

NR 9 (173)
wrzesień
2012 r.
miesięcznik
Rok XV
ISSN-1505-523X

15,75zł w tym 5% VAT

wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



2 października 2012
Hotel Marriott Warszawa

PETRO BIZNES

OGÓLNOPOLSKI KONGRES

PALIWA - CHEMIA - GAZ

**Strategie polskich koncernów w
najbliższych latach na tle rynku
europejskiego**

www.petrobiznes.pl

Organizator

Partner Merytoryczny

Sponsorzy Główni

Partnerzy



ERNST & YOUNG
Quality In Everything We Do



**POLSKIE
LNG**





Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Minęły wakacje, wszyscy wypoczęci, wróciliśmy do pracy, oczywiście z wyjątkiem tych, którzy nie byli na wakacjach, a mimo tego i tak pewnie mają zapał do pracy. To tak tytułem wstępu, aby łatwiej było przebrnąć przez niniejsze wprowadzenie. Myślę, że już jesteście gotowi do przeglądu wrzesniowego wydania „Wiadomości...”.

Rozdział „Nauka i technika” rozpoczynamy bardzo interesującym artykułem przygotowanym przez Alaeksandra Gutercha z Instytutu Geofizyki Polskiej Akademii Nauk, pt. Badania struktury skorupy ziemskiej na obszarze Europy Centralnej, ze szczególnym uwzględnieniem Transeuropejskiej Strefy Szwu, metodami głębokich profilowań sejsmicznych. Z niniejszego artykułu nie tylko dowiadujemy się o dzisiejszym stanie rozpoznania głębokich struktur skorupy ziemskiej na obszarze Polski, ale również o historii tych badań i rezultatach. Artykuł ten pokazuje, jak ważne były opisywane przedsięwzięcia dla rozwiązania kluczowych stref dla geodynamiki kontynentu europejskiego, które znajdują się właśnie w Polsce. Dotyczy to granicy terenów przyłączonych do południowo-zachodniej krawędzi kratonu wschodnioeuropejskiego – bloku górnośląskiego, bloku małopolskiego z Górami Świętokrzyskimi, jak również rozwoju Strefy Szwu Transeuropejskiego (TESZ) oraz określenia zmian głębokości występowania granicy Moho w tych strefach oraz wzdłuż zrealizowanych profili sejsmicznych. Polecam go, nie tylko geologom.

Drugi artykuł w tym rozdziale dotyczy zarządzania bezpieczeństwem w procesie realizacji prac wiertniczych. Autorami tego artykułu pt. „Zarządzanie bezpieczeństwem ruchu zakładu wykonującego roboty geologiczne metodą otworową” o tematyce ważnej dla wszystkich ludzi i podmiotów biorących udział w pracach wiertniczych są: Przemysław Stęperski, Bogdan Konieczny i Katarzyna Cholewiak. Tutaj właśnie

przejrzycie zostały wypunktowane zarówno grupy podmiotów biorących udział w realizacji wierceń, jak również wymagania, które powinny być spełniane, aby działania te były efektywne. Autorzy odnoszą się również do prawa obowiązującego obecnie w Polsce w tym zakresie oraz wskazują kierunki ewentualnych zmian.

W kolejnym artykule pt. „Nowoczesne rozwiązanie problemu utylizacji płynnych odpadów wydobywczych zawierających chlorki” – autorstwa Andrzeja Goca poruszony został również interesujący i ważny problem, znany wszystkim firmom wiertniczym nie tylko Spółce PN „Diament”, która zrobiła duży krok do przodu z pomysłem i realizacją „Wdrożenia mobilnego systemu wyparnego oraz rozbudowy laboratorium”.

Czwartym, również o charakterze komercyjnym, jak poprzedni, artykułem w tym rozdziale jest prezentacja oferty firmy Marley Polska Sp. z o.o. – elektroizolacji systemu FRIALLEN® produkowanych przez firmę Friatec AG. Artykuł pt. „Zgrzewanie elektrooporowe PE na przykładzie systemu FRIALLEN firmy Friatec AG. Wykonywanie przyłączy do czynnych sieci wykonanych z PE-HD, metody naprawcze oraz nowe produkty” przygotował Zbigniew Mocio i wydaje mi się, że znajdzie ono szerokie zainteresowanie, głównie w spółkach gazownictwa.

Ciekawym doniesieniem, przygotowanym dla naszych Czytelników przez członków akademickiego Koła Nukowego „Kiwon” jest informacja, że na „Szlaku Naftowym” mogą wkrótce pojawić się dodatkowe informacje, tym razem nie historyczne tylko naukowe – geochemiczne, co znacznie podniesie jego wartość edukacyjną. Czekamy na wyniki, które opublikujemy również na naszych łamach.

„Wieści z polskich firm” to kolejny nasz tradycyjny rozdział, w którym tym razem publikujemy informację o pięknym jubileuszu 165-lecia wrocławskiego gazownictwa. Mimo że relacja ma charakter historyczny to odnosi się do wrzesniowych uroczystości, które miały miejsce w Dolnośląskiej Spółce Gazownictwa. Kolejna optymistyczna wiadomość o odkryciu nowego złoża – Komorze, w Wielkopolsce pochodzi z PGNiG. Dowiadujemy się z niej między innymi o prognozowanych zasobach, które mam nadzieję niedługo zostaną potwierdzone, gdyż właśnie rozpoczęły się testy złożowe.

W rozdziale „Krótkie wieści z kraju i ze świata” oprócz przeglądu ciekawych informacji z ostatniego miesiąca, jak na przykład o najgłębszym odwiercie naftowym o głębokości 12.376 m., jaki został odwiercony na Szelfie Sachalińskim, warto zwrócić uwagę na informację o tym, że Grupa LOTOS S.A. i Polskie Górnictwo

Naftowe i Gazownictwo SA. zawarły porozumienie dotyczące współpracy w zakresie poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego oraz ropy naftowej ze złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych, a także współpracy handlowej. Co tu dużo mówić „duży może więcej”.

Drugą część wydania poprzedza wspomnienie o Władysławie Wiśniaku, pionierze górnictwa naftowego na zachodzie Polski, który całe swoje życie zawodowe był związany z branżą naftową. Był wieloletnim dyrektorem Zielonogórskiego Zakładu Górnictwa Nafty i Gazu, wielkim autorytetem dla wielu pokoleń naftowców – część Jego pamięci.

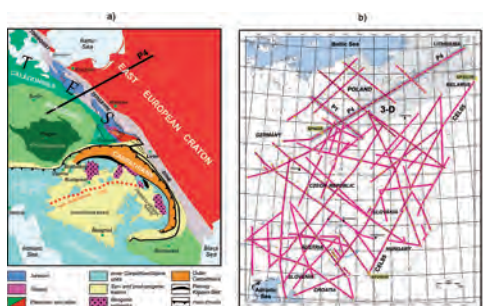
Tutaj też zachęcam do przejrzania informacji z życia „Stowarzyszenia...” zawartych w Biuletynie Informacyjnym ZG oraz informacji o działalności Oddziałów SITPNiG w Gdańsku i Gorlicach. Informacja o konferencji oddziału gorlickiego wprowadza nas do kolejnego rozdziału, gdzie również publikujemy relację z panelu dyskusyjnego zorganizowanego przez spółkę Polskie LNG, który odbył się podczas XXII Forum Ekonomicznego w Krynicy.

Wydanie kończą dwie informacje o działalności sportowej i kulturalnej Oddziału PGNiG w Zielonej Górze, które pokazują jak ważna jest, nie tylko aktywność biznesowa, ale również społeczna dla pracowników i regionu.

Piotr Dziadzio



- Badania struktury skorupy ziemskiej na obszarze Europy Centralnej, ze szczególnym uwzględnieniem Transeuropejskiej Strefy Szwu, metodami głębokich profilowań sejsmicznych 4



Rys. J. Sida: Biblioteka Energy Contenting (a) oraz wielozmiennej profilu sejsmicznych obciążeniowych między Italykoma i Adiatykami (b) wstępny raport PGLONADSE7, CELEBRATION 2000. ALP 2002. SUDRETES 2002.

- Zarządzanie bezpieczeństwem ruchu zakładu wykonującego roboty geologiczne metodą otworową 10
- Nowoczesne rozwiązanie problemu utylizacji płynnych odpadów wydobywczyczych zawierających chlorki 14
- Zgrzewanie elektrooporowe PE na przykładzie systemu FRIALEN firmy Friatec AG. Wykonywanie przyłączy do czynnych sieci wykonanych z PE-HD, metody naprawcze oraz nowe produkty 18



- Studenci AGH na Karpacko-Galicyskim Szlaku Naftowym 21



- 165 lat gazownictwa we Wrocławiu 22



- Rozpoczęcie testu produkcyjnego Odwiert – Komorze 3 25

KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- PGNiG zanotowało stratę na sprzedaży gazu w pierwszym półroczu 2012 27
- Stanowisko Zarządu PGNiG SA nt. Raportu UOKiK pt. „Kierunki rozwoju ochrony konkurencji i konsumentów na rynku gazu w Polsce” 28
- PGNiG Norway i PST podpisały umowę na sprzedaż gazu ze złoża Skarv 28
- Odmowna decyzja prezesa URE 29
- Razem dla bezpieczeństwa energetycznego Pomorza 29
- PGNiG i LOTOS wspólnie poszukują ropy i gazu 30
- Raport USGS o zasobach ropy i gazu z łupków w Polsce 30
- Rząd litewski może podzielić Lietuvos Dujos 30
- Plany budowy 3 i 4 nitki Nord Stream 31
- Opóźnienie na złożu Sztokmanowskoje 31
- Gaz niekonwencjonalny wspomaga gospodarkę USA 31
- Seria sukcesów Petrobrasu na Atlantyku 31
- Aktywność chińskich koncernów na rynku inwestycyjnym 31
- LOTOS zwiększa przychody 32
- LOTOS jedną z największych firm w Europie Centralnej 33
- Wiercenia na norweskich koncesjach LOTOSU 33
- Plany zwiększenia dostaw gazu w rejonie Radomia 33



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. – Skansen Naftowy w Sękowej. Fragment ekspozycji. Fot. K. Korona

- Deklaracja o współpracy GAZ-SYSTEM S.A. z chorwackim operatorem systemu przesyłowego Plinacro d.o.o. 33
- 12.376 m – rekord w głębokości wierceń naftowych 33



WSPOMNIENIE

- Żegnamy człowieka wielkiego formatu. Odszedł Władysław Wiśniak 34

BIULETYN INFORMACYJNY

- Kalendarium 35
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 35
- Posiedzenie Komisji Statutowej SITPNiG 35

NASZE WSTAWIENIE

- Gdańscy gazownicy zwiedzają Pomorze Zachodnie 37



KONFERENCJE SYMPOZJA, TARGI

- Szlakiem najstarszych kopalń ropy naftowej na ziemi gorlickiej 40



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 Dziadzio
 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

- Co z tym gazem? Terminal LNG w Świnoujściu – Polskie drzwi do globalnego rynku gazu 45



SPORT, REKREACJA W TURYSTYKA

- Srebrna rocznica Mistrzostw w Tenisie 47



KULTURA W KULTURA

- Ptaki u górników naftowych 48



Badania struktury skorupy ziemskiej na obszarze Europy Centralnej, ze szczególnym uwzględnieniem Transeuropejskiej Strefy Szwu, metodami głębokich profilowań sejsmicznych



Aleksander Guterch

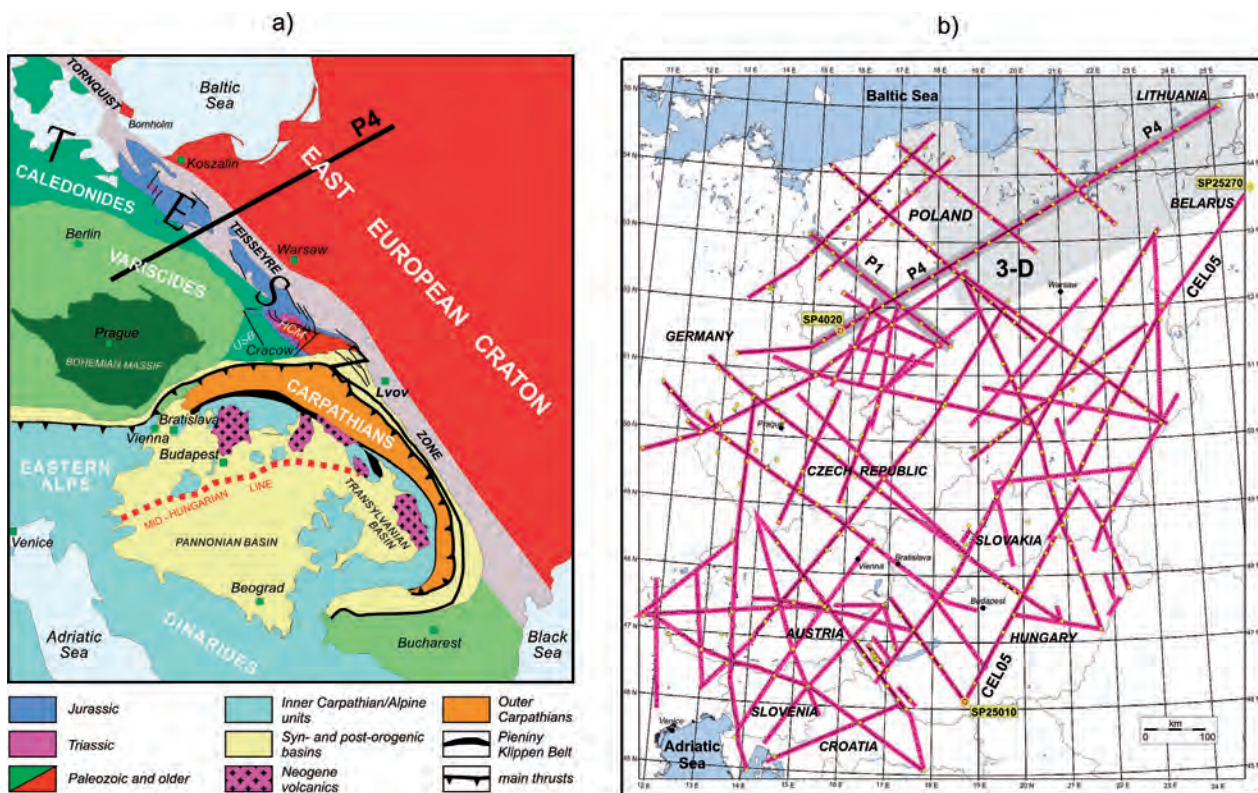
Abstract

The complex tectonic history of Central Europe (Fig. 1a) reflects the break-up of a Neoproterozoic supercontinent(s) (Rodinia/Pannotia) to form the fragment Baltica and the subsequent growth of continental Europe beginning with the Caledonian orogeny. Caledonian and younger Variscan orogenesis involved accretion of Laurentian and Gondwanan terranes to the rifted margin of Baltica. (East European craton, EEC) during the Paleozoic. From Central Poland northward, the region also experienced volcanic activity during the Permian and tectonic inversion during the Alpine orogeny, which in

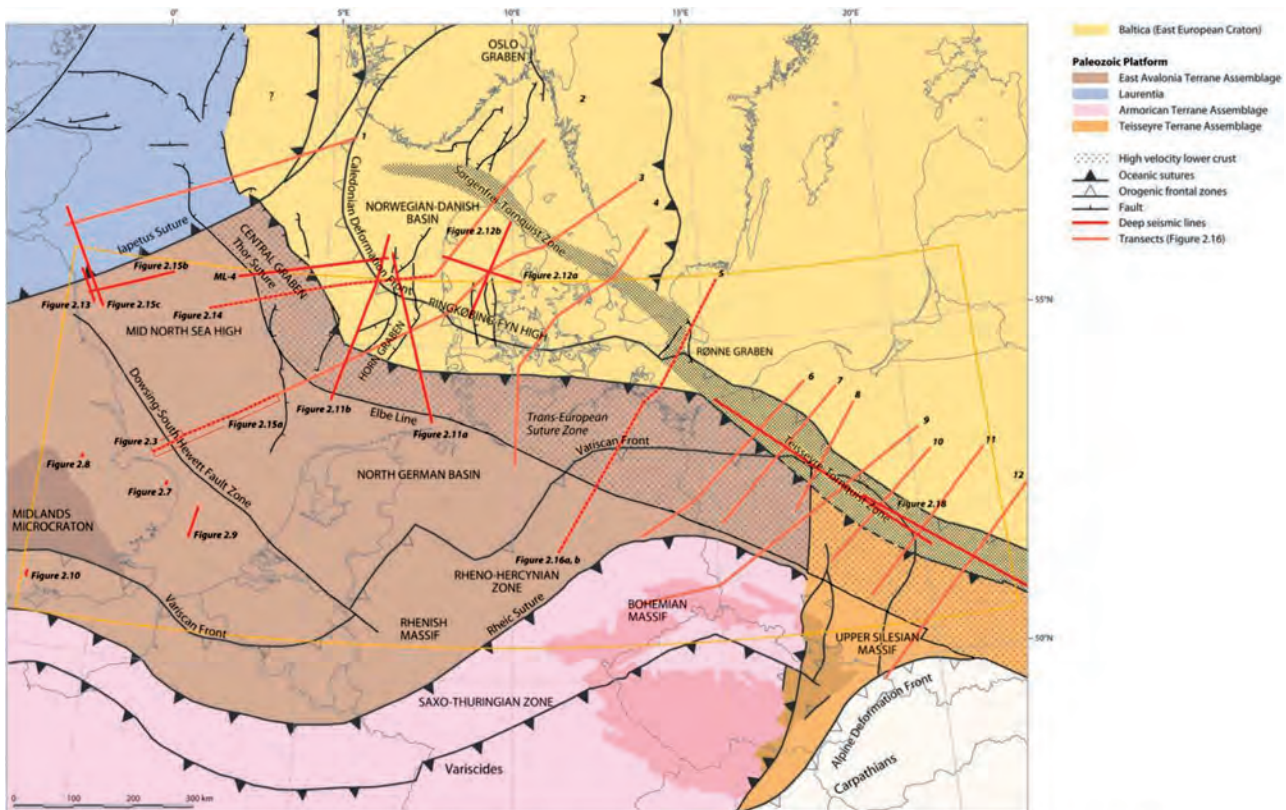
the south continues today. The Trans-European Suture Zone (TESZ) is a term used to refer to the suite of sutures and terranes that formed adjacent to the rifted margin of Baltica, and these features extend from the British Isles to the Black Sea region (Fig. 1a and 2). Understanding the structure and evolution of the TESZ region is one of the key tectonic challenges in Europe north of the Alps. The TESZ is far more complex than a single suture but in a broad sense is the boundary between the accreted terranes and Baltica. The TESZ includes the Teisseyre-Tornquist Zone (TTZ), which has several definitions. Here, we will use the term TTZ to refer to a structural zone associated with the southwestern edge of the EEC.

Beginning in 1997, Central Europe, between the Baltic and Adriatic Seas, has been covered by an unprecedented network of seismic refraction experiments (Fig. 1b). These experiments – POLONAISE'97, CELEBRATION 2000, ALP 2002, and SUDETES 2003 – have

only be possible due to a massive international cooperative effort. International Consortium consisted of 35 institutions from 16 countries in Europe and North America – Austria, Belarus, Canada, Croatia, Czech Republic, Denmark, Finland, Germany, Hungary, Lithuania, Poland, Russia, Slovakia, Slovenia, Turkey and the United States. The majority of the recording instruments was provided by the IRIS/ PASCAL Instrument Center and the University of Texas at El Paso (USA), the Geological Survey of Canada and other countries. For example, in the CELEBRATION experiment, the total number was 1230 stations and 147 shot points located along seismic lines of a total length of about 9000 km. A large number of seismic sources and stations in all experiments means that besides 2 – D approach along profiles (Fig. 3 and 4), also 3 – D approach (Fig. 5 and 6) could be implemented in data interpretation. Total length of seismic profiles in all experiments is about 20 000 km (Fig. 1b).



Rys. 1 Szkic tektoniczny Europy Centralnej (a) oraz sieć międzynarodowych profili sejsmicznych zlokalizowanych między Bałtykiem a Adriatykiem (b) – eksperymenty sejsmiczne POLONAISE'97, CELEBRATION 2000, ALP 2002, SUDETES 2003.



Rys. 2 Lokalizacja wybranych profili sejsmicznych przecinających Transeuropejską Strefę Szwu (A. Guterch i in., 2010. *Crustal structure and structural framework, Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area, Chapter No 2, EAGE Publications. Millennium Atlas No 2: Petroleum Geology of the North-Western and Central Europe 2005-2010.*)

Wstęp

Badania głębokich struktur skorupy ziemskiej przy użyciu metod sejsmologii eksplozyjnej zostały podjęte w Instytucie Geofizyki PAN w latach 1960-tych. Były to pierwsze tego typu badania wykonane w Polsce oraz jedne z pierwszych w Europie. Prace te, prowadzone już systematycznie w latach 1970-tych, doprowadziły do określenia głównych własności tektonofizycznych skorupy ziemskiej obszaru Polski. Już wówczas stwierdzono, ponad wszelką wątpliwość, że t. zw. linia Teisseyre'a – Tornquista (Linia T-T) określona w początkach XX wieku przez geologów Wawrzyńca Teisseyre'a i Alexandra Tornquista, nie jest linią lecz strefą o zmiennej szerokości od 60 – 80 km, o wybitnie anomalnej strukturze i własnościach fizycznych skorupy ziemskiej, sięgającej do głębokości około 50 km. Strefa ta, ciągnąca się od NW na SE Polski, ma zasięg i rangę kontynentalną (Guterch i in. 1994). W szerszym ujęciu Strefa T-T jest częścią Transeuropejskiej Strefy Szwu (TESZ – *Transeuro-pean Suture Zone*).

Najnowsze sejsmiczne prace badawcze

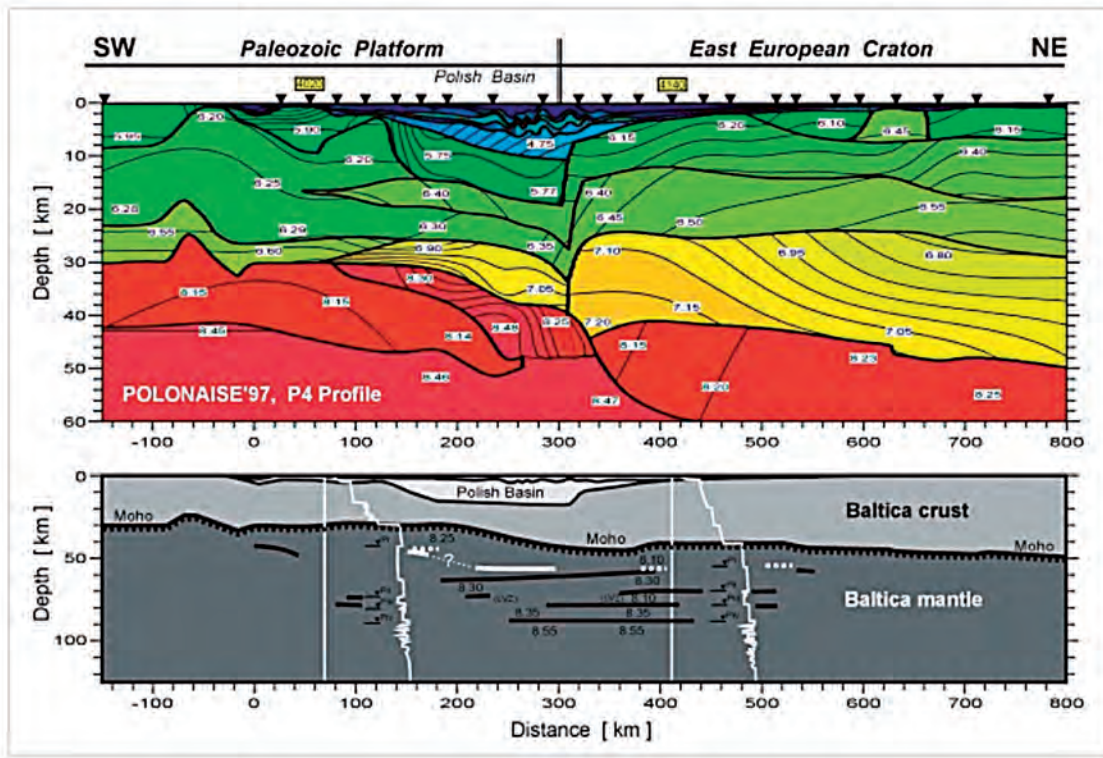
W latach 1997 – 2003, we współpracy 35 instytucji naukowych i przemysłowych z 14 krajów europejskich oraz ze Stanów Zjednoczonych i Kanady, został zrealizowany wielki pro-

gram badań głębokich struktur litosfery Ziemi na obszarze Europy Centralnej, przy zastosowaniu metod sejsmicznych stanowiących podstawę nowoczesnej geofizyki. Były to eksperymenty sejsmiczne znane powszechnie jako projekty międzynarodowe POLONAISE'97, CELEBRATION 2000, ALP 2002, SUDETES 2003 oraz GRUDNY 2003, zainicjowane i kierowane przez Zakład Sejsmicznych Badań Litosfery w Instytucie Geofizyki PAN. Realizacja wszystkich wymienionych eksperymentów była możliwa dzięki zastosowaniu nowej metodologii badań sejsmicznych, która pozwoliła na znaczne obniżenie kosztów drogiej i trudnych prac eksperymentalnych. Wszystkie główne struktury geologiczne Europy Centralnej, między Bałtykiem i Adriatykiem, ze szczególnym uwzględnieniem obszaru Polski – mającego kluczowe znaczenie w geodynamice kontynentu europejskiego, zostały objęte systemem najnowocześniejszych profili sejsmicznych, o łącznej długości około 20.000 km. Obszar badań oraz lokalizacja profili sejsmicznych we wszystkich wymienionych eksperymentach zostały przedstawione na rys.1.

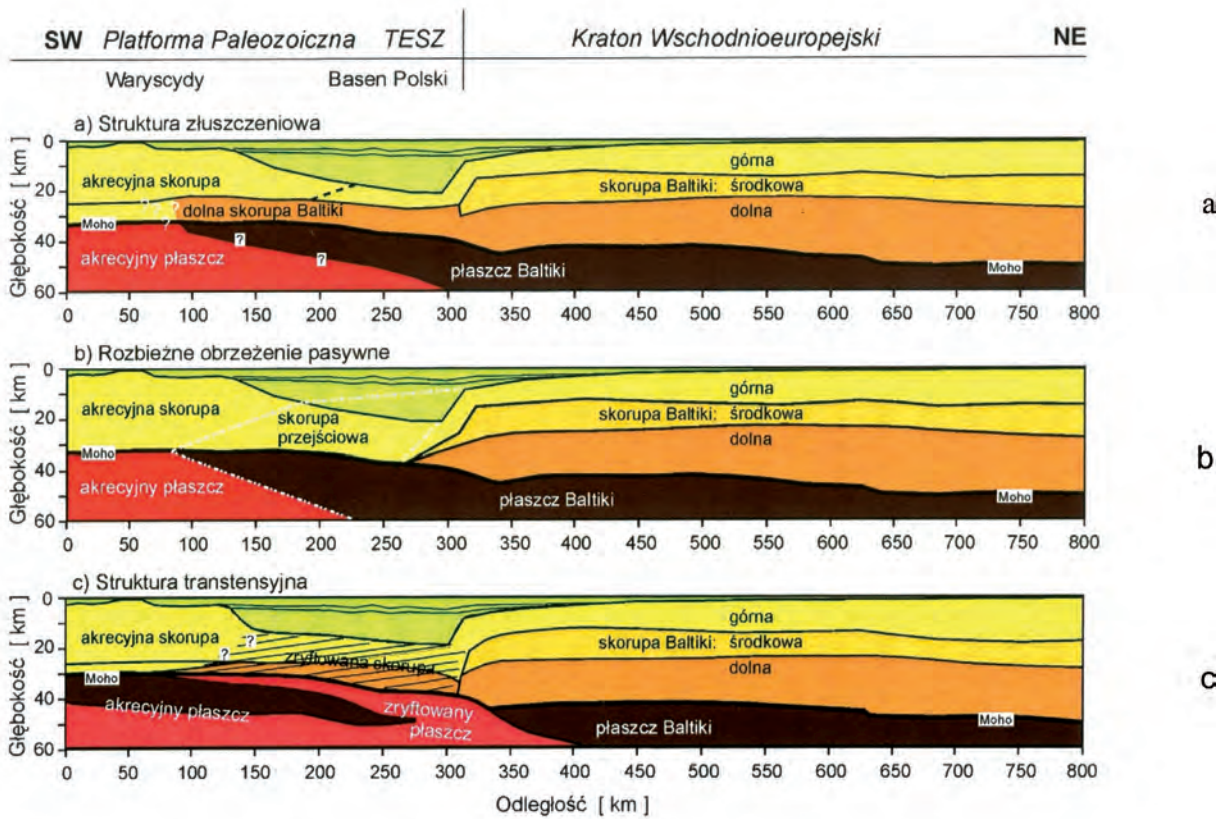
Eksperyment sejsmiczny CELEBRATION 2000, zrealizowany na obszarze Europy Centralnej i Wschodniej, o powierzchni około 500 000 km², przy użyciu 1240 najnowocześniejszych stacji sejsmicznych, udostępnionych głównie przez amerykańskie centra badawcze w Wa-

szingtonie i Kalifornii, został uznany w raporcie Europejskiej Fundacji Nauki (ESF) za największe przedsięwzięcie badawcze tego typu w historii geofizyki światowej (Guterch i in. 2001, 2007). W opinii międzynarodowego środowiska naukowego zbadany obszar Europy Centralnej jest obszarem o najlepiej aktualnie rozpoznanej głębokiej strukturze skorupy ziemskiej i dolnej litosfery do głębokości 60-100 km. Specjalne wydawnictwo Uniwersytetu Oxford w W. Brytanii p.t. *Magic Universe, Oxford Guide to Modern Science* (2003) zaliczyło eksperyment sejsmiczny CELEBRATION 2000 do klasy eksperymentów, które wprowadzają naukę w XXI wiek (str. 167-168). Osiągnięte wyniki, o randze odkrywczej, stworzyły podstawę dla nowej interpretacji geofizyczno-geologicznej głębokich struktur litosfery Ziemi, o fundamentalnym znaczeniu zarówno dla badań podstawowych, jak i aplikacyjnych, związanych przede wszystkim z poszukiwaniem węglowodorów, a także o wybitnym znaczeniu innowacyjnym.

Wszystkie wymienione eksperymenty zrealizowano z inicjatywy i pod kierunkiem strony polskiej oraz pod patronatem specjalnie powołanej organizacji non profit – Stowarzyszenie dla Głębokich Badań Geologicznych (Association for Deep Geological Investigations of Poland). Tylko tego typu organizacja mogła otrzymać finansowanie badań ze środków pozabudżetowych



Rys. 3. Dwuwymiarowy model skorupy ziemskiej (a) i dolnej litosfery (b) wzdłuż profilu P4 z eksperymentu sejsmicznego POLONAISE'97. Lokalizacja profilu przedstawiona na rys. 1 (a i b). Profil P4 przebiega przez Transeuropejską Strefę Szwu (TESZ) i południowo-zachodnią część kratonu wschodnioeuropejskiego (Baltiki). Zwraca uwagę cienka skorupa platformy paleozoicznej (ca 30 km) i gruba skorupa kratonu wschodnioeuropejskiego (45-50 km) oraz głęboki basen osadowy w strefie TESZ, gdzie skały o prędkościach fal P mniejszych od 6 km/s sięgają głębokości ~20 km



Rys.4 Model geotektoniczny wzdłuż profilu sejsmicznego P4 z eksperymentu POLONAISE'97

i zagranicznych. W sumie, wielomilionowe koszty prac, tylko na obszarze Polski, w ogromnej większości (ponad 70%) zostały pokryte ze środków pozabudżetowych i zagranicznych.

W latach 1996-2011 opublikowano ogółem ponad 100 prac z wynikami wykonanych badań w monografiach i czasopismach międzynarodowych wysoko notowanych na tzw. Liście filadelfijskiej.

W obszernej prestiżowej monografii opracowanej w Los Angeles, podsumowującej największe dokonania naukowe od końca XIX wieku w zakresie geofizyki, specjalny rozdział poświęcono wynikom uzyskanym w eksperymentach sejsmicznych w Europie, autorstwa polsko-amerykańskiego (Guterch i in. 2007). W 2010 r. zakończono również i opublikowano obszerne dzieło w ramach międzynarodowego programu p.t. *Southern Permian Basin Atlas*, koordynowane i zrealizowane przez Państwowe Służby Geologiczne oraz przemysły naftowe Belgii, Danii, Holandii, Niemiec, Polski i Wielkiej Brytanii, na obszarze wymienionych krajów. Jest to wszechstronna synteza naukowa, z zakresu geologii i geofizyki, obejmująca ogromny obszar Europy – od W. Brytanii i Morza Północnego przez północno-zachodnią Europę do Polski, adresowana do nowej generacji geologów naftowych – *Millenium Atlas No 2: Petroleum Geology of the North – Western and Central Europe*. Na rys.2 przedstawiono szkic tektoniczny obszaru badań oraz lokalizację wybranych głębokich refrakcyjnych i refleksyjnych profili

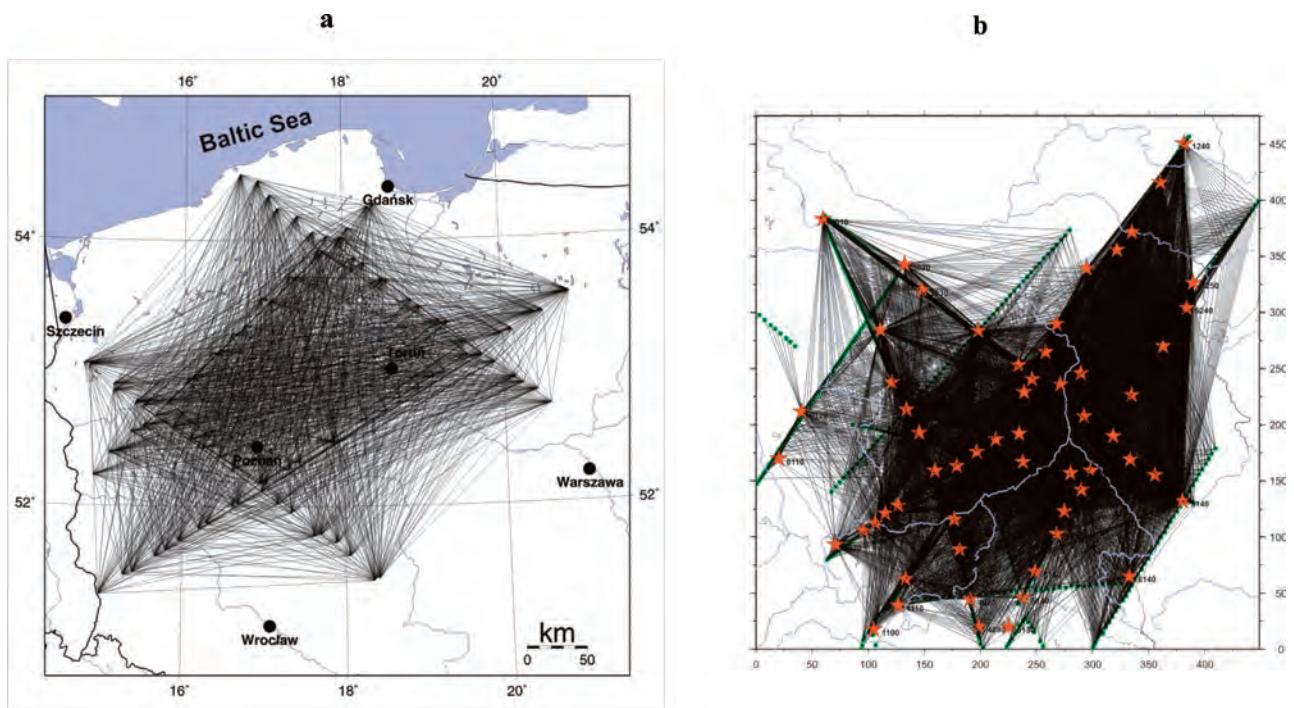
przecinających Transeuropejską Strefę Szwu, od Wielkiej Brytanii po SE Polskę. Koordynację opracowania części No 2 tego dzieła, dotyczącej wykonania syntetycznych podsumowań całości badań geofizycznych, zrealizowanych dotąd na tym obszarze, powierzono stronie polskiej. Dzieło ukazało się w 2010 r. (Guterch i in. 2010), a uroczysta prezentacja całości dzieła – tzw. Southern Permian Basin Atlas Last Event, miała miejsce w stolicy Unii Europejskiej, w Brukseli, w dniach 25 -26 czerwca 2010 r., z udziałem wielu przedstawicieli Parlamentu Europejskiego, w tym dyrektora generalnego Unii Europejskiej ds. Energii. Część nr 2 dzieła prezentował główny autor – A. Guterch.

W wyniku wieloletnich starań, zostało zrealizowane nowe zadanie badawcze o wybitnym znaczeniu aplikacyjnym i innowacyjnym. Jest to program badań głębokich struktur litosfery Ziemi metodami głębokich sejsmicznych profilowań refleksyjnych (do 30s), przy równoległym udziale nisko-częstotliwościowych profilowań sejsmicznych, refrakcyjnych i tomograficznych, dla obrazowania obszarów o złożonej budowie geologicznej. Tego typu badania zostały przeprowadzone na obszarze południowo-wschodniej Polski – na Lubelszczyźnie i Podlasiu oraz w Polskich Karpatach Wschodnich, na transekcie sejsmicznym o długości 240 km. Główne prace interpretacyjne dla tego przedsięwzięcia zostały zakończone w grudniu w 2011 r. Aktualnie trwają prace związane z przygotowaniem serii artykułów do publikacji w najważniejszych

czasopismach międzynarodowych. Wyniki badań przedstawiono już na kongresie Europejskiej Unii Nauk o Ziemi w Wiedniu oraz na Międzynarodowym Kongresie Geologicznym w Australii w b.r. (A.Guterch i inni 2012). Otrzymane wyniki badań stworzyły podstawę do rewizji ewolucji geologicznej i modelu tektonicznego basenu lubelskiego oraz upoważniają do sformułowania nowej wizji głębokiej budowy strefy Teisseyre'a – Tornquista na obszarze SE Polski, czyli na obszarze tzw. węzła geotektonicznego Europy Centralnej. Przyjęta metodyka prac polowych okazała się bardzo skuteczna dostarczając danych sejsmicznych o niespotykanej dotąd jakości, a w konsekwencji także o dużym znaczeniu aplikacyjnym.

Prace te, były finansowane przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. oraz Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, na wniosek Ministra Środowiska. W tym celu powołano specjalne Konsorcjum Naukowo-Przemysłowe dla realizacji tego typu zadań. W skład konsorcjum wchodzi Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o. i IGF PAN jako lider konsorcjum. Dyskutowane są dalsze przedsięwzięcia tego typu o wybitnym znaczeniu innowacyjnym, a jednocześnie niezbędne dla badań aplikacyjnych.

Trwają również intensywne prace sejsmiczne na południowo-wschodnim przedłużeniu Transeuropejskiej Strefy Szwu (TESZ) na Ukrainie, podjęte z inicjatywy Narodowej Akademii



Rys.5. Trójwymiarowe sejsmiczne pokrycie promieniowe w eksperymencie POLONAISE'97 (a) i dla SE Polski w eksperymencie CELEBRATION 2000 (b); czerwone gwiazdki na (b) oznaczają pozycje punktów strzałowych

Nauk Ukrainy. We współpracy międzynarodowej, z udziałem zespołów z Ukrainy, Polski, Niemiec, Danii, Węgier i Finlandii, zrealizowano już prace eksperymentalne na kilku transektach sejsmicznych określanych jako projekty DOBRE 2, DOBRE 3, DOBRE 4, PANCAKE. Trwają intensywne prace interpretacyjne, a w przygotowaniu znajduje się seria artykułów do publikacji w czasopismach międzynarodowych. Zespół Zakładu Sejsmicznych Badań Litosfery IGF PAN jest dla strony ukraińskiej zespołem wiodącym. W przygotowaniu znajdują się dwa następne projekty sejsmiczne, obejmujące także Białoruś, planowane do realizacji w latach 2012 i 2014. Prace te są finansowane głównie przez stronę ukraińską. W perspektywie kilkuletniej, dyskutuje się nowe wielkie międzynarodowe programy geodynamiczne obejmujące wschodnie obszary Polski oraz Białoruś i Ukrainę, a w dalszej kolejności, Morze Czarne oraz obszary do niego przyległe w Turcji, Gruzji, Rumunii i Bułgarii,

a nawet Grecji. Rejon Morza Czarnego jest jednym z najważniejszych problemów geodynamiki kontynentu europejskiego.

Przykład osiągniętych wyników badań – profil P4 z eksperymentu POLONAISE’97

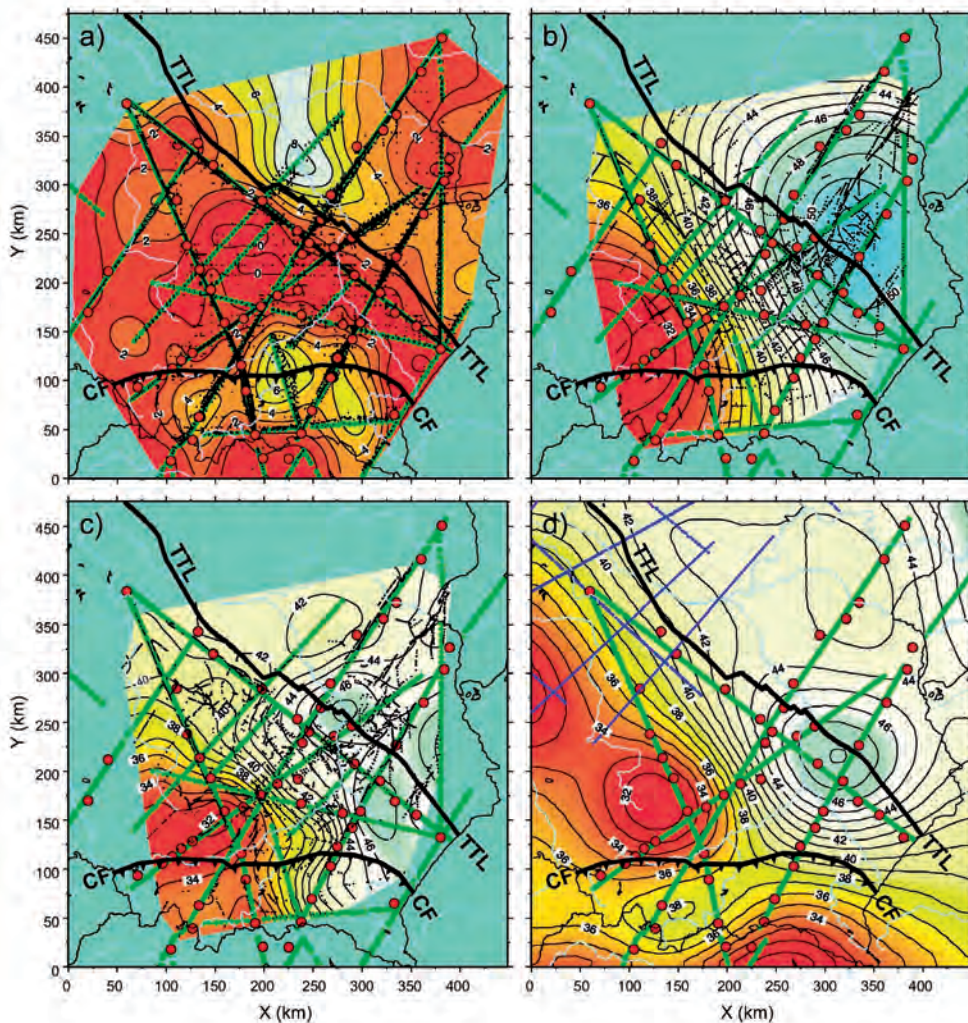
Eksperyment POLONAISE’97 był pierwszym z wielkich eksperymentów sejsmicznych zrealizowanych w latach 1997-2003. W ramach eksperymentu POLONAISE’97 badania wykonano na pięciu profilach o łącznej długości około 2000 km, zlokalizowanych na obszarze zachodniej i północno-wschodniej Polski oraz przyległych obszarach Niemiec i Litwy. Otrzymane nowe dane o głębokiej budowie skorupy ziemskiej na obszarze Polski – od struktur waryscyjskich Europy Centralnej i Zachodniej przez Transeuropejską Strefę Szwu do struktur prekambryjskich Europy Wschodniej, zmieniają w sposób istotny wiedzę o procesach geody-

namicznych, które miały miejsce na przedpolu południowo-zachodniego obrzeżenia kratonu wschodnioeuropejskiego (Baltika).

Na rys.3 przedstawiono dwuwymiarowy model skorupy ziemskiej wzdłuż profilu P4, o długości około 800 km (Guterch i in. 1999, Grad i in. 2002, 2003). Lokalizację profilu przedstawiono na rys.1a i b. Jest to najdłuższy profil w eksperymencie sejsmicznym POLONAISE’97, biegnący w przybliżeniu wzdłuż linii Zgorzelec – Głogów – Toruń – Suwałki – Wilno. Grubość skorupy ziemskiej wzdłuż profilu P4 zmienia się od 30-34 km na obszarze platformy paleozoicznej (Warysycydy) do około 40 km w Transeuropejskiej Strefie Szwu (TESZ) oraz 43-50 km pod kratonem wschodnioeuropejskim. Prędkości fal podłużnych P na granicy Moho zmieniają się od 8,15 km/s na platformie paleozoicznej do 8,3 i 8,25 km/s w Transeuropejskiej Strefie Szwu oraz 8,15 i 8,23 km/s na obszarze kratonu wschodnioeuropejskiego. Stwierdzono,

ponad wszelką wątpliwość, że wielki basen sedymentacyjny występujący w Transeuropejskiej Strefie Szwu – basen polski, jest wybitnie asymetryczny, osiąga rekordowe miąższości 16-20 km i jest przesunięty na SW względem maksymalnego przegłębienia granicy Moho. Basen polski jest częścią wielkiego basenu sedymentacyjnego Europy Centralnej i Zachodniej wieku permsko-mezozoicznego. Stwierdzono również, że dolna skorupa ziemska wzdłuż profilu P4 ma kontrastowo różne własności fizyczne przy przejściu od platformy paleozoicznej przez strefę TESZ do kratonu wschodnioeuropejskiego. Szczególnie złożoną strukturą charakteryzuje się strefa przejściowa od dolnej skorupy do górnego płaszczu Ziemi w strefie TESZ. Ponadto, w Transeuropejskiej Strefie Szwu na profilu P4 zinterpretowano trzy refleksyjne nieciągłości sejsmiczne w dolnej litosferze na głębokościach od 60 do 120 km. Model skorupy ziemskiej wzdłuż profilu P4 zalicza się do najdokładniejszych i najoryginalniejszych przekrojów skorupowych znanych w literaturze.

Struktura i ewolucja strefy kontaktu między wschodnioeuropejskim kratonem (Baltika) i terranami od południowego zachodu, w szeroko rozumianej



Rys. 6. Przykład 3-wymiarowego modelowania struktury skorupy ziemskiej na obszarze SE Polski w eksperymencie sejsmicznym CELEBRATION 2000. a - izolinie głębokości podłoża krystalicznego, b,c,d - izolinie miąższości skorupy ziemskiej (granicy Moho) na badanym obszarze, wyznaczone różnymi metodami.

Transeuropejskiej Strefie Szwu (TESZ), zaliczane są do głównych problemów tektonicznych Europy na północ od Alp. Rejon profilu P4 doświadczył kilku wielkich wydarzeń tektonicznych na przestrzeni historii geologicznej Europy Centralnej. Wydarzenia te niejednokrotnie nakładały się na siebie powodując ogromną komplikację dla jednoznacznej interpretacji geotektonicznej. Reprezentacja możliwej tektonicznej interpretacji obszaru profilu P4 została przedstawiona na rys.4 (Grad i in. 2003, 2007). W pierwszym modelu (a) jest to tzw. tektoniczna struktura złączeniowa. W tym modelu południowo-zachodnia litosfera Baltiki leży pod częścią platformy paleozoicznej. W drugim modelu (b) jest to tzw. rozbieżne obrzeżenie pasywne, w którym orogeneza waryscyjska reprezentuje „łagodną” kolizję. W trzecim modelu (c) południowo-zachodnie przedłużenie litosfery Baltiki jest minimalne. Basen polski, centralny element modelu P4, jest wielką strukturą geologiczną, o szerokości około 120 km. Skorupa krystaliczna pod basenem ma tylko 20 km grubości, co wskazuje na drastyczne wycienienie litosfery Baltiki (struktura transesyjska – rozciągnięcie z przemieszczeniem).

Podsumowanie

W czasie realizacji przedstawionych eksperymentów sejsmicznych rejestracje prowadzone były nie tylko w układzie dwuwymiarowym (2D) wzdłuż profili, ale także pomiędzy nimi. Dzięki temu zabiegowi metodycznemu otrzymano dobre pokrycie trójwymiarowe (3D) przebiegu fal sejsmicznych dla wybranych regionów geologicznych, szczególnie istotnych dla badań geodynamicznych. Najgęstszy system sejsmicznych rejestracji 3D zrealizowano na obszarze południowo-wschodniej Polski w ramach eksperymentu CELEBRATION 2000 oraz na obszarze basenu polskiego w eksperymencie POLONAISE'97 (rys. 5). Są to obszary o kluczowym znaczeniu dla geodynamiki kontynentu europejskiego. Stąd uzyskanie obrazu 3D rozkładu prędkości fal sejsmicznych mogło przyczynić się do postępu wiedzy o niezwykle złożonej budowie skorupy ziemskiej na tym obszarze. W szczególności, dotyczy to granicy terranów przyłączonych do południowo-zachodniej krawędzi kratonu wschodnioeuropejskiego (Baltiki) – bloku górnośląskiego, bloku małopolskiego z Górami Świętokrzyskimi, jak również rozwoju tego segmentu Transeuropejskiej Strefy Szwu (TESZ). Przykład przestrzennej 3D interpretacji struktury skorupy ziemskiej na obszarze SE Polski w eksperymencie CELEBRATION 2000 został przedstawiony na rys. 6a, b, c, d. Pierwszy z nich (6a), przedstawia izolinie głębokości podłoża krystalicznego. Następne trzy (6b, c, d) ilustrują izolinie miąższości całej skorupy ziemskiej

(granicy Moho), wyznaczone przy użyciu trzech różnych metod. W oparciu o analizę danych 3D zostały określone także, dla wydzielonych obszarów, współczynniki anizotropii prędkości fal sejsmicznych.

Nakreślony w 1995 r. i realizowany od 1997 r. program sejsmicznych badań refrakcyjnych i szerokokątowych refleksyjnych został zrealizowany na poziomie światowym, jednocześnie program głębokich profilowań refleksyjnych jest aktualnie realizowany. Było to możliwe dzięki szerokiej współpracy międzynarodowej z szeregiem znakomitych ośrodków naukowych w Stanach Zjednoczonych, Kanadzie i Europie oraz dzięki harmonijnej współpracy polskich instytucji finansujących te prace na obszarze Polski. Tutaj wymienić należy Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., Ministerstwo Środowiska i Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego oraz Instytut Geofizyki PAN i Instytut Geofizyki UW. Ale również należy podkreślić, że realizacja tego programu na poziomie światowym była możliwa dzięki znaczącej pomocy, otrzymanej, przede wszystkim, ze strony Narodowej Fundacji Naukowej w Waszyngtonie oraz ośrodków uniwersyteckich w USA oraz Kanadyjskiej Służby Geologicznej. Instytucje te udostępniły i sfinansowały wypożyczenie ogromnej ilości, wielkiej wartości, aparatur sejsmicznych najnowszej technologii, nieosiągalnych w takiej ilości w Europie.

Spis podstawowych publikacji:

1. Grad M., Guterch A., Mazur S., 2002. Seismic refraction evidence for crustal structure in the central part of the Trans-European Suture Zone in Poland, in *Palaeozoic Amalgamation of Central Europe*, edited by J.A. Winchester, T.C. Pharaoh and J. Verniers, Geological Society, London, Special Publications, 201, 295-309.
2. Grad M., Jensen S.L., Keller G.R., Guterch A., Thybo H., Janik T., Tiira T., Yliniemi J., Luosto U., Motuza G., Nasedkin V., Czuba W., Gaczyński E., Środa P., Miller K.C., Wilde-Piórko M., Komminaho K., Jacyna J., Korablíova L., 2003. Crustal structure of the Trans-European Suture Zone region along POLONAISE'97 seismic profile P4, *J. Geophys. Res.*, 108 (Bil), 2541, doi: 10.1029/2003JB002426.
3. Grad M., Guterch A., Keller G.R., POLONAISE'97 and CELEBRATION 2000 Working Groups, 2007. Variations in lithospheric structure across the margin of Baltica in Central Europe and the role of the Variscan and Carpathian orogenies, *The Geological Society of America Memoir*, 200, 341-356.

4. Guterch A., Grad M., Janik T., Materzok R., Luosto U., Yliniemi J., Lueck I., Schultze A., Foerste K., 1994. Crustal structure of the transition zone between Precambrian and Variscan Europe from new seismic data along LT-7 profile (NW Poland and eastern Germany), *C R. Acad. Sci. Paris, serie II*, 319, 1489-1496.
5. Guterch A., Grad M., Thybo H., Keller G.R., POLONAISE Working Group, 1999. POLONAISE'97 - International seismic experiment between Precambrian and Variscan Europe in Poland, *Tectonophysics*, 314, 101-121.
6. Guterch A., Grad M., Keller G.R., CELEBRATION 2000 Organizing Committee, 2001. Seismologists Celebrate the New Millennium with an Experiment in Central Europe, *Eos Trans. AGU*, 82, (45), 529, 534-535.
7. Guterch A., Grad M., Keller G.R., 2007. Crust and Lithospheric Structure - Long Range Controlled Source Seismic Experiments in Europe, in *Treatise on Geophysics*, edited by G. Schubert, B. Romanowicz and A. Dziewonowski, Elsevier, Amsterdam, vol. I, 533-558.
8. Guterch A., Wybraniec S., Grad M., Chadwick R.A., Krawczyk C.M., Ziegler P.A., Thybo H., De Vos W., 2010. Crustal structure and structural framework, in Doornbal J.C. and Stevenson A.G. (editors), *Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area*, EAGE Publications b.v. (Houten), pp. 11-23.
9. Guterch A., Malinowski M., Maksym A., Probulski J., Majdański M., Narkiewicz M., Czuba W., Gaczyński E., Grad M., Janik T., Jankowski L., Środa P., 2012. POLCRUST – a deep reflection seismic profile across the Trans-European Zone in SE Poland. Prezentacja wyników na kongresie Europejskiej Unii Nauk o Ziemi w Wiedniu oraz na XXXIV Międzynarodowym Kongresie Geologicznym w Brisbane w Australii, w 2012 r.
10. Malinowski M., Grad M., Guterch A., CELEBRATION 2000 Working Group, 2008. Three-dimensional seismic modelling of the crustal structure between East European Craton and the Carpathians in SE Poland based on CELEBRATION 2000 data. *Geophys. J. Int.*, doi: 10.1111/j.1365-246X.2008.03742.x.

Aleksander Guterch
Instytut Geofizyki Polskiej Akademii
Nauk, Warszawa
Stowarzyszenie dla Głębokich Badań
Geologicznych

Artykuł recenzowany
Artykuł nadesłano do redakcji: 30.08.2012
Artykuł przyjęto do druku: 11.09.2012

Zarządzanie bezpieczeństwem ruchu zakładu wykonującego roboty geologiczne metodą otworową



Przemysław Stęperski



Bogdan Konieczny

Katarzyna Cholewiak

Abstract

The article describes requirements regarding to HSE management during exploration drilling. In the first part entities involved in project are categorized into groups, next part describes requirements in scope of HSE management system for defined groups. At the end links between HSE management and Polish law are outlined, and also changes which are necessary for increase the effectiveness of HSE management are indicated.

Streszczenie

Artykuł opisuje wymagania odnośnie efektywnego zarządzania bezpieczeństwem w trakcie realizacji wierceń poszukiwawczych. W pierwszej części skategoryzowano grupy podmiotów biorących udział w realizacji wiercenia. Następnie przedstawione są wymagania w zakresie zarządzania bezpieczeństwem które powinny być spełnione w poszczególnych grupach, aby działania te były efektywne. Na koniec przedstawiono relacje między zarządzaniem bezpieczeństwem a polskim prawem oraz nakreślono kierunki, w których powinno być zmieniane prawo aby zwiększyć efektywność działań na rzecz bezpieczeństwa.

Wstęp

Artykuł podejmuje próbę odpowiedzi na pytanie jak efektywnie zarządzać bezpieczeństwem zakładu ruchu wykonującego roboty geologiczne metodą otworową, w odniesieniu do warunków panujących na rynku wykonywania tego typu prac.

Definicje i skróty

Bezpieczeństwo – termin w artykule jest odniesiony do kwestii:

- bezpieczeństwa publicznego,
- bezpieczeństwa i higieny pracy,

- bezpieczeństwa pożarowego,
- ochrony środowiska.

Zakład ruchu – zakład wykonujący roboty geologiczne metodą otworową.

Klasyfikacja podmiotów biorących udział w realizacji wiercenia

Określenie wymagań jakie miałyby spełniać efektywny system zarządzania bezpieczeństwem ruchu zakładu, wymaga skategoryzowania podmiotów wykonujących w nim prace. Wydaje się słuszny podział podmiotów na następujące kategorie:

- Przedsiębiorca – czyli podmiot posiadający koncesje, podmiot ten może przekazać swoje obowiązki innemu podmiotowi prowadzącemu ruch zakładu w jego imieniu.
- Wykonawcy kluczowi – podmioty specjalistyczne, realizujące prace związane bezpośrednio z wykonaniem otworu, istotne ze względu na bezpieczeństwo prowadzenia ruchu, np.:
 - Serwis wiertniczy,
 - Serwis kierunkowy,
 - Serwis geofizyki otworowej,
 - Serwis płuczki, itp.
- Pozostali wykonawcy – podmioty, którym są powierzone pomniejsze prace w ruchu zakładu, związane pośrednio z bezpieczeństwem z ruchu zakładu, np.:
 - Podmiot świadczący usługi transportowe,
 - Podmiot dostarczający wodę technologiczną,
 - Podmiot odbierający odpady, itd.

Konstrukcja systemu zarządzania bezpieczeństwem ruchu

1. Zadania Przedsiębiorcy

Przedsiębiorca, aby efektywnie zarządzać bezpieczeństwem powinien przedstawić ramowy

system, w którym mogłyby funkcjonować pozostałe podmioty. System ten powinien zawierać:

- Podział obowiązków i warunki wykonania pracy

W celu efektywnego i bezpiecznego prowadzenia ruchu, kluczowe jest przedstawienie widocznej struktury, podejmowania decyzji w szczególności gdy dana praca wpływa na bezpieczeństwo prowadzenia ruchu lub jest związana z kontrolą lub usuwaniem sytuacji awaryjnej. Struktura taka powinna obejmować wszystkie zaangażowane podmioty. Zasadne byłoby wprowadzenie systemu zezwoleń na pracę (z ang. Work Permit System) dla poszczególnych prac związanych z podwyższonym ryzykiem lub prowadzonych wspólnie przez wiele podmiotów.

- Analizę i ocenę ryzyka przedsięwzięcia
Analizowanie i ocena ryzyka powinna być skoordynowana przez przedsiębiorcę przy współuczestnictwie podmiotów kluczowych, a jeśli istnieje taka potrzeba, również z pozostałych podmiotów. Aby taka analiza i ocena ryzyka mogła być przeprowadzona prawidłowo, wskazane byłoby analizować ryzyko nie dla miejsc i stanowisk pracy, ale dla operacji. Przeprowadzenie takich działań, np. przy użyciu metody Analizy Bezpieczeństwa Operacji (z ang. Job Safety Analysis) pozwala na:

- Identyfikację potencjalnych negatywnych współoddziaływań pomiędzy prowadzonymi pracami.
- Lepszą identyfikację zagrożeń i ocenę ryzyka ich wystąpienia,
- Lepszy dobór środków kontroli ryzyka,
- Lepsze określenie sposobu postępowania awaryjnego.

- Sprzęt
Efektywność zarządzania bezpieczeństwem wymaga, aby stosowany sprzęt spełniał wymogi bezpieczeństwa. W tym celu Przedsiębiorca powinien wdrożyć system pozwalający ocenić czy sprzęt techniczny spełnia te wymogi.

W przypadku sprzętu krytycznego ze względu na bezpieczeństwo wskazane by było, aby przedsiębiorca jasno określił wymogi jakościowe i ilościowe w tym zakresie.

- Personel i kwalifikacje
Nie jest możliwe efektywne zarządzanie bezpieczeństwem prowadzenia ruchu w przypadku, gdy zatrudniony personel nie ma odpowiednich kompetencji, a także brak jest działań motywujących do bezpiecznego wykonywania pracy. W związku z tym zasadne byłoby wprowadzenie przez przedsiębiorcę systemu motywującego personel, powiązanego z „identyfikacją

najlepszych praktyk” oraz systemem obserwacji pracy, w który zaangażowani byłiby wszyscy pracownicy obecni na terenie prowadzenia prac.

- **Komunikacja**
Komunikacja, czyli przekazywanie informacji jest czynnikiem krytycznym, bez którego nie istnieje możliwość stworzenia systemu zarządzania bezpieczeństwem. Przekazywanie informacji w trakcie realizacji prac powinno w szczególności obejmować:
 - Zapoznanie z zasadami bezpieczeństwa w miejscu pracy – każda osoba przebywająca na terenie prowadzenia prac po raz pierwszy lub po dłuższej nieobecności, powinna zostać poinformowana o zasadach funkcjonowania systemu, ze szczególnym uwzględnieniem istniejących zagrożeń i środków ich kontroli, w zakresie dostosowanym do obowiązków tej osoby.
 - Spotkania zmianowe i przekazanie zmiany – specyfika realizacji robót geologicznych wymaga, aby praca była realizowana w ruchu ciągłym, co jest związane z koniecznością wykonywania pracy w systemie zmianowym. Aby zapewnić bezpieczeństwo wskazane jest, aby każda zmiana zaczynała pracę od krótkiego zaznajomienia się z przebiegiem poprzedniej zmiany oraz planem prac obejmującym czas trwania ich zmiany. Dodatkowo wskazane jest, aby pracownicy, szczególnie pracujący na stanowiskach kluczowych informowali zmienników o wszystkim co mogłoby wpływać na bezpieczeństwo.
 - Szkolenia przed pracami niebezpiecznymi – w szczególności wykonywanymi przez wiele podmiotów. Ważne jest aby przeprowadzić z całym personelem spotkanie, na którym zostanie dokładnie omówiona praca, podział obowiązków, zagrożenia, środki kontroli ryzyka, a także postępowanie awaryjne.
 - Znaki i sygnały bezpieczeństwa – na terenie prowadzenia prac powinny być stosowane znaki bezpieczeństwa, sygnały dźwiękowe informujące o zagrożeniach, a także sygnały świetlne, jeśli istnieje taka potrzeba. Istotne jest, aby stosowane znaki i sygnały były zrozumiałe dla całego personelu.
- **Kontrola**
Ważne jest, aby przedsiębiorca posiadał środki pozwalające na kontrolę prowadzenia prac. Takim środkiem mogłoby być stworzenie i zastosowanie list kontrolnych, które pozwoliłyby szybko i skutecznie

stwierdzić, czy prace są prowadzone w sposób prawidłowy.

- **Zdarzenia i warunki niebezpieczne oraz wypadki**
Przedsiębiorca powinien analizować wszystkie zdarzenia i warunki niebezpieczne, a także wypadki. Rzetelne przeprowadzenie takich analiz pozwoli na określenie źródeł takiego stanu rzeczy oraz pomoże określić jakie działania mogą zapobiec wystąpieniu wypadku w przyszłości. O wynikach analiz należy informować cały obecny personel, a także podmioty kluczowe i pozostałe. Dla efektywności takich działań ważne jest, aby wszystkie zdarzenia i warunki niebezpieczne oraz wypadki były zgłaszane.
- **Plany działań podnoszących bezpieczeństwo**
Wprowadzenie planu działań podnoszących bezpieczeństwo, do którego wprowadzono by wyniki kontroli, analiz zdarzeń i warunków niebezpiecznych, wypadków, a także określono by wymagane działania, osoby/podmioty odpowiedzialne i terminy ich realizacji, co z kolei pozwoliłoby na monitorowanie podnoszenia poziomu bezpieczeństwa na terenie prac.
- **Plany postępowania awaryjnego**
Należałoby stworzyć jednolity plan mówiący o postępowaniu w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa, w szczególności określając w nim kwestie decyzyjności. Plan taki powinien obejmować:
 - Zagadnienia związane z kontrolą otworu,
 - Wystąpienie gazu toksycznego w stężeniach niebezpiecznych,
 - Zwalczanie pożaru,
 - Udzielanie pierwszej pomocy i kwalifikowanej pomocy medycznej,
 - Wystąpienie zagrożeń dla bezpieczeństwa publicznego,
 - Reagowanie na zdarzenia środowiskowe,
 - Reagowanie na awarię sprzętu krytycznego ze względów bezpieczeństwa, mogącą powodować kolejne zagrożenia.

2. Zadania wykonawców kluczowych

Wykonawcy kluczowi są zobowiązani w ramach systemu przedsiębiorcy do:

- Określenia wymagań odnośnie sprzętu, jego atestacji oraz programu konserwacji.
- Określenia wymagań w zakresie personelu, wymaganych kompetencji i kwalifikacji, oraz prowadzenia szkoleń.
- Przedstawienia instrukcji bezpiecznego wykonywania prac.

- Uczestniczenia w opracowaniu analiz i oceny ryzyka operacyjnego jeśli istniała by taka potrzeba.
- Stosowania się do systemu zarządzania bezpieczeństwem przedsiębiorcy.

3. Wykonawcy pozostali

- Wykonawcy pozostali są zobowiązani w ramach systemu przedsiębiorcy do:
- Stosowania się do systemu zarządzania bezpieczeństwem przedsiębiorcy.
- Uczestniczenia w opracowaniu analiz i oceny ryzyka operacyjnego jeśli istniała by taka potrzeba.
- Przedstawienia na wniosek przedsiębiorcy w stosownym zakresie informacji odnośnie stosowanego sprzętu, kwalifikacji personelu lub też instrukcji wykonania pracy.

Możliwości stosowania efektywnego zarządzania bezpieczeństwem w prawie polskim

W polskim i europejskim prawie już obecnie istnieją przepisy mogące stanowić punkt wyjścia do integracji dokumentów, o których mówią z takim systemem zarządzania przedsiębiorcy, w szczególności są to:

- Art. 3. Dyrektywy rady 92/91/EWG z dnia 3 listopada 1992 r. dotyczącej minimalnych wymagań mających na celu poprawę warunków bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi (Dz.U. L 348 z 28.11.1992) – mówiący m.in. o dokumencie bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników oraz koordynacji prac prowadzonych przez wielu pracodawców.
- Art. 108. Ustawy Prawo Geologiczne i Górnictwo z dnia 9 czerwca 2011 r. (Dz.U. z 2011 nr 163 poz. 981) – mówiący o Planie Ruchu.
- Art. 117. Ustawy Prawo Geologiczne i Górnictwo z dnia 9 czerwca 2011 r. (Dz.U. z 2011 nr 163 poz. 981) – mówiący o obowiązkach przedsiębiorcy w zakresie identyfikacji zagrożeń, ich kontroli oraz o dokumencie bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników.
- Art. 208. Ustawy Kodeks pracy z dnia 26 czerwca 1974 r. (Dz.U. z 1998 nr 21 poz. 94, ze zm.) – mówiący o konieczności koordynacji prac wykonywanych przez wielu pracodawców.
- §12. rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy, prowadzenia ruchu oraz specjalistycznego zabezpieczenia przeciwpożarowego w zakładach górniczych wydobywających

kopaliny otworami wiertniczymi z dnia 28 czerwca 2002 r. (Dz.U. z 2002 nr 109 poz. 961, ze zm.) – mówiący o tym, iż podział obowiązków w ruchu zakładu powinien być dokonany na piśmie.

Niemniej niektóre z przepisów, ze względu na stopień swojej szczegółowości nie pozwalają podejść kompleksowo do kwestii bezpieczeństwa w zakresie: bezpieczeństwa publicznego, bezpieczeństwa i higieny pracy, bezpieczeństwa pożarowego oraz ochrony środowiska. Plan Ruchu i Dokument Bezpieczeństwa, niestety częściowo pokrywają się zakresami, co prowadzi do zbędnej duplikacji opracowań, co z kolei może prowadzić również do powstania rozbieżności między nimi i w konsekwencji do zamieszania.

Niezależnie od wymogów prawnych, niektóre z firm będących przedsiębiorcami stosują już w Polsce takie Systemy Zarządzania. Także istotne działania podejmują polskie firmy serwisowe, w tym i Poszukiwania, Nafty i Gazu JASŁO S.A, które wprowadziło System Zarządzania HSE. Niestety takie rozwiązanie powoduje zwiększanie biurokracji, która nie zawsze jest mile widziana.

Zasadnym byłoby, aby „Dokument bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników”, wprowadzony do prawa polskiego w ramach przygotowań do integracji europejskiej, połączyć z rozwiązaniem funkcjonującym na terenie Polski od wielu dziesięcioleci i które stara się podejść do kwestii bezpieczeństwa kompleksowo – mianowicie z Planem Ruchu, z jednoczesnym zmniejszeniem stopnia szczegółowości, szczególnie tego pierwszego, „Dokumentu bezpie-

czeństwa i ochrony zdrowia pracowników”.

Takie rozwiązanie pozwoliłoby na to, aby przedsiębiorca mógł stworzyć spójny system zarządzania bezpieczeństwem prowadzenia ruchu dla realizacji danego otworu wiertniczego oraz ujęcie tego systemu w Planie Ruchu.

Przemysław Stęperski
Kierownik Działu Systemów Zarządzania HSE i ISO w PNiG JASŁO S.A.,
doktorant na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu na AGH, www.steperski.com
przemyslaw@steperski.com

Bogdan Konieczny
Główny specjalista ds. BHP, HSE i ISO w PNiG JASŁO S.A.,
bkonieczny@pnig.jaslo.pl

Katarzyna Cholewiak
Aplikant radcowski
kcholewiak@wp.pl

Artykuł recenzowany
Artykuł nadesłano do redakcji: 7.05.2012
Artykuł przyjęto do druku: 7.09.2012

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>

PRENUMERATA

Najlepszym sposobem na regularne otrzymywanie WIADOMOŚCI NAFTOWYCH I GAZOWNICZYCH

Zamówienia: tel./fax: 18 352 64 84
<http://www.wnig.pl> e-mail: prenumerata@wnig.pl

DZIAŁALNOŚĆ SZKOLENIOWA INSTYTUTU NAFTY I GAZU

Wiedza i doświadczenie naszych pracowników to podstawa szkoleń organizowanych przez Instytut Nafty i Gazu, obejmujących następujący zakres tematyczny:

GAZOWNICTWO

- ocena i kontrola jakości węglowodorowych paliw gazowych;
- metodyka poboru próbek paliw gazowych;
- walidacja metod chromatograficznej analizy gazu ziemnego, wzorcowania urządzeń i ocena niepewności wyników analizy;
- zmiany w przepisach metrologicznych dotyczących przyrządów pomiarowych - prawna kontrola metrologiczna a system oceny zgodności (Dyrektywa MID);
- metodyka szacowania niepewności pomiaru gazu w stacjach gazowych;
- nielegalny pobór gazu - metody wykrywania oraz przeciwdziałania w obszarze pomiarów u indywidualnych odbiorców;
- nierozliczone ilości gazu związane z pomiarami;
- stosowanie technologii zgrzewania doczołowego elektrooporowego rur z polietylenu – dla monterów i dla pracowników nadzoru;
- wymagania techniczne dotyczące instalacji na paliwa gazowe- okresowe kontrole stanu technicznego instalacji gazowych w budynkach mieszkalnych i użyteczności publicznej;
- normy zharmonizowane z dyrektywą 2009/142/WE - badania kontrolne urządzeń gazowych;
- metody promocji gazu ziemnego w Działach Obsługi Klienta zakładów gazowniczych;
- pomiary intensywności zapachu gazu metodami odorymetrycznymi;
- podstawowe problemy analityczne i interpretacyjne w zakresie oceny jakości gazu ziemnego;
- wybrane problemy techniczne i interpretacyjne w analizach on-line stężenia THT w gazie ziemnym.

TECHNOLOGIA NAFTY

- kontrola dostaw i monitorowanie jakości paliw w systemie dystrybucji;
- pobieranie próbek produktów i półproduktów spirytusowych ze zbiorników stacjonarnych zgodnie z PN-A-79528-1:2000 oraz PN-A-79527:2001;
- pobieranie próbek paliw płynnych wg PN-EN ISO 3170:2006 oraz PN-EN 14 275:2005
- tryb postępowania przy dopuszczaniu dowodów z opinii biegłego w sprawie paliw złej jakości;
- metody zabezpieczania śladów przy fałszowaniu paliw płynnych i nielegalnym odbarwianiu oleju opałowego;
- dystrybucja paliw;
- interpretacja istotności przekroczeń wymagań jakościowych paliw płynnych, biopaliw i LPG;
- system certyfikacji biopaliw i biopłynów w zakresie zrównoważoności rozwoju;
- praktyczne wykorzystanie tablic alkoholometrycznych zawartych w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 25 maja 2006 w sprawie liczbowych danych odniesienia dla mieszanin alkoholu etylowego i wody (Dz. U. nr 106 poz. 716).

Instytut organizuje również szkolenia dedykowane, przygotowywane w oparciu o wytyczne klienta.

Instytut dysponuje salami szkoleniowymi (w Krakowie na ul. Lubicz 25A i ul. Łukasiewicza 1, w Warszawie na ul. Kasprzaka 25) wyposażonymi w nowoczesny sprzęt audiowizualny, a także w:

- bezprzewodowy dostęp do Internetu,
- elektronicznie sterowane oświetlenie i zaciemnienie,
- nagłośnienie i mikrofon bezprzewodowy,
- projektory multimedialne,
- laptop,
- ekrany projekcyjne i telewizory LCD,
- odtwarzacz DVD,
- klimatyzację,
- flip-chart.

Dodatkowo na życzenie klienta możemy zapewnić catering.



Kontakt:
Dział Marketingu i Szkoleń
mgr Joanna Dural
Adres: ul. Łukasiewicza 1, 31-429 Kraków
Telefon: 12 617-75-23 Faks: 12 617-75-18
E-mail: joanna.dural@inig.pl

Nowoczesne rozwiązanie problemu utylizacji płynnych odpadów wydobywczych zawierających chlorki



Andrzej Goc



Jednym z serwisów funkcjonujących w ramach Spółki Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o. jest Serwis Płuczkowy, którego zadaniem jest przygotowanie, kontrolowanie i prowadzenie płuczki wiertniczej w trakcie wszelkiego rodzaju prac wiertniczych.

Serwis Płuczkowy dysponuje doświadczoną kadrą oraz sprzętem do oczyszczania płuczki w postaci wirówek dekantacyjnych oraz stacji flokulacyjnych.

Na rzecz Serwisu pracuje Laboratorium Płuczkowo – Cementacyjne, którego zadaniem jest:

- testowanie nowych materiałów płuczkowych,
- sprawdzanie jakości zakupionych materiałów płuczkowych,
- przygotowanie i konserwacja sprzętu kontrolno – pomiarowego,
- opracowywanie nowych receptur płuczek wiertniczych.

Serwis Płuczkowy, mając świadomość negatywnego wpływu zużytej płuczki wiertniczej na środowisko naturalne, na przestrzeni ostatnich lat dąży do zminimalizowania ilości powstających odpadów wydobywczych (urobku). Każdy obsługiwany odwiert pozwalał na udoskonalenie technologii płuczek wiertniczych, a co za tym idzie na zmniejszanie ilości wywożonego urobku stałego i płynnego z wiertni.

Usunięty z płuczki urobek, a także zużyta płuczka wiertnicza, która pozostaje po odwierceniu otworu, wywożone są na specjalny obiekt unieszkodliwiania odpadów wydobywczych.

Obiekt unieszkodliwiania odpadów wiertniczych, którego właścicielem jest spółka Poszukiwania Naftowe Diament Sp. z o.o. znajduje się w miejscowości Wronów w województwie dolnośląskim. Użytkowany jest od 1996 roku, dysponował sześcioma kwaterami, w których składowane są odpady pochodzące z wierceń otworów za ropą naftową i gazem ziemnym. Pierwsza kwatera została zrehabilitowana

w 2000 roku, następna w 2005 roku. Aktualnie do rekultywacji szykowane są dwie następne kwatery, a w eksploatacji pozostaną dwie ostatnie. Obiekt unieszkodliwiania odpadów wydobywczych jest konstrukcją ziemną, każda kwatera jest uszczelniona specjalną folią PEHD o grubości 2 mm. Zgromadzone w kwaterach odpady zawierają płuczkę zasoloną, która rozcieńczona opadami atmosferycznymi tworzy wody nadosadowe traktowane jako ścieki zasolone.

Największy problem stanowią odpady płynne. W trakcie składowania zużytej płuczki następuje powolny rozdział faz, faza stała opada na dno kwatery, a na górze pozostaje, zanieczyszczona przede wszystkim chlorkami, woda.

Problemem jest wysoka koncentracja chlorków w tej wodzie, wynikająca z obecności soli w przewiercanych pokładach, a także z powodu dodawania soli kamiennej lub potasowej do płuczki ze względów technologicznych. Wysoka koncentracja chlorków w wodzie z obiektu unieszkodliwiania odpadów wydobywczych, czy też w zużytej płuczce powoduje, że takich odpadów nie można dać do utylizacji w oczyszczalni ścieków, zwłaszcza do oczyszczalni biologicznych, gdyż wysoka koncentracja chlorków zabije florę bakteryjną niezbędną do prawidłowego funkcjonowania tych oczyszczalni. Takiej wody czy zużytej płuczki także nie można bezpośrednio wprowadzić do środowiska gdyż dopuszczalna zawartość chlorków we wszystkich rodzajach ścieków nie może przekraczać 1 000 mg chlorków na 1 litr ścieku, a płynne odpady wydobywcze znacznie przekraczają tę wartość, (koncentracja chlorków może osiągnąć nawet pełne nasycenie).

W trakcie wieloletniej eksploatacji obiektu unieszkodliwiania odpadów wydobywczych we Wronowie problemem stała się kwestia, co zrobić z nadmiarem zasolonej wody? Ponieważ objętość obiektu się zmniejsza wraz z rekulty-

wacją kolejnych kwater, stąd z roku na rok ten problem narasta.

Wychodząc naprzeciw temu zagadnieniu pracownicy Laboratorium Płuczkowo – Cementacyjnego spółki „Diament” na podstawie wieloletnich doświadczeń zaproponowali jego kompleksowe rozwiązanie przez zastosowanie wyparek próżniowych.

Kluczem do rozwiązania problemu jest fakt, że 1 m³ nasyconego roztworu chlorku sodu składa się z ~ 88 % wody i ~ 12 % soli (~ 317 kg).

Ze względu na obecność koloidalnej fazy stałej w płynnych odpadach wydobywczych, a także biorąc pod uwagę obecność twardości przemijającej i nieprzemijającej doszliśmy do wniosku, że wykorzystanie innych rozwiązań, na przykład zastosowanie procesów membranowych do utylizacji odpadów wydobywczych zawierających chlorki będzie złym rozwiązaniem.

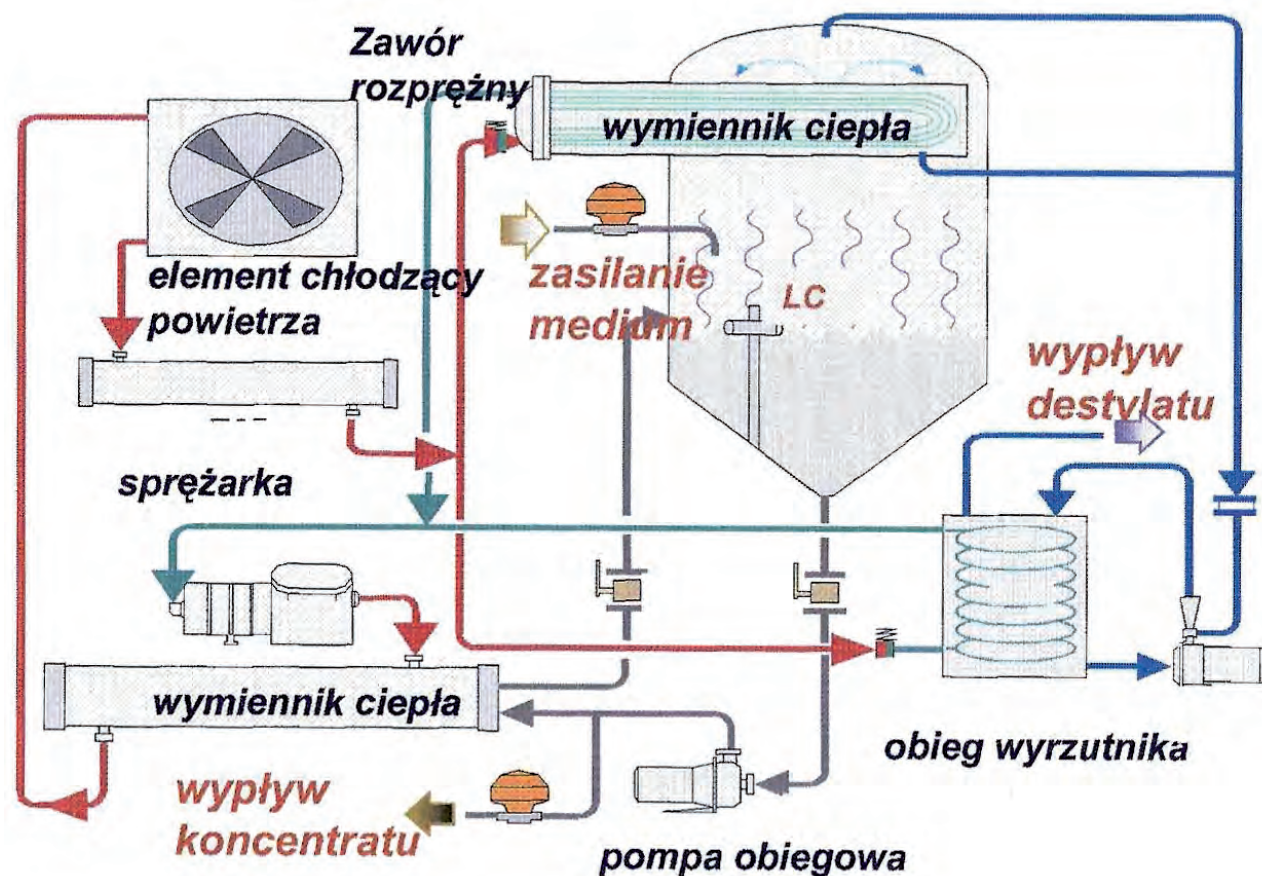
Stąd nasze zainteresowanie zastosowaniem wyparek próżniowych jako najlepszego rozwiązania problemu utylizacji płynnych odpadów.

W ogólnym zarysie, w wyparkach próżniowych wykorzystuje się zjawisko fizyczne, w którym obniżenie ciśnienia wpływa na obniżenie temperatury wrzenia solanki. Surowe odpady płynne podawane są do komory wrzenia wyparki przez rurowy wymiennik ciepła. W wyparce zostają one rozdzielone na dwa strumienie: duży strumień oczyszczonego destylatu (woda) i niewielką pozostałość po procesie (koncentrat), w której znajduje się większość zanieczyszczeń. Wyparka pracuje w oparciu o zasadę działania pompy ciepła w warunkach podciśnienia rzędu 7 kPa. Dzięki takiemu rozwiązaniu, temperatura wrzenia ścieku wynosi około 40°C, a niekorzystne procesy takie jak tworzenie się kamienia czy korozja są całkowicie eliminowane lub znacznie ograniczane.

Cały proces odparowania wody w wyparce próżniowej jest zautomatyzowany. Obniżenie ciśnienia w komorze reakcyjnej powoduje, że ilość energii potrzebnej do odparowania wody jest znacznie niższa niż w warunkach normalnych. Pozwala to na znaczną redukcję kosztów odparowania wody pod zmniejszonym ciśnieniem. Dzięki wykorzystaniu tego procesu będzie można odzyskać 70 - 80% czystej wody z 1 m³ nasyconej solanki.

Na rysunku nr 1 pokazano zasadę działania wyparek próżniowych.

Zastosowanie tego systemu pozwoli na oddzielenie wody od rozpuszczonej w niej soli. Wodę pozbawioną chlorków będzie można „odać” środowisku naturalnemu, a otrzymaną sól można wykorzystać powtórnie przy opracowywaniu receptur płynów wiertniczych lub w przypadku, jej dużego zanieczyszczenia, bezpiecznie unieszkodliwić na obiekcie unieszkodliwiania odpadów wydobywczych.



Rysunek nr 1. Schemat działania wyparów próżniowych.

Rozwiązanie to umożliwia ograniczenie objętości płynnych odpadów powiertniczych, w miejsce których będzie można zdeponować odpady stałe, co wydłuży eksploatację obiektu unieszkodliwiania odpadów.

Mając rozwiązany problem od strony technologicznej inżynierowie „Diamentu” przystąpili do rozwiązania problemów z przygotowaniem zasolonej wody do odparowania a także do osuszenia odzyskanej soli.

Opracowaną koncepcję całego systemu utylizacji odpadów (nazwanego Mobilnym Systemem Wyparnym), pokazano na rysunku nr 2.

Założono ponadto, że cały system będzie mobilny, to znaczy, że będzie można z niego korzystać w dowolnym miejscu, w którym zajdzie potrzeba utylizacji płynnych odpadów powiertniczych (np. na terenie wiertni).

Innym ważnym założeniem była kwestia zasilania całego układu, gdzie najlepszym rozwiązaniem będzie zasilanie całości wyłącznie energią elektryczną.

Na rysunku nr 3 pokazano schemat zabudowy wyparów na naczepach pod ciągnik siodłowy.

Cały proces będzie zautomatyzowany i odbywać się będzie w czterech etapach.

W I etapie z kwatery wypełnionej wodą zawierającą chlorki, pobierana będzie woda.

W pierwszej kolejności zostanie sprawdzona mętność wody. Jeżeli płyn będzie mętny to zostanie podany do zbiornika buforowego [1] jak pokazano na rys. nr 2, z którego bezpośrednio zostanie podana na prasę komorową, przy pomocy, której zostanie usunięta faza stała mogąca zakłócić proces wyparny, a następnie trafi do zbiornika buforowego [2]. Jeżeli woda będzie czysta (o znikomej zawartości fazy stałej) to zostanie bezpośrednio podana na zbiornik buforowy [2]. Oprócz mętności, sprawdzana będzie także twardość wody oraz jej pH.

W II etapie ze zbiornika buforowego [2], zespół wyparów I stopnia [4] i [5] będzie automatycznie zasysać wodę, która zostanie podgrzana w rurowym wymienniku ciepła, a następnie trafi do komory wyparnej, w której utrzymywane jest obniżone ciśnienie, co pozwoli na odparowanie wody w temperaturze $\sim 40^\circ\text{C}$. Destylat ze skraplacza zostanie zrzucony bezpośrednio do kanału, czyli „oddawany” do środowiska. Po osiągnięciu określonej objętości wykrystalizowanej soli w dolnej, stożkowej części komory wyparnej, nastąpi automatyczny zrzut w postaci koncentratu. Odsączona sól trafi do zbiornika [3], a nasycona solanka trafi do zespołu wyparów II stopnia [6].

W III etapie nasycona solanka zostanie odparowana na wyparkach II stopnia [6], których

zadaniem będzie maksymalne zagęszczenie soli. W wyparce stopnia II wbudowany jest obrotowy zgarniacz, który umożliwi zagęszczenie soli i odparowanie pozostałej wody. Wykrystalizowana sól okresowo będzie zrzucana do zbiornika [3]. Destylat ze skraplacza, zostanie zrzucony bezpośrednio do kanału, czyli „oddawany” do środowiska.

W IV etapie wilgotna sól poddana będzie analizie chemicznej, na podstawie której zostanie określony sposób postępowania z nią. Gdy zanieczyszczenie będzie wysokie, unieszkodliwienie wykonane będzie na terenie obiektu unieszkodliwiania odpadów wydobywczych. W przypadku gdy wilgotna sól będzie czysta, to zostanie wysuszona, zapakowana i wykorzystana ponownie przy sporządzaniu płuczek wiertniczych.

Zastosowanie Mobilnego Systemu Wyparnego przyniesie następujące korzyści:

- pozwoli rozwiązać trwale problem płynnych odpadów powiertniczych,
- wydłuży czasokres eksploatacji obiektu unieszkodliwiania odpadów wydobywczych,
- umożliwi odzyskanie części soli i ponowne jej użycie w technologii płynów wiertniczych,
- ewentualne zastosowanie systemu na



Rysunek nr 2. Wizualizacja schematu technologicznego Mobilnego Systemu Wyparnego

wiertni ograniczy ilość wywożonych odpadów na składowisko, a tym samym znacząco ograniczy koszty transportu.

- w przyszłości pozwoli na sprzedaż odzyskanej soli innym użytkownikom.

30 grudnia 2011 roku Spółka PN „Diament” złożyła wniosek o dofinansowanie projektu inwestycyjnego ze środków krajowych z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w zakresie:

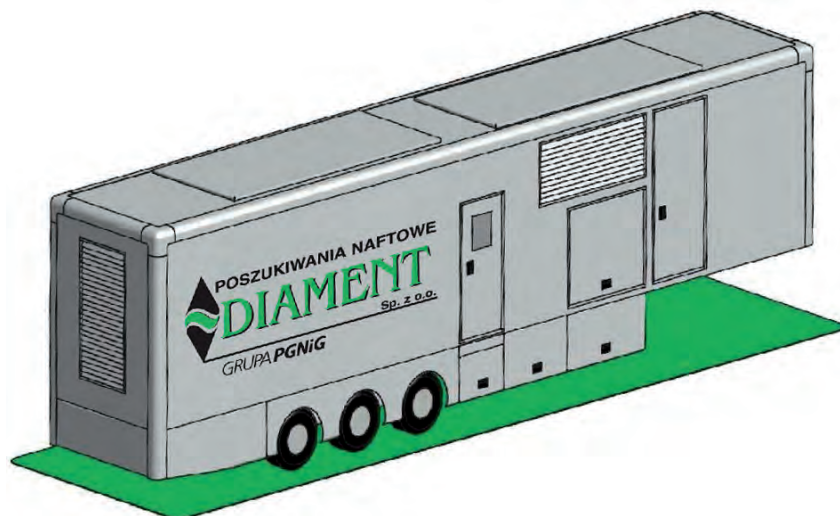
- Geologii i górnictwa,
- Program priorytetowy 4.3: Zmniejszenie uciążliwości wynikających z wydobywania kopaliny,
- Część pierwsza: Przedsięwzięcia zmierzające do zmniejszenia uciążliwości wynikających z wydobywania kopaliny i ich wzbogacania oraz ograniczenia negatywnego oddziaływania na środowisko procesów likwidacji zakładów górniczych.

Projekt inwestycyjny realizowany jest pod nazwą: „*Wdrożenie mobilnego systemu wyparnego oraz rozbudowa laboratorium*”.

Wnioskowana dotacja została przyznana przez NFOŚiGW w wysokości 40% kosztów budowy Mobilnego Systemu Wyparnego. Umowa na wnioskowaną dotację została podpisana przez Zarząd Spółki „Diament” i Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w lipcu 2012 roku. Z dniem podpisania umowy nastąpił początek realizacji przedsięwzięcia.

Przewidywany termin uruchomienia wyparek próżniowych to marzec 2013 roku. Synchronizacja wyparek z prasą komorową oraz suszarką powinna zakończyć się w grudniu 2013 roku.

Dodatkowo w ramach projektu pod nazwą: „Wdrożenie mobilnego systemu wyparnego oraz rozbudowa laboratorium” zostanie rozbudowane Laboratorium Płuczkowo – Cementacyjne i w ramach dofinansowania zostanie zakupiony sprzęt laboratoryjny. Zakończenie inwestycji planowane jest na 15 grudnia 2014 roku.



Rysunek nr 3. Schemat zabudowy wyparek.

Andrzej Goc
Kierownik Laboratorium Płuczkowo –
Cementacyjnego Poszukiwań
Naftowych „Diament” Sp. z o.o.
w Zielonej Górze



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, Swarzów i Brzeźnica.

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

Zgrzewanie elektrooporowe PE na przykładzie systemu FRIALEN firmy Friatec AG. Wykonywanie przyłączy do czynnych sieci wykonanych z PE-HD, metody naprawcze oraz nowe produkty



Zbigniew Mocio



Firma Marley Polska Sp. z o.o. należąca do grupy kapitałowej Aliaxis posiada w programie sprzedaży wiele produktów mających zastosowanie w budowie sieci gazowych, wodociągowych, kanalizacyjnych oraz instalacji przemysłowych. Jednym z nich są elektroizolacje systemu FRIALEN® produkowane przez niemiecką Firmę Friatec AG.

Historia firmy Friatec AG sięga roku 1863. Pierwszymi produktami firmy były wyroby z gliny i kamionki. W miarę rozwoju technologii i powstawania nowych materiałów producent zmieniał paletę produkcji.

Dzisiaj z „historycznych” produktów pozostały tylko wykonywane pod konkretne zapotrzebowania klientów białe i zielone kamionki, które mają zastosowanie np. w laboratoriach chemicznych czy medycynie.

Elektroizolacje produkowane w dziale Technicznych Tworzyw Sztucznych sprzedawane są na cały świat, a ich opatentowana konstrukcja pozwoliła na stosowanie w wielu krajach określenia jako „System bezpiecznych złączy Frialen®”.

Dlaczego tak jest ?

Każdy producent zachwala swój towar i jest to sprawa oczywista. Niniejsza informacja

ma na celu wskazanie różnic pomiędzy dostępnymi na rynku elektroizolacjami, wpływem tych różnic na montaż i różne zachowanie podczas eksploatacji.

To co najbardziej odróżnia elektroizolacje firmy Friatec AG od innych to grubość ich ścianek oraz wyprowadzony na powierzchnię drut grzewczy.

Sposób zamocowania drutu wewnątrz wypaski tak by tylko 1/3 wystawała na zewnątrz pozwala na montaż bez stosowania uchwytów trzymających rury podczas zgrzewania i stygnięcia.

Założenie: brak naprężeń wewnątrz kształtki.

Na szczególnie trudne przypadki np. rura rozwijana z bębna przy temperaturze zewnętrznej +1C (duże naprężenia) zalecane jest stosowanie tzw. muf FRIALONG. Szczególnie długie strefy zimne „przechwytyją” w tych mufach naprężenia rur, tak by nie było ich w strefach zgrzewania.

Dzięki temu, że drut w elektroizolacjach znajduje się na powierzchni producent w przypadku zaniku zasilania pozwala na ponowne zgrzewanie. Jedyny warunek: całkowite wystudzenie elektroizolacji. Ponowne zgrzewanie dokonywane jest w pełnym czasie zgrzewania.

Krótko: proces zgrzewania jest powtarzany.

Produkowane obecnie przez Friatec AG mufy elektrooporowe pozwalają na łączenie ze sobą rur w zakresie średnic d20-1200 mm.

Pierwsze elektroizolacje tego producenta znalazły zastosowanie przy budowie gazociągu pomiędzy Wierzchowem a Szczecinkiem w roku 1972. Dzięki temu, że przenoszenie ciepła na rurę odbywa się bezpośrednio (brak warstwy PE przykrywającej druty) wykonywanie przyłączy do starych rur produkowanych z PE63 i PE80 nie stanowi żadnego problemu.

Konstrukcja muf elektrooporowych ma wpływ na sposób montażu, proces zgrzewania oraz jakość uzyskanych połączeń.

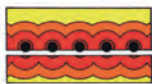
Czym większa średnica rur – tym większa możliwa owalizacja – nawet pod wpływem ich własnego ciężaru.

Jedną z metod usuwania owalizacji rur jest stosowanie hydraulicznych obejm wyoblających.

Przykład zastosowanie takiej obejmy pokazuje poniższe zdjęcie (fot. 2).



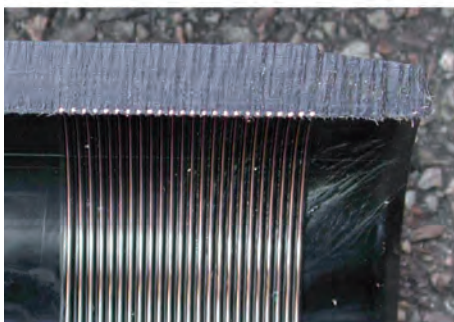
Fot. 2. Zastosowanie hydraulicznej obejm wyoblającej na rurze d630mm



FRIALEN®



Zatopiony drut



Fot. 1. Przekrój mufy z drutem wyprowadzonym na powierzchnię i przykrytym warstwą PE

Po doprowadzeniu rur do kształtu pierwotnego (okrągłego), usunięciu warstwy utlenionej oraz oczyszczeniu (odtłuszczeniu) zgrzewanej powierzchni rury można przystąpić do zgrzewania.

Usuwanie warstwy utlenionego PE z powierzchni rur jest jednym z warunków uzyskania właściwego zgrzewu.

Najprostszą metodą usuwania tej warstwy jest stosowanie cyklin.

PE-HD 100 jest na tyle twardym materiałem, że prawidłowe zeszkobanie rur przy pomocy cyklin wymaga długiego czasu.

Dlatego w wielu krajach nakazane jest skrobienie rur przy zastosowaniu obieraków mechanicznych.

Poniżej przykład obieraków obrotowych (fot. 3):



Fot. 3. Obieraki obrotowe do rur PE-HD d20-225mm.

Dla większych średnic rur stosuje się obieraki o konstrukcji podobnej do tej przedstawionej na zdjęciu (fot. 4).



Fot. 4. Obierak FWSGXL systemu FRIALEN do rur d800mm

Usuwanie owalności rur możliwe jest również dzięki zastosowaniu tzw. podgrzewania wstępnego.

Mufy systemu elektroizolacji FRIALEN od d280 mm wyposażone są w dodatkowy kod kreskowy tzw. kod podgrzewania wstępnego.

Zawarte w nim informacje pozwalają na dostarczanie do drutu spirali grzejnej napięcia pozwalającego na osiągnięcie w miejscu zgrzewania max. temperatury 80-90°C. Drut grzewczy zamocowany na powierzchni wewnętrznej kształtki dotyka bezpośrednio łączonej rury (brak warstwy PE przykrywającej drut) i przekazuje na nią bezpośrednio ciepło. Taka temperatura umożliwia rozszerzanie PE (rury) i „dochodzenie” jej do wewnętrznej ścianki mufy. Dzięki temu likwidowane są również niewielkie szczeliny.

Nawinięty na zewnątrz tych muf drut umożliwia ich rozszerzanie i dzięki temu uzyskanie odpowiedniego docisku do rury podczas następującego po podgrzewaniu wstępnym właściwego procesu zgrzewania i stygnięcia (fot. 5).

Istotnym czynnikiem mającym wpływ na jakość uzyskanego połączenia jest tzw. korekta czasu zgrzewania w zależności od temperatury zewnętrznej. (wydłużanie czasu zgrzewania w niższych temperaturach i skracanie tego czasu w wyższych temperaturach zewnętrznych).



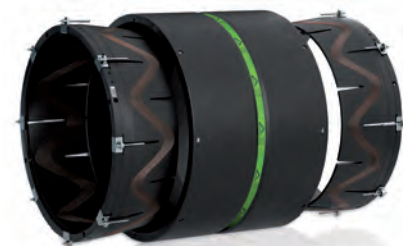
Fot. 5. Muła systemu FRIALEN z nawiniętym na zewnątrz drutem wzmacniającym

Większe średnice rur to większe elektroizolacje, dłuższe czasy zgrzewania, stygnięcia itd..

Sam montaż - chociażby ze względu na ciężar samych elektroizolacji - wymaga stosowania dodatkowych urządzeń pomocniczych.

Nowe trzyczęściowe mufy firmy FRIATEC pozwalające zgrzewać rury o średnicach d900-1200 mm posiadają zupełnie inną konstrukcję niż dotychczas spotykane na rynku.

Najlepiej obrazuje to poniższy rysunek (fot. 6):



Fot. 6. Muła systemu FRIALEN-XL d1200mm.

Odpowiednia konstrukcja cylindrycznych „wkładek” posiadających spiralę grzejną po obu stronach umożliwia ich jednoczesne zgrzewanie z korpusem mufy i łączonymi ze sobą rurami.

Dzięki takiej konstrukcji „wkładki” dopasowują się dokładnie do kształtu mufy w momencie ich skręcania z korpusem.

Dzięki temu możliwe jest łatwiejsze łączenie ze sobą rur zowalizowanych. Proces zgrzewania nie wymaga w tym przypadku stosowania tzw. podgrzewania wstępnego...

Jak wygląda wykonywanie przyłączy do czynnych sieci, podłączanie nowych odbiorców?

Wykonywanie przyłączy do sieci czynnych odbywa się przy pomocy tzw. obejm siodłowych do nawiercania pod ciśnieniem (fot. 7).

Produkowane DAA zapewniają podczas nawiercania i po nawierceniu 100% szczelność. Dodatkowym zabezpieczeniem jest korek wkręcany w miejscu prowadzenia nawiertaka.

Istnieje również możliwość przygrzania zaślepki elektrooporowej, która uniemożliwia „dojście” do korka.



Fot. 7. Przekrój obejm do nawiercania pod ciśnieniem DAA

Wydłużone przyłącze w przypadku złego zgrzewu pozwala na odcięcie mufy i ponowne zgrzewanie rury przyłącza.

Sposób montażu obejm siodłowych do rury przed ich zgrzewaniem odbywa się najczęściej przy pomocy opasek lub – przy większych średnicach rur – przy zastosowaniu specjalnych urządzeń. Jako przykład: urządzenie FRIATOP (top-loading) firmy Friatec AG (fot. 8).



Fot. 8. Urządzenie FRIATOP (Top-loading) do montażu odejść siodłowych d250-560mm

Zdjęcie poniżej (fot. 9) pokazuje zastosowanie urządzenia FRIATOP (top-loading) przy wykonywaniu przyłączy do rur z PE-HD podczas renowacji sieci wykonanych ze stali.

Pneumatyczna zasada działania tego urządzenia pozwala na uzyskanie optymalnego do-



Fot. 9. Montaż siodła elektrooporowego przy pomocy urządzenia FRIATOP (top-loading) w przypadku renowacji gazociągów

cisku do rury nawet w przypadkach jej niewielkiej owalizacji. Urządzenie powinno zapewniać docisk podczas zgrzewania i stygnięcia elektro-złączki.

Większość obejm do nawiercania pod ciśnieniem posiada max. średnicę przyłącza d63mm.

Podobnie jest to w przypadku DAV- zaworów do nawiercania pod ciśnieniem (fot. 10).



Fot. 10. Przekrój zaworu do nawiercania pod ciśnieniem DAV

Odpowiednia monolityczna konstrukcja tej armatury pozwala nie tylko na wykonywanie przyłączy do sieci czynnych ale również późniejsze otwieranie i zamykanie wypływu gazu.

Ważne: Wymieniona powyżej armatura i kształtki elektrooporowe mogą być stosowane do max. ciśnienia roboczego w wysokości 10bar.

Konieczność wykonywania przyłączy o większej średnicy zmusza do stosowania innych rozwiązań.

Jednym z nich jest stosowanie zaworów kulowych z PE-HD do bocznego nawiercania pod ciśnieniem (fot. 11).



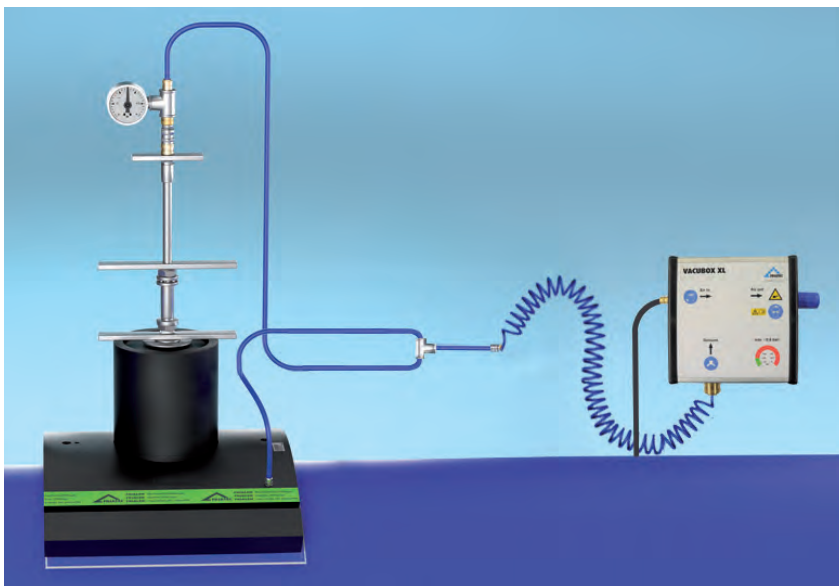
Fot. 11. AKHP-TL – Zawór kulowy z PE-HD do bocznego nawiercania

Powyższe zdjęcie pokazuje zawór kulowy do nawiercania pod ciśnieniem stosowany przy wykonywaniu przyłączy d90mm do rur d250-560mm.

Jak wygląda wykonywanie przyłączy do rur o średnicach d560 – 1200mm??

Służą do tego celu odejścia siodłowe SA-XL.

Mocowanie tych siodel w miejscu wykonywania przyłącza odbywa się na zasadzie techniki podciśnienia.



Fot. 11. Zasada montażu obejm siodłowych SA-XL

Specjalna konstrukcja siodelka umożliwia przy zastosowaniu prostego adaptera i sprężarki przyssanie siodelka w wymaganym miejscu a następnie przeprowadzanie procesu zgrzewania (fot. 11).

Po wystygnięciu należy przygrzać do siodła armaturę zamykającą (np. zawór kulowy) a następnie dokonać przewiercania przez nią czynnego gazociągu.

Poniższe zdjęcie pokazuje wykonywanie przyłącza do sieci gazowej (fot. 12).



Fot. 12. Montaż siodła SA-XL d315/160

FRIALEN jest systemem elektro-złączek. Oznacza to, że można w nim znaleźć nie tylko elementy pozwalające na budowę sieci, ale również ich eksploatację.

W przypadku uszkodzeń ścianek rur z PE-HD nie przekraczających 10% grubości ścianki jak również w miejscach po zaciskaniu rur powinno się stosować obejmy wzmacniające lub łaty zamykające.

Zdjęcie (fot. 13) pokazuje obejmy zamykająco-wzmacniające znajdujące zastosowanie do rur w zakresie średnic d90-225mm.

Jak to wygląda w przypadku uszkodzeń rur o większych średnicach ..?

Ich naprawa możliwa jest dzięki tzw. łatom naprawczym.



Fot. 13. Obejma zamykająco-wzmacniająca VVS dla rur d90-225mm

Przykład takiej elektro-złączki pokazuje poniższy rysunek (fot. 14).



Fot. 14. Łata naprawcza systemu FRIALEN-XL do rur d1200mm

Mazowiecka i Wielkopolska Spółka Gazownictwa posiadają na swoim terenie sieci gazowe z PE-HD o średnicach dochodzących do 500mm.

Dzięki możliwościom łączenia rur między sobą, budowania przyłączy o większych średnicach do czynnych sieci gazowych oraz możliwości ich naprawy, stosowanie rur z PE-HD o większych średnicach będzie miało w przyszłości z pewnością coraz szersze zastosowanie.

Zbigniew Mocio
Marley Polska Sp. z o.o.

Studenci AGH na Karpacko-Galicyjskim Szlaku Naftowym



Na początku maja bieżącego roku w rejonie Gorlic napotkać można było studentów Koła Naukowego KIWON z Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Prowadzili oni badania w ramach tzw. grantu rektorskiego którego celem są badania środowiska występowania węglowodorów na Karpacko-Galicyjskim Szlaku Naftowym.

Karpacko-Galicyjski Szlak Naftowy jest początkowym fragmentem transgranicznego Szlaku Naftowego biegnącego od Gorlic poprzez Jasło, Krosno, Sanok, Ustrzyki Dolne, Borysław, Drohobycz do Lwowa. Zlokalizowany jest w powiecie gorlickim (woj. małopolskie) i dokumentuje historię światowej kolebki przemysłu naftowego na ziemi gorlickiej.

Głównym celem projektu realizowanego przez Koło Naukowe KIWON jest przedstawienie informacji środowiskowych, geochemicznych oraz geologicznych odnoszących się do obszarów występowania ropy naftowej na trasie Karpacko-Galicyjskiego Szlaku Naftowego.

W miejscowościach leżących na trasie szlaku i jego najbliższym sąsiedztwie tj. Gorlice, Siary, Ropica Polska, Szymbark (Bystra), Ropa, Łosie, Kryg, Lipinki i Kobylanka studenci pobierali próbki gazu podglebowego za pomocą specjalnej sondy oraz ropę naftową z kopanek i złóż. Obecnie pobrane próby gazu i ropy naftowej są w trakcie badań geochemicznych.

Wyniki przeprowadzonych badań będzie można zobaczyć na tablicach informacyjnych przy trasie szlaku oraz na prezentacji multimedialnej w pawilonie głównym Akademii Górniczo-Hutniczej; budynek A-0.

Koło Naukowe KIWON dziękuje za wsparcie finansowemu JM Rektorowi AGH prof. Antoniemu Tajdusiowi, prezesowi Towarzystwa Geosynoptyków GEOS prof. Wojciechowi Góreckiemu oraz za nieocenioną pomoc w trakcie badań dyrektorowi Geologii PGNiG S.A., Oddział w Sa-



Montaż sondy w celu pobrania powietrza podglebowego
Fot. Gabriela Izydor

noku – Józefowi Poterze i Oddziałowi SITPniG w Gorlicach z dr Piotrem Dziadzio na czele.

Dawid Pietrzycki
Kamil Krawczyk



Członkowie Koła Naukowego KIWON w Ropicy Polskiej; od lewej: Piotr Guzy, Małgorzata Buczek, Gabriela Izydor, Dawid Pietrzycki i Kamil Krawczyk. Fot. Grzegorz Skrobot



Wieża wiertnicza w skansenie Magdalena, Gorlice. Fot. Jacek Głąb



Pobór powietrza podglebowego do badań emisji CO2 oraz metanu. Fot. Kamil Krawczyk

165 lat gazownictwa we Wrocławiu



W roku 2012 mija 165 lat od otwarcia pierwszej gazowni miejskiej we Wrocławiu. Była to jednocześnie pierwsza gazownia uruchomiona w obecnych granicach Polski. Wydarzenie to odmieniło oblicze miasta, którego ulice zajaśniały światłem gazowych latarni.

Historia gazownictwa na Dolnym Śląsku od początku związana jest z Wrocławiem. To właśnie tutaj zapłonęła pierwsza lampa gazowa - w 1843 roku właściciel restauracji „Złota Gęś”, jako pierwszy w historii miasta, oświetlił lampą gazową swój lokal, wzbudzając powszechne zainteresowanie. Ogromne zapotrzebowanie na gaz, jakie pojawiło się po tym wydarzeniu, skłoniło magistrat Wrocławia do podjęcia de-



Krasnal Gazuś. Latarnia gazowa na Moście Tumskim
Fot. arch. DSG



Anſicht der Gasanſtalt I.

Zakład I przy ul. Tęczowej. Fot. arch. DSG



Anſicht der Gasanſtalt II.

Zakład II przy pl. Powstańców Warszawy. Fot. arch. DSG

cyzji o budowie gazowni wraz z siecią rozprzewadającą.

23 maja 1847 roku, w dniu otwarcia gazowni przy ulicy Tęczowej, pierwszej we Wrocławiu i jednej z pierwszych w kontynentalnej Europie, zapłonęła we Wrocławiu latarnia gazowa. W ślad za nią zapalono 857 kolejnych, które oświetliły promenadę przy fosie oraz pobliskie place. Wydarzenie to wpłynęło radykalnie na zmianę oblicza miasta. Po wprowadzeniu oświetlenia gazowego ulice i skwery pojaśniały, co przełożyło się na znaczny spadek przestępstw.

Gazyfikacja Wrocławia przebiegała w tak dynamicznym tempie, że do 1860 roku oświetlano już nie tylko ulice i place miejskie, ale również budynki użyteczności publicznej oraz prywatne mieszkania. Wraz z postępem technicznym gaz znajdował coraz szersze zastosowanie również w przemyśle i gospodarstwie domowym. Rosnące w szybkim tempie zapotrzebowanie na gaz zaowocowało budową drugiej gazowni na Placu Drzewnym – w rejonie dzisiejszego Placu Społecznego. Jej zadaniem było zaopatrywanie w gaz odbiorców prawobrzeżnej części miasta. Szybki rozwój miasta i wzrost liczby jego mieszkańców spowodowały, iż wydajność obu gazowni okazała się niewystarczająca. W styczniu 1876 roku magistrat uznał za konieczne wybudowanie trzeciego dużego zakładu przy ul. Trzebnickiej. Jego otwarcie nastąpiło 1 września 1881 roku. Gazownia przy ulicy Trzebnickiej była nowocześniejsza od swoich poprzedniczek – paleńska rusztowe zastąpiono znacznie wydajniejszymi generatorami.



Ansicht der Gasanstalt III.

Zakład III przy ul. Trzebnickiej. Fot. arch. DSG

W tym czasie ulice Wrocławia oświetlało już około 7300 latarni gazowych.

Możliwości produkcyjne trzech zakładów gazowniczych gwarantowały pokrycie zapotrzebowania na gaz we Wrocławiu do 1906 roku.

W listopadzie 1906 roku uruchomiono produkcję gazu w nowo otwartym i jednym z największych i najnowocześniejszych w Europie zakładzie gazowniczym na Tarnogaju, który od 1927 roku w pełni zaspokajał potrzeby mieszkańców i przemysłu Wrocławia. W związku z szybkim rozwojem miasta zakład gazowniczy na Tarnogaju był wielokrotnie modernizowany i rozbudowywany. W 1942 roku został przyłączony do tzw. sieci Dalgazu, umożliwiającej pobieranie gazu z innych źródeł, w tym przypadku z Wałbrzycha. Od tej pory zaczął pełnić funkcję nie tylko producenta, ale również tłoczni gazu.

W chwili przejęcia gazowni przez administrację polską w 1945 roku, mimo znacznych zniszczeń wojennych w infrastrukturze produkcyjnej i oświetleniowej, dzięki ofiarności garstki ludzi, 7 lipca 1945 roku Gazownia Wrocławska wznowiła działalność. Do poziomu produkcji sprzed wojny wróciła ponownie około 1952 roku, wkrótce potem wchodząc w okres rozkwitu oświetlenia gazowego.

W tym okresie we Wrocławiu czynnych było 5400 lamp gazowych.

Po doprowadzeniu do Wrocławia gazu ziemnego zaazotowanego ze złoża w Wierchowicach w 1972 roku, gazownictwo węglowe weszło w okres schyłkowy. Pod koniec lat 80. sukcesywnie wycofywano z dystrybucji gaz koksowniczy, dostarczając w zamian gaz ziemny. W 1990 roku gazownię na Tarnogaju wyłączono z ruchu. Rozpoczęła się dystrybucja gazu ziemnego wysokometanowego, którym do dzisiaj zasilana jest większość obszaru działalności Zakładu Gazowniczego Wrocław.

W styczniu 2003 roku, w związku z programem restrukturyzacji i prywatyzacji Polskiego

Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A., została utworzona Dolnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu, w skład której weszły: Zakład Gazowniczy Wrocław, Zakład Gazowniczy Wałbrzych i Zakład Gazowniczy Zgorzelec. Obszar działania Zakładu Gazowni-

czego Wrocław nie uległ zmianie i obejmował był województwo wrocławskie i legnickie.

W roku 2007, po wydzieleniu działalności handlowej, Dolnośląska Spółka Gazownictwa została operatorem systemu dystrybucyjnego odpowiedzialnym za dystrybucję gazu ziemnego do odbiorców na obszarze województwa dolnośląskiego, części województwa lubuskiego oraz fragmentu województwa wielkopolskiego.

Ślady po bogatej historii gazownictwa przetrwały na wrocławskim Ostrowie Tumskim, gdzie do dziś zachowały się urokiwie lampy gazowe. Symbolicznym wyrazem łączności tradycji ze współczesnością jest Gazus – krasnal Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa na wrocławskim Moście Tumskim. Usytuowany w dzielnicy historycznej dla miasta i gazownictwa, przynależy do symboliki współczesnego Wrocławia.

Danuta Węgrzyn-Kopczyńska
Biuro Komunikacji i Public Relations
Dolnośląska Spółka
Gazownictwa sp. z o.o.



Armonia-Fabrik und Hochbehälterturnm.

Wieża ciśnienia. Gazownia na Tarnogaju. Fot. arch. DSG

Źródło czystej energii



Gaz ziemny to czyste i ekologiczne paliwo.
Pozyskujemy ten surowiec na terenie pięciu województw
północno-zachodniej Polski. Nasze roczne wydobycie gazu
zaspokaja 20% krajowego zapotrzebowania.

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


PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

Rozpoczęcie testu produkcyjnego Odwiercie – Komorze 3



Oddział w Zielonej Górze

W związku z odkryciem nowego złoża gazu ziemnego Komorze w gminie Pызdry w województwie wielkopolskim 16 sierpnia 2012 roku o godzinie 14.00 na odwiercie Komorze 3k została zapalona flara. W uroczystości wzięli udział m. in. minister Skarbu Państwa Mikołaj Budzanowski, prezes PGNiG SA Grażyna Pio-

trowska-Oliwa oraz przedstawiciele firm współpracujących przy tym projekcie.

Złoże gazu ziemnego Komorze odkryto otworem Komorze-3k na początku sierpnia. Złoże zlokalizowane jest w województwie wielkopolskim, powiecie wrzesińskim, gminie Pызdry. Zasoby geologiczne złoża oceniane są na 0,6 – 1 mld m³ gazu, zależnie od wyników testu

produkcyjnego, który się rozpoczął. Ma on na celu potwierdzenie wydajności otworu, ocenę wielkości zasobów, zarówno geologicznych jak i wydobywalnych.

Złoże gazu ziemnego Komorze zalega na głębokości około 3500 m w utworach piaszczystych czerwonego spągowca. Gaz w złożu to gaz zaazotowany. W sąsiedztwie złoża Komorze w 2011 roku odkryto złożo Lisewo. Gaz ziemny z obu złóż zostanie zagospodarowany w 2013 roku. Powstanie tam kopalnia, na terenie której będzie realizowany proces obróbki gazu do parametrów handlowych i przygotowania go do przesyłu.

Ewelina Woźniak

Dział Komunikacji i PR
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Podczas wystąpienia minister Skarbu Mikołaj Budzanowski mówił m.in. o szansach związanych z pozyskaniem gazu ze złóż niekonwencjonalnych. Fot. S. Rzepiel



Minister M. Budzanowski i prezes G. Piotrowska-Oliwa wspólnymi siłami „odpalają świeczkę”. Fot. S. Rzepiel

WIĘŚCI Z POLSKICH W FIRM.

PRENUMERATA

Najlepszym sposobem na regularne otrzymywanie
WIADOMOŚCI NAFTOWYCH I GAZOWNICZYCH

Zamówienia: tel./fax: 18 352 64 84

<http://www.wnig.pl> e-mail: prenumerata@wnig.pl



strategia natury

WSPIERAMY SZPITALA

DBAMY O ZABYTKI

FUNDUJEMY STYPENDIA

PROMUJEMY KULTURĘ

POMAGAMY DZIECIOM



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



GÓRNOŚLĄSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA



Jerzy
Zagórski



Marcin
Zachowicz

PGNiG zanotowało stratę na sprzedaży gazu w pierwszym półroczu 2012

W pierwszym półroczu 2012 roku GK PGNiG zanotowała 17 milionów złotych straty wobec miliarda złotych zysku w analogicznym okresie ubiegłego roku. Strata powstała mimo 28 procentowego wzrostu przychodów ze sprzedaży do poziomu 14,8 miliarda złotych. Głównym powodem straty były czynniki, na które spółka miała ograniczony wpływ. Przede wszystkim chodzi o rosnące koszty zakupu gazu z importu w połączeniu z niekorzystnymi wahaniami kursu złotego niepokrywanymi przez taryfę zatwierdzoną przez prezesa URE, wprowadzoną 31 marca 2012 roku.



Zysk operacyjny GK PGNiG obniżył się o 1,1 mld zł w pierwszym półroczu 2012 roku do minus 53 mln PLN. Decydujący wpływ na to miała strata w wysokości 1,4 mld zł w segmencie Obrót i Magazynowanie, która obniżyła wynik operacyjny o blisko 1,6 mld zł w porównaniu do I półroczu 2011. Koszty zakupu gazu obniżyły marżę na jego sprzedaży do minus 11 procent w pierwszym półroczu. Marża na sprzedaży gazu w drugim kwartale 2012 roku wyniosła minus 13 procent, co jest najgorszym wynikiem zanotowanym od IV kwartału 2008 roku.

Głównym powodem spadków była ujemna marża na sprzedaży głównego produktu - gazu ziemnego. Tak duża strata w segmencie Obrót i Magazynowanie spowodowała konieczność, po raz pierwszy w historii GK PGNiG, dokonania odpisu wartości gazu zgromadzonego w magazynach, ponieważ jednostkowy koszt zakupu gazu znajdującego się w magazynach był wyższy niż cena, którą można uzyskać z jego sprzedaży.

– Wpływ na złe wyniki wypracowane przez GK PGNiG w pierwszym półroczu 2012 roku mają czynniki, na które spółka ma bardzo ograniczony wpływ. Dlatego wspólnie z pracownikami PGNiG SA podjęliśmy szereg decyzji, których celem jest odwrócenie obecnego trendu. Trwa procedura arbitrażowa w sporze z Gazpromem, która wierzymy, że doprowadzi do obniżki cen w umowie, mającej największy wpływ na nasze wyniki. Uruchomiliśmy procesy restrukturyzacyjne, których głównym celem jest dostosowanie spółki do wyzwań, jakie stają przed nami. Chodzi zwłaszcza o zbliżające się uwolnienie polskiego rynku gazu oraz nieuchronnego pojawienia się realnej konkurencji. Podkreślam, że nie tylko szukamy oszczędności, ale staramy się wypracowywać dodatkowe dochody – mówi Grażyna Piotrowska-Oliwa prezes Zarządu PGNiG SA.

Niezbędne działania restrukturyzacyjne przygotowujące spółkę w związku z zacho- dzącymi zmianami rynkowymi rozpoczęły się od centrali. W kolejnych miesiącach będą sukcesywnie rozszerzone na pozostałe oddziały PGNiG SA. Zmiany polegają na spłaszczeniu struktury zarządzania i łączeniu komórek organizacyjnych o zbliżonych kompetencjach. Efektem zmian, które są konsultowane z Radą Pracowników i Związkami Zawodowymi, będzie zmniejszenie liczby kadry kierowniczej. Na tym etapie nie są przewidywane grupowe zwolnienia pracowników.

Segment poszukiwanie i wydobywanie poprawia rentowność

Spadek zysku operacyjnego grupy, spowodowany pogorszeniem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego o 10 pkt. proc., który udało się częściowo zmniejszyć dzięki poprawie rentowności segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie. Zysk operacyjny tego segmentu był w pierwszym półroczu br. wyższy o 317 mln zł w porównaniu do pierwszego półroczu 2011 roku na co wpływ miał przede wszystkim wzrost cen ropy naftowej przekładający się na wzrost przychodów ze sprzedaży ropy oraz helu. Przychody ze sprzedaży ropy naftowej w I półroczu i w II kwartale 2011 roku wzrosły o ok. 25 procent

w porównaniu z analogicznymi okresami 2011 roku. Zwiększenie przychodów ze sprzedaży ropy naftowej w I półroczu 2012 związane jest przede wszystkim z wyższym kursem USD, który spowodował wzrost ceny ropy wyrażonej w PLN o 23%.

W drugim kwartale 2011 roku przychody ze sprzedaży GK PGNiG wzrosły o 30% do 5,8 mld zł. Strata operacyjna wyniosła 353 mln zł w porównaniu ze stratą na poziomie 106 mln zł w analogicznym okresie ubiegłego roku. Strata netto była na poziomie 314 mln zł w porównaniu z 20 mln zł w drugim kwartale 2011 roku.

Spadek rentowności sprzedaży gazu

Koszt zakupu gazu z importu w I półroczu 2012 roku – wzrósł o 46% w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Strata wykazana na wyniku operacyjnym półrocza wskazuje, iż zmiany taryfy na paliwo gazowe w niewystarczającym stopniu uwzględniły tendencje rynkowe.

Zatwierdzona przez prezesa URE nowa taryfa, która weszła w życie 31 marca br. nie pokryła kosztów pozyskania gazu w II kwartale 2012 roku, przede wszystkim wskutek silnej deprecjacji złotego w maju i czerwcu br. Doprowadziło to do ujemnej marży na sprzedaży gazu.

Wyniki za pierwsze półrocze wymuszają restrukturyzację PGNiG

Pogarszające się wyniki finansowe oraz zbliżająca się liberalizacja rynku gazu powodują konieczność przeprowadzenia gruntownej reorganizacji PGNiG. Działania restrukturyzacyjne, które rozpoczęły się od centrali spółki zostaną rozszerzone na pozostałe oddziały i struktury zajmujące się poszukiwaniami i wydobywaniem węgłowodórów. Zmiany wejdą w życie 1 września 2012 roku.

Zmiany polegają na spłaszczeniu struktury zarządzania i łączeniu komórek organizacyjnych o zbliżonych kompetencjach. Ich celem jest przygotowanie PGNiG do liberalizacji rynku gazu i pojawienia się na nim konkurencji. Kluczową zmianą będzie powołanie Oddziału Geologii i Eksploatacji, którego zadaniem będzie koordynacja działań poszukiwawczych w ramach GK PGNiG. Efektem zmian będzie zmniejszenie liczby kadry kierowniczej i zwiększenie efektywności prowadzonych poszukiwań oraz prac wydobywczych. Na tym etapie nie przewiduje się grupowych zwolnień pracowników.

Wzrost sprzedaży gazu do klientów biznesowych

W I półroczu 2012 roku sprzedaż gazu wyniosła 8 mld m sześć., w porównaniu do 7,6 mld m sześć. w analogicznym okresie 2011 roku. W I półroczu najdynamiczniej rosła

sprzedaż gazu do grupy odbiorców przemysłowych – z 2,5 do 2,7 mld m sześć. O ponad 4% zwiększyła się także sprzedaż do zakładów azotowych, elektrociepłowni oraz do odbiorców indywidualnych.

W II kwartale 2012 roku wolumen sprzedaży gazu ziemnego wzrósł o 5% do 2,9 mld m sześć.

Wydobycie gazu ziemnego w I półroczu 2012 roku wzrosło o 2% do 2,2 mld m sześć. w porównaniu do poziomów z I półrocza 2011 roku. Natomiast w II kwartale 2012 roku wydobywanie surowca wzrosło o 3% w porównaniu do analogicznego kwartału 2011 roku. Systematyczny wzrost produkcji jest wynikiem realizacji projektów różnej skali w obszarze poszukiwań i wydobywania gazu w ramach realizacji strategii grupy PGNiG.

Dywersyfikacja dostaw gazu

Konsekwentnie realizowana polityka dywersyfikacji źródeł gazu i rozwoju bazy magazynowej przyniosła pozytywne rezultaty w całym I półroczu 2012 r. Znacznej zmianie uległa struktura importu. Dzięki wykorzystaniu rozbudowanego połączenia w Lasowie, „wirtualnego rewersu” na gazociągu Jamał oraz interkonektora Moravia z kierunku zachodniego i południowego sprowadzono łącznie 1,2 mld m sześć. gazu, czyli o 700 mln m sześć. więcej niż w I półroczu 2011, gdy import z kierunku zachodniego wyniósł 500 mln m sześć. Równoległe zmniejszeniu o 800 mln m sześć. uległ import z Rosji, który wyniósł 4,6 mld m sześć.

Konsolidacja PGNiG Termika

Od I kwartału 2012 r. konsolidowana jest spółka PGNiG Termika, zajmująca się produkcją i sprzedażą ciepła oraz energii elektrycznej. O znaczeniu tych produktów w Grupie PGNiG może świadczyć fakt, iż przychody z tych działalności w I półroczu br. przekroczyły 1 mld zł. W I półroczu sprzedaż ciepła i energii wzrosła o 3% w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku, głównie ze względu na niższe temperatury w I kwartale 2012 rok, wyższą dyspozycyjność EC Siekierki niż w I kwartale 2011 roku oraz większy udział biomasy w spalonym paliwie, co zaowocowało wyższym wolumenem zielonych certyfikatów. Przychody ze sprzedaży ciepła wzrosły w tym czasie o 8%, do 527 mln zł, także ze względu na podwyżkę taryfy na ciepło 1 lipca 2011.

Większe wydobycie i przychody ze sprzedaży ropy naftowej

Wolumen wydobywania ropy naftowej wzrósł w I półroczu o 3%, przede wszystkim dzięki zwiększeniu wydobywania w kopalni Dębno. W maju i czerwcu 2011 kopalnia Dębno zmniejsza

ła wydobywanie ropy naftowej ze względu na ograniczenie odbioru gazu przez Elektrociepłownię Gorzów. W tym samym okresie 2012 produkcja osiągnęła planowany poziom, stąd wzrost wydobywania o 13% w samym II kwartale.

W IV kwartale 2012 r. planowane jest rozpoczęcie wydobywania ropy naftowej i gazu ze złoża Skarv w Norwegii, a w kwietniu 2013 roku – rozpoczęcie wydobywania ze złoża LMG. Zgodnie z prognozą, wydobywanie ropy naftowej ze złóż krajowych w 2012 roku osiągnie 480 tys. ton, a w roku 2013 wzrośnie do 750 tys. ton.

Zatłoczenie magazynów

Rozbudowa podziemnych magazynów gazu oraz wykorzystanie możliwości pełnego ich zatłoczenia w sezonie letnim umożliwiły uzyskanie zapasu 1,5 mld m sześć. na koniec grudnia 2011 roku. Dzięki temu w I kwartale 2012 r., w okresie największego zapotrzebowania, wytoczono z magazynów ponad 800 mln m sześć. gazu. Na skutek zatłoczeń rozpoczętych jeszcze z końcem I kwartału i trwających w całym II kwartale stan magazynów na 30 czerwca 2012 wyniósł 1,46 mld m sześć. gazu.



Stanowisko Zarządu PGNiG SA nt. Raportu UOKiK pt. „Kierunki rozwoju ochrony konkurencji i konsumentów na rynku gazu w Polsce”

Raport Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów pt. „Kierunki rozwoju ochrony konkurencji i konsumentów na rynku gazu w Polsce” stanowi ważny głos w debacie dotyczącej liberalizacji sektora gazowego w Polsce. Raport UOKiK zawiera rzetelny opis aktualnej sytuacji na rynku gazu, a także wskazuje główne wyzwania związane z procesem liberalizacji.

Przygotowując się do liberalizacji rynku spółka podjęła już działania, których efektem będzie utworzenie w ramach PGNiG jednostki zajmującej się hurtową sprzedażą gazu, co umożliwi prowadzenie przez PGNiG osobnej księgowości dla hurtu i detalu. PGNiG SA jest również aktywnie zaangażowane w uruchomienie handlu gazem ziemnym na giełdzie towarowej. Obecnie PGNiG negocjuje warunki współpracy z TGE oraz IRGiT i jeszcze w IV kwartale tego roku złoży pierwsze oferty. W początkowym okresie funkcjonowania rynku gieł-

dowego planowana jest sprzedaż na poziomie nie mniej niż 0,4 mld m³ gazu ziemnego rocznie. Zwiększenie tego wolumenu może nastąpić w przypadku pozytywnej reakcji pozostałych uczestników rynku, a także zmiany przepisów dotyczących obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu.

W ocenie Spółki, liberalizacja rynku gazu w Polsce powinna nastąpić stopniowo dla poszczególnych segmentów rynku. Warunkiem koniecznym powodzenia tej koncepcji jest jednak niedopuszczenie do powstania dualizmu cenowego, tj. sytuacji, w której dana grupa odbiorców miałaby prawo zakupu gazu po stawkach rynkowych bądź regulowanych.

Z aprobatą należy odnieść się do zgłoszonej przez UOKiK propozycji specjalnego podejścia do kwestii wsparcia odbiorców wrażliwych. Koncepcja stworzenia mechanizmu wsparcia finansowego dla odbiorców wrażliwych jest rozwiązaniem, które może stanowić właściwą odpowiedź na problem ubóstwa energetycznego w Polsce.

W dalszej dyskusji nad procesem tworzenia rynku gazu w Polsce należy pamiętać, że nadrzędne wobec budowy rynku jest bezpieczeństwo dostaw. W toczącej się debacie zbyt często używa się nieprawdziwego argumentu, iż samo stworzenie rynku gwarantuje automatyczny spadek cen. W ocenie PGNiG to wielość kanałów dostaw oraz własne złoża gazu wywołają konkurencję powodującą spadek cen gazu dla wszystkich odbiorców.



PGNiG Norway i PST podpisały umowę na sprzedaż gazu ze złoża Skarv

Spółka zależna Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, PGNiG Norway, będzie sprzedawać swoją część gazu ziemnego wydobytego ze złoża Skarv spółce PGNiG Sales & Trading. Umowa o wartości ok. 1,3 mld euro, dotycząca tej transakcji, została podpisana na 10 lat.

PGNiG Norway będzie sprzedawać gaz PST od momentu rozpoczęcia wydobywania ze złoża Skarv, które jest planowane na czwarty kwartał br.

Wartość umowy oszacowana jest na podstawie prognozowanej sprzedaży gazu ziemnego w czasie trwania kontraktu.

Cena gazu będzie ustalana w odniesieniu do jego notowań na Europejskiej Giełdzie Ener-

gii EEX, a płatności za dostawy surowca będą rozliczane w euro.

PGNiG SA poprzez swoją spółkę PGNiG Norway posiada ok. 12% udziałów w projekcie Skarv. Operatorem złoża jest BP Norge (24% udziałów), a pozostali partnerzy w projekcie to Statoil Petroleum (~36%) oraz E.ON Ruhrgas Norge (~28%). Z tymi firmami PGNiG współpracuje też na innych koncesjach. Całkowite zasoby na koncesjach, obejmujących złoża Skarv, których właścicielem jest PGNiG Norway, wynoszą obecnie ok. 70,9 mln baryłek ekwiwalentu ropy.

Działalność poszukiwawczo-wydobyczą na terenie Norweskiego Szelfu Kontynentalnego prowadzi PGNiG Norway, która została założona w 2007 roku. Jedynym udziałowcem spółki jest PGNiG SA, a kapitał zakładowy wynosi 1,09 mld koron norweskich (NOK). Spółka posiada udziały w 11 koncesjach poszukiwawczo-wydobyczych na NCS. Głównym aktywem spółki są udziały w złożu Skarv.

PGNiG Sales & Trading z siedzibą w Monachium powstała w grudniu 2010 roku. Jej główną działalnością to handel i dystrybucja energii. Jedynym udziałowcem spółki jest PGNiG SA.



Odmowna decyzja prezesa URE

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA otrzymało od prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzję, odmawiającą zatwierdzenia zmiany taryfy dla paliw gazowych. Spółka rozpoczęła analizę treści uzasadnienia. Na złożenie odwołania PGNiG ma 14 dni.

Powodem złożenia wniosku o korektę cen były czynniki, na które Zarząd PGNiG SA nie ma wpływu. Przede wszystkim są to, począwszy od II kwartału 2012 r., wyższe koszty zakupu gazu wynikające ze wzrostu cen kontraktowych oraz osłabienie kursu złotego w relacji do kursów przyjętych w obowiązującej taryfie. Ponadto na decyzję o złożeniu wniosku miała wpływ konieczność zwiększenia wolumenu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, które – zgodnie z ustawą – spółka ma obowiązek stworzyć i utrzymywać. Należy przypomnieć, że od 1 października 2012 r. poziom obowiązkowych zapasów musi wzrosnąć z obecnych 20 do 30 średniodziennych dostaw gazu ziemnego z zagranicy realizowanych przez Spółkę.

Decyzję o odmowie taryfy poprzedziły trzy zapytania prezesa URE kierowane do spółki, które spowodowały, że proces taryfowy trwał ponad 90 dni. W ocenie Zarządu PGNiG wydłużenie procesu oraz odmowna decyzja będą miały negatywny wpływ na wyniki finansowe

spółki. Brak pokrycia kosztów pozyskania gazu w obecnie obowiązującej taryfie przełożył się w drugim kwartale 2012 roku na 658 mln zł straty w segmencie Obrót i Magazynowanie, a narastająco w pierwszym półroczu 2012 r. strata ta przekroczyła 1,4 mld zł.

Ze względu na konieczność odzwierciedlenia wartości zapasów w cenach, które mogą być zrealizowane z tytułu sprzedaży zmagazynowanego gazu, straty na obrocie gazem pogłębią dodatkowe koszty, wynikające ze zwiększenia odpisu aktualizującego zapas gazu (na dzień 30 czerwca br. było to 66 mln zł).

Joanna Zakrzewska
Rzecznik prasowy PGNiG SA



Razem dla bezpieczeństwa energetycznego Pomorza

Dziś oficjalnie uruchomiono południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska oraz układ przyłączeniowy zasilający w gaz ziemny rafinerię Grupy LOTOS S.A. Projekt ma strategiczne znaczenie dla Pomorza. Wzmacnia bezpieczeństwo energetyczne i umożliwia rozwój gospodarczy regionu.

Przedsięwzięcie zrealizowano dzięki wybudowaniu przez Pomorską Spółkę Gazownictwa (GK PGNiG) gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Kolnik – Gdańsk o długości 30,2 km. To część większego projektu współfinansowanego przez Unię Europejską ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego pt. „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańska wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej”. Aktualnie gazyfikowana jest Wyspa Sobieszewska, Wiślinka i gminy zlokalizowane na terenie Żuław Gdańskich: Pruszcz Gdański, Suchy Dąb, Pszczółki i Cedry Wielkie.

– Pomorze dla PGNiG to bardzo ważny region. Działamy tu od wielu lat, prowadząc poszukiwania i wydobywanie gazu ziemnego. Dla naszej firmy równie istotne są inwestycje, które przekładają się zarówno na wzrost bezpieczeństwa energetycznego, umożliwiają rozwój gospodarczy i poprawiają standard życia mieszkańców. Do takich należy inwestycja zrealizowana przez Pomorską Spółkę Gazownic-

twa – mówi Grażyna Piotrowska-Oliwa, prezes Zarządu PGNiG SA.

Zbudowany w ramach projektu gazociąg wysokiego ciśnienia Kolnik-Gdańsk ma duże znaczenie dla zabezpieczenia ciągłości dostaw dla aglomeracji trójmiejskiej. Projekt jest komplementarny z Programem Rozwoju 10+ Grupy LOTOS.

Gaz dostarczany jest na instalacje technologiczne i wykorzystywany jest zarówno do celów technologicznych i energetycznych.

– Wprowadzenie gazu przynosi nam korzyści ekologiczne, ekonomiczne i handlowe – wymienia Paweł Olechnowicz, prezes Zarządu Grupy LOTOS S.A. – Gaz ziemny emituje mniej dwutlenku siarki, tlenków azotu, a także dwutlenku węgla niż dotychczas stosowane paliwa. Jest również tańszym surowcem niż paliwa, które zastąpi.

Gaz ziemny, zgodnie z wcześniej podpisaną umową, dostarcza PGNiG SA. Roczny wolumen dostaw gazu ziemnego dla gdańskiej rafinerii wyniesie początkowo ok. 340 mln m³ gazu ziemnego, a docelowo ponad 500 mln m³ rocznie.

– Zwiększenie sprzedaży gazu ziemnego jest jednym z elementów strategii PGNiG – podkreśla Grażyna Piotrowska-Oliwa, Prezes PGNiG SA. – Umowa podpisana z Grupą LOTOS należy do największych, jakie podpisaliśmy w ostatnich latach. Dzięki tej umowie LOTOS wszedł do pierwszej piątki największych odbiorców paliwa gazowego. Jesteśmy przekonani, że nasza współpraca będzie trwała przez następne lata, dając szansę na kolejne zwiększenia dostaw.

Poprzez włączenie do sieci gazu wysokiego ciśnienia LOTOS będzie miał do zagospodarowania również znaczne ilości gazu LPG. W efekcie koncern zwiększy kilkukrotnie ilość dostaw tego paliwa na krajowy rynek.

– Chodzi o ok. 120 tysięcy ton gazu płynnego rocznie. Już rozpoczęliśmy jego sprzedaż, zarówno w hurcie, jak i na naszych stacjach paliw w postaci autogazu – wyjaśnia Marek Sokołowski wiceprezes Zarządu Grupy LOTOS S.A.

Wg danych Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego krajowa konsumpcja gazu płynnego wzrosła w pierwszym półroczu 2012 (r./r.) o niecałe 2% i wyniosła blisko 2 mln m³. Warto zaznaczyć, że dotychczas aż 87% tego wolumenu stanowi import.

Współfinansowana ze środków unijnych inwestycja wpisuje się w generalną ideę zrównoważonego rozwoju. Ma także szczególne znaczenie dla Pomorskiej Spółki Gazownictwa.

– Zrealizowana przez Pomorską Spółkę Gazownictwa inwestycja przyczyniła się zarówno do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego

Gdańska, poprzez dywersyfikację dostaw gazu z kierunku południowo-wschodniego, jak i do pozyskania największego w historii spółki klienta – Grupy LOTOS, której będziemy świadczyć usługę dystrybucji – mówi Adam Kielak, prezes Pomorskiej Spółki Gazownictwa.

Dzięki inwestycji ilość przesyłanego do gdańskiej rafinerii gazu będzie stanowić ponad 35 % rocznego wolumenu gazu transportowanego przez PSG.

Biuro Informacji,
Grupa LOTOS S.A.

Katarzyna Wróblewicz
rzecznik prasowy Pomorska
Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

Joanna Zakrzewska
rzecznik prasowy PGNiG SA



PGNiG i LOTOS wspólnie poszukają ropy i gazu

Grupa LOTOS S.A. i Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA zawarły 17 września porozumienie dotyczące współpracy w zakresie poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego oraz ropy naftowej ze złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych, a także współpracy handlowej. Oba koncerny, przeanalizują potencjał wydobywczy siedmiu koncesji poszukiwawczych należących do PGNiG.

Celem współpracy jest przede wszystkim zintensyfikowanie prac poszukiwawczych na terenie Polski, których rezultatem będzie wzrost wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej. Zgodnie z porozumieniem obie firmy opracują program wspólnych działań poszukiwawczych, umożliwiających stronom dywersyfikację ryzyka i wspólne wykorzystanie potencjałów kadrowych, technicznych oraz finansowych w rozwoju działalności poszukiwawczo-wydobywczej.

PGNiG i Grupa LOTOS będą współpracować na koncesjach zlokalizowanych w województwach: pomorskim, zachodniopomorskim, warmińsko-mazurskim oraz lubelskim. Porozumienie zakłada możliwość pozyskania przez Grupę LOTOS udziałów w każdej z koncesji. PGNiG zastrzegło sobie jednak prawo do sprawowania funkcji operatora na każdej z koncesji.

Oba koncerny powołują grupę roboczą, która w szczególności ustali kwestie współpracy w zakresie: technicznym, ekonomicznym i prawnym. W ramach prac grupy PGNiG SA i LOTOS

będą również wymieniać się informacjami na temat prowadzonych projektów i planów rozwojowych, w celu identyfikowania potencjalnych obszarów współpracy. Dotyczy to nie tylko obszarów objętych siedmioma koncesjami zapisanymi w Porozumieniu, ale także realizowanych przez obie firmy projektów zagospodarowania złóż czy pozyskiwania nowych koncesji.

- W poszukiwaniach gazu ziemnego kluczowe są wiedza i umiejętności geologów, właściwe zarządzanie ryzykiem oraz solidne podstawy ekonomiczne realizowanych przedsięwzięć. Chcę jak najlepiej wykorzystywać te atuty PGNiG SA i cieszę się, że dla perspektywicznych koncesji zlokalizowanych na północy Polski udało nam się pozyskać partnera, którego profil działalności dobrze współgra z kompetencjami, którymi dysponujemy. Lotos jest jednym z naszych kluczowych klientów, dla których perspektywa zwiększenia podaży konkurencyjnego cenowo gazu wydobywanego w kraju będzie stanowić ważną, strategiczną przesłankę angażowania się w projekty wydobywcze. Właśnie takie przedsięwzięcia, w których synergia i motywacja obu partnerów są czytelne, mają największe szanse powodzenia i pozwalają liczyć na intensyfikację poszukiwań węglowodorów w Polsce. To powinno przełożyć się na wzrost wydobycia ze złóż krajowych – mówi Grażyna Piotrowska-Oliwa, prezes Zarządu PGNiG SA.

W Polsce zużywa się obecnie średnio ponad 14,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie. Jedną trzecią rocznego zapotrzebowania pokrywa wydobycie krajowe.

- Umowa ma istotne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego Polski – podkreśla Paweł Olechnowicz, prezes Grupy LOTOS S.A. – Zakładamy, że nasze wspólne działania pozwolą zwiększyć wydobycie zarówno ropy naftowej, jak i gazu ziemnego w Polsce, co zwiększy dywersyfikację dostaw tych surowców dla krajowych odbiorców. Istotne jest również to, że nie ograniczamy się tylko do wyżej wymienionych koncesji, ale możemy realizować współpracę na obszarach morskich i zagranicą, a także współpracę handlową między dwiema firmami.

Dodatkowo PGNiG i LOTOS są zainteresowane podjęciem współpracy handlowej, dotyczącej sprzedaży/kupna ropy naftowej wydobywanej przez PGNiG. Pierwsze próbki surowca trafiły już do gdańskiej rafinerii. Trwa ich szczegółowa analiza pod kątem technologicznym i produkcyjnym. Jeśli wszystkie testy wypadną pomyślnie, LOTOS nie wyklucza zakupu ropy naftowej od PGNiG.

Biuro Informacji,
Grupa LOTOS S.A.

Joanna Zakrzewska
rzecznik prasowy PGNiG SA



Raport USGS o zasobach ropy i gazu z łupków w Polsce

W ramach oceny niekonwencjonalnych zasobów węglowodorów w pierwszoplanowych prowincjach geologicznych na świecie Służba Geologiczna USA (USGS) interesuje się również basenem polskim, nazywanym zapadliskiem polsko-ukraińskim (Polish-Ukrainian Foredeep). W lipcu ukazała się najnowsza wersja opracowania z szacunkowymi wielkościami zasobów. Tym razem liczby są znacznie mniejsze, niemal 140 razy w porównaniu z obliczeniami Agencji Informacji Energetycznej z kwietnia 2011 r. (również organu rządu USA). Do analiz wykorzystano materiały z 56 odwiertów wykonanych przed rokiem 1990, nie uwzględniono najnowszych wierceń, a więc są to te same dane, na których opierał się raport PIG, zresztą autorzy studium amerykańskiego powołują się na polskie dane, w tym na prace P. Poprawy. Przy ocenie polskich akumulacji gazu i ropy z łupków do porównań użyto też wielkości średniego szacunkowego wydobycia, przeciętnego obszaru drenażu i wskaźnika trafności wierceń w USA.

Końcowe wyniki raportu Służby Geologicznej USA podają zasoby w utworach dolnego paleozoiku zakwalifikowane jako „technicznie wydobywalne przy obecnym stanie techniki”. W odniesieniu do gazu maksymalny obszar uwzględniany w obliczeniach wynosi 20235 km² w odniesieniu do ropy 7690 km². Zasoby gazu wynoszą od 0 do 115,6 mld m³, średnio 38 mld m³, zasoby ropy od 0 do 23,3 mln t, średnio 8,4 mln t, zasoby kondensatu od 0 do 50 mln t, średnio 14,4 mln t. Przy przyjęciu 50-procentowego prawdopodobieństwa uzyskania przynajmniej w jednym otworze wydajności na poziomie minimalnego całkowitego wydobycia wielkości zasobów przedstawiają się następująco: gaz-27,8 mld m³, ropa-7 mln t i kondensat-8,4 mln t. Jak informują autorzy raportu, prace nad rozszerzoną i zaktualizowaną oceną nieodkrytych dotychczas niekonwencjonalnych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego trwają i zostaną opublikowane.



Rząd litewski może podzielić Lietuvos Dujos

Realizacja postanowień III Pakietu Energetycznego UE wymaga podziału firm gazow-

nicznych na część przesyłową i dystrybucyjną. Ministerstwo energii Litwy rozpoczęło przygotowania do podziału operatora sieci gazowniczej *Lietuvos Dujos*, ale *Gazprom* posiadający 37,06% udziałów w *Lietuvos Dujos* złożył pozew przeciwko rządowi litewskiemu, domagając się odszkodowania za utratę kontroli nad litewskimi gazociągami. Teraz pozew został odrzucony przez sąd arbitrażowy w Sztokholmie i Litwa może przeprowadzić planowane zmiany.



Plany budowy 3 i 4 nitki Nord Stream

Na konferencji prasowej 29 czerwca br. szef *Gazpromu* A. Miller poinformował o rezygnacji z planów budowy gazociągu do Japonii, jako nieuzasadnionego technicznie i ekonomicznie. Do Japonii będzie eksportowany gaz skroplony – ogółem 1-25 mln t skroplonego gazu ziemnego, w tym 5 mln t z III linii produkcyjnej Sachalin-2 i z zakładów we Władywostoku. Jednym z argumentów było zagrożenie sejsmiczne na Morzu Japońskim.

Na tej samej konferencji A. Miller ogłosił, że podjęto już decyzję o celowości budowy 3 i 4 nitki gazociągu Nord Stream, przy czym jedno z nowych odgałęzień może dotrzeć do W. Brytanii. Zaznaczył też, że skład udziałowców projektu może się różnić od obecnego. A. Miller wspominał też, że *BP* wyraziło zainteresowanie tą inwestycją. Portal „Nieft Rossiji” przypuszcza, że w wariantach trasy lądowej do Niemiec pozostaną ci sami akcjonariusze, natomiast przy trasie przez Morze Północne mogą dołączyć inni inwestorzy. Tymczasem *BP* zakomunikował 2 lipca br., że nie będzie uczestniczył w budowie gazociągu Nord Stream do W. Brytanii. Powodem jest konflikt z rosyjskimi partnerami w sprawie konsorcjum *TNK-BP*.



Opóźnienie na złożu Sztokmanowskoje

Termin podjęcia ostatecznych decyzji dotyczących zagospodarowania gazowego złoża-giganta Sztokmanowskoje na Morzu Barentsa upłynął 1 lipca br., jednak nadal nie ma porozumienia co do uruchomienia procesu inwestycyjnego. Źródła rosyjskie spekulują, że rozstrzygnięcie może być odłożone do 2014 r.

w związku z ewentualnym przystąpieniem innego udziałowca, którym mógłby być *Shell*. Występują także zastrzeżenia co do ekonomicznych podstaw inwestycji przy obecnych zasadach funkcjonowania konsorcjum *Shtokman Development AG* zgłaszane przez *Statoil*. W związku z tym *Statoil* zwrócił *Gazpromowi* swoje udziały w konsorcjum po wygaśnięciu 30 czerwca br. obecnego porozumienia. Jednocześnie dyrektor wykonawczy *Statoilu* Helge Lund i wiceprezes Torgeir Kydland wycofali się z zarządu spółki. Przedstawiciele norweskiego koncernu zapewniają jednak, że wspólnie z *Gazpromem* będą poszukiwać rozwiązania zapewniającego opłacalność przedsięwzięcia i potwierdzają swoje zainteresowanie projektem.



Gaz niekonwencjonalny wspomaga gospodarkę USA

W 2010 r. gaz niekonwencjonalny stanowił 53% ogólnej produkcji gazu ziemnego w USA. Dochody państwa z działalności związanej z gazem niekonwencjonalnym osiągną co najmniej 49 mld USD rocznie w okresie do roku 2015 i będą wzrastać w latach następnych. Zagadnienia te są zawarte w studium firmy konsultingowej *IHS Global Insight*, opracowanym na zlecenie *America's Natural Gas Alliance*, organizacji działającej na rzecz krajowego sektora gazowego „Udział sektora gazu niekonwencjonalnego w gospodarce państwa”. Opracowanie przedstawia wpływ tej branży na ożywienie gospodarki oraz wzrost zatrudnienia i dochodów, zarówno na szczeblu federalnym, jak i stanowym i lokalnym. Jak poważny jest ten udział, najlepiej świadczy ponad 1 milion zatrudnionych obecnie przy zagospodarowaniu zasobów gazu niekonwencjonalnego i przewidywany wzrost tej liczby do 1,5 mln do roku 2015. Autorzy raportu podkreślają, że w sytuacji powolnego wychodzenia gospodarki amerykańskiej z recesji i wysiłków na rzecz zmniejszenia stopy bezrobocia, branża gazu niekonwencjonalnego przoduje w tworzeniu miejsc pracy. W dziesięciu stanach wydobywających najwięcej gazu z łupków, metanu z pokładów węgla i gazu związanego (Arkansas, Kolorado, Michigan, Luizjana, Ohio, Oklahoma, Pensylwania, Teksas, Utah i Wyoming) od roku 2010 przyrost ilości zatrudnionych wyniósł niemal 8%, przy czym w Kolorado zanotowano wzrost 10%, w Pensylwanii 14%. W tym samym okresie w całym kraju liczba miejsc pracy wzrosła tylko 1,6%. Istotne jest także powstawanie nowych miejsc pracy związanych z pro-

dukcją i usługami na rzecz poszukiwań i eksploatacji gazu niekonwencjonalnego w innych stanach. Ten kierunek rozwoju gospodarczego ma szczególne znaczenie dla stanów Tennessee, Missouri, Indiana czy Georgia, gdzie dochód jest niższy od średniej krajowej.



Seria sukcesów Petrobrasu na Atlantyku

W sierpniu w wierceniu Moita Bonita w obrębie bloku BM-SEAL-10 na głębokości 5070 m nawiercono 300-metrowy horyzont produktywny. Najbardziej interesujący jest interwał porowatych piaskowców z ropą, gazem i kondensatem o miąższości 52 m. Z próbnika uzyskano próbki lekkiej ropy o dobrej jakości. Nowe złożo jest zlokalizowane na północy Brazylii w stanie Bahia, w basenie Sergipe-Alagoas, w odległości 85 km od wybrzeża. Jest to złożo ultragłębokowodne, głębokość wody wynosi 2775 m. Kolejne odkrycie złożowe nastąpiło kilka dni później, gdy otwór Barre 1 odległy o 30 km od Moita Bonita po pogłębieniu stwierdził akumulację ropy.

W basenie Santos, w którym znajduje się ogromne złożo Tupi, w obrębie bloku BM-S-8 odkryto w utworach podsolnych nowe złożo ropy Carcará. Nowa akumulacja węglowodorów znajduje się w odległości 232 km od wybrzeża, głębokość wody wynosi 2027 m. Interwał roponośny jest zbudowany ze skał węglanowych o bardzo dobrych parametrach porowatości i przepuszczalności. Próbkę ropy pobrane z głębokości 6131 m wskazują, że jest to ropa średnia o ciężarze 0,8707 g/cm³ (31° API). *Petrobras* podaje, że miąższość horyzontu roponośnego określono wstępnie na 400 m, ale wiercenie jest kontynuowane (obecnie jest na głębokości 6213 m) i ma określić całkowitą miąższość interwału produktywnego, jak również sprawdzić głębsze horyzonty. Wszystkie te odkrycia są na koncesjach *Petrobrasu*.



Aktywność chińskich koncernów na rynku inwestycyjnym

W 2005 r. chiński koncern *CNOOC (China National Oil Offshore Co.)* chciał wykupić amerykańską firmę *Unocal*, ale realizacja kontraktu napotykała na liczne przeszkody formalne i ostatecznie *Unocal* został przejęty przez

ChevronTexaco (obecnie *Chevron*) za kwotę 16,8 mld USD. Teraz *CNOOC* kupił za 15,1 mld USD kanadyjską firmę *Nexen*. *Nexen* ma swoje aktywa w Kanadzie, w brytyjskim sektorze Morza Północnego (53%), Afryce Zachodniej i Zatoce Meksykańskiej i produkuje 28 tys. t/d ropy. W Kanadzie koncesje obejmują piaski roponośne i gaz z łupków w Kolumbii Brytyjskiej. Transakcja wzbudziła duże zainteresowanie zarówno ze względu na swą wielkość, jak również z uwagi na wejście chińskich inwestorów na rynek północnoamerykański. Może to być test, czy główni gracze na światowym rynku naftowym akceptują dostęp kapitału chińskiego do strategicznych zasobów surowców energetycznych.

Zakup *Nexenu* jest jedną z serii chińskich zagranicznych inwestycji naftowych. Niedawno *CNOOC* kupił od *Shella* 40% udziałów w koncesji na poszukiwania i wydobywanie gazu w obrębie bloku D w Katarze. Podobną operację w tym samym okresie przeprowadził koncern *PetroChina* nabywając od *GDF Suez* udziały w bloku gazowym 4 w Katarze. Z kolei *Sinopec* kupił za 1,5 mld USD 49% udziałów w koncesjach na Morzu Północnym w sektorze brytyjskim od *Talisman Energy*. W ub. roku ten sam koncern kupił za 7,1 mld USD 40% udziałów w koncesjach brazylijskich argentyńskiego *YPF*. W 2009 r. *Sinopec* przejął amerykańską firmę *Addax Petroleum* za sumę 7,2 mld USD.

Jerzy Zagórski

Źródła: *BNK, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Petrobras, PGNiG SA, PKN Orlen, Platts, RusEnergy, Statoil, Upstream, USGS, World Oil.*



LOTOS zwiększa przychody

Po pierwszym półroczu 2012 r. przychody ze sprzedaży LOTOSU wyniosły 16 216,4 mln zł. To wzrost o 22 procent w stosunku do danych z analogicznego okresu ubiegłego roku.

– W pierwszym półroczu w pełni wykorzystaliśmy potencjał operacyjny LOTOSU, rozbudowany w ramach realizacji Programu 10+ – mówi Paweł Olechnowicz, prezes Grupy LOTOS S.A.

– Świadczy o tym między innymi rekordowy przerób surowca w drugim kwartale oraz zwiększony wolumen sprzedaży, który stale rośnie.

Grupa LOTOS S.A. podjęła decyzję dokonania odpisu aktualizacyjnego wartości aktywów związanych z koncesją Yme w wysokości 935 mln zł (negatywny wpływ na skonsolidowany

wynik netto w wysokości 289 mln zł). W efekcie wartość bilansowa aktywów Yme na koniec czerwca 2012 r. wyniosła 330 mln zł. Dokonane do tej pory odpisy spowodowały powstanie odroczonego aktywa podatkowego w wysokości 1 051 mln zł.

– Operator złoza Yme dokonał w pierwszym kwartale tego roku odpisu, my nie możemy pozostać bierni – komentuje Mariusz Machajewski, wiceprezes i dyrektor ds. ekonomiczno-finansowych Grupy LOTOS S.A. – Złoże to nadal przedstawia istotną wartość, co oznacza, że nie skłaniamy się do spisania całej jego wartości księgowej. Koncesja Yme generuje zgodnie z norweskim prawem aktywo podatkowe o znacznej wartości, jako formę podatkowej rekompensaty za poniesione nakłady. To oznacza, że jeżeli będziemy produkować ropę pod norweską jurysdykcją, nie będziemy do czasu wykorzystania tego aktywa płacić z tego tytułu podatku. Dlatego rozglądamy się aktywnie za projektami produkcyjnymi w Norwegii.

Wyłączając efekt dokonania odpisu wyniki finansowe LOTOSU w I półroczu 2012 wyniosłyby odpowiednio 472 mln zł (zysk operacyjny) i 336 mln zł (zysk netto).

LOTOS bliżej zagospodarowania złóż gazowych na Bałtyku

W II kw. 2012 r. spółka LOTOS Petrobaltic wydobywała ropę i gaz ze złoza B3 na Morzu Bałtyckim. W kwietniu br. zakończono tymczasową eksploatację złoza B8. Prowadzono prace przygotowawcze do kolejnych wierceń zgodnie z projektem zagospodarowania tego złoza. Analiza prób złożowych na B8 potwierdziła możliwość zwiększenia współczynnika wydobywania ropy naftowej przy zastosowaniu odpowiednich technik.

– Wykonane wiercenia na złożu B8 potwierdzają racjonalność uruchomienia produkcji ropy – podkreśla Zbigniew Paszkowicz, wiceprezes ds. poszukiwań i wydobywania Grupy LOTOS S.A. – Dodatkowo prowadzimy zaawansowane rozmowy z międzynarodowym partnerem na temat wspólnego zagospodarowania bałtyckich złóż gazowych – B4 i B6. Wydobywanie na tych złożach zamierzamy uruchomić w 2016 roku.

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym LOTOS E&P Norge zamierza w drugiej połowie roku wywiercić 2 otwory poszukiwawcze na koncesjach PL498 (jako operator) i PL497/PL497B (jako partner).

W analizowanym okresie LOTOS Geonafta prowadziła wydobywanie ropy naftowej ze złóż lądowych Girkaliai, Kretinga, Nausodis i Genčiu na terenie Litwy. Spółka zakończyła również wiercenie otworu produkcyjnego na złożu Aukoras, z którego testowe wydobywanie rozpoczęło się w połowie lipca tego roku.

LOTOS wykorzystuje potencjał 10+ i inwestuje w nowe technologie

W analizowanym okresie rafineria LOTOSU przerobiła rekordowe 2 415,5 tys. ton surowca. Więcej o 6,3% kw./kw. i o 8,8% r/r. Natomiast w całym pierwszym półroczu LOTOS przerobił blisko 4,7 mln ton ropy naftowej (o ok. 6% więcej r/r.). Dzięki poprawie marży rafineryjnej, która osiągnęła średniokwartalną wartość 6,52 USD/bbl, skutecznemu wykorzystaniu elastyczności rafinerii oraz trafnemu doborze lżejszych rop, LOTOS wyprodukował w II kw. br. więcej benzyn motorowych (+56,8 tys. ton kw./kw.). Warto podkreślić, że marża z notowań dla tego produktu wzrosła o 42 USD/t w porównaniu z I kw. 2012. Rekordowa była również produkcja paliwa lotniczego, na które marża z notowań zwykłała o 12 USD/t (+38,4 tys. ton kw./kw. i +52 tys. ton r/r.).

– W czerwcu minął rok od zakończenia realizacji Programu 10+. Dziś wszystkie nowo wybudowane instalacje są w pełni zintegrowane z resztą rafinerii. Dzięki nim zyskaliśmy większą elastyczność i potencjał produkcyjny – podsumowuje Marek Sokołowski, wiceprezes oraz dyrektor ds. produkcji i rozwoju Grupy LOTOS S.A. – W tym roku realizujemy kolejne inwestycje. W lipcu uruchomiliśmy instalację produkującą frakcję ksylenową, a we wrześniu nasze instalacje i elektrociepłownia będą niemal w pełni zasilane gazem ziemnym, co obniży emisyjność przedsiębiorstwa oraz uwolni dodatkową pulę gazu LPG i ciężkiego oleju opałowego, którą skierujemy na rynek.

Więcej w hurcie i detalu

Na koniec czerwca br. udział LOTOSU w krajowym rynku paliw ogółem wyniósł 34,1%, co znacznie przewyższa cel strategiczny na lata 2011-15, ustalony na poziomie 30%. Jednocześnie koncern zanotował w analizowanym okresie wzrost udziału w rynku benzyn o 3 p.p. (r/r.). Ww. wzrost osiągnięto w okresie gdy konsumpcja paliw płynnych w Polsce skurczyła się o 7,1% (r/r.).

W pierwszym półroczu kontynuowano rozbudowę sieci detalicznej LOTOS, zwłaszcza w ramach nowej marki ekonomicznych stacji paliw LOTOS Optima. LOTOS jest aktualnie najszybciej rozwijającą się siecią stacji w Polsce – wzrost o blisko 16% r/r. Rozbudowa sieci stacji przekłada się na wzrost udziału w rynku detalicznym i poprawę wyników obszaru detalicznego. Udział LOTOSU w detalicznym rynku paliw mierzony wolumenem sprzedanej benzyny i ON na koniec II kw. br. wyniósł 8% (vs 7,6% na koniec II kw. 2011 r.). Udział marki LOTOS wg ilości sprzedanego na stacjach oleju napędowego wzrósł do 9,6% (+0,6 p.p. r/r.).



LOTOS jedną z największych firm w Europie Centralnej

Grupa LOTOS znalazła się w pierwszej dziesiątce największych firm Europy Środkowo-Wschodniej. Koncern w najnowszym rankingu, przygotowanym przez Deloitte i „Rzeczpospolitą”, awansował z 11. na 7. miejsce.

LOTOS w zestawieniu największych firm, sklasyfikowanych wg wielkości przychodów za 2011 r., wyprzedził m.in. PGE, Orlen Lietuva, PGNiG, KGHM, Petrom, Tauron, Slovaft czy Unipetrol.



Wiercenia na norweskich koncesjach LOTOSU

Na koncesji PL 497/497B trwa wiercenie otworu poszukiwawczego. LOTOS Exploration & Production Norge – norweska spółka z grupy kapitałowej LOTOS – jest współudziałowcem tej koncesji (10% udziałów). Otwór znajduje się około 30 km na zachód od pola naftowego Ula na Morzu Północnym.

Operatorem koncesji jest spółka Det norske Oljeselskap, która prowadzi wiercenia, korzystając z wynajętej platformy „Maersk Guardian”. Głębokość wody w miejscu wierceń wynosi 80 m.

Wedle szacunków potencjalne zasoby wydobywalne PL 497 mieszczą się w przedziale 80 – 300 mln boe (barrels of oil equivalent).

– Po zakończeniu wierceń na koncesji PL 497/497B platforma „Maersk Guardian” zostanie przeholowana na koncesję PL 498, której operatorem jest LOTOS E&P Norge – mówi Steinar Sorensen, exploration manager w LOTOS E&P Norge. – Platforma będzie wierciła tam kolejny otwór, którego celem ma być potwierdzenie akumulacji w utworach kredowych na prospekcie Skagen.

LOTOS E&P Norge posiada 25% udziałów w koncesji PL 498, która również znajduje się na M. Północnym.

Biuro Informacji
Grupa LOTOS S.A.



Plany zwiększenia dostaw gazu w rejonie Radomia

Operator Systemu Przesyłowego GAZ-SYSTEM S.A. i Mazowiecka Spółka Gazownictwa sp. z o.o. podpisały porozumienie dotyczące współpracy w sprawie umożliwienia przesyłania zwiększonych ilości gazu do Radomia i okolic.

Celem porozumienia podpisanego przez spółki 4 września 2012 r. jest zwiększenie dostaw gazu do odbiorców w rejonie Radomia. Firmy zaplanowały działania o charakterze zarówno interwencyjnym, jak i długoterminowym.

W pierwszym etapie zostaną podjęte działania o charakterze doraźnym. W bezpośrednim sąsiedztwie stacji gazowej Sękocin GAZ-SYSTEM S.A. wybuduje instalację sprężającą gaz w gazociągu dystrybucyjnym Sękocin – Lubienia w kierunku Radomia. Dzięki temu możliwe będzie podniesienie ciśnienia w tym gazociągu.

Równocześnie spółki podejmą skoordynowane inwestycje, które w perspektywie długoterminowej umożliwią dostawy gazu do rejonu Radomia z kierunku wschodniego. GAZ-SYSTEM S.A. wybuduje gazociąg wysokiego ciśnienia do Kozienic, natomiast Mazowiecka Spółka Gazownictwa rozbuduje system dystrybucyjny umożliwiając zmianę kierunku zasilania rejonu Radomia z kierunku Sękocina na zasilanie z kierunku Kozienic.

Zrealizowanie tych inwestycji w pełni zaspokoi oczekiwania regionu dotyczące zapotrzebowania na gaz ziemny i umożliwi dalszy jego rozwój w oparciu o paliwo gazowe.



Deklaracja o współpracy GAZ-SYSTEM S.A. z chorwackim operatorem systemu przesyłowego Plinacro d.o.o.

GAZ-SYSTEM S.A. podpisał z chorwackim operatorem systemu przesyłowego Plinacro d.o.o. deklarację o współpracy w zakresie wsparcia rozwoju rynku gazu w Europie Środkowo-Wschodniej. Celem porozumienia jest rozwinięcie współpracy pomiędzy partnerami w projektach na rzecz rozwoju rynku LNG, rozbudowy podziemnych magazynów gazu oraz realizacji połączeń gazowych w ramach priorytetowego dla Unii Europej-

skiej gazowego Korytarza Północ-Południe. Działanie obydwu spółek realizowane jest w ramach polityki Unii Europejskiej, mającej na celu integrowanie systemu przesyłowego w Europie i zapewnienie swobodnego przesyłu gazu poprzez rozbudowane połączenia transgraniczne. Plinacro d.o.o. jest właścicielem 50% udziałów w projekcie LNG Hrvatska i planuje budowę terminalu o możliwościach regazyfikacyjnych 4-6 mld m sześć. gazu rocznie. Decyzję inwestycyjną w tej sprawie spółka podejmie do końca 2013 roku. Terminal LNG Hrvatska mógłby rozpocząć działanie w 2016-2017 roku. W 2011 roku Plinacro d.o.o. wspólnie z węgierskim operatorem FGSZ Zrt wybudowało 294 km interkonektor o przepustowości 6,5 mld m sześć. rocznie, który umożliwi transport gazu z terminalu LNG w Chorwacji na Węgry i do innych krajów regionu. Zarówno GAZ-SYSTEM S.A., który realizuje rozbudowę połączeń transgranicznych i jest właścicielem 100% akcji w spółce Polskie LNG S.A. odpowiedzialnej za budowę terminalu LNG w Polsce, jak również chorwacka spółka Plinacro d.o.o., poszukują nowych możliwości biznesowych w zakresie optymalnego wykorzystania zintegrowanego systemu przesyłowego w regionie Europy Środkowo – Wschodniej, w tym zdolności regazyfikacyjnych obydwu terminali LNG.

Małgorzat Polkowska
Rzecznik prasowy GAZ-SYSTEM S.A.



12.376 m – rekord w głębokości wierceń naftowych

Exxon Neftegas Ltd, spółka zależna koncernu ExxonMobil, ukończyła prace nad odwiertem Z-44 na złożu Chayvo w okolicach Sachalinu. Osiągnął on głębokość 12.376 m i stał się najgłębszym odwiertem naftowym na świecie.

To nie jedyny tak głęboki odwiert na szelfie sachalińskim. Aż sześć spośród dziesięciu najgłębszych odwierców naftowych wykonano właśnie w tym rejonie.

W skład projektu Sachalin-1 wchodzi trzy złoża: Chayvo, Odoptu oraz Arkutun-Dagi. Ich łączny potencjał szacowany jest na 2,3 mld baryłek ropy i przeszło 17 bln stóp sześciennych gazu.

Exxon jest operatorem projektu z 30 proc. udziałem. Pozostali udziałowcy to japoński koncern SODECO (30 proc.), indyjski ONGC Videsh (20 proc.) oraz dwie spółki zależne rosyjskiego Rosnieftu (łącznie posiadają 20 proc. udziałów).

Marcin Szczepański, wnp.pl

Żegnamy człowieka wielkiego formatu

Z naszego grona odszedł Władysław Wiśniak, pionier górnictwa naftowego na zachodzie Polski, całe życie zawodowe związany z branżą, wieloletni Dyrektor Zielonogórskiego Zakładu Górnictwa Nafty i Gazu, autorytet i wzór do naśladowania dla wielu pokoleń górników naftowych.

Władysław Wiśniak był wielobarwną postacią górniczej braci. Urodził się w Lublinie w 1923 r. Z branżą związany był od 1952 r., kiedy to ukończył Akademię Górniczą w Krakowie. Pracował w Sanoku, Pile, Toruniu i Zielonej Górze. Przeszedł kolejne szczeble awansu od stanowiska inżyniera technicznego, kierownika wiertni, kierownika działu głównego mechanika, naczelnego inżyniera do dyrektora naczelnego.

Zakotwiczył w Zielonej Górze

Pan Władysław pracował w Przedsiębiorstwie Poszukiwań Naftowych w Pile od jego powstania do 1966 r. Został wówczas przeniesiony do Przedsiębiorstwa Geofizyki Przemysłu Naftowego w Toruniu. Do Zielonej Góry trafił 1 maja 1968 r. Brał aktywny udział w tworzeniu Przedsiębiorstwa Poszukiwań Naftowych w winnym gronie, początkowo jako naczelnny inżynier – zastępca dyrektora ds. technicznych. W 1977 r. objął stanowiska Dyrektora Naczelnego i piastował je do momentu przejścia na

emeryturę w 1987 r. Po zakończeniu kariery zawodowej nadal wspierał zakład swoją wiedzą i doświadczeniem.

Oddany Stowarzyszeniu

Przez całe zawodowe życie aktywnie działał w SITPNIg jako rzeczoznawca, recenzent i weryfikator. Był racjonalizatorem, autorem i współautorem projektów wynalazczych i patentów. Został odznaczony diamentową, złotą i srebrną odznaką SITPNIg oraz NOT, uzyskał I i II stopień specjalizacji zawodowej NOT oraz tytuł inżyniera specjalisty. Na emeryturze pozostawał nadal aktywny, pełniąc funkcję Prezesa Klubu Seniora, działającego przy Oddziale SITPNIg Zielona Góra.

Żołnierz o lekkim piórze

Pan Władysław był żołnierzem AK, uczestnikiem walk partyzanckich, po wojnie na jakiś czas internowanym. Posiadał stopień porucznika Wojska Polskiego. Za swoją działalność odznaczony został Krzyżem Walecznych, Krzyżem Partyzanckim, Krzyżem AK, Brązowym Krzyżem Zasługi z Mieczami, Medalem Wojska.

Miał lekkie pióro, lubił pisać. Podzielił się swoimi wspomnieniami uczestnicząc w pracach zespołu przygotowującego wydaną w 2001 roku „Kronikę Zielonogórskiego Zakładu Górnictwa Nafty i Gazu”, obejmującą historię zakładu w latach 1968 – 2000. Swoją drogę zawodową spisał w dwóch zeszytach historycznych – „Dro-



Władysław Wiśniak był nauczycielem i autorytetem dla wielu pokoleń górników naftowych

ga „Nafty” ... do Zielonej Góry”, która ukazała się w 2004 r. oraz „Droga „Nafty” w Zielonej Górze” opublikowanej w 2009 r.

Za zasługi

Za swoją działalność zawodową został uhonorowany wieloma odznaczeniami państwowymi i resortowymi. Trudno wymienić je wszystkie, wśród nich znalazły się m.in.: Order Sztandaru Pracy I Klasy, Krzyż Oficerski Orderu Odrodzenia Polski, Złoty i srebrny Krzyż Zasługi, Złota i srebrna Odznaka Zasłużony dla Górnictwa PRL, Zasłużony dla Polskiej Geologii, otrzymał Honorową Szpadę Górniczą. Został wpisany do „Honorowej Księgi Zasłużonych dla Rozwoju Polskiego Górnictwa i Energetyki”. Wyróżniony odznaczeniami regionalnymi m.in. za zasługi dla województwa lubuskiego.

Widział w ludziach to, co najlepsze

Dyrektor Wiśniak był człowiekiem wielkiego ducha, życzliwym światu i ludziom. Ceniony za osiągnięcia zawodowe i postawę życiową. Dla niego wielką wartością człowieka była wiedza i doświadczenie. Twierdził, że jeśli to, co się robi jest źródłem satysfakcji i zadowolenia, a nie codziennym obowiązkiem, to tak pojęta praca jest prawdziwym sensem życia.

Dziękujemy Dyrektorze, pozostaniesz w naszej pamięci.

Pracownicy PGNiG SA Oddziału w Zielonej Górze i PN „Diament” Sp. z o.o.

Władysław Wiśniak zmarł 22 września 2012 r. w Zielonej Górze. Pochowany został 26 września br. w Szczepanowie koło Brzeska.



Podczas zeszłorocznego jubileuszu 50-lecia górnictwa naftowego na zachodzie Polski w Rybakach W. Wiśniak odebrał Odznakę Honorową za zasługi dla województwa lubuskiego. Fot. Sebastian Rzepiel



Stanisław Szafran



Wioleta Wanat



Kalendarium

4.09.2012 r. w Mazowieckiej Spółce Gazownictwa w Warszawie odbyło się XIV posiedzenie Zarządu Głównego SITP NiG. Zarząd Główny przyjął: sprawozdanie z działalności SITP NiG w kadencji 2008-2012; sprawozdanie z realizacji uchwał XXXVIII WZD SITP NiG; Projekt Regulaminu Obrad XXXVIII WZD SITP NiG; zaakceptował wnioski o nadanie godności członków honorowych SITP NiG oraz inne dokumenty do przedłożenia na XXXVIII WZD SITP NiG.

6.09.2012 r. w Muzeum Przemysłu Naftowego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce odbyło się uroczyste pożegnanie przechodzącego na emeryturę kol. Czesława Bobka – prezesa Zarządu Fundacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce.

10.08.2012 r. w Warszawie odbyło się posiedzenie Komisji Wyborczej FSNT – NOT, której zadaniem było wytypowanie kandydatów do władz naczelnych Federacji na kadencję 2012-2016 r.

15.09.2012 r. we Wrocławiu obchodzono 165 rocznicę gazownictwa na Dolnym Śląsku. Uroczystości były zaprogramowane w dniach 6-20.09.2012 r.,

17-20.09.2012 r. w WDW „Kościelisko” w Zakopanem odbyła się Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna GEOPETROL 2012 nt.: „Nowoczesne technologie pozyskiwania węglowodorów w warunkach lądowych i morskich”.

21-22.09.2012 r. w Krośnie odbył się jubileusz 65 – lecia Szkoły Naftowo-Gazowniczej „Naftówki”.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Kolegzy

70 urodziny Tadeusz Lasko z oddziału w Krośnie w dniu 7.09.2012 r.

70 urodziny Marian Kula z oddziału w Warszawie II w dniu 15.09.2012 r.

70 urodziny Jadwiga Korczyk z oddziału w Czechowicach-Dziedzicach w dniu 17.09.2012 r.

75 urodziny Wiesław Dąbrowski z oddziału w Warszawie II w dniu 10.09.2012 r.

75 urodziny Danuta Stocka z oddziału we Wrocławiu w dniu 29.09.2012 r.

80 urodziny Anna Wrońska z oddziału w Krakowie w dniu 02.09.2012 r.

80 urodziny Emil Wiewiórski z oddziału w Krośnie w dniu 11.09.2012 r.

80 urodziny Tadeusz Kasprzak z oddziału w Pile w dniu 16.09.2012 r.

80 urodziny Zofia Bryczkowska z oddziału w Warszawie II w dniu 23.09.2012 r.

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

Posiedzenie Komisji Statutowej SITP NiG

9 sierpnia 2012 r. odbyło się posiedzenie Komisji Statutowej SITP NiG. Przedmiotem posiedzenia była analiza wniosków przesłanych do komisji przez Zarządy Oddziałów SITP NiG w sprawie zmian zapisów obowiązującego Statutu SITP NiG oraz zmian Regulaminów Zarządu Głównego, Głównej Komisji Rewizyjnej i Głównego Sadu Koleżeńskiego.

Komisja Statutowa po zapoznaniu się z opinią sekretarza generalnego SITP NiG oraz członków Komisji postanowiła przyjąć i zarekomendować Zarządowi Głównemu następujące stanowisko w sprawie zmian Statutu SITP NiG:

1. Statut nie zawiera zapisów, które uniemożliwiałyby funkcjonowanie Stowarzyszenia.
2. Zmiany, które należałoby wprowadzić

w statucie mają charakter redakcyjny, drugorzędny i nie wpływają na prawidłowe funkcjonowanie organów Stowarzyszenia.

3. Trwające obecnie prace na zmianę Ustawy o stowarzyszeniach, po ich uchwaleniu, stworzą nową podstawę prawną dla funkcjonowania Stowarzyszenia.
4. Nowa Ustawa o stowarzyszeniach wymusi zmianę statutu, co będzie dobrą okazją do zmiany innych zapisów statutu.
5. Statut SITP NiG powinien uwzględnić ewen-

tualne zmiany Statutu Federacji Stowarzyszeń NOT, nad zmianą którego trwają obecnie prace Federacji NOT.

W świetle powyższych uwarunkowań Komisja Statutowa rekomenduje Zarządowi Głównemu pozostawienie zapisów Statutu SITP NiG bez zmian i niestawianie tej sprawy w porządku obrad XXXVIII WZD SITP NiG. Komisja zaproponowała również powołanie na początku nowej

kadencji Komisji Statutowej, która powinna wypracować propozycje zmian obecnych zapisów statutu.

Komisja Statutowa po przeanalizowaniu obowiązujących regulaminów Zarządu Głównego SITP NiG, Głównej Komisji Rewizyjnej SITP NiG, Głównego Sądu Koleżeńskiego SITP NiG oraz uwag i wniosków, które wpłynęły do komisji dotyczącymi w/w regulaminów, biorąc

pod uwagę opinię sekretarza generalnego SITP NiG rekomenduje pozostawienie regulaminów Zarządu Głównego SITP NiG, Głównej Komisji Rewizyjnej SITP NiG, Głównego Sądu Koleżeńskiego SITP NiG bez zmian, do czasu nowelizacji Statutu SITP NiG.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITP NiG

STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO



XXXVIII WALNY ZJAZD DELEGATÓW STOWARZYSZENIA NAUKOWO-TECHNICZNEGO INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO

Słok koło Bełchatowa
18 – 19 października 2012 r.

Gdańscy gazownicy zwiedzają Pomorze Zachodnie



Krzysztof Witkowski



Piotr Schreiber



ODDZIAŁ GDAŃSK

W dniach 16 - 19 maja 2012 roku grupa 20 członków Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych oraz Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego działające przy Pomorskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Gdańsku Rejon Dystrybucji Gazu w Grudziądzu uczestniczyła w wyjeździe naukowo-technicznym do Szczecina i Świnoujścia. Pierwszym jego celem było zapoznanie się z elementami sieci gazowej, a przede wszystkim z systemem elektroizolacji Frialen, które posiada w swojej ofercie firma Marley Polska Sp. z o.o., przedstawiciel firmy FRIATEC AG w Polsce. Drugim zaplanowanym celem miała być wizyta na budowie terminala gazowego CNG w Świnoujściu.

Wyjazd nastąpił wczesnym środowym porankiem. Z Grudziądza udaliśmy się w kierunku Stargardu Szczecińskiego. To miasto zaskoczyło nas swoim zadbanym wyglądem, pięknymi terenami zielonymi oraz dużą liczbą zabytków. Wspaniały widok roztaczał się z 99 metrowej wieży XIII wiecznego Kościoła Kolegiackiego na ten piękny gród, a malowidła na wewnętrznej ścianie wieży pomagały zlokalizować zabytkowe obiekty w terenie. Zabytki Stargardu Szczecińskiego znajdują się na Europejskim Szlaku Gotyku Ceglanego. Wśród nich dominują mury obronne, XV wieczne Bramy: Świętojańska, Młyńska, Portowa, Wodna, Rzeźna, Herbowa, Pyrzycka, Królewska, Nowa; Baszty: Morze Czerwone, Tkaczy, Jeńców, Rzeźnicka, Przy Arsenale, Kowalska; Furty: Zielona, Rzeźnicka, Augustiańska, Przy Arsenale; Bastiony: Świętojański, Młyński, Zamkowy, Szubieniczny; Basteje: przy Baszcie Tkaczy, przy Baszcie Jeńców, przy Prochowni oraz obiekty sakralne i Ratusz.

Nasytzeni widokiem historycznych budowli, zatęskniliśmy do świata przyrody i techniki. W m. Glinna cieszyliśmy wzrok różnorodnym drzewostanem i drobną roślinnością w ogro-

dzie dendrologicznym. W m. Płoty i m. Resko, poza budynkami ratuszów, oglądaliśmy obiekty techniczne – czynne elektrownie wodne na rzece Rega. Naszą bazą noclegową był przyjazny hotelik w m. Resko.

Drugi dzień wyjazdu naukowo-technicznego spędziliśmy w Szczecinie. Na początek zapoznaliśmy się z zadaniami firmy Marley w systemie Frialen, zajmującą się systemami złą-

czek elektrooporowych i kształtek doczołowych z PE-HD dla sieci wodociągowo-kanalizacyjnych i gazowych. Ponieważ nieobce nam były przedstawiane elementy sieci gazowej, całą naszą uwagę skupiliśmy na nowościach oferowanych przez system Frialen użytkownikom uzbrojenia podziemnego. Zobaczyliśmy kilka produktów, które będą prezentowane podczas najbliższych targów IFAT w Monachium, 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.

Następnie spotkaliśmy się z przewodnikiem, który interesująco przedstawił nam funkcje Szczecina pełnione w dawnych wiekach, okresie powojennym oraz w czasach współczesnych. Pokazał i omówił najciekawsze zabytki miasta, np. Zamek Książąt Pomorskich, Muzeum Narodowe, Teatr Współczesny, Wały Chrobrego. Dowiedzieliśmy się, że Szczecin to miasto o bogatej historii, a dodatkowo malowniczo położone wśród lesistych wzgórz otaczających dolinę Odry. Wizytówką tego hanzeatyckiego



Stargard Szczeciński. Ratusz miejski. Fot. P. Schreiber



Krótki postój w m. Kołbacz. Fot. P. Schreiber

ośrodka są: promienisty układ ulic, szerokie aleje, typowy dla pruskich miast styl zabudowy oraz kunsztownie wypielegnowane tereny zielone zajmujące około 33% powierzchni miasta. Charakterystyczną cechą Szczecina są także kwitnące na wiosnę magnolie, którymi gęsto obsadzono aleje miasta.

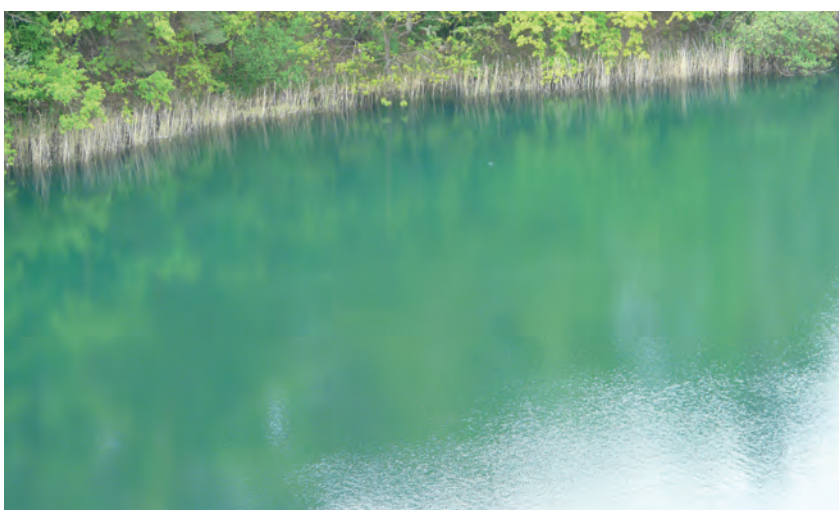
Kolejny dzień był bardzo pracowity i atrakcyjny. Udając się do Świnoujścia w okolicy m. Wapnica niedaleko Jeziora Wicko Wielkie, upajaliśmy się niespotykanym widokiem Jeziora Turkusowego (turkusowa barwa wody wynika z wapiennego podłoża jeziora). Dodatkową atrakcją była przeprawa promem przez rzekę Świnę, bo dała nam chwilę radości i przywróciła wspomnienia ze szkolnych wakacji. W Świnoujściu pierwsze kroki skierowaliśmy do Fortu Anioła, aby zapoznać się z jego bogatą historią oraz eksponatami umieszczonymi w tym militarnym obiekcie. Fort Anioła budowano w latach 1845-58. Wzorowano się na mauzoleum Hadriana, dzisiejszym Zamku Świętego Anioła w Rzymie.

Po ponownym sforsowaniu rzeki Świny, udaliśmy się pod bramy wielkiej inwestycji, którą jest budowa terminala gazowego CNG. Nie było nam dane w tym dniu przebywać na terenie budowy, ponieważ przeprowadzano w tzw. części morskiej terminala roboty hydrotechnicz-

ne. Krótco przed wyjazdem naszej grupy na Pomorze Zachodnie dotarły do nas przeprosiny za zaistniałą sytuację oraz ponowne zaproszenie w innym terminie. Wiedzę na temat prowadzonych robót zaczerpnęliśmy z czasopism technicznych przedstawił koleżankom i kolegom szef wyjazdu naukowo-technicznego, autor tego artykułu. Wielkość budowy realizowanej na terenie Wolińskiego Parku Narodowego, lokalizacja obiektów technologicznych była doskonale widoczna z latarni morskiej z 1858 roku o wy-

sokości 68 m, najwyższej na polskim wybrzeżu.

Ostatnim etapem naszego wspólnego wyjazdu naukowo – technicznego był Połczyn-Zdrój, uzdrowisko lecznicze na Pomorzu Zachodnim, ośrodek wypoczynkowy i turystyczny. Kurort położony jest w otoczeniu zdrowych ogrodów oraz przyrody Drawskiego Parku Krajobrazowego. Do zabytków chronionych prawnie w mieście należą m. in.: Stare Miasto powstałe w XIV w., a przebudowywane w XVIII-XIX w., Kościół pw. Niepokalanego Poczęcia NMP – budowla



Oryginalna barwa Jeziora Turkusowego. Fot. P. Schreiber



Szczecin. Na Zamku Książąt Pomorskich. Fot. P. Schreiber



U bram budowy terminala LNG w Świnoujściu. Fot. P. Schreiber

zbudowana w latach 1850-1860, na miejscu poprzedniego kościoła gotyckiego, Park Zdrojowy założony w latach 1836-1839 z amfiteatrem; Zespół Browaru wybudowany w latach 1824-1825, przebudowany w XX w. na wieloczęściowy budynek produkcyjny i dom właściciela, obecnie jest tu wytwórnia wód oraz piw Połczyn i Brewer; Młyn Wodny z początku XIX w. z kołem młyńskim o średnicy 13 metrów, cenny zabytek techniki, unikat na skalę naszego kontynentu.

Wspólny wyjazd naukowo-techniczny pozwolił nam poznać interesujących ludzi, nowoczesne produkty w systemie elektrozłazek Frialen oraz ciekawostki techniczne i historyczne spotykane w miejscach naszego pobytu. Ogarnęliśmy wzrokiem nowoczesną budowę terminala gazowego CNG w Świnoujściu. O jej znaczeniu i wielkości mówią liczby oraz informacje przytaczane w fachowych czasopismach technicznych. Mieliliśmy bezpośredni kontakt

z unikatową przyrodą Pomorza Zachodniego. Nade wszystko ten wspólny kilkudniowy wyjazd zaowocował pogłębioną integracją, co odczuwaliśmy i odczuwamy każdego dnia.

Krzysztof Witkowski PZITS

Piotr Schreiber SITPniG



Świnoujście. Fort Anioła w pełnej krasie. Fot. P. Schreiber

Szlakiem najstarszych kopalń ropy naftowej na ziemi gorlickiej

Relacja z Konferencji Naukowo-Technicznej pt. „Reminiscencje przeszłości wyznacznikiem przyszłości część II”



ODDZIAŁ GORLICE

Między 12 a 14 września 2012 r. w Pałacu Długosza w Siarach k/Gorlic Oddział SITP NiG w Gorlicach gościł ponad kilkudziesięciu uczestników Konferencji Naukowo-Technicznej pt. „Reminiscencje przeszłości wyznacznikiem przyszłości część II. „Szlakiem najstarszych kopalń ropy naftowej na ziemi gorlickiej”. Była to już druga tego typu konferencja o charakterze „wyprawy w przeszłość” po ciekawszych miejscach związanych naftową kulturą techniczną na ziemi gorlickiej z wraz z wizytą na zapomnianym obszarze najstarszej znanej na ziemi gorlickiej kopalni ropy naftowej „Pustym Lesie” z 1852 roku. Celem konferencji było pokazanie i promocja tych miejsc oraz poszukiwanie odpowiedzi na pytanie, czy z zapomnianymi już miejscami,

zlikwidowanymi kopalniami na ziemi gorlickiej wiąże się jeszcze przyszłość poszukiwawcza? Konferencja składała się z części terenowej i części referatowej.

W konferencji wzięli udział również zaproszeni goście, przedstawiciele przemysłu naftowego i gazowniczego reprezentujący różne jednostki organizacyjne PGNiG S.A.: Jacek Stepek – dyrektor naczelny PGNiG S.A. Oddz. w Sanoku, Józef Potera – przedstawiciel Oddziału Geologii i Eksploatacji z Sanoka, Jerzy Nalepa – prezes Poszukiwań Naftowych z Jasła, Mariusz Konieczny – dyrektor Oddziału Zakład Gazowniczy w Jasle, Janusz Pudło – dyrektor techniczny Zakład Robót Górniczych Krosno w Krośnie, Jan Lubaś – dyrektor



Pomnik W. Długosza w Sękowej. Fot. K. Korona

Oddziału Instytutu Naftowego w Krośnie. Dodatkowo przedstawiciel lokalnej administracji Małgorzata Małuch – wójt gminy Sękowa oraz ks. prał. Stanisław Dziedzic i ks. Janusz Kurasz – osoby bardzo mocno zaangażowane w ratowanie i promocję dziedzictwa kulturalnego na terenie gminy Sękowa.



Przed Pałacem W. Długosza. Fot. K. Korona



Mimo trudnych warunków terenowych bez wyznaczonych ścieżek, jednak przy dobrej pogodzie wszyscy uczestnicy pokonali całą trasę wycieczki. Fot. K. Korona



Dzisiejszy wygląd kopanki Stanisław. Fot. A. Drzymala



Uczestnicy wokół jednej z kopanki na obszarze Pustego Lasu. Fot. K. Korona



Nowo odkryta kopanka Fot. K. Korona

Podczas wycieczki terenowej, która była pierwszą częścią konferencji zostały pokazane 4 wybrane miejsca upamiętniające działalność poszukiwawczą na ziemi gorlickiej oraz związane z działalnością Władysława Długosza. Były to: Skansen naftowy w Sękowej, pomnik Władysława Długosza w Sekowej, Mauzoleum

rodziny Długoszków w Sękowej i stara kopalnia księcia Stanisława Jabłonowskiego w „Pustym Lesie” w Sękowej z 1852 r. – jak o tym donoszą różne materiały historyczne. Tam właśnie w lipcu 1852 r. uzyskał on znaczący przyływ ropy naftowej z kopanki (szybu kopanego) „Stanisław” (ok. 22 m głębokiego). Już w pierwszych dniach

września 1852 r. otrzymał ks. S. Jabłonowski miary górnicze na terenie „Pustego Lasu” i odbył się tam komisyjny odbiór szybu przez władze górnicze z kopalni soli w Wieliczce. Następnym kontynuatorem działalności poszukiwawczej i wydobywczej w „Pustym Lesie” został Jan Szymonowicz, właściciel dóbr Sękowej, Siar i Soko-



Uczestnicy oglądają nowo odkrytą kopankę. Fot. K. Korona



Uczestnicy podczas zabezpieczania kopanki. Fot. K. Korona

ła. Kopalnia Jana Szymonowicza przynosiła stopniowo coraz większe zyski. Kopane były nowe szyby, obecnie trudne do identyfikacji. Złoty wiek tej kopalni przypadł jednak na okres, kiedy po śmierci Jana Szymonowicza, jego żona Józefa przejęła kopalnię. Pod zarządem doświadczonego kierownika Franciszka Bucholda dokopano się w „Pustym Lesie” w dwóch starych szybach „Barbara” w gł. 132 m. i „Józefa” w gł. 112 m. znacznego przyływu ropy. Należy tutaj zauważyć, że z dochodu jaki uzyskała z tych kopanek wybudowała Józefa Szymonowiczowa w 1884 r. dla swoich parafian kościół w stylu neogotyckim pod wezwaniem Św. Józefa.

Podczas zwiedzania kilku kopanek uczestnicy odkryli kopankę z zachowaną w bardzo dobrym stanie drewnianą cembrowiną. Po jej obejrzeniu i sfotografowaniu uczestnicy z troską i za pomocą dostępnych materiałów zabezpieczyli ją.

Podczas sesji terenowej była również możliwość obejrzenia postępu prac przy restaurowanym, przy udziale PGNiG Mauzoleum Długoszków w Sękowej, które są realizowane poprzez działalność fundacji „Pro Memoria”. Oddział SITPNiG w Gorlicach jest jej jednym z współzałożycieli obok Oddziału w Sanoku i Krośnie. Dodatkowo podczas sesji terenowej zostały omówione najciekawsze daty z historii przemysłu naftowego oraz budowa geologiczna regionu.

Konferencja dedykowana była zarówno osobom zainteresowanym historią, rozwojem techniki oraz poznaniem budowy geologicznej Karpat.

Podczas sesji referatowej wygłoszone zostało 6 referatów: Władysław Długosz – odkrywca Borysławia. Czy jesteśmy spadkobiercami Jego dzieła? Ewa Król, Struktura skorupy ziemskiej na obszarze Transeuropejskiej Strefy Szwu, ze szczególnym uwzględnieniem strefy Teisseyre’a – Tornquista, w świetle głębokich badań sejsmicznych: Aleksander Guterch, System naftowy, a stare złoża w rejonie gorlickim i obszary perspektywiczne: Piotr Dziadzio, Obrazowanie



Na obszarze „Pustego Lasu” uczestnicy mieli możliwość zapoznania się z budową geologiczną jednostki magurskiej wraz z możliwością zapoznania się ze skałami zbiornikowymi i uszczelniającymi, które zostały pokazane w pobliskim wąwozie. Fot. K. Korona.



Uczestnicy wycieczki przed Mauzoleum Rodziny Długoszków w Sękowej. Fot. K. Korona

budowy geologicznej Karpat na podstawie najnowszych danych sejsmicznych: Jaromir Probulski, Technologie wykorzystywane w procesie udostępniania złóż niekonwencjonalnych: Maciej Stygar, Ważniejsze postaci gorlickiej naft-

ty: Andrzej Drzymała. Każdy z referatów przez słuchaczy został z wielkim zaciekawieniem wysłuchany, a czas sesji referatowej minął błyskawicznie. Wspomnę jedynie, że w referacie dot. postaci gorlickiej nafty zaprezentowane zostały



Uczestnicy konferencji. Fot. K. Korona



Uczestnicy konferencji. Fot. K. Korona



Sesja referatowa. Fot. K. Korona

trzy bardzo mało znane postaci, które dla historii gorlickiej ropy mają ogromne znaczenie. Są to: Józefa Szymonowiczowa – pierwsza „business woman” przemysłu naftowego, hr. Jadwiga Straszewska i Franciszek Rzicza.

W trakcie sesji referatowej oraz podczas dyskusji między innymi został pokazany związek pomiędzy starymi, nieczynnymi już kopalniami ropy, a nowymi, potencjalnymi możliwościami poszukiwawczymi, które w tych obszarach występują. Miejsca te w dalszym ciągu są niedostatecznie rozpoznane i czekają na dalsze prace. Zaprezentowane zostało także

nowe zintegrowane podejście do interpretacji geologicznej danych geofizycznych i sposoby udostępniania złóż niekonwencjonalnych, które znacznie zmieniają dzisiejszą bilansową zasobność węglowodorów. Tym samym sporo miejsca zajęły kwestie zmiany podejścia do zasobów geologicznych i ich dokumentowaniu, w sytuacji, gdy nowoczesne metody pozwalają na eksploatację nawet tych uznawanych dotychczas za pozabilansowe. Dyskutowane były również kwestie braku tego typu konferencji oraz otwartej dyskusji na temat bieżących prac geologiczno-poszukiwawczych w Karpatach,

tajności i dostępności danych geologicznych.

Podsumowując, jako jeden z organizatorów, wydaje mi się, że konferencja zrealizowała swoje założenia, uczestnicy otrzymali odpowiednią ilość emocji, a dyskusja pokazała potrzeby w zakresie kontynuacji organizowania tego typu konferencji.

Na koniec serdecznie dziękuję PGNiG S.A. – głównemu sponsorowi konferencji i liczę na dalszą współpracę.

Piotr Dziadzio

BMM

V SYMPOZJUM NAUKOWO - TECHNICZNE PETROM 2012




PGNiG

PATRONAT MEDIALNY

 **Wiadomości**

 **NOWOCZESNE
TECHNOLOGIE**


**ZRG
KROSNO**
GRUPA PGNiG

PATRONAT HONOROWY

 **PGNiG**



CIOP  **PIB**

PATRONAT MERYTORYCZNY

 **IPMA**
International Project
Management
Association
POLSKA

 **CRM**
Centralny Rejestrowy Zarządcy S.A.

 **PRINCE2**


KARPACKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA

**>> Zarządzanie projektami
w sektorze naftowo - gazowym**

**>> Poprawa efektywności działań operacyjnych
w projektach inwestycyjnych i rozwojowych
sektora naftowo - gazowego**

Szanowni Państwo,

w imieniu firm: BMM Sp. z o. o., Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA Oddział w Sanoku, Zakład Robót Górniczych Krosno oraz Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o. o. z wielką przyjemnością zapraszamy firmy poszukiwawcze, wykonawcze, eksploatacyjne, dystrybucyjne i serwisowe, jak również krajowych i zagranicznych dostawców urządzeń dla sektora naftowo - gazowego oraz przedsiębiorstwa związane z działalnością projektową na V jubileuszowe Sympozjum PETROM 2012.

Już po raz piąty zapraszamy Państwa do wsiania wiedzy z zakresu Zarządzania projektami. Podczas trzydniowego spotkania proponujemy Państwu interesujące wykłady i spotkania panelowe z doświadczonymi Project Managerami, warsztat oraz możliwość praktycznego wykorzystania wiedzy biorąc udział w grze biznesowej. Zachęcamy także do szerokiej dyskusji związanej z optymalizacją działań i procesów projektowych. Tematyka tegorocznego spotkania to:



- I. Proces czy Projekt? – zależności i różnice
- II. Jak zyskać więcej za mniej? – Techniki zarządzania przedsiębiorstwem optymalizujące działania i procesy projektowe
- III. Plany zarządzania procesami w organizacjach projektowych – lepiej zapobiegać niż leczyć
- IV. Narzędzia wsparcia w zakresie usprawniania procesów operacyjnych w projektach i ich obsłudze administracyjnej

PARTNERZY:

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie Oddział w Sanoku
38-500 Sanok, ul. Sienkiewicza 12

Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.
ul. Łukasiewicza 93, 38-400 Krosno

Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
ul. Wita Stwosza 7, 33-100 Tarnów

CZARNA
7 - 9 Listopada
2012

ORGANIZATOR: BMM Spółka z o.o. Centrum Szkoleniowe,
35-105 Rzeszów, ul. Przemysłowa 4a, tel. +48 17 85 20 944, fax +48 17 85 35 440
<http://www.szkolenia.bmm.com.pl>, e-mail: szkolenia@bmm.com.pl,
Katarzyna Kuryłowicz – Kierownik Projektu

OSOBY DO KONTAKTU: Agnieszka Żmuda tel. 17 740 00 45, 509 906 312, e-mail: a.zmuda@bmm.com.pl
Katarzyna Kuryłowicz tel. 17 740 00 02, 507 100 971, e-mail: k.kurylowicz@bmm.com.pl

SZCZEGÓŁY ORGANIZACYJNE: <http://www.petrom.bmm.com.pl/>

Co z tym gazem? Terminal LNG w Świnoujściu – Polskie drzwi do globalnego rynku gazu



Polska, dzięki powstającemu terminalowi LNG w Świnoujściu, stanie się nowym graczem na globalnym rynku LNG, który stanowi już ponad 32% światowego handlu gazem ziemnym. Rynek LNG w latach 1971-2011 wzrósł aż 65-krotnie. Szacuje się, że do 2030 r. powiększy się jeszcze o 200%. Budowa terminalu LNG, który umożliwi nam sprowadzanie gazu ziemnego z dowolnego miejsca na świecie, diametralnie zmienia naszą rzeczywistość. Dziś bowiem Polska jest w niemal 70% uzależniona od importu gazu ziemnego. Cena gazu, który kupujemy głównie w kontraktach długoterminowych jest aż w 96% skorelowana z cenami ropy naftowej i produktów ropopochodnych. W UE ten wskaźnik zależności od ropy wynosi 79%, natomiast w Wielkiej Brytanii zaledwie 32% (tam ceny gazu w dużej mierze wyznaczana rynek).

„Podpisane umowy długoterminowe na dostawy gazu ziemnego dla Polski nie odzwierciedlają zmian, jakie nastąpiły w naszej gospodarce. Dlatego należy rozpocząć proces modyfikacji dotychczasowego sposobu wyceny gazu poprzez ustalanie jego wartości w oparciu o mechanizmy rynkowe. Wczorajsza decyzja Komisji Europejskiej o wszczęciu dochodzenia antymonopolowego wobec Gazpromu potwierdza słuszność tego postulatu” – powiedział minister Skarbu Państwa Mikołaj Budzanowski, w trakcie panelu dyskusyjnego zorganizowanego przez spółkę Polskie LNG, który odbył się 5 września 2012 r. podczas XXII Forum Ekonomicznego w Krynicy.

Unia Europejska budując zintegrowany, konkurencyjny rynek gazu ziemnego dąży do

wypracowania nowych mechanizmów jego wyceny, dostosowując je do zmieniającej się sytuacji makroekonomicznej. Doświadczenia rynku amerykańskiego i brytyjskiego wskazują, iż ten sposób wyceny jest najbardziej perspektywiczny. Odnoszenie cen gazu w kontraktach długoterminowych do cen w europejskich hubach jest w najbliższych latach bardzo realną perspektywą.

Zwiększająca się dywersyfikacja źródeł pozyskiwania gazu ziemnego na świecie – dzięki wzrostowi podaży LNG i rewolucji łupkowej w USA – oraz rosnące znaczenie terminali LNG na globalnym rynku gazu, otwiera przed Polską i państwami Europy Środkowo-Wschodniej nowe możliwości. „W latach 1971-2011 rynek LNG wzrósł na świecie 65-krotnie! Produkcja gazu ziemnego wzrastała w tym czasie o 3,9% rocznie, podczas gdy produkcja LNG zwiększała się co roku średnio aż o 14,6%” – powiedział podczas panelu prezes spółki Polskie LNG Rafał Wardziński. „Budowany w Świnoujściu terminal LNG pozwoli na import gazu z dowolnego miejsca na świecie. Dzięki niemu Polska stanie się nowym graczem na globalnym rynku tego surowca” – dodał.

Punktem wyjścia do dyskusji – w zorganizowanym przez spółkę Polskie LNG panelu - był raport przygotowany przez dr. Roberta Zajdlera „Perspektywy rozwoju formuł cenowych w kontraktach długoterminowych na dostawy gazu ziemnego oraz ich znaczenia dla stworzenia hubu gazowego dla państw Europy Środkowo-Wschodniej w Polsce”.

Autor raportu Robert Zajdler przypomniał, że Europa stanowi pod względem konsumpcji LNG drugi, po Azji, rynek na świecie. Jej udział



Fot. arch. Polskie LNG S.A.

w globalnym imporcie LNG wynosi 27% i zwiększa się średnio o 10% rocznie. Dynamiczny rozwój tego rynku rodzi pytanie o rolę Polski w tym procesie. „W naszym kraju mógłby powstać hub, który stałby się centrum handlu gazem w Europie Środkowo-Wschodniej, jednak musiałby on uwzględniać potencjalną konkurencję ze strony austriackiego CEGH oraz hubów niemieckich” – powiedział podczas panelu dr R. Zajdler.

Na wzrastającą rolę handlu gazem w europejskich hubach zwrócił także uwagę Stephan Lehrke z Boston Consulting Group. W przedstawionej analizie podkreślił, że w latach 2005-2010 obroty na rynkach gazu ziemnego w Europie wzrosły o 47%, co w konsekwencji może doprowadzić do fundamentalnych zmian w konstrukcji kontraktów długoterminowych.

W zorganizowanym przez PLNG panelu „Co z tym gazem? Terminal LNG w Świnoujściu – polskie drzwi do globalnego rynku gazu” udział wzięli: Mikołaj Budzanowski (minister Skarbu Państwa), Rafał Wardziński (prezes Zarządu Polskie LNG S.A.), Grażyna Piotrowska – Oliwa (prezes Zarządu PGNiG S.A.), Stephan Lehrke (partner i dyrektor zarządzający The Boston Consulting Group, Niemcy), Robert Zajdler (radca prawny, Zajdler Energy Lawyers) oraz Roger Rodiek (dyrektor rozwoju, Parsons Brinckerhoff, USA). Debatę poprowadził Michał Kobosko (redaktor naczelny, Wprost).

Polskie LNG S.A.

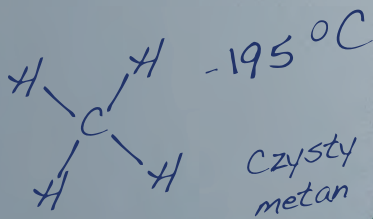


Fot. arch. Polskie LNG S.A.

Innowacje technologiczne i dobrze wykorzystana wiedza to najlepszy sposób na tworzenie przewagi konkurencyjnej.

*Andrzej Kociemba
Główny Inżynier ds. Produkcji
Oddział Odolanów PGNiG*

Proces destylacji niskotemperaturowej pozwala oddzielić azot od metanu, dzięki czemu uzyskujemy gaz o dużo większej wartości energetycznej.



Nasza historia sięga XIX wieku. Z tej tradycji czerpiemy siłę i dlatego śmiało wybiegamy w przyszłość. Jesteśmy liderem w Polsce. Dysponujemy doświadczeniem i technologią, które pozwalają nam prowadzić działania na całym świecie. Dzięki wiedzy mamy energię, którą przekazujemy innym.

www.pgnig.pl


PGNiG
Energia dzięki wiedzy

Srebrna rocznica Mistrzostw w Tenisie



Oddział w Zielonej Górze

W Zielonej Górze w dniach 23 – 25 sierpnia odbyły się jubileuszowe XXV Mistrzostwa GK PGNiG w Tenisie.

Organizacja jubileuszowych mistrzostw była dla Oddziału w Zielonej Górze zaszczytem i kontynuacją tradycji, która zrodziła się w naszym mieście. Idea turnieju powstała w Zielonej Górze z inicjatywy pracowników Oddziału i Górniczego Klubu Tenisowego „Nafta”. Pierwszy turniej i wiele kolejnych rozegrano właśnie w Winnym Grodzie. Później do grona organizatorów dołączyli koledzy i koleżanki z innych jednostek. W rezultacie tradycją stały się rokroczne spotkania na kortach różnych miast, w celu sprawdzenia sportowych umiejętności uczestników, a także spędzenia miłych chwil wśród współpracowników z całego kraju.

Radzisław Nowak, wieloletni organizator Mistrzostw w Zielonej Górze, a jednocześnie prezes Klubu Tenisowego GKT „Nafta” przywitał 82 zawodników z całej Polski. Przedstawił historię turnieju i wspominał osoby, które brały udział w ich organizacji na przestrzeni 25 lat. Zawody otworzył dyrektor Oddziału Sławomir Kudela.

Uroczyste rozpoczęcie XXV Mistrzostw odbyło się 23 sierpnia, tego dnia rozegrano pierwsze gry pojedyncze i podwójne. 24 sierpnia wyłonieni zostali finaliści, którzy zmierzili się ze sobą w sobotę 25 sierpnia. Tego dnia najlepsi otrzymali puchary i okolicznościowe dyplomy.

W klasyfikacji generalnej zakładów zwyciężył Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. Drugie miejsce przypadło gospodarzowi mistrzostw, czyli PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze. Na podium stanęli także zawodnicy z PGNiG SA Centrala Spółki, którzy zajęli trzecie miejsce. Szczegółowe wyniki znajdują się na stronie <http://www.zielonagora.pgnig.pl/zielonagora/>.

Ewelina Woźniak
Dział Komunikacji i PR
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



W turnieju wzięło udział 21 drużyn. Fot. S. Rzepiel



Na uroczystości gościli m.in.: Danuta Czestkowska – pomysłodawczyni organizacji branżowych mistrzostw tenisowych, Dariusz Lesicki – wiceprezydent Miasta Zielona Góra, Robert Jagiełowicz – dyrektor Miejskiego Ośrodka Sportu i Rekreacji w Zielonej Górze i Waldemar Michałowksi – komendant miejski Państwowej Straży Pożarnej. Fot. S. Rzepiel



W finale gry deblowej spotkały się drużyny z Sanoka i Warszawy. Fot. S. Rzepiel

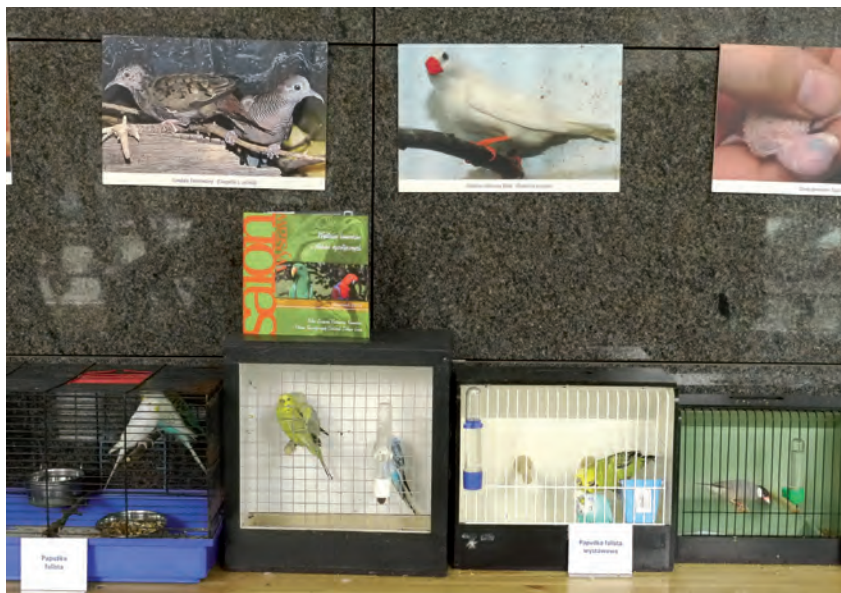
Ptaki u górników naftowych



Oddział w Zielonej Górze

8 września o godzinie 11:00 w Salonie Wystaw PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze odbyła się prezentacja ptaków egzotycznych i kanarków.

Po raz drugi w naszym Oddziale odbyła się wystawa zorganizowana przez Polski Związek Hodowców Kanarków i Ptaków Egzotycznych. Oprócz pokazu żywych ptaków można było również zobaczyć ciekawe zdjęcia pokazujące m.in. obrączkowanie ptaków. Weekendowy wernisaż był możliwością spędzenia wolnego czasu wśród kolorowego świata ptaków. W salce konferencyjnej Oddziału pokazywana była



Główną atrakcją wernisażu był pokaz żywych ptaków egzotycznych. Fot. D. Mundry

prezentacja multimedialna mówiąca o ich hodowli i pielęgnacji. Wystawa dostępna była dla zainteresowanych do 24 września. W trakcie jej trwania w Zielonej Górze miało miejsce „święto miasta” – Winobranie.

W dniach 27-28 października dodatkowo został ogłoszony konkurs dla dzieci z Zespołu Szkół Ekologicznych w Zielonej Górze, w której również odbędzie się wystawa ptaków ozdob-

nych z hodowli dzieci i młodzieży szkolnej nie zrzeszonych w PZHKiPE. Nasz Oddział jest sponsorem nagród konkursowych.

Jolanta Pietras

Ewelina Woźniak

Dział Komunikacji i PR

PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Na eksponowane ptaki z zaciekawieniem patrzyły w szczególności dzieci. Fot. D. Mundry



PNiG Kraków | Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków S.A.

Wysoka jakość prowadzonych prac wiertniczych potwierdzona przez ponad sześćdziesiąt lat tradycji oraz rzetelnej i trwałej reputacji osiągniętej na wielu zagranicznych rynkach

MIĘDZYNARODOWA KONFERENCJA NAUKOWO-TECHNICZNA I WYSTAWA

10-12 kwietnia 2013, Hotel GROMADA w Pile



Poszukiwanie Nafty i Gazu NAFTA S. A.

oraz

Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu
Naftowego i Gazowniczego

Oddział w Pile

zapraszają na Międzynarodową Konferencję Naukowo- Techniczną

NOWOCZESNE METODY PRAC POSZUKIWAWCZYCH i EKSPLOATACYJNYCH CAŁKOWICIE BEZPIECZNE dla ŚRODOWISKA NATURALNEGO

BLOKI TEMATYCZNE:

- nowoczesny sprzęt do prowadzenia wierceń, testowania i wglębnego wyposażenia otworów,
- technologie wiercenia stosowane w otworach kierunkowych i poziomych,
- sejsmika i pomiary geofizyczne na potrzeby prac poszukiwawczych i eksploatacyjnych,
- metody intensyfikacji wydobycia ropy i gazu zarówno ze złóż konwencjonalnych jak i niekonwencjonalnych,
- ochrona środowiska naturalnego jako priorytet przy pracach poszukiwawczych i eksploatacyjnych.

Serdecznie zapraszamy do udziału w konferencji oraz przedstawienia referatów, które zostaną wygłoszone w języku polskim lub angielskim z tłumaczeniem.

W czasie konferencji będzie również możliwość wynajęcia boksu wystawienniczego dla zaprezentowania nowych produktów i technologii.

ORGANIZATOR:

Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA S.A.
oraz SITPNIG Oddział w Pile,
pl. Staszica 9, 64-920 Piła

KONTAKT:

mail: conference@nafta.net.pl
www.nafta.com.pl

