stanowiska przewodniczącego Rady Nadzorczej POGC Libya B.V. Natomiast nadal będzie pełnił funkcję członka Rady Nadzorczej PGNiG Norway AS.

Objęcie funkcji prezesa Zarządu POGC Libya B.V. jest związane ze wznowieniem działalności na koncesji Murzuq w zachodniej Libii i przygotowaniami do prac wiertniczych.

Do początku 2011 roku, spółka przeprowadziła badania geofizyczne 3D na obszarze 1,5 tys. kilometrów kwadratowych. Zostały też sfinalizowane badania geofizyczne 2D. Obejmowały one 2,5 tys. kilometrów profilu.

Po ponad roku od zawieszenia działalności przez POGC Libya, w związku z niestabilną sytuacją polityczną, prace związane z poszukiwaniem gazu będą wznowione.



Rada Nadzorcza PGNiG SA popiera decyzję Zarządu w sprawie dywidendy za 2011 rok

Rada Nadzorcza Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA podjęła 9 maja 2012 r. uchwałę, w której pozytywnie oceniła decyzję Zarządu o rekomendowaniu Walnemu Zgromadzeniu PGNiG przeznaczenia 1,6 mld zysku bilansowego za 2011 rok na zwiększenie kapitału zapasowego spółki. Rada pozytywnie oceniła również rekomendację Zarządu o przeznaczeniu zysku zatrzymanego w kwocie 72,5 mln zł na zwiększenie kapitału zapasowego spółki.

Rekomendacja Zarządu wynika z braku odzwierciedlenia kosztów zakupu gazu z importu ponoszonych przez spółkę w czwartym kwartale 2011 roku oraz w pierwszym kwartale 2012 roku w taryfie URE na paliwo gazowe. Wypłata dywidendy akcjonariuszom mogłaby utrudnić prowadzenie zaplanowanych przez spółkę zadań. PGNiG SA już kolejny rok realizuje ambitny program inwestycyjny, którego zakończenie będzie miało istotny wpływ na wzrost wartości spółki dla akcjonariuszy. Realizowane inwestycje są również kluczowe dla bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Joanna Zakrzewska
Rzecznik prasowy PGNiG SA



Druga nitka Gazociągu Północnego

Konsorcjum *Nord Stream AG* poinformowało o zakończeniu przed terminem układania drugiej nitki gazociągu. Ostatnia z 99 953 12-metrowych rur została 18 kwietnia br. ułożona na dnie Bałtyku w pobliżu wyspy Gotland i połączona z drugim odcinkiem biegnącym z północy. Po oczyszczeniu i wykonaniu prób ciśnieniowych rurociąg zostanie osuszony i połączony ze stacjami lądowymi. Uruchomienie przesylu nastąpi pod koniec 2012 r. Zakończenie tego etapu inwestycji oznacza, że Europa Zachodnia będzie mogła otrzymywać 55 mld m³ rosyjskiego gazu ziemnego rocznie.

Układanie gazociągu wykonywały specjalistyczne statki „Castoro Sei” i „Castoro Dieci” należące do włoskiego koncernu *Saipem* oraz statek „Solitaire” należący do firmy *Allseas*.



Stabilizacja wydobycia ropy na świecie

Opublikowana przez „Oil & Gas Journal” statystyka wydobycia ropy naftowej w 2011 r. pokazuje, że przyrost produkcji wyniósł tylko 0,6% (tab. 1), ale w krajach zrzeszonych w OPEC wydobycie wzrosło o 2%, (w 2010 r. było to 1,4%). Pogłębia się uzależnienie Europy Zachodniej od importu ropy, ponieważ podobnie jak w 2010 r. utrzymuje się 10-procentowy spadek wydobycia. Jedynie Włochy wykazują wzrost, ale nie może to zrekomensować zmniejszenia produkcji w Norwegii i W. Brytanii. Zmieniły się wyniki największych producentów – wydobycie w Arabii Saudyjskiej wzrosło o 12,2%, natomiast w Rosji wzrost wyniósł 1,4%. W poszczególnych regionach dodatnie wskaźniki mają Ameryka Południowa i Bliski Wschód, natomiast spadki obserwuje się w Afryce i w Australii z Oceanią. Jeśli rozpatrujemy wyróżniające się wzrosty lub spadki, to najlepszy wynik uzyskała Kolumbia, nieco mniejszy przyrost nastąpił w Wenezueli i wspomnianej wyżej Arabii Saudyjskiej. Największy spadek, wynikający z wojny domowej, nastąpił w Libii (-71,6%), ponadto w Australii (-20,5%), W. Brytanii (-18,5%) i Malezji (-16,6%).

W tabeli podano również dane o zasobach ropy naftowej i gazu ziemnego. Przyrost zasobów ropy w skali światowej wynosi 3,6%, przyrost zasobów gazu tylko 1,5%. Podobnie jak w przypadku wydobycia ropy, OPEC osiągnął lepsze rezultaty, szczególnie w kategorii zasob-

bów gazu. W zestawieniu „Oil & Gas Journal” powstałym na podstawie szacunków z końca roku pokazano znaczny spadek zasobów ropy o 40% w Polsce i jednocześnie wzrost zasobów gazu o 73%. Regionalne wskaźniki nie są bardzo zróżnicowane z wyjątkiem Dalekiego Wschodu, gdzie zasoby ropy zwiększyły się o 18,8%. Przyrost zasobów gazu nastąpił w Ameryce Północnej, głównie dzięki zwiększeniu zasobów w Meksyku o 44,7%. Podobnie jak wydobyciu ropy, dobry wynik osiągnęła Kolumbia z przyrostem zasobów gazu o 18,4%. Zaskakujące są dane z Wietnamu – wzrost zasobów nie był udokumentowany wcześniejszymi informacjami o poważnych odkryciach złożowych.



Wyciek gazu na złożu Elgin na Morzu Północnym

Na złożu Elgin/Franklin w sektorze brytyjskim 25 marca br. nastąpił wyciek gazu i 200 tys. m³ gazu dziennie zaczęło się ulatniać z odwiertu. Na powierzchni morza pojawiła się również plama kondensatu o rozmiarach 22 x 4,5 km. Na platformie było 238 osób, wszyscy zostali bezpiecznie ewakuowani, ale ze względów bezpieczeństwa ewakuowano również personel z pobliskich platform *Shella* i *Statoil*. Awaria nie była tak groźna, jak katastrofa w Zatoce Meksykańskiej 2 lata temu, jednak spowodowała wstrzymanie wydobycia z tego złoża i ograniczenie produkcji z innych. Już 30 marca pochodnia gazowa zgasiła i 5 kwietnia możliwe było wysłanie na platformę ekipy w celu dokonania oceny stanu instalacji i środków niezbędnych do opanowania erupcji, ale jak informuje operator, którym jest *Total E&P UK*, całkowite usunięcie skutków awarii może zająć nawet 6 miesięcy. Inspekcja dokonana przy użyciu zdalnie sterowanego pojazdu podwodnego wykazała, że nie ma wycieku gazu na dnie, ale gaz wypływa z odwiertu na platformie. Plan prac ratunkowych przewiduje dwa warianty: w pierwszym otwór będzie zamknięty przez zatłoczenie ciężkiej płuczki, drugi wariant przewiduje wiercenie 2 otworów ratunkowych. Już obecnie koszty usuwania skutków wycieku wynoszą 2,5 mln USD dziennie.

Złożo Elgin jest eksploatowane od 2001 r. i przed awarią produkcja wynosiła 10,3 tys. t/d ropy.



Tabela 1. Wydobycie ropy naftowej i zasoby ropy i gazu na świecie w latach 2010-2011 (według Oil and Gas Journal, 2011)

Kraj	Wydobycie ropy w tys.t/d			Zasoby ropy w mln t		Zasoby gazu w mld m ³	
	2010	2011	Zmiana 2011:2010 w %	2011	Zmiana 2011:2010 w %	2011	Zmiana 2011:2010 w %
Ameryka Płn.	1469,5	1495,7	1,8	27807679	-0,3	9928,5	9,2
Kanada	372,6	389,0	4,4	23613031	-1	1726,4	-1,6
Meksyk	350,2	345,2	-1,4	1381896	-2,5	490,0	44,7
USA	746,6	761,6	2,0	2812752	8,1	7712,0	11,3
Ameryka Płd.	879,5	944,4	7,4	32479132	0,7	7642,3	1,5
Argentyna	83	75,5	-9,1	340636,5	0	378,6	0
Brazylia	278,8	283,6	1,7	1902192,6	8,7	416,7	13,8
Kolumbia	106,1	125,1	17,9	270313,6	4,6	134,0	18,4
Wenezuela	303,3	341,4	12,5	28719120	0	5521,3	9
Pozostałe	115,2	118,8	3,2	1246869,6	7,1	1191,6	-26
Europa Zach.	482	433,3	-10,1	1455803,2	-2,5	3894,9	-3,2
Dania	33,3	29,9	-10,2	122400	10,8	52,0	-10,6
Norwegia	251,6	236,6	-5,9	723520	-6,2	2005,6	-1,6
W. Brytania	161,8	131,9	-18,5	384531,8	-1,1	252,8	-1,2
Włochy	12,9	13,3	3,3	71148,4	9,8	66,0	3,8
Pozostałe	22,4	21,5	-4,0	154202,9	-2,1	1518,5	-5,4
Europa Wsch.	1820	1826,1	0,3	13608073	0,1	61527,4	-0,1
Azerbejdżan	136	127,2	-6,5	952000	0	849,0	0
Kazachstan	217,6	217,6	0,0	4080000	0	2405,5	0
Inne kraje b. ZSRR	30,1	25,0	-17,2	174896	0	2965,8	0
Polska	1,8	1,7	-7,1	21080	-37,9	94,9	73,4
Rosja	1384,5	1404,2	1,4	8160000	0	47544,0	0
Rumunia	12,2	11,5	-6,0	81600	0	63,0	0
Turkmenistan	29,9	29,9	0,1	81600	0	7499,5	0
Pozostałe	7,9	9,0	13,9	56897,2	1,2	105,6	0
Afryka	1221,6	1080,3	-11,6	16892439	0,5	14416,2	-1,7
Algieria	170	173,4	2,0	1659200	0	4499,7	0
Angola	243,4	223,0	-8,4	1292000	0	309,8	0
Egipt	100,6	94,5	-6,0	598400	0	2184,8	0
Libia	210,8	59,8	-71,6	6405600	1,4	1494,1	-3,5
Nigeria	280,8	296,5	5,6	5059200	0	5107,0	-3,5
Sudan	65,3	63,9	-2,2	680000	0	84,9	0
Pozostałe	150,7	169,1	12,2	1198039,2	-36,6	736,0	-10,4
Bliski Wschód	2896,1	3072,9	6,1	108746601	6,2	79239,3	4,2
Arabia Saudyjska	1090,7	1224,0	12,2	35974720	1,7	8008,9	2,8
Irak	321	337,3	5,1	19461600	24,4	3156,0	0
Iran	503,2	486,9	-3,2	2063120	10,3	33054,4	11,7
Katar	108,8	110,8	1,9	3451680	0	25187,0	-0,7
Kuwejt	276,1	297,2	7,6	13804000	0	1782,9	0
Oman	118,3	121,0	2,3	748000	0	849,0	0
Strefa Neutralna	73,4	80,2	9,3	680000	0	28,3	0
Syria	50,3	44,9	-10,8	340000	0	240,6	0
Zjedn. Emiraty Arab.	312,6	339,8	8,7	13300800	0	6085,5	-5,6
Pozostałe	41,6	30,8	-26,0	18922681	0,4	846,8	9,3
Daleki Wschód	961,3	960,0	-0,1	5937213,6	18,8	13313,5	12,4
Chiny	551,5	556,2	0,9	2767600	0	3028,1	0
Indie	100	106,2	6,2	1215160	57,2	1153,1	7,4
Indonezja	117,9	123,5	4,7	528406,24	-2,7	3992,0	33
Malezja	77,5	64,6	-16,6	544000	0	2348,9	0
Wietnam	43,5	41,5	-4,5	598400	733,3	699,0	363,2
Pozostałe	71	67,9	-4,3	283647,3	-1,3	2092,4	-4,8
Australia i Oceania	70	55,5	-20,7	231711,4	-51,6	970,9	-71,3
Australia	58,5	46,5	-20,5	193889,8	-57,1	788,2	-74,7
Pozostałe	11,6	9,0	-22,6	37821,6	38,7	182,8	-30
Ogółem świat	9806,9	9868,1	0,6	207158652	3,6	190933,1	1,5
w tym OPEC	3958,1	4038,3	2,0	151347600	4,6	94242,9	3,7

Złożo ropy u wybrzeży Irlandii

Firma *Providence Resources plc* z Dublina uzyskała w otworze rozpoznawczym 48/24-10z na obiekcie Barryroe na Morzu Celtyckim stabilny przypływ 477 t/d ropy i 82900 m³/d gazu przy ciśnieniu głowicowym 35 atm. przez zwężkę 68/64", bez wspomaganie. Horyzont ropo- nośny o miąższości 7,3 m zalega na głębokości

2255 m. Są to piaskowce dolnokredowe z lekką ropą o ciężarze 0,8155 g/cm³, z 20-procentową zawartością wosku. Jest to pierwszy przemysłowy przypływ ropy stwierdzony w tym rejonie. Na podstawie danych z 5 odwiertów w tej strefie specjaliści z *Providence* oceniają wielkość perspektywicznego obszaru na 300 km². Technicznie wydobywalne zasoby warunkowe są szacowane na 8 do 19,5 mln t ropy.



Nowe konstrukcje świdrów

Firma *Baker Hughes* opracowała świder hybrydowy łączący cechy świdra gryzowego i technologii narzędzi polikrystalicznych w celu osiągnięcia maksymalnej trwałości i efektywności zwiercania skał, dostosowany do pracy w trudnych, nietypowych warunkach geologicznych. Takie zadanie występowało na Morzu Północnym, gdzie należało przewiercić kompleks bazaltowy. Przy wierceniach w bazaltach na Islandii stosowano świdry polikrystaliczne 12 1/4", jednak problemem były vibracje powodujące poważne uszkodzenia, chociaż koszt był niższy niż w przypadku użycia świdra gryzowego. Zastosowanie świdra hybrydowego Kymera 12 1/4" ze sterowanym napędem pozwoliło na zmniejszenie nacisku i odwiercenie odcinka 487 m przy średnim postępie 21,3 m/h. Jednocześnie mniejszy nacisk na świder zmniejszył ścieralność, co zwiększyło trwałość narzędzia. Sprawdzono też przydatność świdra Kymera do wiercenia otworów kierunkowych zmieniając nachylenie od 0 do 35° - przeciętny postęp wiercenia był dwukrotnie większy niż przy najlepszych świdrach gryzowych.

Inne problemy występują przy rozwiercaniu złóż gazu z łupków, gdzie w dążeniu do redukcji kosztów należało przede wszystkim skrócić czas wykonania odwiertu. W wierceniach w Oklahomie swoją przydatność wykazał świder polikrystaliczny U616M 12 1/4" firmy *Ulterra* z 6 zębami wysokości 16 mm. Koszt odwiercenia odcinka 2153 m od buta rur okładzinowych do głębokości 2474 m był niższy o 44500 USD od kosztu porównywalnego wiercenia wykonanego zwykłym świdrem. Przy wierceniu 5 otworów oszczędności wynosiły 88500 USD. Efektywność stosowania świdrów U616M potwierdziła się również przy przewiercaniu łupków Eagle Ford. Odwiert o głębokości końcowej 3035 m został wykonany w ciągu 107 godzin, o 37,5 godzin krócej niż otwór odwiercony zwykłym świdrem. Postęp wiercenia wynosił 28 m/h, przy czym odcinki pionowy, nachylony i poziomy zostały wykonane tym samym zestawem narzędzi 8 3/4", bez wyciągania z otworu. Oszczędności wyniosły 133 024 USD w porównaniu z ofertą konkurencyjnych wykonawców.

W Północnej Dakocie bardzo dobry wynik uzyskano przy wierceniu świdrem FX64 6" *Halliburtona*. Odwiercenie odcinka poziomego 3055 m do głębokości końcowej 6316 m zajęło tylko 95 godzin, co daje wskaźnik postępu wiercenia 32,1 m/h.

Kolejnym nowym rozwiązaniem przetestowanym w wierceniach podmorskich w Indonezji jest system wiercenia z kontrolowanym ciśnieniem MPD (*Managed Pressure Drilling*) konstrukcji firmy *Weatherford*. Zwiększa on bezpieczeństwo prac wiertniczych zapewniając wczesne wykrywanie erupcji i kontrolę wypływu gazu z risera. Dostępne są dwa tryby pracy MPD: utrzymywanie stałego ciśnienia dennego i zwiększenie ciśnienia płuczki przy całkowitej utracie cyrkulacji. Urządzenie MPD o długości 12 m jest instalowane poniżej stołu wiertniczego i nad elastycznym łącznikiem risera. *Weatherford* zapowiada wdrożenie systemu MPD w wierceniach morskich w Brazylii i Afryce Zachodniej.

Na uwagę zasługują też parametry uzyskane przy wierceniu zwykłymi świdrami. W Kalifornii postęp przy wierceniu odcinka 1184 m świdrem ekscentrycznym 10 3/4" wynosił 71,7 m/h. Postęp w wierceniu odcinka 1014 m w Zatoce Meksykańskiej był mniejszy, bo 52,9 m/h, ale ten wynik uzyskano świdrem polikrystalicznym 26". Były to rezultaty z roku 2011, jeszcze lepszy wynik uzyskano w 2010 r. w Arizonie, gdzie postęp przy wierceniu świdrem udarowym 8 7/8" odcinka 460,5 m wynosił 92,1 m/h. W br. na Alasce świder ekscentryczny 3" uzyskał postęp 31,2 m/h na odcinku 457,5 m.

Parametrem pokazującym trwałość współczesnych narzędzi jest łączny metraż wykonany tym samym świdrem. Najlepszy wynik – 14143,9 m uzyskano w Meksyku świdrem polikrystalicznym 9 1/2" w 19 marszach. Świder ekscentryczny 3 1/2" przewiercił w Kolumbii 5416,6 m w 4 marszach, świder gryzowy z zębami frezowanymi 9 1/2" przewiercił w stanie Kolorado 2397,2 m w 18 marszach. Niewiele mniej, bo 2383,2 m przewiercono świdrem gryzowym z zębami frezowanymi w Zatoce Meksykańskiej, ale był to świder 30". Tego samego typu świdrem 28" przewiercono w Meksyku 2236,9 m w 5 marszach. Świder polikrystaliczny 26" przewiercił w Zatoce Meksykańskiej 1575,2 m w 3 marszach.

Interesujące są także długości pojedynczego marszu. W Brytyjskiej Kolumbii świder polikrystaliczny 8 3/4" przewiercił w jednym marszu 5258,1 m przy średnim postępie 26,9 m/h. Marsz długości 2277,7 m wykonano w Kolumbii świdrem ekscentrycznym 9 1/2" przy postępie 24,5 m/h. W Kuwejcie wielkośrednicowy świder z wkładkami ze spieków 28" uzyskał postęp tylko 6 m/h, ale długość marszu wyniosła 1701,6 m. Inne ważniejsze wyniki to marsz 1571,2 m wykonany w Arizonie świdrem udarowym 9 3/4" z postępie 37,3 m/h i marsz 1271 m wykonany w Iraku świdrem polikrystalicznym 8 1/4" z postępie 10 m/h. Przytoczone wyżej rezultaty dokumentują zarówno zwiększenie szybkości

wiercenia, jak i trwałości, co przekłada się na skrócenie czasu wykonania odwiertu i obniżkę kosztów. Prawie wszystkie wymienione wyżej świdry zostały wyprodukowane przez firmę *SmithBits*.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Rigzone, Statoil, Upstream, World Oil*.



LOTOS zalicza pierwszy kwartał do udanych

597 mln zł zysku netto wypracował LOTOS po I kwartale tego roku. To siedmiokrotnie więcej niż w IV kwartale 2011. W tym samym czasie zysk operacyjny spółki wyniósł 419 mln zł i wzrósł o 193% kwartał do kwartału.

Przychody ze sprzedaży w I kw. br. wyniosły 7 832,3 mln zł i były niższe o 6,4% kw./kw. i wyższe o 20,2% r./r.

– W pierwszym kwartale 2012 roku w pełni wykorzystaliśmy potencjał LOTOSU. Zwiększyliśmy wydobycie ropy, przy korzystnych cenach surowca oraz odnotowaliśmy wzrost udziałów w krajowym rynku paliw – wymienia Paweł Olechnowicz, prezes Grupy LOTOS S.A. – Co ważne, korzystny wpływ otoczenia makroekonomicznego odczuwamy od początku drugiego kwartału, co pozytywnie wpływa na wyniki finansowe spółki.

Po lutym 2012 udział LOTOSU w krajowym rynku paliw ogółem wyniósł 35,1%, co stanowi wzrost o 1,6 p.p. w porównaniu z danymi opublikowanymi na koniec ub.r. Warto podkreślić, że wzrost udziałów w rynku LOTOS wypracował mimo ogólnego spadku konsumpcji paliw płynnych w Polsce, który po styczniu i lutym br. wyniósł 7%.

W I kw. 2012 otoczenie makroekonomiczne wykazywało dużą zmienność. Czynniki, które miały istotny wpływ na kształtowanie wyników LOTOSU to m.in. wzrost kursu dolara na koniec ww. okresu o 10,6% w porównaniu z I kw. 2011, co miało wpływ na przeszacowanie wartości zadłużenia spółki, w większości denominowane w dolarze.

Efekt finansowy Programu Optymalnej Ekspansji w I kw. br. dał 57 mln zł korzyści z działań proefektywnościowych, 25 mln zł oszczędności na skutek ograniczenia kosztów administracyj-

nych, marketingowych i sponsoringowych oraz 60 mln zł oszczędności w ramach zamrożenia części inwestycji. Co w sumie daje 142 mln zł oszczędności, czyli 65% planu przewidzianego na cały rok.

Więcej ropy, większa sprzedaż

Wzrost przychodów ze sprzedaży segmentu wydobywczego o 160,5 mln zł (r./r.) i o 125 mln zł (kw./kw.) to w głównie mierze efekt wzrostu wolumenu sprzedaży ropy Roze- wie, wynikający z uruchomienia tymczasowej produkcji surowca ze złoża B8. Również wyższe notowania ropy przyczyniły się do wzrostu przy- chodów ze sprzedaży segmentu.

W I kw. 2012, na Morzu Bałtyckim, spółka LOTOS Petrobaltic prowadziła wydobywanie ropy i gazu ze złoża B3 oraz kontynuowała tym- czasową produkcję ropy naftowej ze złoża B8. W okresie przewidywanej eksploatacji złoża B8, tj. IV kw. 2011 – II kw. 2012, zakłada się wydo- bycie na poziomie ok. 48 tys. ton.

W analizowanym okresie LOTOS Geonafta prowadziła wydobywanie ropy naftowej ze złóż lądowych Girkaliai, Kretinga i Nausodis oraz Genciu na terenie Republiki Litewskiej. Ponadto spółka UAB Manifoldas prowadziła wydobywanie ropy naftowej na złożach Liziai i Veziciaciai.

LOTOS wykorzystuje popyt na benzynę

Wzrost o 20% przychodów ze sprzedaży segmentu produkcji i handlu w I kw. br. (r./r.) wynika przede wszystkim z wyższych notowań cen ropy i produktów naftowych na rynkach światowych, wyższego kursu USD oraz opty- malizacji struktury sprzedaży. W analizowanym okresie średni poziom notowań ropy Brent (Da- ted Brent) wyniósł 118,60 USD/bbl, tj. o 13,17 USD/bbl (+12,5% r./r.). W porównaniu do po- przedniego kwartału nastąpiła obniżka przycho- dów ze sprzedaży związana głównie z 9,7-pro- centowym spadkiem wolumenu sprzedaży w tym segmencie. Negatywny wpływ na wynik operacyjny segmentu produkcji i handlu w I kw. br. miał przede wszystkim spadek dyferencjału Brent/Ural (r./r.), niższa marża na sprzedaży pro- duktów innych niż paliwa i asfalty oraz związa- ny z wyższą ceną ropy wzrost wyceny zużycia własnego.

Dwa niezależne ciągi destylacji ropy w gdańskiej rafinerii umożliwiają Grupie LOTOS większą elastyczność w doborze mieszanek rop naftowych adekwatnym do uwarunkowań ryn- kowych (tj. do kształtowania się marż na pro- duktach ropopochodnych). W I kw. br. udział ropy lekkiej typu Rozewie wydobywanej przez LOTOS Petrobaltic wzrósł o 10,3% w porówna- niu do I kw. 2011 r. i o 27,4% w porównaniu do IV kw. 2011. Na wysokim poziomie utrzymywał się również udział lekkiej ropy Aasgard o po-

tencjałe benzynowym. Dzięki ww. strukturze przerobu LOTOS wykorzystał w I kw. br. wysokie marże z notowań dla benzyn, co miało pozytywny wpływ na wyniki finansowe spółki.

W analizowanym okresie w pełni widoczny był też efekt włączenia do eksploatacji instalacji odasfaltowania rozpuszczalnikowego (ROSE), dzięki której możliwe było przekierowanie części ciężkich pozostałości z przerobu ropy do dalszej produkcji paliw, przez co ograniczeniu uległ wo- lumen produkcji i sprzedaży niskomarżowego ciężkiego oleju opałowego.

LOTOS rośnie w detalu

Udział LOTOSU w polskim rynku detalicznym mierzony wolumenem sprzedaży paliw ogółem po 2 miesiącach 2012 r. wzrósł do poziomu 8,2% (7,5% w porównywalnym okre- sie 2011 r.). Warto zauważyć, że udział spółki w rynku detalicznym olejów napędowych na koniec lutego 2012 r. osiągnął poziom 10%. Zgodnie z zapisami strategii do 2015 r. LO- TOS planuje uzyskać minimum 10-procentowy udział w sprzedaży detalicznej paliw.

Większy udział w rynku i wzrost wolumenu sprzedaży detalicznej w I kw. br. o 3,1% (r./r.) to m.in. efekt wprowadzenia na rynek nowej marki ekonomicznych stacji paliw LOTOS OPTIMA.



LOTOS drugą największą firmą w Polsce

W corocznym rankingu największych pol- skich spółek – zatytułowanym „Lista 500” – LOTOS zajął rekordowe 2 miejsce, awansując o 3 pozycje. Ranking za 2011 rok przygo- towała redakcja dziennika „Rzeczpospolita”.

O miejscu w rankingu decydowały przycho- dy ze sprzedaży, jakie przedsiębiorstwa wypra- cowały w minionym roku. Na tym polu LOTOS, który 2011 r. zakończył wynikiem 29,2 mld zł, mógł pochwalić się aż 49-procentowym wzro- stem przychodów. To najlepszy wynik spośród 10 największych firm sklasyfikowanych w zesta- wieniu „Lista 500”.

Dobra pozycja LOTOSU to efekt sprawnego funkcjonowania całej organizacji, a przede wszystkim wysokiego przerobu ropy naftowej oraz sprzedaży produktów naftowych, możliwy dzięki pełnemu wykorzystaniu instalacji wybu- dowanych w ramach Programu 10+.

Dzięki efektywnej realizacji 10+ przerób rafinerii Grupy LOTOS S.A. w Gdańsku wy- niósł w 2011 r. blisko 9,2 mln ton, co stanowi wzrost o 13% r./r. Udział koncernu w krajowym

rynku paliw na koniec 2011 r. wyniósł 33,5%, a w rynku detalicznym 8%.

Grupa LOTOS jest grupą kapitałową, w skład której oprócz Grupy LOTOS S.A. (spółka matka), LOTOS Czechowic, LOTOS Jasła i LOTOS Petrobaltic (prowadzi poszukiwania oraz wydo- bycie ropy naftowej i gazu na Morzu Bałtyckim) wchodzi kilkanaście spółek córek spod znaku LOTOS.

Poprzez spółki LOTOS Petrobaltic i LOTOS Norge koncern obecny jest również na polskim i norweskim szelfie kontynentalnym, gdzie prowadzi prace poszukiwawczo-wydobywcze w zakresie eksploatacji złóż ropy naftowej. Dzięki przejęciu 100% udziałów w spółce LOTOS Geonafta koncern zyskał również dostęp do lą- dowych złóż ropy naftowej, zlokalizowanych na terytorium Litwy. Zgodnie z zapisami strategii na lata 2011-2015 LOTOS planuje wydobywać 1,2 mln ton ropy naftowej rocznie do 2015 r.



Stacje LOTOS – Marka Godna Zaufania

Stacje LOTOS zostały laureatem prestiżo- wego Kryształowego Godła European Trusted Brands 2012 w kategorii Stacja Benzynowa. Placówki marki LOTOS uzyskały w rankingu najwyższe oceny w aż czterech kryteriach.

Konkretnie za jakość, silny wizerunek, zro- zumienie potrzeb klienta oraz odpowiedzialność społeczną. Stacje LOTOS uzyskały tym samym najwyższy sumaryczny wynik w swojej kategorii – ponad 23 punkty na 25 możliwych.

European Trusted Brands to jedno z naj- większych i najszerzej zakrojonych badań kon- sumenckich, przeprowadzanych w Europie przez Wydawnictwo Reader's Digest, mające na celu określenie stopnia zaufania do wartości, instytucji i marek produktowych. W tym roku badanie to przeprowadzono po raz dwunasty w 15 krajach Europy. W Polsce wzięło w nim udział ponad 1000 osób wpisując swojego fa- woryta w ankiecie on-line. Formularze zostały przetworzone i opracowane przez niezależną firmę badawczą Wyman Dillon Ltd.UK w Lon- dynie.

– Kryształowe Godło European Trusted Brands 2012 to kolejne wyróżnienie dla sieci stacji LOTOS przyznane przez naszych klientów w tym roku – podkreśla Magdalena Jurdziak, dy- rektor Biura Marketingu LOTOS Paliwa – Jest to cenne i wiarygodne wyróżnienie, poprzedzone otwartym badaniem, w którym Polacy dokonali spontanicznego wyboru spośród marek dostęp-

nych na rynku, bez jakiegokolwiek sugestii. Nasza marka jest postrzegana jako przyjazna i spójna wizerunkowo. Jest dobrze znana klientom, którzy się z wysoką jakością i zaangażowaniem w sprawy społeczne. Wszystko to sprawia, że LOTOS jest Marką Godną Zaufania.

W styczniu 2012 r. minęło szesnaście lat od powołania spółki LOTOS Paliwa, odpowiadającej za rozwój i zarządzanie ogólnopolską siecią stacji paliw LOTOS. Aktualnie w sieci LOTOS funkcjonuje łącznie 366 stacji dogodnie zlokalizowanych w miastach i przy trasach przebiegających. Te ostatnie, dzięki dużym parkingom, są także doskonałym miejscem do odpoczynku w czasie podróży.

Spółka realizuje również inwestycje związane z budową stacji przy autostradach i drogach ekspresowych w ramach tzw. Miejsc Obsługi Podróżnych oraz rozwija sieć ekonomiczną pod nazwą LOTOS Optima.

LOTOS Paliwa posiada także certyfikowany przez PCBC S.A. system zarządzania jakością w zakresie hurtowego obrotu i dostarczania do stacji paliw benzyn i olejów napędowych do pojazdów samochodowych oraz hurtowego obrotu lekkimi olejami opałowymi.

Marcin Zachowicz
Rzecznik prasowy Grupa LOTOS S.A.



GAZ-SYSTEM S.A. debiutuje w Rankingu Odpowiedzialnych Firm w Polsce

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. zadebiutował w Rankingu Odpowiedzialnych Firm 2012, opracowanym przez Centrum Etyki Biznesu Akademii Leona Koźmińskiego i dziennik „Gazetę Prawną”. Spółka zajęła 4 pozycję wśród debiutantów, 9 miejsce wśród firm z sektora energetycznego oraz 40 pozycję w ogólnym zestawieniu.

Ranking Odpowiedzialnych Firm ogłaszany jest co roku. Do udziału w tegorocznej, szóstej edycji, zaproszono ponad 500 firm. Ranking powstał na podstawie ankiety przygotowanej przez dr. Bolesława Roka, eksperta z Centrum Etyki Biznesu Akademii Leona Koźmińskiego we współpracy z firmą doradczą PwC, która była odpowiedzialna za weryfikację tego badania. Tegoroczna ankieta składała się z 66 pytań zamkniętych, podzielonych na pięć obszarów: odpowiedzialne przywództwo, dialog

z interesariuszami, zaangażowanie społeczne, odpowiedzialne zarządzanie i innowacyjność społeczna.

– Nasz debiut w Rankingu Odpowiedzialnych Firm oceniam za udany. Nasze dotychczasowe działania w związku z realizacją piątego kierunku strategii biznesowej – Zarządzanie spółką z perspektywy zrównoważonego rozwoju zostały poddane profesjonalnej zewnętrznej weryfikacji i wysoko ocenione. Mobilizuje nas to do dalszego rozwoju i doskonalenia naszych działań w tym zakresie – mówi Jan Chadam, prezes Zarządu GAZ-SYSTEM S.A.

W marcu 2012 rok firma GAZ SYSTEM S.A. została również Partnerem Strategicznym Forum Odpowiedzialnego Biznesu (FOB), największej i najstarszej organizacji pozarządowej w Polsce, która zajmuje się koncepcją społecznej odpowiedzialności biznesu w kompleksowy sposób.

Współpraca z Forum z pewnością wpłynie na rozwój naszych kompetencji i realizację kolejnych praktyk biznesowych w obszarze odpowiedzialnego biznesu.



Podwyższenie kapitału spółki zależnej Polskie LNG S.A.

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. uzyskał wszystkie niezbędne zgody korporacyjne do podwyższenia kapitału zakładowego spółki zależnej Polskie LNG S.A. o kwotę 398 mln złotych.

Kapitał zakładowy Polskiego LNG S.A. zostanie podwyższony poprzez objęcie 398 tysięcy nowych, imiennych akcji zwykłych o wartości nominalnej 1000 zł za akcję. Po tej transakcji kapitał zakładowy spółki Polskie LNG S.A. wzrośnie z 670 mln zł do 1 068 mln zł.

Spółka Polskie LNG S.A. została powołana do budowy terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu, jej właścicielem jest Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Terminal LNG w Świnoujściu jest główną inwestycją realizowaną w Polsce na rzecz poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju i zarazem pierwszym tego typu projektem w Europie Środkowo-Wschodniej. Wraz z budowaną obecnie infrastrukturą przesyłową, terminal LNG umożliwi dostęp do światowego rynku LNG nie tylko Polsce, ale także państwom regionu.



Rozstrzygnięcie konkursu na prezesa Zarządu spółki Polskie LNG S.A.

Rada Nadzorcza Polskiego LNG S.A., w ramach postępowania kwalifikacyjnego, dokonała 26 kwietnia 2012 r. wyboru Rafała Wardzińskiego na stanowisko prezesa Zarządu Spółki.

W zgodnej ocenie Rady Nadzorczej Polskiego LNG S.A. kandydatura Rafała Wardzińskiego spełniła wszelkie kryteria określone w ogłoszeniu Rady Nadzorczej w sprawie przeprowadzenia postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko prezesa Zarządu Spółki. Rada Nadzorcza, podejmując decyzję o wyborze Rafała Wardzińskiego na stanowisko prezesa Zarządu, kierowała się wysokimi kompetencjami oraz doświadczeniem zawodowym kandydata w obszarach zgodnych z celami realizowanymi przez spółkę.

Rafał Wardziński został członkiem Rady Nadzorczej Polskiego LNG S.A. 27 stycznia 2012 r. 24 lutego br. został oddelegowany przez Radę Nadzorczą do pełnienia obowiązków prezesa Zarządu Polskiego LNG S.A. Doświadczenie w sektorze gazowym zdobywał pracując od 2008 roku w Ministerstwie Skarbu Państwa gdzie, jako zastępca dyrektora Departamentu Spółek Kluczowych, nadzorował najważniejsze spółki z sektora ropy i gazu. W przeszłości pełnił funkcję członka Rad Nadzorczych spółek z udziałem Skarbu Państwa, takich jak: Grupa LOTOS S.A., PERN „Przyjaźń” S.A., GAZ-SYSTEM S.A. Obecnie Rafał Wardziński jest wiceprzewodniczącym Rady Nadzorczej TAURON Polska Energia S.A.

Od 2008 r. Rafał Wardziński zajmował się projektem budowy gazoportu w Świnoujściu. Uczestniczył m.in. w działaniach związanych z wyznaczeniem docelowej lokalizacji pod budowę tej kluczowej inwestycji energetycznej. Brał także czynny udział w przygotowaniu regulacji prawnych niezbędnych do realizacji tego przedsięwzięcia, w tym ustawy o inwestycjach w zakresie budowy terminalu LNG.

Maciej Mazur
Kierownik ds. Komunikacji i PR
Polskie LNG S.A.



Stanisław Szafran



Wioleta Wanat



Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

70 urodziny Maria Skalska
z oddziału w Krośnie
w dniu 9.05.2012 r.

70 urodziny Krzysztof Kozikowski
z oddziału w Poznaniu
w dniu 15.05.2012 r.

70 urodziny Marian Ziędański
z oddziału w Warszawie II
w dniu 15.05.2012 r.

70 urodziny Zdzisław Nowak
z oddziału w Gdańsku
w dniu 16.05.2012 r.

70 urodziny Bogdan Wojciechowski
z oddziału w Warszawie II
w dniu 21.05.2012 r.

70 urodziny Krystyna Rudaś
z oddziału w Warszawie II
w dniu 23.05.2012 r.

70 urodziny Jerzy Foltyn
z oddziału w Pile
w dniu 26.05.2012 r.

75 urodziny Jan Balik
z oddziału w Zielonej Górze
w dniu 3.05.2012 r.

75 urodziny Leszek Pawlak
z oddziału w Warszawie I
w dniu 24.05.2012 r.

75 urodziny Jan Strygar
z oddziału w Czechowicach
w dniu 29.05.2012 r.

80 urodziny Anna Magrysiewicz
z oddziału w Krakowie
w dniu 1.05.2012 r.

80 urodziny Maria Biernat - Hyrcza
z oddziału w Sanoku
w dniu 26.05.2012 r.

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

Kalendarium

9.05.2012 r. w Krakowie odbyło się Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Oddziału SITP NiG w Krakowie. Podsumowano efekty dotychczasowej działalności Oddziału. Wybrano nowe władze Oddziału na kadencję 2012 - 2016.

9-11.05.2012 r. w Bóbrce odbyła się Konferencja Naukowo-Techniczna pt. „Innowacyjne technologie budowy gazociągów oraz kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego” zorganizowana przez Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego oraz PGNiG Technologie Sp. z o.o.

14.05.2012 r. w Warszawie odbyło się posiedzenie Rady Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce.

14-16.05.2012 r. w Międzyzdrojach odbyła się XV Jubileuszowa Konferencja GAZTERM 2012 poświęcona problemom gazownictwa i ciepłownictwa pt. „Perspektywy rozwoju gazownictwa”.

15.05.2012 r. w Tarnowie odbyło się Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Oddziału SITP NiG w Tarnowie. Przedstawiono sprawozdanie z działalności Oddziału SITP NiG w kadencji 2008 – 2012 roku. Wybrano nowe władze Oddziału na kadencję 2012 - 2016.

16-17.05.2012 r. w Centrum Nauki Kopernik w Warszawie odbyła się II edycja Konferencji ShaleScience poświęconej tematyce gazu łupkowego organizowanej przez ORLEN Upstream, Energy and Geoscience Institute – University of Utah oraz Schlumberger Innovation Center, SLC, USA. Uczestnicy dyskusji zaprezentowali aspekty naukowo-techniczne tego zagadnienia skupiając się w szczególności na optymalizacji technik wydobywczych oraz ocenie ich dotychczasowej efektywności.

22.05.2012 r. w Poznaniu odbyło się Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Oddziału SITP NiG w Poznaniu. Podsumowano efekty działalności Oddziału SITP NiG. Wybrano nowe władze Oddziału na kolejną kadencję.

23 – 25.05.2012 r. w Bóbrce odbył się VII Polski Kongres Naftowców i Gazowników pt. „Strategia polskiego przemysłu naftowego, gazowniczego i rafineryjnego w dobie światowego kryzysu gospodarczego”. Kongres pod patronatem: wiceprezesa Rady Ministrów, ministra gospodarki – Waldemara Pawlaka, ministra Skarbu Państwa – Mikołaja Budzanowskiego, podsekretarza stanu w Ministerstwie Środowiska, głównego geologa kraju – Piotra Woźniaka.

29-31.05.2012 r. Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie odbyła się XXIII Konferencja Naukowo-Techniczna OIL – GAS AGH 2012 pt. „Gaz ziemny ze złóż niekonwencjonalnych w Polsce”.

XXXIV posiedzenie Rady Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce

14 maja 2012 r. odbyło się w sali konferencyjnej PKN ORLEN SA w Warszawie przy ul. Chłodnej 51 XXXIV posiedzenie Rady Fundacji Bóbrka. Posiedzeniu przewodniczył Mieczysław Jakiel – prezes Rady Fundacji. Przedmiotem posiedzenia było:

- Sprawozdanie Zarządu Fundacji z działalności merytorycznej i finansowej Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w roku 2011;
- Sprawozdanie Rady Fundacji z działalności w 2011 r.;
- Zmiany w składzie Zarządu Fundacji;
- Informacja Zarządu o realizacji programu działania Fundacji Bóbrka, w pierwszym kwartale 2012 r.

1. Rada Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce, w oparciu o § 31 pkt. 3 Statutu Fundacji, po rozpatrzeniu przedstawionego przez Zarząd sprawozdania finansowego oraz sprawozdania z działalności merytorycznej Fundacji Bóbrka w roku 2011 oraz po zapoznaniu się z treścią opinii niezależnego biegłego rewidenta postanowiła:

- Przyjąć sprawozdanie z działalności merytorycznej za w/w okres bez zastrzeżeń;
- Zatwierdzić sprawozdanie finansowe Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce sporządzone 31.12.2011 r., zamykające się po stronie aktywów i pasywów sumą bilansową



Mgr inż. Czesław Bobek – ustępujący prezes Zarządu Fundacji Bóbrka
Fot. S. Szafran



Mgr inż. Bohdan Gocz – nowo powołany prezes Zarządu Fundacji Bóbrka. Fot. S. Szafran



mgr Barbara Olejarz – nowo powołana dyrektor Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce. Fot. S. Szafran

8 137 070,46 zł oraz dodatnim wynikiem finansowym w rachunku zysków i strat w kwocie 497 741,75 zł (netto).

Rada Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce wyraziła uznanie Zarządowi oraz całemu zespołowi pracowników Fundacji za działalność w roku 2011.

2. Rada Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce, w oparciu o § 31 pkt 3 Statutu Fundacji, postanowiła:

- przyjąć przedłożone przez sekretarza Rady sprawozdanie z działalności merytorycznej Rady Fundacji w roku 2011 w celu przedłożenia Fundatorom.

3. Po przyjęciu sprawozdań z działalności Fundacji w 2011 r. mgr inż. Czesław Bobek przekazał Radzie Fundacji rezygnację z pełnie-

nia funkcji prezesa Zarządu Fundacji motywując to chęcią przejścia na emeryturę. Rada Fundacji przyjęła rezygnację mgr inż. Czesława Bobka, wyrażając uznanie i podziękowanie za wieloletnie kierowanie działalnością Zarządu Fundacji. Tym samym Rada stwierdziła wygaśnięcie mandatu prezesa Zarządu Fundacji pana mgr inż. Czesława Bobka wynikające z § 35 pkt 3 Statutu Fundacji. Rada Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce, w oparciu o § 31 pkt 7 Statutu Fundacji, powołała na prezesa Zarządu Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce mgr inż. Bohdana Gocza. Pan mgr inż. Bohdan Gocz od kilkunastu lat pracuje w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce. Opracowywał, przygotowywał, realizował i nadzorował projekty modernizacji obiektów muzealnych. Doskonale zna problemy działalności muzeum i jest dobrze przygotowany do kierowania jego funkcjonowaniem i rozwojem.

Mgr inż. Bohdan Gocz dziękując za powierzenie mu tak odpowiedzialnej funkcji zwrócił się do Rady Fundacji o wyrażenie zgody na powołanie na stanowisko dyrektora Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce pani mgr Barbary Olejarz. Rada Fundacji przyjęła decyzję prezesa Zarządu Fundacji o powołaniu pani mgr Barbary Olejarz na dyrektora muzeum do akceptującej wiadomości.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITP NiG



Rada i Zarząd Fundacji Bóbrka

Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITPNiG w Tarnowie

15 maja 2012 r. w sali konferencyjnej Zakładu Gazowniczego w Tarnowie odbyło się Walne Zwyczajne Zgromadzenie Delegatów Oddziału Tarnowskiego SITPNiG. Podczas obrad WZDO zasłużeni działacze SITPNiG zostali udekorowani Odznakami Honorowymi SITPNiG oraz FSNT NOT. W referacie sprawozdawczym ustępującego Zarządu Oddziału SITPNiG, ocenie Komisji Rewizyjnej Oddziału oraz dyskusji uczestników WZDO podsumowano dokonania Oddziału w kadencji 2008 - 2012 i oceniono metody i atmosferę pracy w tarnowskim środowisku gazowników Stowarzyszenia. Na wniosek Komisji Rewizyjnej Oddziału jednogłośnie udzieliło absolutorium ustępującym władzom Oddziału SITPNiG. Wybrano 12 osobowy Za-

rząd Oddziału, 3 osobową Komisję Rewizyjną Oddziału, 3 osobowy Sąd Koleżeński Oddziału oraz 7 delegatów i 2 zastępców delegatów na XXXVIII Walny Zjazd Sprawozdawczo-Wyborczy Delegatów SITPNiG. Ponadto wybrano delegatów do Rad Terenowych FSNT NOT w: Kielcach, Krakowie, Lublinie i Rzeszowie.

Prezesem Oddziału na nową kadencję został wybrany ponownie kol. Bogusław Baniak. Zarząd Oddziału SITPNiG w Tarnowie wybrano w następującym składzie:

1. Bogdan Baniak – prezes Oddziału SITPNiG,
2. Grażyna Jarecka – wiceprezes,
3. Leszek Kozioł – wiceprezes,
4. Janina Dziędziel – Gostek – skarbnik,



Bogdan Baniak - prezes ustępującego Zarządu Oddziału prezentuje referat sprawozdawczy za upływającą kadencję. Fot. S. Szafran

5. Agnieszka Starzec – sekretarz,
6. Józef Katra,
oraz przewodniczący kół wchodzący w skład Zarządu Oddziału z mocy Statutu SITPNiG:

7. Grzegorz Adamczyk
8. Jerzy Kosiński
9. Marcin Sykuliński
10. Andrzej Fudala
11. Tomasz Życzyński
12. Zbigniew Łabuz

Komisja Rewizyjna Oddziału wybrana została w składzie:

1. Alicja Kaczmarczyk,
2. Małgorzata Szatko,
3. Tomasz Kozakiewicz

Sąd Koleżeński Oddziału wybrano w składzie:

1. Ryszard Ryba
2. Maria Gajda
3. Lucjan Łużecki

Delegatami na XXXVIII Walny Zjazd Sprawozdawczo-Wyborczy Delegatów SITPNiG zostali:

1. Ryszard Ryba,
2. Bogdan Pastuszko,
3. Wojciech Łuszcz,
4. Bogdan Baniak,
5. Jerzy Kosiński,
6. Grażyna Jarecka,
7. Zbigniew Łabuz

Delegatami do Rad Terenowych FSNT NOT zostali wybrani:

1. Ryszard Ryba – Rada w Krakowie,
2. Tomasz Życzyński – Rada w Lublinie,
3. Jerzy Kosiński – Rada w Rzeszowie,
4. Tomasz Kozakiewicz – Rada w Kielcach.

Komisja Uchwał i Wniosków przedstawiła szereg propozycji kierunków i sposobów działania Stowarzyszenia w Oddziale SITPNiG w Tarnowie.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG



Głosowanie w sprawie udzielenia absolutorium ustępującemu Zarządowi Oddziału. Fot. S. Szafran



Grono Koleżanek i Kolegów uhonorowanych Odznakami Honorowymi SITPNiG i FSNT NOT. Fot. S. Szafran

Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITPNiG w Krakowie

9 maja 2012 r. w sali konferencyjnej Oddziału Karpackiego Państwowego Instytutu Geologicznego w Krakowie odbyło się Walne Zwyczajne Zgromadzenie Delegatów Oddziału Krakowskiego SITPNiG. Przed rozpoczęciem obrad WZDO zasłużeni działacze SITPNiG zostali udekorowani Odznakami Honorowymi SITPNiG oraz FSNT NOT. W referacie sprawozdawczym ustępującego Zarządu Oddziału SITPNiG, ocenie Komisji Rewizyjnej Oddziału oraz dyskusji uczestników WZDO podsumowano dokonania Oddziału w kadencji 2008 - 2012 i wysoko oceniono metody i atmosferę pracy w krakowskim środowisku stowarzyszeniowym. Uczestnicy Walego Zgromadzenia Delegatów Oddziału chwilą ciszy uczcili pamięć koleżanek i kolegów, którzy zmarli w minionej kadencji. Wybrano 20 osobowy Zarząd Oddziału, 3 osobową Komisję Rewizyjną Oddziału, 3 osobowy Sąd Koleżeński Oddziału oraz 6 delegatów i 2 zastępców delegatów na XXXVIII Walny Zjazd Sprawozdawczo-Wyborczy Delegatów SITPNiG. Ponadto wybrano 2 delegatów do Rady Wojewódzkiej FSNT NOT.

Prezesem Oddziału na nową kadencję został wybrany ponownie kolega Krzysztof Dybaś.

Zarząd Oddziału SITPNiG w Krakowie wybrano w następującym składzie:

1. Krzysztof Dybaś,
2. Andrzej Michniewski,
3. Marek Wiensak,
4. Kinga Wróblewska,
5. Jan Wójcik,
6. Elżbieta Jezierska,
7. Krystian Liszka,
8. Anna Wantuch,

9. Jan Artymiuk,
10. Maria Rudzik.

oraz przewodniczący kół wchodzący w skład Zarządu Oddziału z mocy Statutu SITPNiG

11. Franciszek Brach – Koło Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków,
12. Józef Chowaniec – Koło Państwowy Instytut Geologiczny,
13. Barbara Czopek – Koło AGH Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Kat. Surowców Energet.,
14. Jerzy Czopek – Koło Instytut Nafty i Gazu,
15. Piotr Dacewicz – Koło „Geofizyka – Kraków”,
16. Krzysztof Wesołowski – Koło przy Zakładzie Gazowniczym,
17. Albin Wojnar – Koło AGH Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu,
18. Jerzy Ziętek – Koło AGH Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Kat. Geofizyki,
19. Ryszard Cygan – Klub Absolwentów Uczelni Zagranicznych,
20. Lucjan Rudzik – Klub Seniora Naftowca.

Komisja Rewizyjna Oddziału wybrana została w składzie:

1. Ryszard Filipowicz – przewodniczący,
2. Alicja Szczepaniak – z-ca przewodniczącego,
3. Zdzisław Zubrzycki – sekretarz.

Sąd Koleżeński Oddziału wybrano w składzie:

1. Czesław Rybicki – przewodniczący,
2. Grzegorz Mleczo – z-ca przewodniczącego,
3. Ewa Worobjow – sekretarz.



Referat sprawozdawczy prezentuje kol. Krzysztof Dybaś - prezes ustępującego Zarządu Oddziału. Fot. S. Szafran

Delegatami na XXXVII Walny Zjazd Sprawozdawczo-Wyborczy Delegatów SITPNiG zostali wybrani:

1. Krzysztof Dybaś,
2. Andrzej Michniewski,
3. Józef Chowaniec,
4. Piotr Niewiarowski,
5. Albin Wojnar,
6. Andrzej Gonet.

Zastępcami delegatów na XXXVII Walny Zjazd Sprawozdawczo-Wyborczy Delegatów SITPNiG wybrano:

1. Maciej Załubka,
2. Barbara Czerwińska.

Delegatami do Krakowskiej Rady FSNT NOT zostali wybrani:

1. Józef Chowaniec,
2. Jan Artymiuk.

Komisja Uchwał i Wniosków przedstawiła szereg propozycji kierunków i sposobów działania Stowarzyszenia zarówno w środowisku krakowskim jak i w innych dziedzinach jego pracy.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG



Koleżanki i Koledzy uhonorowani Diamentową Odznaką Honorową SITPNiG Fot. S. Szafran



Koleżanki i Koledzy uhonorowani Złotą Odznaką Honorową SITPNiG. Tot. S. Szafran

Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITPNiG w Sanoku

20 kwietnia 2012 r. w sali konferencyjnej Ośrodka Rekreacyjno-Wypoczynkowego w Czarnej k/Ustrzyk Dolnych odbyło się Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Sanockiego Oddziału Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego.

W referacie sprawozdawczym ustępującego Zarządu Oddziału SITPNiG zaprezentowanym przez prezesa Oddziału SITPNiG w Sanoku kol. Tadeusza Kozimora został przedstawiony ogromny zakres działalności i osiągnięcia Oddziału SITPNiG w minionej kadencji. Komisja Rewizyjna Oddziału i dyskutanci bardzo wysoko ocenili działalność Oddziału w kadencji 2008 - 2012. W imieniu delegatów, na ręce ustępującego Prezesa kol. Tadeusza Kozimora Prezydium Zgromadzenia złożyło podziękowania za pracę całego Zarządu. Nowym prezesem Oddziału SITPNiG w Sanoku został kol. Paweł Fic, który złożył podziękowania delegatom za wybór, deklarując równocześnie kontynuację działalności poprzedniego Zarządu.

Wybrano nowe władze na kadencję 2012 - 2016 oraz delegatów na XXXVIII Walny Zjazd Sprawozdawczo-Wyborczy Delegatów SITPNiG i przedstawicieli do Rady Jednostki Terenowej FSNT NOT w następu-



Prezes Oddziału SITPNiG w Sanoku kol. Tadeusz Kozimor podczas prezentacji działalności Oddziału w kadencji 2008 - 2012. Fot. W. Wanat



Sekretarz generalny dr inż. Stanisław Szafran oraz nowy prezes Oddziału SITPNiG w Sanoku kol. Paweł Fic podczas wystąpienia. Fot. W. Wanat



W imieniu delegatów, Prezydium Zgromadzenia złożyło kol. Tadeuszowi Kozimorowi podziękowania za pracę na funkcji prezesa Oddziału w ciągu dwóch kadencji. Fot. W. Wanat

jącym składzie:

Prezydium Zarządu Oddziału:

- prezes – Paweł Fic,
- wiceprezes – Stanisław Sieradzki,
- wiceprezes – Lesław Piątek,
- sekretarz – Joanna Bojarska - Sitek,
- skarbnik – Aleksander Bąk,
- członek – Zofia Lisik,
- członek – Edward Litwin,

Komisja Rewizyjna:

- przewodniczący – Jarosław Adamczuk,
- z-ca przewodniczącego – Piotr Hrycewicz,
- sekretarz – Anna Pelc,

Sąd Koleżeński Oddziału:

- przewodniczący – Tadeusz Kozimor,
- z-ca przewodniczącego – Ewa Król,
- sekretarz – Marek Hanus,

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG



Uczestnicy Walnego Zgromadzenia Sprawozdawczo-Wyborczego Delegatów Oddziału SITPNiG w Sanoku. Fot. W. Wanat

Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITPNiG w Gorlicach

27 kwietnia 2012 r. odbyło się Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITPNiG w Gorlicach. W referacie sprawozdawczym ustępującego Zarządu Oddziału SITPNiG wygłoszonym przez prezesa kol. Piotra Dziadzio zostały przedstawione dokonania i problemy działalności Oddziału SITPNiG w minionej kadencji. Kol. Ryszard Pieniądz przedstawił sprawozdanie z działalności finansowej Oddziału. Komisja

Rewizyjna Oddziału nie wniosła zastrzeżeń do działalności Zarządu i całego Oddziału, a dyskutanci rozważali kierunki i sposoby pracy Stowarzyszenia w środowisku gorlickim w kadencji 2012 - 2016.

Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Oddziału dokonało wyboru władz Oddziału na kadencję 2012 - 2016 oraz delegata na XXXVIII Walny Zjazd Delegatów SITPNiG i przedstawiciela do Rady Regionalnej FSNT NOT.



Członkowie Walnego Zgromadzenia Sprawozdawczo-Wyborczego Delegatów Oddziału SITPNiG w Gorlicach podczas obrad. Fot. A. Drzymała



Członkowie Walnego Zgromadzenia Sprawozdawczo-Wyborczego Delegatów Oddziału SITPNiG w Gorlicach podczas obrad. Fot. A. Drzymała

Prezesem Oddziału na nową kadencję został wybrany ponownie kolega Piotr Dziadzio. Zarząd Oddziału SITPNiG w Gorlicach wybrano w następującym składzie:

1. Piotr Dziadzio
2. Andrzej Drzymała
3. Jerzy Markowicz
4. Helena Kuk
5. Leszek Druciak
6. Piotr Dusza
7. Miłosz Muzyka
8. Stanisław Mitoraj

Komisję Rewizyjną Oddziału wybrano w następującym składzie:

1. Waław Borcz
2. Jerzy Czajka
3. Piotr Tumidajewicz

Sąd Koleżeński Oddziału wybrano w składzie:

1. Stanisław Kuk
2. Jerzy Muzyka

Delegatami na XXXVIII Walny Zjazd Sprawozdawczo – Wyborczy Delegatów SITPNiG

1. Andrzeja Drzymałę
2. Piotra Dziadzio

Wynik głosowania na delegata do RTJO Federacji SNT NOT:

1. Krystyna Styszyńska-Nowak

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG

Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITPNiG w Katowicach

16 kwietnia 2012 r., o godz. 11.00, w sali recepcyjnej Restauracji „Pod Kasztanami” w Zabrze, odbyło się Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Oddziału SITPNiG w Katowicach. Walne Zgromadzenie Oddziału było okazją do dekoracji zasłużonych członków SITPNiG zrzeszonych w Oddziale Katowickim SITPNiG Honorowymi Odznakami Stowarzyszenia i FSNT NOT. Sprawozdanie z działalności Oddziału za minioną kadencję lat 2008 - 2012 przedstawił prezes ustępującego Zarządu Oddziału kol. Henryk Kurek, eksponując dorobek Oddziału w minionej kadencji oraz zasugerował kierunki działalności w nowej kadencji. Sprawozdanie Komisji Rewizyjnej Oddziału z działalności kontrolnej w minionej kadencji przedstawiła kol. Barbara Kranz. Komisja Rewizyjna Oddziału po-

zytywnie oceniła działalność Zarządu Oddziału oraz wszystkich jego jednostek strukturalnych we wszystkich latach ubiegłej kadencji i wniosła o udzielenie absolutorium dla Zarządu Oddziału, które Walne Zgromadzenie uchwaliło jednomyślnie. Podczas WZDO udekorowano Odznakami Honorowymi SITPNiG zasłużonych działaczy Stowarzyszenia.

W wyniku procedury wyborczej wybrane zostały nowe władze Oddziału SITPNiG w Katowicach na kadencję 2012 - 2016 oraz delegaci na XXXVIII Walny Zjazd Sprawozdawczo-Wyborczy Delegatów SITPNiG. Prezesem Oddziału na nową kadencję został wybrany ponownie kol. Henryk Kurek.

Na pierwszych posiedzeniach władze Oddziału ukonstytuowały się następująco:



Prezes Oddziału SITPNiG w Katowicach kol. Henryk Kurek podczas prezentacji działalności Oddziału za lata 2008 - 2012. Fot. arch. SITPNiG Oddział w Katowicach

Zarząd Oddziału:

- prezes – Henryk Kurek,
- wiceprezes – Wojciech Janocha,
- sekretarz – Janina Lukasek-Bularz,
- skarbnik – Danuta Ostrowska,
- członek – Andrzej Hluzow,
- członek – Alicja Lipa,
- członek – Andrzej Rudzki,
- członek – Jan Teister.

Komisja Rewizyjna:

- Katarzyna Burduń,
- Barbara Kranz,
- Małgorzata Krzywoń,

Sąd Koleżeński:

- Rudolf Heczko,
- Grzegorz Puzik,
- Grzegorz Stokłosa,

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG



Delegaci podczas głosowania w trakcie Walnego Zgromadzenia Sprawozdawczo-Wyborczego Delegatów Oddziału SITPNiG w Katowicach. Fot. arch. SITPNiG Oddział w Katowicach



Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITPNiG w Katowicach. Fot. arch. SITPNiG Oddział w Katowicach



Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITPNIg w Czechowicach-Dziedzicach

19 kwietnia 2012 r. w Czechowicach odbyło się Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Członków Oddziału SITPNIg w Czechowicach-Dziedzicach. W referacie sprawozdawczym ustępującego Zarządu Oddziału SITPNIg została przedstawiona działalność i dokonania Oddziału SITPNIg w minionej kadencji. Komisja Rewizyjna Oddziału pozytywnie oceniła działalność Zarządu Oddziału i nie wniosła zastrzeżeń do jego działalności.



Prezes Oddziału SITPNIg w Czechowicach kol. Mirosław Stec podczas prezentacji sprawozdania. Fot. arch. SITPNIg Oddział w Czechowicach-Dziedzicach

Podczas WZCO udekorowano Odznakami Honorowymi SITPNIg zasłużonych działaczy Stowarzyszenia. Prezesem Oddziału na nową kadencję został wybrany ponownie kol. Mirosław Stec.

W wyniku wyborów zostały wyłonione nowe władze Oddziału, które ukonstytuowały się następująco:

Zarząd Oddziału:

- prezes – Mirosław Stec,
- wiceprezes – Ewa Lesisz,
- wiceprezes – Renata Machnik,
- sekretarz – Zenon Markiel,
- skarbnik – Janina Zeman,
- członek – Marek Lesisz,
- członek – Mikołaj Koba,
- członek – Marek Szendzielorz,
- członek – Izabela Łusińska,

Komisja Rewizyjna:

- Tomasz Trela,
- Sylwia Gezler-Filip,
- Małgorzata Górka,

Sąd Koleżeński:

- Jadwiga Gawłowska,
- Daria Dembowska - Krypczyk,
- Irena Waliczek,

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNIg



Wręczenie Odznak Honorowych SITPNIg zasłużonym działaczom Stowarzyszenia. Fot. arch. SITPNIg Oddział w Czechowicach-Dziedzicach



Wręczenie Odznak Honorowych SITPNIg zasłużonym działaczom Stowarzyszenia. Fot. arch. SITPNIg Oddział w Czechowicach-Dziedzicach



Sala obrad podczas Walnego Zgromadzenia Sprawozdawczo-Wyborczego Delegatów Oddziału SITPNIg w Czechowicach-Dziedzicach. Fot. arch. SITPNIg Oddział w Czechowicach-Dziedzicach



Naturalny przepływ energii

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

Pomorscy Gazownicy w firmie FRIATEC AG w Mannheim



ODDZIAŁ GDAŃSK



Krzysztof Witkowski



Piotr Schreiber

W dniach 27-30 marca 2012 roku grupa członków Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych oraz Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego SITP NiG, działających przy Pomorskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Gdańsku Rejon Dystrybucji Gazu w Grudziądzu uczestniczyła w szkoleniu na zaproszenie Marley Polska Sp. z o.o., która jest przedstawicielem firmy Friatec AG w Polsce, w centrali firmy w Mannheim.

Celem wyjazdu naukowo-technicznego, w którym uczestniczyli projektanci, wykonawcy i użytkownicy sieci gazowej było zapoznanie się z produktami firmy Friatec AG, a przede wszystkim z systemem elektroizolacji FRIALEN.



Widok na miasto Heidelberg. Fot. Piotr Schreiber



Produkty systemu Frialen. Fot. Piotr Schreiber

Naszym przewodnikiem w Niemczech i jednocześnie tłumaczem był Zbigniew Mocio, Menadżer Branży Sieci gazowe i Wodne w Marley Polska Sp. z o.o. W firmie Friatec AG powitał nas i oprowadził po Centrum Kongresowym Oliver Kraemer. Zapoznał z historią fabryki ceramiki powstałej w 1863 roku, która stała się fundamentem obecnej firmy. Ciekawym przykładem historycznego produktu są kamionkowe zbiorniki służące w przeszłości do przechowywania kwasów, a z późniejszej produkcji nożyczki z tzw. ceramiki technicznej, stosowane w medycynie.

Interesująco i czytelnie przedstawiona w Centrum Kongresowym wystawa produktów pozwoliła zapoznać się z szeroką ofertą systemów produkowanych we Friatec AG oraz w grupie kapitałowej Aliaxis Group, do której ta firma należy. Dział Technicznych Tworzyw Sztucznych firmy Friatec AG obecnie produkuje m.in. elektroizolacje (np. mufy elektrooporowe), pozwalające łączyć ze sobą rury z PE-HD do średnicy d1200 mm.

Ponieważ FRIALEN jest systemem, można w nim znaleźć nie tylko produkty mające zastosowanie w budowie sieci gazowych, takie jak kształtki elektrooporowe (mufy, redukcje, kolana, trójniki, odejścia siodłowe, połączenia PE-Stal, itd.), ale również armaturę pozwalającą na wykonywanie przyłączy do czynnych sieci. Szczególnie ciekawym elementem są odejścia siodłowe typu DAA z nawiertkami, które podczas nawiercania i po nawiercaniu są stuprocentowo szczelne. Również zawory typu DAV do nawiercania pod ciśnieniem dają w eksploatacji nie tylko możliwość włączenia przyłączy do czynnych sieci, ale również zapewniają póź-

niejsze zamykanie i otwieranie dopływu gazu w przyłączach.

Oferta firmy Friatec AG zawiera wiele produktów pozwalających na naprawę uszkodzonych sieci z PE-HD. Opaski naprawcze oraz mufy wzmacniające, stosowane w miejscach po zaciśnięciu rur, są tego najlepszym przykładem.

Zobaczyliśmy kilka nowych produktów, które będą prezentowane podczas najbliższych targów IFAT w Monachium. Są nimi np. odejścia siodłowe na większe średnice rur oraz nowe mufy FRIALEN-XL.

Naszą uwagę zwróciła nowa armatura zaporowa typu FRIALOG, w której zastosowano system podwójnego zabezpieczenia za pomocą tzw. skrzydełek. To całkowicie nowe techniczne rozwiązanie pozwala na zminimalizowanie wielkości uszczelki. Ciekawostką jest, iż usytuowanie skrzydełek w pozycji otwartej armatury zapewnia prześwit równy prześwitowi rury.

Zwiedzając dział produkcyjny firmy Friatec AG, zapoznaliśmy się ze sposobem produkcji elektroizolacji. Dowiedzieliśmy się także, iż



W Centrum Kongresowym firmy Friatec AG. Fot. Piotr Schreiber

funkcjonująca w firmie kontrola techniczna jest dwustopniowa. Odbywa się w każdym dziale na danym stanowisku, a dodatkowo jest przeprowadzana przez pracowników Działu Nadzoru nad Jakością w pomieszczeniach wyposażonych w specjalistyczne urządzenia. Z funkcjonowaniem Działu Nadzoru nad Jakością zapoznał nas Reiner Müller. Pokazał nam poszczególne pomieszczenia, omówił i zaprezentował metody kontroli oraz przykłady testów, którym podda-

wane są wyprodukowane wyroby.

W drodze powrotnej do hotelu ACHAT w Schwetzingen, udaliśmy się do miasta Heidelberg. Jest to uniwersyteckie miasto (najstarszy uniwersytet na terenie dzisiejszych Niemiec, założony w 1386 roku) z ruiną gotycko-renesansowego zamku, z największą na świecie beczką na wino (221.726 litrów). Odwiedziliśmy także Muzeum Aptekarskie, usytuowane na terenie zamku. Wieczorem byliśmy w Kulturbrau-

erei Heidelberg AG, browarze z doskonałym szlachetnym trunkiem. Tutaj zapoznaliśmy się z technologią produkcji piwa.

W niewielkiej odległości od Mannheim położone jest Speyer (Spira), jedno z najstarszych niemieckich miast. Znajduje się tutaj Technik Museum Speyer z ponad 2000 eksponatów prezentowanych na powierzchni 150 000 m². Będąc tak blisko tej miejscowości nie można było tego nie zobaczyć! Na terenie muzeum prezentowane są samoloty, śmigłowce, samochody, motocykle, łodzie podwodne, statki, pojazdy szynowe i wiele innych. Jedną z atrakcji jest BURAN – radziecki wahadłowiec OK-GLI.

Niezapomnianą atrakcją był pobyt w kinie z ekranem w kształcie półkuli. Oglądany na takim ekranie obraz sprawia u widza wrażenie uczestniczenia w akcji tego filmu.

Pobyt na szkoleniu w firmie Friatec AG pozwolił nam poznać interesujących ludzi, nowoczesne technologie stosowane przy produkcji elektrołączek systemu FRIALEN oraz ciekawostki techniczne i historyczne.

Krzysztof Witkowski

Piotr Schreiber

SITPNiG Oddział Gdańsk

NASZE **W**STOWARZYSZENIE.



Ekspонат на высоком уровне в Technik Museum Speyer. Fot. Piotr Schreiber

Referat „Techniki wiertnicze – poszukiwania i eksploatacja w świetle udostępniania gazu ze złóż niekonwencjonalnych”



Grażyna Jarecka

22.02.2012 r. odbyło się zebranie Koła SITP NiG w sali konferencyjnej Gazowni Rzeszowskiej. Podczas spotkania został wygłoszony przez Krzysztofa Baniaka z Tarnowa referat pt. „Techniki wiertnicze – poszukiwania i eksploatacja w świetle udostępniania gazu ze złóż niekonwencjonalnych”.



Krzysztof Baniak wygłosił referat dotyczący technik wiertniczych. Fot. arch. SITP NiG O/Tarnów

Celem referatu była popularyzacja wiedzy głównie z zakresu technik wiertniczych stosowanych przy udostępnianiu węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych. Przedstawiono budowę geologiczną Polski ze wskazaniem najbardziej perspektywicznych obszarów występowania gazu ziemnego w łupkach (shell gas) i gazu związanego (tight gas). Następnie omówiono klasyfikację otworów wiertniczych z podziałem na wiercenia lądowe i morskie oraz ze względu



Członkowie Koła SITP NiG w Rzeszowie uczestniczący w zebraniu. Fot. arch. SITP NiG O/Tarnów

na trajektorię – otwory pionowe, kierunkowe, horyzontalne i wielodenne, przedstawiono również typowe zagospodarowanie terenu wiertni z omówieniem podstawowych podzespołów takich jak m.in. wieża wiertnicza, podbudowa, wyciąg wiertniczy, silniki napędowe, systemem płuczkowy czy też zaplecze socjalne wiertni.

Zaprezentowano typowy schemat otworu wiertniczego wraz z omówieniem zadań stawianym poszczególnym kolumnom rur okładzinowych. Wymieniono zarówno główne elementy przewodu wiertniczego (np. obciążniki, rury płuczkowe, stabilizatory) jak i narzędzia wierzące (świdry gryzowe, diamentowe i PDC) oraz przedstawiono ich główne zadania a w przypadku świdrów również sposoby urabiania skał.

Zaprezentowano przykładowe schematy dolnego zestawu przewodu wiertniczego oraz jego zasadnicze zadania w kontekście techniki wiercenia obrotowego z płuczką wiertniczą. Przedstawiono główne zagadnienia i techniki kierowania i nadawania zaprojektowanej trajektorii wierconego otworu wraz z dostar-

czaniem energii na dno otworu. W ramach omawiania techniki wykonywania otworu przedstawiono również technologie rurowania i cementowania otworów. Zwrócono również uwagę na kwestie zabezpieczenia wylotu otworu w odniesieniu do bezpieczeństwa prowadzonych prac, a w szczególności w przypadku utraty równowagi ciśnień w otworze. Omówiono również zabiegi perforacji rur okładzinowych oraz szczelinowania hydraulicznego skał jako kluczowych w udostępnianiu gazu z łupków.

Po wygłoszeniu referatu odbyła się dyskusja nt. głównych jego zagadnień, a w szczególności zabiegu szczelinowania.

Referat pozwolił przybliżyć słuchaczom zagadnienia związane z gazem z łupków, o których wiele się ostatnio pisze, a „wiedza gazetowa” często odbiega od rzetelnej informacji technicznej, podanej przez fachowca.

Grażyna Jarecka
Przewodnicząca Koła SITP NiG
w Rzeszowie





ZDOBĄDŹ 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

2ND INTERNATIONAL CONFERENCE ALPINE-PETROL 2012
ON "GEOLOGY, ECOLOGY AND PETROLEUM PROSPECTIVES
OF THE CARPATHIANS AND OTHER ALPINE REGIONS
IN EUROPE"

SEPTEMBER 25 - 28, 2012 KRAKÓW – POLAND



www.alpine.geosfera.pl

SESSION PROGRAMME:

Petroleum System
Petroleum Modelling
Petroleum Exploration and Production
Shale Gas
Petroleum Geochemistry
Lithostratigraphy and Depositional Environment
Structural Geology
Hydrogeology
Poster Session

THE CONFERENCE IS ORGANIZED UNDER AUSPICES OF:

Hon. Waldemar Pawlak - Deputy Prime Minister and Minister of Economy, Warszawa

Hon. Barbara Kudrycka - Minister of Science and Higher Education, Warszawa

Hon. Piotr Woźniak - Undersecretary of State, Chief State Geologist, Ministry of Environment, Warszawa

Hon. Grażyna Piotrowska-Oliwa - President of the Management Board of Polish Oil and Gas Company, Warszawa

ORGANIZERS



AGH University of Science
and Technology in Kraków,
Faculty of Geology, Geophysics
and Environmental Protection



Society of Research on
Environmental Changes
"Geosphere" in Kraków



Polish Oil and Gas
Company (PGNiG S.A.)



Oddział w Sanoku

Sanok Branch of
the Scientific Association
of the Oil and Gas Industry
Engineers and Technicians

Konferencja Naukowo-Techniczna PGNiG Technologie i SITP NiGu



10 maja 2012 w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce odbyła się Konferencja Naukowo-Techniczna pn.: „Innowacyjne technologie budowy gazociągów oraz kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego” zorganizowana wspólnie przez PGNiG Technologie Sp. z o.o. oraz Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego Oddział w Krośnie.

Aleksander Rzońca – dyrektor PGNiG Technologie Oddział ZRUG Sp. z o.o. uroczyście otworzył konferencję i zaprosił do prezydium konferencji: Bernarda Ściechowskiego – prezesa PGNiG Technologie, Zbigniewa Dudę – prezesa SITP NiGu Oddział Krosno, dr.inż. Jana Ziają – prodziekana Wydziału Nafty i Gazu AGH w Krakowie, Mariusza Koniecznego – dyrektora Oddziału Karpackiej Spółki Gazownictwa OZG w Jaśle.

W konferencji uczestniczyło około 150 gości reprezentujących firmy działające w branży naftowo-gazowej i paliwowo-energetycznej z Polski i zagranicy. Warto podkreślić, że tematyka konferencji cieszyła się szczególnym zainteresowaniem pracowników zajmujących stanowiska techniczne, którzy ze względu na możliwość pogłębienia wiedzy z zakresu nowych rozwiązań technologicznych w gazownictwie, licznie przybyli na sesję naukową.

Głównym założeniem, które przyświecało organizacji konferencji było zaprezentowanie potencjału technicznego firmy PGNiG Technologie Sp. z o.o. wykorzystywanego podczas realizacji inwestycji związanych z budownictwem obiektów i urządzeń naftowo-gazowych. Prelegenci reprezentujący PGNiG Technologie

Sp. z o.o. zapoznali uczestników spotkania z zagadnieniami dotyczącymi automatycznego spawania, kompaktowej wersji sprzętu z systemem „time – saving” do eksploatacji złóż gazu z łupków oraz systemem inspekcji rurociągów – potocznie zwanym „czołgaczem”. Ponadto czołowi specjaliści prowadzący kluczowe inwestycje podzielili się doświadczeniami zdobytymi z budowy węzłów rozdzielczo-pomiarowych oraz gazociągów dużych średnic.



Fot. arch. PGNiG Technologie

Istotny wkład merytoryczny w program konferencji wniósł dr inż. Jan Ziąja z Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, który zaprezentował referat dotyczący przekraczania przeszkód terenowych metodą bezwykopową przy budowie gazociągów. Tematyka techniczna konferencji rozszerzona została również o referat dotyczący finansowania inwestycji. Ewelina Labak z Centrali PGNiG S.A. przedstawiła m.in. zasady pozyskiwania funduszy unijnych na rozwój energetyki oraz projekty gazownicze w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Po przerwie wykład dotyczący nowoczesnych narzędzi w systemach zarządzania Bezpieczeństwem i Higieną Pracy wygłosił

dr inż. Radosław Gonet z Państwowej Inspekcji Pracy, co umożliwiło zgromadzonym gościom zapoznanie się z nowoczesnymi zasadami organizacji pracy gwarantującymi maksymalne bezpieczeństwo i komfort prowadzonych prac.

Wśród tegorocznych prelegentów gościli również przedstawiciele firmy National Oilwell Varco, światowego lidera w dostarczaniu głównych elementów mechanicznych na morskie i lądowe platformy wiertnicze oraz sprzętu i obsługi technicznej. Guido van den Bos przedstawił techniczne możliwości firmy i zaintrygował zebranych systemem do zdalnego sterowania i diagnostyki urządzeń, tzw. „eHawk”. Kolejną nowością była również prezentacja firmy CDM Smith, w której Witold Domek przedstawił zakres usług w obszarze gazu z łupków, m.in. dotyczące analiz ryzyka, raportów oceny oddziaływania na środowisko, projektowania i zarządzania gospodarką wodną.

Po konferencji, dla zainteresowanych gości zorganizowane było zwiedzanie Muzeum w Bóbrce, a na wieczorną kolację zaplanowane zostały atrakcje muzyczne, tańce oraz gry i zabawy integracyjne.

Podsumowując, czas konferencji był miejscem ciekawych spotkań i rozmów, a wieczory integracyjne wpisały się w konwencję tematu konferencji i były pełne innowacji.

Dziękując wszystkim gościom i uczestnikom naszej konferencji, zapraszamy na kolejną w roku 2013.

Marek Chrzyszcz
Beata Zięba
PGNiG Technologie



Fot. arch. PGNiG Technologie



Fot. arch. PGNiG Technologie

Ewolucja wyobrażeń o jakości złoża i udostępniania zwięzłych skał łupkowych



W dniach 16-17 maja w warszawskim Centrum Nauki Kopernik miała miejsce II edycja międzynarodowej konferencji Shale-Science. Naukowcy i eksperci z całego świata dyskutowali o cechach swoistych dla nagromadzeń gazu o charakterze niekonwencjonalnym, a także o możliwościach udoskonalania procesu uwalniania węglowodorów ze słabo przepuszczalnych utworów łupkowych. Spotkanie zostało zorganizowane przez: ORLEN Upstream, Energy and Geoscience Institute – University of Utah oraz Schlumberger Innovation Center z Salt Lake City w USA. Honorowy patronat nad konferencją objął minister Środowiska, a swoim przemówieniem uroczyste otworzył ją premier RP, Donald Tusk.

– *Rozmawiamy dzisiaj o otwarciu nowej epoki energetycznej, której istotną częścią jest gaz łupkowy, a słowo epoka jest tutaj jak najbardziej trafne i zobowiązujące, bo mówimy o dziesięcioleciach pracy i korzystania z gazu łupkowego* – powiedział Donald Tusk, Premier RP. Obecny na konferencji minister Skarbu Michał Budzanowski podkreślał znaczenie naukowego podejścia do eksploatacji gazu z łupków.

– *Jesteśmy w stanie stać się centrum kompetencyjnym na całą Europę, jeżeli chodzi o wydobycie surowców niekonwencjonalnych*. Narodową wagę podejmowanej problematyki zaznaczył również Prezes PKN ORLEN.

– *Przy stale rosnącym popycie na energię i wzroście cen surowców energetycznych, sięganie po dotychczas niedostępne złoża oraz*



Swoim przemówieniem konferencję otworzył premier RP Donald Tusk. Fot. Jakub Wroński

poszukiwanie nowych złóż stają się koniecznością – podsumował Jacek Krawiec, prezes PKN ORLEN.

Wyobrażenia o skałach łupkowych

W 2011 roku, podczas I edycji konferencji odnotowano główne zjawiska wpływające na budowę geologiczną utworów łupkowych, w tym ich depozycję i diagenезę, które historycznie sprzyjały lokalnym zmianom tekstury i składu skał, a co za tym idzie zmienności własności mechanicznych i zbiornikowych zarówno w kierunku pionowym, jak i bocznym. Powyższa heterogeniczność własności skał powinna rzu-

tować na wszystkie aspekty poszukiwań i wydobycia w utworach łupkowych. Skały łupkowe bowiem, jako systemy heterogeniczne, zawierające liczne zmineralizowane spękania oraz inne płaszczyzny osłabienia, miejscowo będą znacznie bardziej podatne na powstawanie szczelin o złożonej budowie. Należy zatem w pierwszej kolejności właściwie zbadać, poddawane rozmaitym procesom intensyfikacyjnym, utwory gazonośne.

Nie jest nowym odkryciem, że skały łupkowe charakteryzują się niezwykle niską przepuszczalnością i niewielką porowatością. Opłacalność wydobycia jest zależna więc od możliwości stworzenia rozległej płaszczyzny kontaktu z górotworem w procesie szczelinowania hydraulicznego. Wymóg ten sprawił, że obecnie nacisk kładziony jest na wydłużenie odcinków poziomych, zwiększenie ilości etapów perforacji i szczelinowania, jak również objętości zatłaczanego do otworu płynu i propantu. Mimo tego pomiary dokonywane podczas wydobycia wskazują, iż 15 do 20% zabiegów, jak również 38% stref perforacji nie przyczynia się istotnie do poprawy wydajności otworu. W podobny sposób symulacje liczbowe wielkości wydobycia na jednostkę powierzchni, w porównaniu z powierzchnią utworzoną w trakcie szczelinowania hydraulicznego sugerują, że aż 80 do 90% powstałej powierzchni jest nieprzydatne dla wydobycia. Obecna niewystarczająca efektywność udostępniania gazu ze złoża niekonwencjonalnego może być spowodowana brakiem jednorodności w jakości własności zbiornikowych



Wśród prelegentów znaleźli się naukowcy i eksperci ze Stanów Zjednoczonych. Fot. Jakub Wroński

złoża lub nieskuteczną jakością jego udostępniania, Rozwój technologii nakierowany na bardziej efektywne wykorzystanie zasobów stanowi szansę na poprawę parametrów wydobywania, jak również redukcję kosztów.

Jakość złoża i udostępniania zwięzłych skał łupkowych

Podczas tegorocznej konferencji Shale Science 2012 eksperci skupili się na dalszym doskonaleniu wyobrażeń o skałach łupkowych. Jednak w przeciwieństwie do pierwszej edycji, która skupiała się na właściwościach samych skał łupkowych, tym razem skoncentrowano się na zmianach jakości własności zbiornikowych złoża (RQ) oraz jakości udostępniania złoża (CQ), celem lepszego zrozumienia powodów niskiej efektywności wydobywania i sformułowania możliwych kierunków rozwiązania tego problemu. Powyższe dwa parametry (RQ i CQ) są fundamentalnymi czynnikami pozwalającymi na ocenę poziomu wydobywania, zmniejszenie jego wahań oraz opracowanie bardziej efektywnych i zrównoważonych metod wydobywania gazu z utworów łupkowych.

– *Zrozumienie tych dwóch elementów jest podstawą do przewidywania wielkości produkcji ze złoża, poprawy jakości produkcji oraz rozwoju bardziej efektywnych technologii wydobywczych* – stwierdził Roberto Suarez-Rivera, dyrektor Centrum Innowacji, Schlumberger.

W dyskusjach skupiono się również na złożach o umiarkowanej jakości własności zbiornikowych. Potencjał tych złóż jest mniejszy ze względu



Prezes PKN ORLEN Jacek Krawiec podkreślił naukowy charakter konferencji, odróżniający ShaleScience od wydarzeń typowo biznesowych. Fot. Jakub Wroński

na niską porowatość, utrudniającą gromadzenie się węglowodorów, niewielką przepuszczalność lub też niskie ciśnienie w porach. Złoża te wymagają większej koncentracji na jakości udostępniania w kontekście opłacalności produkcji. Złoża łupkowe o umiarkowanej jakości własności zbiornikowych stanowią znaczącą część całości złóż w Polsce i na świecie, a dogłębne poznanie ich właściwości i wymogów ekonomiki produkcji jest konieczne przy eksploatacji.

– *Przeanalizujemy jakość własności zbiornikowych polskich łupków, w tym warunki w których miliony lat temu gaz został wygenerowany i magazynowany oraz techniki najsukuteczniej-*



Prezes ORLEN Upstream Wiesław Prugar poprowadził sesję na temat znaczenia zagospodarowania zasobów gazu łupkowego w Polsce. Fot. Jakub Wroński

szego udostępniania złoża, analizując między innymi podatność skały na proces szczelinowania oraz niezbędne parametry zabiegów intensyfikacyjnych podnoszące naszą skuteczność w zakresie produkcji ze złóż niekonwencjonalnych – wyjaśniał Wiesław Prugar, prezes Zarządu ORLEN Upstream.

Na zakończenie konferencji organizatorzy już zapowiedzieli trzecią edycję, która w szerszym kontekście poświęcona będzie zwiększeniu jakości udostępniania złóż o umiarkowanej jakości własności zbiornikowych.

Redakcja WNiG

KONFERENCJE SYMPOZJA, TARGI



W konferencji udział wzięli zarówno przedstawiciele branży jak i studenci. Fot. Jakub Wroński

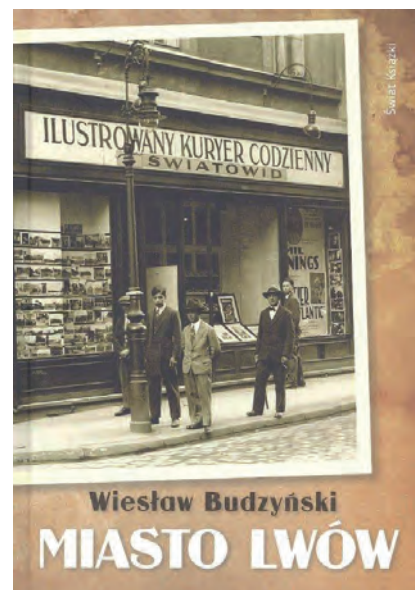
Interesująca pozycja wydawnicza

Nakładem Wydawnictwa „Świat Książki” ukazała się książka Wiesława Budzyńskiego p.t. „Miasto Lwów”. Jest to literacka opowieść o Lwowie od lat najdawniejszych do powojennych. Autor jest znany przede wszystkim jako wybitny znawca życia i twórczości Krzysztofa Kamila Baczyńskiego. Napisał m.in. *Miłość i śmierć Krzysztofa Kamila, Testament Krzysztofa Kamila, Dom Baczyńskiego*. Jest także autorem opracowań i wyborów poezji Baczyńskiego, np.: *Kiedy się miłość śmiercią stała, Baczyński i Inni, Po stronie nadziei*. Ponadto w swoich gawędziarskich opowieściach przybliży również inne niezwykle postacie, czasem zupełnie nieznane, np.: *Na straconej placówce* – zbiór opowieści m.in. o Kusocińskim i Ordównie, zaś *Świątynia przodków* – o Wańkowiczu, Tuwimie, Miłoszu.

Monografia Lwowa pt. „Miasto Lwów” nie jest tylko opowieścią o samym Lwowie, ale przede wszystkim o ludziach tworzących niepo-

wtarzalną atmosferę tego miasta, których często wielkie nazwiska z Lwowem się kojarzą.

Książka zawiera 14 rozdziałów, przypisy oraz noty. Każdy rozdział poświęcony jest innej sferze dziejów Lwowa i ludziom, którzy znakomicie wpisali się w te dzieje. Pięknie opisane są zabytki, historia i kultura tego magicznego miasta. Rozdział 2 zatytułowany „Królestwo z bajki” jest podzielony na 3 podrozdziały: „Król nafty”, „Król wolności” i „Malarz duchów”. We wstępie do tego rozdziału autor pisze: „Lwów w nowych czasach był królestwem bez granic. Panowali w nim trzej królowie bez tronów, lecz w koronach: Ignacy Łukasiewicz – król nafty, Artur Grottger – w koronie króla wolności i Jan Henryk Rozen – nowe wcielenie króla ducha...”. W podrozdziale „Król nafty” autor pięknie i ciepło opowiada o Ignacym Łukasiewiczu i wspomina również Jana Zeha (zapisując jego nazwisko – Zech, choć jak wyjaśnia w przypisach bywa również pisane Zehn). W przypisach nieco rozszerza informacje o Ignacym Łukasiewi-



czu i Janie Zehu. Książka jest pasjonującą lekturą dla każdego, gdyż jest skarbnicą wiedzy o Lwowie i jego historii, pełną ciekawych przypisów, biografii, dygresji.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG

POŻEGNANIE

Pożegnanie Mieczysława Solaka

1 maja zmarł w Pile 83-letni Mieczysław Solak, emerytowany geolog pilskich Poszukiwań Nafty i Gazu.

Po uzyskaniu tytułu mgr inż. na krakowskiej AGH rozpoczął pracę w naszej firmie. W latach 1976 – 1993 był zastępcą dyrektora – głównym geologiem NAFTY.

Był wybitnym polskim geologiem naftowym, który w znaczącym stopniu przyczynił się do odkrycia i udokumentowania bogatych złóż gazu ziemnego na Niżu Polskim.

Posiadał stopień Generalnego Dyrektora Górniczego III st. i był odznaczony Orderem Sztandaru Pracy II klasy, Złotym i Srebrnym Krzyżem Zasługi oraz odznakami honorowymi: „Zasłużony dla Polskiej Geologii”, „Zasłużony dla Górnictwa RP”, „Zasłużony dla Górnictwa Naftowego i Gazownictwa”, „Gryf Pomorski”, „Za zasługi w rozwoju Pily”, „Za Zasługi w Rozwoju Województwa Poznańskiego”, „Za Zasługi w Rozwoju Województwa Piłskiego” i „Za Zasługi w Rozwoju Województwa Koszalińskiego”. W 1982 roku otrzymał nagrodę wojewódzką w dziedzinie techniki, a w 1984 roku państwową nagrodę zespołową za odkrycie złóż gazu ziemnego na Niżu Polskim. Wychował duże grono pilskich geologów, którzy z wielkimi sukcesami odkrywają skarby naszej ziemi.

Mieczysław Solak został pożegnany 4 maja na pilskim cmentarzu przez liczne grono krewnych, przyjaciół, współpracowników i znajomych. Cześć Jego pamięci!

Tadeusz Rzemikowski

X Jubileuszowe Mistrzostwa Polski Branży Gazowniczej i Naftowej w Rowerach Terenowych o Puchar Prezesa PGNiG S.A.

oraz V Jubileuszowy Rajd Pieszy
i XIII Rajd Konny

Bieszczady 13-16 września 2012

**Zapisy i informacja
na www.alpejczyk.pl**



Patronat medialny:



Poszukiwania Naftowe "Diament" Sp. z o.o., ul. Naftowa 3, 65-705 Zielona Góra
tel. +48 (68) 329 55 55, fax. +48 (68) 325 64 42, e-mail: diamant@pn-diamant.com.pl

Jakość świadczona przez:

Doświadczenie | Kompleksowość | Zaangażowanie



Doświadczenie

- Ponad 40 lat działalności w sektorze górnictwa naftowego,
- Odwierconych ponad 950 otworów (w tym pionowe i poziome),
- Wysoko wyspecjalizowany i doświadczony personel,
- Wykonanych wiele prac dla operatorów Shale Gas na terenie Polski.

Kompleksowość

- Serwisy okołowiertnicze oraz eksploatacyjne,
- Konstrukcje placów wiertniczych, rekultywacja terenu,
- Magazynowanie odpadów i utylizacja,
- Transport, także ładunki ponadgabarytowe,
- Usługi warsztatowe i magazynowe.

Zaangażowanie

- Nieustanny rozwój techniczny,
- Inwestycje w nowy sprzęt,
- Indywidualne podejście do klienta.