

NR 1 (189)
styczeń
2014 r.
miesięcznik
Rok XVII
ISSN-1505-523X

15,75zł w tym 5% VAT

wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



Recenzenci czasopisma Wiadomości Naftowe i Gazownicze

1.	dr inż.	Barczyński Andrzej	Polska Spółka Gazownictwa
2.	dr inż.	Bednarz Stanisław	Akademia Górniczo-Hutnicza
3.	dr inż.	Capik Marek	Akademia Górniczo-Hutnicza
4.	dr inż.	Dudek Alfons	Polski Serwis Płynów Wiertniczych
5.	prof.dr hab. inż.	Gonet Andrzej	Akademia Górniczo-Hutnicza
6.	dr inż.	Herman Zdzisław	PGNiG Oddział Zielona Góra
7.	dr inż.	Janowski Mirosław	Akademia Górniczo-Hutnicza
8.	prof. dr hab. inż.	Jarzyna Jadwiga	Akademia Górniczo-Hutnicza
9.	dr inż.	Kasza Piotr	Instytut Nafty i Gazu
10.	dr inż.	Kiełt Marian	Geofizyka Toruń
11.	dr inż.	Kossowicz Ludwik	Instytut Nafty i Gazu
12.	prof. dr hab. inż.	Kostecki Andrzej	Instytut Nafty i Gazu
13.	prof. dr hab. inż.	Kotarba Maciej	Akademia Górniczo-Hutnicza
14.	prof.dr.	Krasodomski Michał	Instytut Nafty i Gazu
15.	dr inż.	Łaciak Mariusz	Akademia Górniczo-Hutnicza
16.	dr inż.	Macuda Jan	Akademia Górniczo-Hutnicza
17.	dr inż.	Matyasik Irena	Instytut Nafty i Gazu
18.	dr hab. inż.	Nagy Stanisław	Akademia Górniczo-Hutnicza
19.	dr inż.	Oleksiak Stanisław	Instytut Nafty i Gazu
20.	dr inż.	Pałuchowska Martynika	Instytut Nafty i Gazu
21.	prof. dr hab. inż.	Pietsch Kaja	Akademia Górniczo-Hutnicza
22.	prof. dr hab. inż.	Pilecki Zenon	IGSMiE PAN
23.	dr inż.	Rybicki Czesław	Akademia Górniczo-Hutnicza
24.	dr inż.	Rzepka Marcin	Instytut Nafty i Gazu
25.	dr inż.	Sechman Henryk	Akademia Górniczo-Hutnicza
26.	dr inż.	Semyrka Roman	Akademia Górniczo-Hutnicza
27.	prof.zw.dr hab.inż.	Siemek Jakub	Akademia Górniczo-Hutnicza
28.	dr	Sienkiewicz Marcin	Uniwersytet Wrocławski
29.	dr inż.	Słupczyński Kazimierz	Akademia Górniczo-Hutnicza
30.	dr inż.	Solecki Tadeusz	Akademia Górniczo-Hutnicza
31.	dr inż.	Sowizdzał Anna	Akademia Górniczo-Hutnicza
32.	prof.nadzw.dr hab. inż.	Stopa Jerzy	Akademia Górniczo-Hutnicza
33.	prof.dr hab.	Such Piotr	Instytut Nafty i Gazu
34.	prof. dr hab. inż.	Ślusarczyk Ryszard	Akademia Górniczo-Hutnicza
35.	prof.nadzw.dr hab. inż.	Tarkowski Radosław	IGSMiE PAN
36.	dr hab. inż.	Tarnawski Zbigniew	Akademia Górniczo-Hutnicza
37.	dr inż.	Uliasz Małgorzata	Instytut Nafty i Gazu
38.	dr inż.	Witek Maciej	Politechnika Warszawska
39.	dr inż.	Wojnarowski Paweł	Akademia Górniczo-Hutnicza
40.	dr inż.	Zajezierska Anna	Instytut Nafty i Gazu



Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Witam Wszystkich serdecznie w Nowym Roku. Wprawdzie w grudniowym wydaniu składałem życzenia noworoczne, ale tradycją jest ich powtarzanie, szczególnie w sytuacji, gdy składane są one nowym adresatom. Zatem wszystkim naszym stałym i nowym Czytelnikom składam na progu Nowego Roku życzenia wszystkiego najlepszego w życiu osobistym, zawodowym i szeroko rozumianego szczęścia.

Nowy rok zwykle przynosi nowe wyzwania i nowe problemy. W tym liście skoncentruję się na takim „nowym, starym” problemie, czyli gazie ze skał łupkowych i bieżącą sytuacją w tej dziedzinie.

Jak wiecie, Szanowni Czytelnicy, od początku, jak zaistniał boom związany z poszukiwaniem gazu z łupków w Polsce, na bieżąco relacjonujemy związane z jego rozwojem wydarzenia i uczestniczymy w najważniejszych wydarzeniach dotyczących tego tematu. Mijający rok przyniósł nam sporą stagnację, szczególnie w zakresie pozytywnych wyników testów w otworach poszukiwawczych, ale to jest dopiero początek i myślę, że wraz z dostosowywaniem i rozwojem nowej technologii, wkrótce zobaczymy nowe, lepsze efekty.

Tak się składa, że miniony rok przyniósł nam również informacje o wycofaniu się z prac poszukiwawczych trzech firm: Exxon, Talismana i Marathona. Nowy rok również, choć nie zaskoczył nas informacją, to stała się ona oficjalną, że włoski koncern Eni wychodzi z Polski. Eni zmienia swoją orientację i zaczyna koncentrować się obecnie na złożach ukraińskich, a w połowie roku ma rozpocząć tamże poszukiwania gazu łupkowego. Należy zadać sobie pytanie – dlaczego przyjął właśnie taką strategię?

Jak zatem wygląda dzisiaj sytuacja w świecie gazu z łupków?

Przytoczę, za ministrem Środowiska – Maciejem Grabowskim, że w latach 2010-2013 w Polsce wykonano 51 odwiertów rozpoznaw-

czych (na dzień dzisiejszy jest ich już 52). Podał on również, że w 2014 roku może zostać wykonanych kolejnych około 40 odwiertów za gazem łupkowym i może pod koniec tego roku ruszyć komercyjne wydobycie gazu z formacji łupkowych, co wydaje się dość mało prawdopodobne, mimo zastrzeżenia, że chodzi mu o gaz, który będzie „sprzedawalny”, a nie wyłącznie do celów testowych. Zaznaczył on przy tym, że wydobycie w skali przemysłowej to odległa przyszłość, do czego większość z nas na pewno się przychyliła.

Aby jednak te prognozy mogły zostać zrealizowane, potrzeba dynamicznej pracy nad nowelizacją Prawa geologicznego i górniczego i szybkiego doprecyzowania najważniejszych kwestii ułatwiających poszukiwania gazu z łupków.

Mimo komunikatu Ministerstwa Środowiska po spotkaniach konsultacyjnych, że inwestorzy poszukujący gazu łupkowego i MŚ, zbliżyli swoje stanowiska w kwestii kształtu nowych przepisów prawnych, regulujących poszukiwanie oraz wydobycie gazu łupkowego, ciągle głównym czynnikiem jest czas. Mimo dobrej woli i otwartym podejściu wiceministra Środowiska, głównego geologa kraju Sławomira Brodzińskiego, jakie wyraził na spotkaniu z przedstawicielami przedsiębiorców i świata nauki, w którym miałem przyjemność uczestniczyć – gdzie podkreślił, że „jego wysiłki będą zmierzać do stworzenia przyjaznego otoczenia prawnego dotyczącego geologii i działań administracji publicznej, co powinno sprzyjać pozytywnemu nastawieniu inwestorów do aktywności biznesowej w Polsce” – nadal nasuwa się wiele wątpliwości. Czy uda się to zrealizować i czy wszystkie kwestie i rozwiązania prawne będą sprzyjać temu biznesowi. Pozostaje również szereg kwestii dotychczas nieregulowanych Prawem geologicznym i górniczym, które zaledwie zostały zasygnalizowane i nad którymi prawdopodobnie dopiero rozpoczną się prace.

Podsumowując obiektywnie obecną sytuację, to mimo zapowiedzi odwiercenia kolejnych otworów za gazem z łupków (przy spadku tempa prac poszukiwawczych realizowanych przez zagraniczne koncerny i oddaniu przez nie kilkudziesięciu koncesji poszukiwawczych), mimo progresu związanego z uwzględnieniem w nowelizowanym Prawie geologicznym i górniczym postulatów biznesu, których wprowadzenie w polskiej rzeczywistości może potrwać, wydaje się, że mamy w „gazie łupkowym” kryzys. Niestety przybrał on permanentną postać. Nieoficjalnie mówi się również, że 2-3 kolejne

firmy także przygotowują się do opuszczenia Polski. Jest to naturalny proces i z tego wszyscy musimy zdawać sobie sprawę. Firmy poszukujące węglowodorów (zgrupowanych zarówno w konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych złożach) nie są instytucjami charytatywnymi. Inwestują i chcą, aby ich działalność przyniosła zysk, w przeciwnym razie rezygnują. Aby nie wyszły z Polski musi zaistnieć koniunkcja ich wewnętrznej oceny posiadanych aktywów oraz przepisów prawnych, fiskalnych i administracyjnych. Powinno nam zależeć, aby nie rezygnowały z poszukiwań w Polsce, gdyż ich prace dostarczają nam nowej istotnej wiedzy geologicznej, której bez ich zaangażowania firmy krajowe nie byłyby w stanie w tym czasie uzyskać.

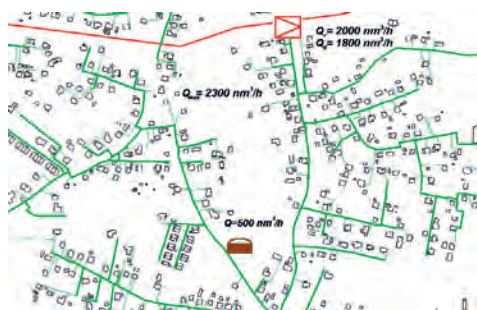
Wracając zatem do początku tego wprowadzenia, życzymy sobie również, aby zapowiedziane działania wszystkich stron udało się w Nowym Roku zrealizować.

Frato Druhalis

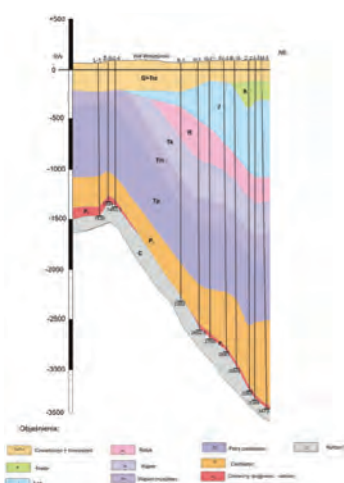


NAUKA I TECHNIKA.

- Problematyka wtłaczania uzdatnionego biogazu do sieci dystrybucyjnej gazowej 4



- Hydrodynamiczna analiza porównawcza basenów naftowych miocenu, dewonu, karbonu i dolnego permu dla oceny ich perspektyw złożowych 9



ANALIZY I KOMENTARZE.

- Kontrola sieci przesyłowej – raport NIK 15
- Spółki naftowo-gazowe: przekształcenia głównie wewnętrzne (cz. 1) 17

WSPOMNIENIE

- Dr inż. Bogusław Szczerski (1935 – 2012) 19

WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.

- KGZ Kościan-Brońsko nagrodzona tytułem „Bezpieczny Oddział” 20



- Oddają krew od 45 lat 21

KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- Rada Nadzorcza powołała nowy Zarząd PGNiG SA 22
- PGNiG otworzyło nowy podziemny magazyn gazu Kosakowo 22
- Wzrost liczby grup sejsmicznych na świecie 22
- Europa i korzyści z eksploatacji gazu z łupków 23
- Zdjęcie sejsmiczne 3-D na Morzu Barentsa 23
- Epilog katastrofy platformy „Deepwater Horizon” 23
- Konferencja grupy GECF 23
- Gazohydraty na Morzu Japońskim 24
- LOTOS Petrobaltic kupił platformę wiertniczą 24
- ORLEN zakończył prace wiertnicze w Kisielsku 24
- Ponad 4,63 mln PLN ze środków Unii Europejskiej na kolejne projekty inwestycyjne GAZ-SYSTEM S.A. 25
- Spółka Avrio Media dołączyła do grona klientów przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. 25



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

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)

NAKLAD: 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. 1 okł. – „Kiwak Naftowy” Fot. Gabriela Woźniak. Zdjęcie nadesłane na konkurs fotograficzny „Współczesna nafta w obiektywie”

- Kalendarium
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów
- Posiedzenie Głównej Komisji ZG SITP NiG ds. Młodzieży i Studentów

27
27
27



- Jubileusz 25-lecia Oddziału SITP NiG w Tarnowie

29



- Rozstrzygnięcie VIII edycji Konkursu o Honorową Szpadę SITP NiG

30



- Wiedza naukowo-techniczna oraz integracja w Kołach SITP NiG Oddziału w Gdańsku

31



- Aktywnie w Stowarzyszeniu

33



TRADYCJA W KULTURĘ.

- Pasja podróżowania

III str. okł.



RADA PROGRAMOWA WNiG

prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy – przewodniczący
prof. dr hab. inż. Maria Ciechanowska – z-ca przewodniczącego

Członkowie:

Urszula Furtak
Andrzej Koźlecki
Jacek Marczyk
Maciej Nowakowski
Stanisław Rychlicki
Łukasz Rys
Jan Sęp
Jerzy Stopa
Stanisław Szafran
Zygmunt Śliwiński
Magdalena Wajda

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 – prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski
Sekretarz redakcji – Konrad Korona

Redaktorzy tematyczni:

dr inż. Krystian Liszka – Gazownictwo
prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski – Wiertnictwo
prof. dr hab. inż. Jan Lubaś – Eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, inżynieria złożowa
dr inż. Grzegorz Machowski – Geologia i geofizyka naftowa
dr Wojciech Gardziński – Procesy rafineryjne i petrochemiczne, magazynowanie i dystrybucja produktów naftowych

Problematyka włączania uzdatnionego biogazu do sieci dystrybucyjnej gazowej

Czesław
RybickiMaciej
KaliskiPaweł
Filanowski

Problems of qualified biogas injection to the distributional gas network

Abstract

The biogas market in Europe started more quickly to develop after the entry into force of the Directive 2006/32/IN which puts on among other things: the creation of funds for the purpose of the realization of the energy efficiency and the promotion of the market development of these measures. [2] The direct influence had also the entry into force „of the Pack climatic-energy” which puts on the restriction of the CO₂ emission, the restriction of the energy use so called 3 x 20%.

In 2010 (the state for December) in Poland 11 biogasworks were existed [6], from this 4 returned to the utilization in 2009, 2 in 2008, one in 2005, rest in 2010 However in 2011 (state for December) was registered already 16 biogasworks [12]. Thanks to this short statistics it is apparently that this is the market with the potential, quickly developing.

One of many possibilities of the use of the biogas is his forcing after qualifying to the gaseous distributional network. The novel - The Energy law [1] obliges sales companies, forces the duty of the incorporation of the interested subject being with the producer renewal energy sources to the distributional network. The concentration of the methane in the agricultural biogas amounts from 40-70% the volume, however in the process of refining of the agricultural biogas one obtains so called qualified biogas about the content of the methane even 99,9% vol.

A main objective of this process is the separation of the carbon dioxide and the hydrogen sulfide from the methane. [9]. Qualitative parameters of the biogas introduced to the gaseous

distributional network describes the Ordinance of the Minister of the Economy from the 24 August 2011 [4].

Streszczenie

Rynek biogazowy w Europie zaczął się szybciej rozwijać po wejściu w życie Dyrektywy 2006/32/WE, która zakłada m.in.: tworzenie funduszy w celu realizacji efektywności energetycznej oraz promowania rozwoju rynku tych środków. [2] Bezpośredni wpływ miało również wejście w życie „Pakietu klimatyczno-energetycznego”, który zakłada ograniczenie emisji CO₂, ograniczenie użycia energii tzw. 3 x 20%.

W 2010 roku (stan na grudzień) w Polsce istniało 11 biogazowni [6], z tego 4 oddane do użytkowania w 2009 r., 2 w 2008 r., 1 w 2005, pozostałe w 2010 r. Natomiast w 2011 roku (stan na grudzień) zarejestrowanych biogazowni było już 16 [12]. Dzięki tej krótkiej statystyce widać, że jest to rynek z potencjałem, szybko rozwijający się.

Jedną z wielu możliwości wykorzystania biogazu jest jego włączanie po uzdatnieniu do sieci gazowej dystrybucyjnej. Nowa ustawa – Prawo Energetyczne [1] obowiązuje spółki dystrybucyjne, narzuca obowiązek przyłączania zainteresowanego podmiotu będącego wytwórcą OZE do sieci dystrybucyjnej... Stężenie metanu w biogazie rolniczym wynosi od 40-70% objętości, natomiast w procesie uszlachetniania biogazu rolniczego uzyskuje się tzw. uzdatniony biogaz o zawartości metanu nawet 99,9% obj. Głównym celem tego procesu jest oddzielenie dwutlenku węgla i siarkowodoru od metanu. [9]. Parametry jakościowe biogazu wprowadzonego do sieci gazowej dystrybucyjnej opisuje Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 24 sierpnia 2011 [4].

Wprowadzenie

Rynek biogazowy w Europie zaczął się szybciej rozwijać po wejściu w życie Dyrektywy 2006/32/WE, która zakłada m.in.: tworzenie

funduszy w celu realizacji efektywności energetycznej oraz promowania rozwoju rynku tych środków. [2] Bezpośredni wpływ miało również wejście w życie „Pakietu klimatyczno-energetycznego”, który zakłada ograniczenie emisji CO₂, ograniczenie użycia energii tzw. 3 x 20%.

Podpisanie pakietu przez państwa członkowskie spowodowało szybki rozwój rynku odnawialnych źródeł energii (OZE). W zakresie tych źródeł należy rozpatrywać: m.in. energię słoneczną, energię wiatru, energię wodną, wytwarzanie biogazu. Każde zobowiązane państwo dąży do wypełnienia zapisów pakietu. Polska jako członek Unii Europejskiej jest zobowiązana do wypełnienia zapisów dyrektywy [2] jak również pakietu klimatycznego 20 % do 2020 r. W celu usystematyzowania idących zmian powstała tzw. *Polityka Energetyczna Polski* [8] oraz *Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010-2020*, które zakładają budowę biogazowni w każdej gminie, znaczny rozwój sektora odnawialnych źródeł energii (OZE). Istotną zmianą na polskim rynku biogazu była zmiana prawa energetycznego [1] – zmiana definicji paliwa gazowego, w której znalazł się zapis o biogazie rolniczym.

W 2010 roku (stan na grudzień) w Polsce istniało 11 biogazowni [6], z tego 4 oddane do użytkowania w 2009 r., 2 w 2008 r., 1 w 2005, pozostałe w 2010 r. Natomiast w 2011 roku (stan na grudzień) zarejestrowanych biogazowni było już 16 [12]. Dzięki tej krótkiej statystyce widać, że jest to rynek z potencjałem, szybko rozwijający się – o czym świadczy przyrost ok. 45 % w ciągu roku.

Dalszy rozwój biogazu w Polsce będzie stymulowany poprzez poprawę warunków wsparcia tej technologii. Obecny kształt systemu wsparcia oparty jest na możliwych do sprzedaży w obrocie rynkowym świadectwach pochodzenia oraz dostępnych dotacjach inwestycyjnych [6].

Możliwości wykorzystania biogazu

Jedną z wielu możliwości wykorzystania biogazu jest jego włączanie po uzdatnieniu do sieci gazowej dystrybucyjnej. Nowa ustawa – Prawo Energetyczne [1] obowiązuje spółki dystrybucyjne, narzuca obowiązek przyłączania zainteresowanego podmiotu będącego wytwórcą OZE do sieci dystrybucyjnej. W tym przypadku inwestor dysponujący OZE wytwarzającym biogaz składa w przedsiębiorstwie energetycznym wniosek o przyłączenie do sieci gazowej dystrybucyjnej – wzór wniosku powinien być opublikowany na stronie internetowej przedsiębiorstwa energetycznego [4].

Warunki przyłączenia do sieci określają w szczególności:

- miejsce przyłączenia instalacji wytwarza-

- nia biogazu rolniczego oraz parametry techniczne tej instalacji;
- zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem instalacji wytwarzania biogazu rolniczego do sieci dystrybucyjnej gazowej;
- parametry techniczne przyłącza do sieci dystrybucyjnej gazowej;
- minimalne i maksymalne ciśnienie dostarczania biogazu rolniczego;
- wymagania dotyczące urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego oraz miejsca jego zainstalowania;
- moc przyłączeniową;
- charakterystykę dostarczenia biogazu rolniczego, w tym: minimalne i maksymalne godzinowe, dobowe oraz roczne ilości jego dostarczenia i odbioru;
- miejsce podziału między siecią lub instalacją, do której tytuł prawny ma przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych oraz siecią lub instalacją, do której tytuł prawny ma przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem biogazu rolniczego;
- wymagania dotyczące wyposażenia stacji gazowej i urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego oraz rodzaju tego urządzenia, a także telemetrii i warunków technicznych ochrony przeciwkorozyjnej. [4]

Jak w przypadku źródeł konwencjonalnych, tak również w tym przypadku istnieje możliwość odmowy przyłączenia źródła z powodu braku możliwości technicznych lub ekonomicznych przyłączenia.

Aspekty prawne włączania biogazu

Najważniejsze prawne podstawy włączania uzdatnionego biogazu do sieci gazowej dystrybucyjnej stanowią:

- *Prawo energetyczne* [1]

Definiuje pojęcie biogaz rolniczy, wprowadza definicje biogaz rolniczy – paliwo gazowe.

Ustawa ta zobliguje Spółki Dystrybucyjne do przyłączania do sieci gazowej dystrybucyjnej Inwestorów dysponujących uzdatnionym biogazem.

- *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 24 sierpnia 2011 w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących wytwarzanego biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej* [4]

Rozporządzenie określa parametry jakościowe biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej gazowej, wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu rolniczego, miejsca dokonywania pomiarów oraz warunków przyłą-

czania do sieci dystrybucyjnej gazowej instalacji wytwarzania biogazu rolniczego.

- *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010. Parametry jakościowe paliw gazowych §38.1* [5]

Rozporządzenie określa parametry jakościowe gazu ziemnego sieciowego, których przestrzegać powinny m. in. Spółki Dystrybucyjne.

Ustawa Prawo Energetyczne [1] stanowi klucz do rozwoju opisywanego kierunku wykorzystania uzdatnionego biogazu, dopuszcza biogaz jako paliwo gazowe.

Stężenie metanu w biogazie rolniczym wynosi 40-70% objętości, natomiast w procesie uszlachetniania biogazu rolniczego uzyskuje się tzw. uzdatniony biogaz o zawartości metanu nawet 99,9% obj. Głównym celem tego procesu jest oddzielenie dwutlenku węgla od metanu. [9].

Wymagania jakościowe uzdatnionego biogazu

Parametry jakościowe biogazu wprowadzonego do sieci gazowej dystrybucyjnej opisuje Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 24 sierpnia 2011 [4], według którego biogaz wprowadzony do sieci gazowej dystrybucyjnej musi spełniać następujące warunki:

- zawartość siarkowodoru nie powinna przekraczać 7,0 mg/m³
- zawartość siarki merkaptanowej nie powinna przekraczać 16 mg/m³
- zawartość siarki całkowitej nie powinna przekraczać 4,0 mg/m³
- zawartość par rtęci nie powinna przekraczać 30,0 μg/m³
- temperatura punktu rosy wody przy ciśnieniu 5,5 MPa powinna wynosić:
 - od 1 kwietnia do 30 września nie więcej niż 3,7 °C
 - od 1 października do 31 marca nie więcej niż -5 °C

Dla biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci, którą transportowany jest gaz ziemny grupy E, ciepło spalania powinno wynosić 34,0 MJ/m³. [4]

Parametry jakościowe nieuzdatnionego biogazu rolniczego według IEA Bioenergy [10]

- ciepło spalania – 21,48 MJ/m³
- liczba Wobbego – 19,5 MJ/m³

Wpływ na kaloryczność biogazu nie uzdatnionego ma niska zawartość metanu w granicach 45-70% [9], jak również brak w składzie węglowodorów cięższych od metanu – etan, propan, butan.

W tabeli 1 zamieszczono porównanie składu uzdatnionego biogazu i gazu ziemnego.

Parametry jakościowe gazu ziemnego według „Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. Parametry jakościowe paliw gazowych §38.1”

- zawartość siarkowodoru nie powinna przekraczać 7,0 mg/Nm³
- zawartość siarki merkaptanowej nie powinna przekraczać 16,0 mg/Nm³
- zawartość siarki całkowitej nie powinna przekraczać 40,0 mg/Nm³
- zawartość par rtęci nie powinna przekraczać 30,0 mg/Nm³
- temperatura punktu rosy wody przy ciśnieniu 5,5 MPa powinna wynosić:
 - od dnia 1 kwietnia do dnia 30 września nie więcej niż 3,7°C
 - od 1 października do 31 marca nie więcej niż -5 °C
- ciepło spalania powinno wynosić nie mniej niż 34,0 MJ/Nm³.

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. [5] oraz Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 24 sierpnia 2011 r. [4] parametry jakościowe uzdatnionego biogazu oraz gazu ziemnego sieciowego są takie same, teoretycznie parametry jakościowe gazu sieciowego powstałego w wyniku zmieszania uzdatnionego biogazu i gazu ziemnego powinny zostać utrzymane i być zgodne z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. Parametry jakościowe paliw gazowych §38.1 [5].

W praktyce należy pamiętać o tym, iż wpływ na kaloryczność gazu ma jego skład. Zgodnie z tabelą 1 widać, że w składzie uzdatnionego

Tab. 1. Porównanie składu chemicznego gazu ziemnego i uzdatnionego biogazu.

Składnik	Uzdatniony biogaz	Gas ziemny
Metan	94-99,9	93-99%
CO ₂	0,1-4%	1%
Tlen	<1%	-
Wodór	Ślady	-
Siarkowodór	<10ppm	-
Amoniak	Ślady	-
Etan	-	<3%
Propan	-	<2%

Źródło: M. Lechwacka, *Technologie uszlachetniania biogazu do jakości gazu ziemnego*.

biogazu brak jest węglowodorów cięższych niż metan (etan, propan, butan), które podwyższają kaloryczność gazu.

Według normy ZN-G-4002[13] czysty metan posiada ciepło spalania równe 39,7 MJ/m³, natomiast propan 99 MJ/m³. W przypadku gazu ziemnego, w którego składzie ilość propanu wynosi do 2% [9] jego kaloryczność jest podwyższona.

Dla uzdatnionego biogazu, którego głównym składnikiem jest metan, maksymalna kaloryczność może wynosić 39,7 MJ/m³ [13]. W procesie mieszania uzdatnionego biogazu z gazem ziemnym w mieszaninie będzie namubywać węglowodorów cięższych od metanu w zależności od ilości wtłoczonego uzdatnionego biogazu. Istotnym problemem może się okazać jakość mieszaniny w stosunku do kaloryczności gazu sieciowego. W przypadku mieszania dużych ilości gazów wskazane by było zastosowanie dodatkowo wtrysku propanu celem podwyższenia kaloryczności mieszanki.

Jednym z głównych problemów wtłaczania uzdatnionego biogazu do sieci dystrybucyjnej może się okazać sposób jego mieszania w systemie dystrybucyjnym w zależności od układu sieciowego.

Poniżej przedstawione zostały przykłady niekorzystnych sytuacji mogących powstać na skutek wtłaczania uzdatnionego biogazu do dystrybucyjnej sieci gazowej.

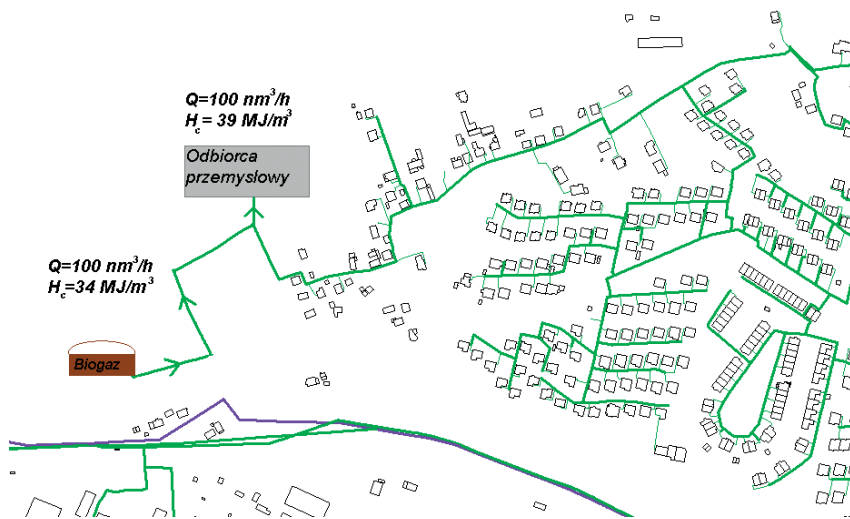
Przedstawione sytuacje mogą powodować straty finansowe dla Spółek Dystrybucyjnych jak również bezpośrednio dla odbiorców gazu.

Przykład 1.

- Odbiorca przemysłowy przyłączony do sieci gazowej dystrybucyjnej, którego zapotrzebowanie na gaz ziemny wynosi 100 Nm³/h.
- Inwestor dysponujący uzdatnionym biogazem w ilości 100Nm³/h.

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 24 sierpnia 2011 [4] inwestor OZE będzie musiał doprowadzić biogaz do wymaganych parametrów jakościowych – ciepło spalania nie mniej niż 34,0 MJ/Nm³, co pozwoli mu wtłaczać uzdatniony biogaz do sieci dystrybucyjnej.

Z drugiej strony większość spółek dystrybucyjnych przesyła gaz o parametrach wyższych niż w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010. Parametry jakościowe paliw gazowych §38.1 [5]. Zgodnie z wynikami badań próbki gazu sieciowego [14] ciepło spalania gazu wynosi 39-40 MJ/Nm³. W przypadku gdy układ sieciowy nie będzie układem zamkniętym a odbiorca przemysłowy będzie pierwszym odbiorcą w kolejności od miejsca wtłaczania



Rys. 1. Przykładowy przebieg sieci gazowej dystrybucyjnej średniego ciśnienia. Źródło: Opracowanie własne na podstawie doświadczenia zdobytego w Karpackiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o. w Tarnowie Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie (P. Filanowski).

uzdatnionego biogazu (rys 1), parametry jakościowe gazu dostarczanego do odbiorcy będą niższe niż gazu sieciowego.

W praktyce oznacza stratę energii dla w/w odbiorcy w wysokości 500 MJ/h. W konsekwencji wzrastają koszty paliwa, wydłuża się czas trwania procesów technologicznych, zmniejsza się rentowność produkcji.

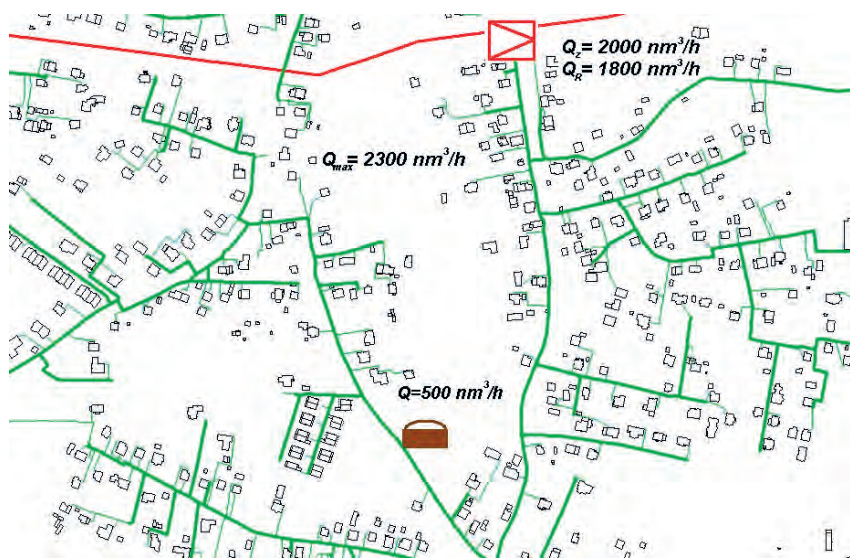
Dodatkowym ważnym elementem wartym uwagi są przerwy technologiczne wytwórcy uzdatnionego biogazu, które są niezbędne dla prawidłowego przebiegu fermentacji metanowej, jakości jak również szybkości procesu wytwarzania biogazu. Z drugiej strony Spółki Dystrybucyjne potrzebują źródeł ze stałym wydatkiem ze względu na łatwość bilansowania jak również z uwagi na konieczność zamawiania mocy u operatora systemu przesyłowego.

Przykład 2.

- stacja gazowa I stopnia moc zamówiona 2000 Nm³/h
- biogazownia rolnicza z wtryskiem uzdatnionego biogazu do sieci dystrybucyjnej moc dostarczana 500 Nm³/h
- układ sieciowy pierścieniowy dwa źródła zasilania

Moc zamówiona przez Spółkę Dystrybucyjną na stacji I stopnia wynosi 2000 Nm³/h, dodatkowo biogazownia dostarcza 500 Nm³/h. Rzeczywisty pobór na stacji I stopnia wynosi 1800 Nm³/h. Według obecnej taryfy GAZ-SYSTEM dla w/w stacji gazowej obowiązuje taryfa EWY1, również wg. tej samej taryfy za przekroczenia na stacji – pobór powyżej mocy zamówionej obowiązuje kara w wysokości:

$$3x \text{ stawka za } m^3 \text{ gazu } \times \text{ moc przekroczona } \times 31 \text{ dni}$$



Rys. 2. Przykładowy sposób zasilania ze stacji I stopnia oraz biogazowni sieci gazowej dystrybucyjnej średniego ciśnienia. Źródło: Opracowanie własne na podstawie doświadczenia zdobytego w Karpackiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. w Tarnowie Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie (P. Filanowski).

Oznacza to, że nawet za 1 godzinowe przekroczenie kara jest w wysokości trzykrotnego miesięcznego poboru mocy przekroczonej.

Dla naszego przykładu jeżeli wytwórca biogazu będzie miał przerwę w dostawie gazu – rzeczywisty pobór na stacji gazowej wzrośnie do 2300 Nm³/h (moc przekroczonej o 300 Nm³/h)

$$Q_R = 1800 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

$$Q_Z = 2000 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

$$Q = 500 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Zgodnie z aktualną taryfą Gaz- Systemu za takie przekroczenie Spółka Dystrybucyjna zobowiązana zostanie do zapłaty kary w wysokości: *3xopłata za m3 x moc przekroczonej x 31dni* dla w/w przykładu 12253 zł.

Wnioski końcowe

1. Biogazownie zazwyczaj są lokalizowane w miejscach słabo zurbanizowanych. W takich miejscach sieć gazowa budowana była w celu zaspokojenia potrzeb lokalnych, zazwyczaj miała służyć dostawie gazu ziemnego mieszkańcom. W związku z tym ilość przesyłanego gazu z definicji nie mogła być duża. Budowane były sieci gazowe o niewielkich średnicach co za tym idzie o ograniczonej mocy przesyłowej. Inwestor wybierając lokalizację dla biogazowni kieruje się głównie przesłankami logistycznymi tj. dostępność substratów, drogi dojazdowe, cena gruntu.
2. Istotnym problemem może się okazać konieczność przebudowy sieci gazowej dystrybucyjnej, aby można było przesłać wyprodukowany biogaz. Zgodnie z Ustawą [1] koszty układu pomiarowego nowo przyłączonego podmiotu ponosi Spółka Dystrybucyjna. Głównym elementem wpływającym na wysokość kosztów układu pomiarowego będzie zakup urządzenia do badania jakości włączanego biogazu – chromatograf procesowy.
3. Włączanie uzdatnionego biogazu do sieci gazowej dystrybucyjnej jest bez wątpienia jednym ze sposobów poprawy efektywności energetycznej. Głównymi problemami, które mogą się pojawić podczas realizacji tego procesu są:
 - jakość uzdatnionego biogazu w stosunku do gazu sieciowego;
 - jakość powstałej mieszaniny;
 - bilansowanie w systemie dystrybucyjnym;
 - lokalny układ sieciowy;
 - rozliczanie sprzedanego biogazu;
 - koszty przyłączenia;
 - koszty instalacji do uzdatniania biogazu

4. W przypadku jakości gazu sieciowego dobrym i niedrogim rozwiązaniem może okazać się wtrysk propanu. Kaloryczność propanu (99 MJ/Nm³) [13] uzupełniałaby wartość energetyczną mieszaniny gazów. Ilość włączanego propanu powinna wynosić ok. 2% ilości włączanego uzdatnionego biogazu. Gaz ten podwyższałby jakość mieszaniny, która swoim składem byłaby zbliżona do gazu ziemnego.
5. Przy wyborze lokalizacji miejsca włączania uzdatnionego biogazu w szczególności należy unikać:
 - końcowego odcinka sieci gazowej, w pobliżu której znajduje się duży odbiorca przemysłowy;
 - sieci gazowej wysokiego ciśnienia ze względu koszty sprzężenia biogazu;
 - sieci gazowej niskiego ciśnienia z powodu słabej możliwości bilansowania z gazem ziemnym oraz braku dostatecznej zdolności przesyłowej.
6. Koszty są elementem, który należy uwzględnić we wstępnej analizie opłacalności inwestycji. Występują one w każdym przypadku takiego przedsięwzięcia i można je zredukować (koszty przebudowy sieci gazowej) poprzez:
 - lokalizację biogazowni dostosowanej do uwarunkowań lokalnych sieci gazowych;
 - uzgodnienia ze Spółką Dystrybucyjną w zakresie optymalnej lokalizacji pod względem układu sieciowego.

Literatura

(wg kolejności cytowania)

1. Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy Prawo Energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw, Dz.U. z 2010 r. nr 21, poz. 104
2. Dyrektywa 2009/28/WE i 2006/32/WE z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych Dz.Urz. UEL 114/64 z 2006 r.
3. Ministerstwo Gospodarki – Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010-2020.
4. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 24 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzenia danych dotyczących wytwarzanego biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej
5. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. Parametry jakościowe paliw gazowych § 38.1

6. Instytut Energetyki Odnawialnej – Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych – Warszawa, marzec 2011 r.
7. Urząd Regulacji Energetyki – mapa odnawialnych źródeł energii – www.ure.gov.pl/uremapoze/mapa.html
8. Ministerstwo Gospodarki – Polityka Energetyczna Polski do roku 2030
9. Lechwacka M. – Technologie uszlachetniania biogazu do jakości gazu ziemnego, <http://archiwum.komunalny.pl/archiwum/index.php?mod=tekst&id=10645>
10. IEA Bioenergy – Biogas Upgrading and Utilisation, Task 24/2001
11. Kostowski W, Górny K. – Analiza możliwości mieszania biogazu z gazem ziemnym z uwzględnieniem limitów wymaganej jakości gazu sieciowego, Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Śląska w Gliwicach, wyd. w „Instal 3/2010”
12. Agencja Rynku Rolnego – Rejestr przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego,
13. Norma ZN-G-4002:2001 – Pomiary Paliw Gazowych – Zasady Rozliczeń i Technika Pomiarowa – Tablica 4- Podstawowe właściwości substancji czynnych i powietrza
14. Wyniki badania próbki gazu z gazociągu wysokiego ciśnienia – laboratorium Karpackiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. w Tarnowie Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie (materiały niepublikowane)

Czesław Rybicki

Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu
AGH w Krakowie

Maciej Kaliski

Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu
AGH w Krakowie

Paweł Filanowski

PSG sp. z o.o. Oddział w Tarnowie
Zakład w Krakowie

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 11.10.2013

Artykuł przyjęto do druku: 26.11.2013

Nowy międzynarodowy projekt badawczy Instytutu Nafty i Gazu Państwowego Instytutu Badawczego pt:

Wpływ uszlachetniania paliw bioetanolowych na parametry użytkowo-eksploatacyjne, właściwości ekologiczne i emisję GHG silników o zapłonie iskrowym

realizowany w ramach Polsko-Norweskiego Programu Badawczego.



Etanol jako paliwo silnikowe emituje mniej zanieczyszczeń gazowych niż benzyna. Jest całkowicie odnawialnym produktem o dobrych właściwościach ekologicznych, wpływa na rozwój gospodarczy i stopień niezależności paliwowej, umożliwiając redukcję emisji gazów cieplarnianych (GHG). Jednocześnie mieszanki etanol-benzyna stawiają wiele technicznych wyzwań dla eksploatacji silnika, w tym związanych z tworzeniem bardzo niekorzystnych osadów. Kluczową rolę w przeciwdziałaniu temu problemowi gra skuteczność specjalnego dodatku detergentowego i dobór odpowiedniego dozowania. Głównym motorem rozwoju technologii specjalnych dodatków dla paliwa E85 jest efektywne wykorzystanie energii, obniżenie emisji związanej z zanieczyszczeniami i ograniczanie emisji GHG.

Podstawowym celem projektu jest opracowanie i rozwój tego typu wielofunkcyjnych pakietów dodatków do E85. Cel ten zostanie osiągnięty przez syntezę dodatków detergentowych o innej niż w przypadku standardowych, strukturze chemicznej (np. polimery o niskiej masie cząsteczkowej) i rozwój wielofunkcyjnych pakietów dodatków dla benzyn o dużej zawartości etanolu. Procesy chemiczne, które muszą zostać użyte do syntezy detergentów obejmują: kondensację, addycję, reakcje enowe i inne. Produkty reakcji poddane zostaną analizie z wykorzystywaniem metod spektroskopowych m.in.: IR, UV, NMR i analitycznych – średnia masa cząsteczkowa, całkowita liczba zasadowa, zawartość azotu, gęstość, lepkość, napięcie powierzchniowe.

Wysokoeffektywne dodatki detergentowe będą głównym składnikiem wielofunkcyjnego pakietu dodatków. Istotne dla rozwoju i końcowej, wyczerpującej oceny mieszanek etanol-benzyna uszlachetnionych nowatorskimi wielofunkcyjnymi pakietami dodatków są symulacyjne testy silnikowe. Przemysłowe i handlowe wykorzystanie wielofunkcyjnego pakietu dodatków do paliw, opracowanego w ramach projektu, powinno doprowadzić do obniżenia ujemnego wpływu emisji toksycznych składników spalin, gazów cieplarnianych i aerozoli na środowisko naturalne, co jest priorytetowym zagadnieniem badawczym projektu.

Projekt obejmuje 6 pakietów zadań:

1. Określenie potrzeb badawczych związanych z przeciwdziałaniem problemom wynikającym z eksploatacji silników na paliwach stanowiących mieszaniny benzyny silnikowej i etanolu.
2. Opracowanie wielofunkcyjnego pakietu dodatków uszlachetniających do benzyn silnikowych o wysokiej zawartości etanolu.
3. Systematyczna ocena wpływu opracowanych pakietów dodatków uszlachetniających i wielkości ich dozowania na właściwości użytkowo-eksploatacyjne silników z zapłonem iskrowym.
4. Badania kompatybilności smarowego oleju silnikowego z benzynami silnikowymi o wysokiej zawartości etanolu, uszlachetnionymi opracowanymi pakietami dodatków.
5. Pomiary i ocena regulowanych i nieregulowanych emisji składników szkodliwych w gazach spalinowych samochodu typu FFV (Flex Fuel Vehicle) zasilanego benzynami silnikowymi o wysokiej zawartości etanolu, uszlachetnionymi nowatorskimi pakietami dodatków, opracowanymi w INiG-PIB.
6. Ocena wpływu stosowania mieszanin paliw benzynowo-etanolowych na klimat i środowisko.

Akronim projektu: BIOTRETH

Czas trwania: 01.06.2013 - 30.11.2015 (30 miesięcy)

Budżet: 3 867 553,00 PLN

Partnerzy projektu: Instytut Nafty i Gazu PIB - Pion Technologii Nafty (koordynator) oraz Western Norway Research Institute (Norwegia)

Kierownik projektu: dr inż. Zbigniew Stępień (stepien@inig.pl)

Hydrodynamiczna analiza porównawcza basenów naftowych miocenu, dewonu, karbonu i dolnego permu dla oceny ich perspektyw złożowych



Wacława Piesik-Buś

Artykuł ku czci prof. Ludwika Zawiszy w zbliżającą się rocznicę śmierci

Comparative analysis of hydrodynamic petroleum basins Miocene, Devonian, Carboniferous and Lower Permian to assess their prospects of reservoir

Abstract

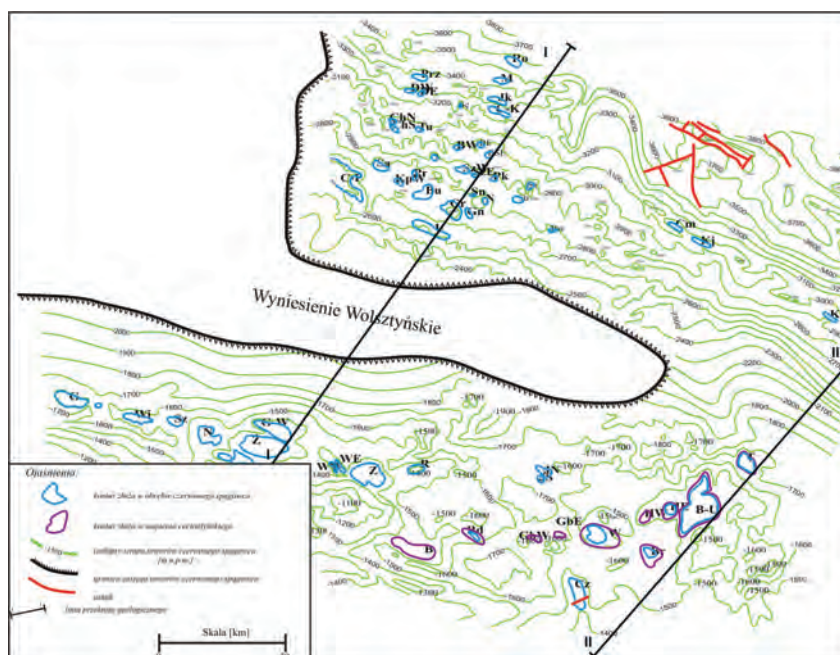
In this paper developed by prof. L. Zawisza, (with co- author of the article) based on the methods Dahlberg and Coustau quantitative assessment methodology of the migration and accumulation of hydrocarbons and the criteria for hydrodynamic modeling and classification of petroleum basins in terms of prospects for deposit. Hydrodynamic classification of petroleum basins and the methodology to quantify the migration and accumulation of hydrocarbons have been applied to the analysis of hydrodynamic three petroleum basins in Poland and mianowicie miocenijskiego Foredeep basin, Devonian- Carboniferous and Permian Lublin Basin Monocline. Summing up the results of hydrodynamic considerations Miocene Foredeep pool is a swimming pool, a transition between centrifugal and centripetal and is highly prospective basins. Swimming Devonian Lublin Trough is a centrifugal and hydrodynamic point of view is a swimming pool for hydrocarbon exploration perspective. Swimming Carboniferous of the Lublin Trough is in the moderately severe invasion of water infiltration. There is a swimming pool centrifugal type B and belongs to the pool a little perspective. Permian Swimming pool Monocline is centrifugal and belongs to the pool of high prospectivity of the presence of hydrocarbons

Streszczenie

W niniejszym artykule przedstawiono opracowaną przez prof. L. Zawiszę, (przy współpracy autorki artykułu) na podstawie metod Dahlberga i Coustau metodykę ilościowej oceny warunków migracji i akumulacji węglowodorów oraz kryteria dla hydrodynamicznego modelowania i klasyfikacji basenów naftowych pod kątem perspektyw złożowych. Hydrodynamiczna klasyfikacja basenów naftowych oraz metodyka ilościowej oceny warunków migracji i akumulacji węglowodorów zostały zastosowane do analizy hydrodynamicznej trzech basenów naftowych w Polsce; a mianowicie miocenijskiego basenu zapadliska przedkarpackiego, dewońsko-karbońskiego basenu lubelskiego oraz dolnopermskiego monokliny przedsudeckiej. Sumując wyniki rozważań hydrodynamicznych miocenijskiego

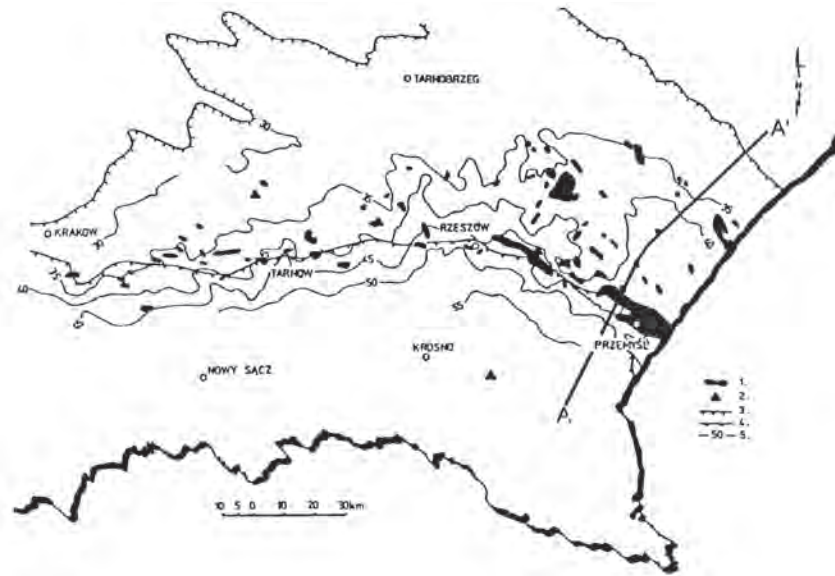
basen zapadliska przedkarpackiego jest basenem przejściowym pomiędzy basenem odśrodkowym a dośrodkowym i należy do basenów bardzo perspektywicznych. Basen dewoński rowu lubelskiego jest basenem odśrodkowym i z punktu widzenia hydrodynamiki jest basenem perspektywicznym dla poszukiwań węglowodorów. Basen karboński rowu lubelskiego jest w trakcie średnio zaawansowanej inwazji wód infiltracyjnych. Jest basenem dośrodkowym typu B i należy do basenów mało perspektywicznych. Basen dolnopermski monokliny przedsudeckiej jest basenem odśrodkowym i należy do basenów o wysokiej perspektywiczności występowania węglowodorów

Dla lepszego przybliżenia warunków migracji i akumulacji węglowodorów istotne jest określenie wielkości i kierunków przepływu wód głębszych w skałach zbiornikowych czerwonego sprągowca. W większości skał zawierających płyny złożowe stwierdzono istnienie podziemnego gradientu hydraulicznego (Coustau 1975, Zawisza 1995). W związku z tym za normalną sytuację dla niemal wszystkich basenów naftowych przyjmuje się warunki hydrodynamiczne, a nie hydrostatyczne. Styl hydrodynamiczny basenu determinowany jest przez warunki sedymentacji oraz budowę basenu. Ruch płynów zależy zatem od parametrów hydrogeologicznych skał: przepuszczalności, zmian facyjnych oraz stref zasilania i drenażu. Stan akumulacji węglowodorów wyznaczają warunki równowagi zachodzące między statyczną fazą kolektora a dynamiczną fazą płynów złożowych (Słupczyński 1979; Zawisza 1986a, 1986b, 1988a, 1988b, 1995). Rozmieszczenie regionalne i lokalne złóż ropy i gazu, które ulega ciągłym zmianom



Rys. 1. Mapa strukturalna stropu czerwonego sprągowca monokliny przedsudeckiej.

po uskoku perypieniński (Zawisza 1995). Basen sedimentacyjny zapadliska przedkarpackiego był podzielony na część wewnętrzną i zewnętrzną. W basenie wewnętrznym dominowała we wczesnym miocenie aluwialna i płytkomorska sedimentacja iłwców z przewrstwieniami zlepieńców i piaskowców. W środkowym miocenie przybrała cechy sedimentacji morskiej i salinarnej. W części zewnętrznej dominowały osady facji siarczanowo-węglanowej. Miąższość osadów wypełniających zapadlisko jest bardzo zróżnicowana i jest odzwierciedleniem morfologii dna zbiornika. Na wschodzie zapadliska miąższość osadów miocenu przekracza 3000 m (rys. 5) (Oszczytko 1999). Wody nasycające utwory miocenu autochtonicznego posiadają zmienność mineralizację w granicach 20-250 g/dm³. Średnia mineralizacja wód złożowych waha się w granicach 30-60 g/dm³, przy czym obserwuje się spadek mineralizacji w kierunku północnym tzn. w kierunku wychodni utworów miocenijskich (rys. 4). Wiąże się to z wystąpieniem zbiornika miocenijskiego przez wody infiltracyjne płynące od północy, od wychodni miocenijskich. Wartości naporów hydraulicznych w utworach miocenu zmieniają się od 150 do ok. 400 m słupa wody słodkiej nad poziom morza. Wody wysoko mineralizowane płyną spod Karpat w kierunku N, natomiast wody słodkie, infiltracyjne płyną z N ku S. Kierunki przepływu wód na wychodniach miocenu są dośrodkowe, a w części południowej odśrodkowe. Wartości prędkości przepływu wód złożowych zmieniają się w przedziale od 0,25 do 8 cm/rok. Liczne złoża gazu ziemnego występują w strefach o podwyższonej mineralizacji (Zawisza 1989). Miocenijski basen sedimentacyjny zapadliska przedkarpackiego jest w trakcie początkowej fazy inwazji wód infiltracyjnych. Jest basenem przejściowym pomiędzy basenem odśrodkowym a dośrodkowym i należy do basenów bardzo perspektywicznych pod względem występowania złóż węglowodorów. Potencjalne pułapki powinny być związane ze strefami o podwyższonej mineralizacji wód głębszych, podwyższonej przepuszczalności oraz prędkości



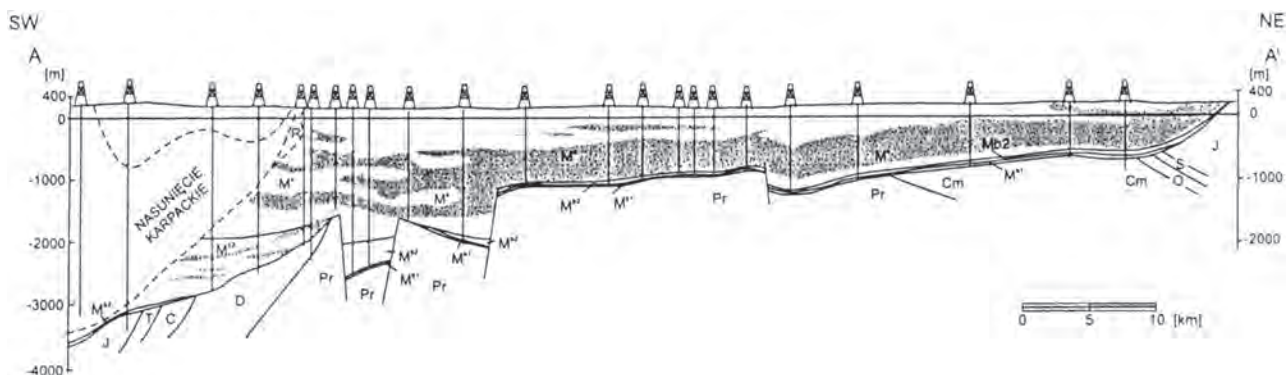
Rys. 4. Mapa mineralizacji wód złożowych w miocenie autochtonicznym zapadliska przedkarpackiego (Zawisza 1986).

filtracji. Prawidłowości te potwierdzają liczne odkryte w zapadlisku podkarpackim złoża gazu ziemnego (Zawisza, Piesik-Buś 2005).

Dewoński i karboński basen sedimentacyjny synklinorium lubelskiego

Rów lubelski jest wąskim zapadliskiem brzeżnym platformy prekambryjskiej o szerokości od 20-60 km. Granicami geologicznymi rowu mazowiecko-lubelskiego są: od NE uskoku brzeżny biegnący wzdłuż linii Czersk-Żelechów-Kock-Wasylów, od SW uskoku brzeżny biegnący wzdłuż linii Grójec-Ursynów-Kazimierz Dolny-Izbica-Zamość-Ugniew, od NW uskoku Grójca oraz od SE południowo-zachodnie przedłużenie uskoku Włodzimierza Wołyńskiego na Ukrainie (Kaczyński 2005). Cechami charakterystycznymi rowu lubelskiego są: platformowy rozwój pokrywy kaledońskiej, duża miąższość i zmienność facjalna osadów dewonu i karbonu, luka sedimentacyjna od permu do doggeru oraz rozwój struktur dewońskich i karbońskich wzdłuż dyslokacji o kierunku NW-SE (Kaczyński 2005, Zawisza 2005). Na całym obszarze rowu lubelskiego

morskie, ilaste osady dolnego dewonu zalegają zgodnie na utworach syluru. Osadzają się piaskowce i mułowce z wkładkami węglanów. W górnym zigenie i w emsie morze całkowicie wycofuje się z obszaru synklinorium lubelskiego. W zbiornikach śródlądowych osadzają się pstre osady złożone z piaskowców, mułowców i iłwców (Zawisza 2005). Nowy cykl transgresyjny sedimentacji morskiej rozpoczyna się na przełomie emu i eifelu i trwa do końca famenu. Osadzają się żwirowce, utwory ilasto-mułcowo-piaszczyste, dolomity, margle, anhydryty, i iłwce. We franie następuje ujednoczenie facji – na całym obszarze synklinorium osadza się gruba seria węglanowa. Na przełomie franu i famenu zaznacza się zróżnicowanie facjalne. W czasie przerwy sedimentacyjnej zaznacza się intensywna działalność tektoniczna. Powstają liczne uskoki o przebiegu NW-SE (Zawisza 2006). W początkowej transgresji górnowieżeńskiej miały miejsce procesy wulkaniczne. Tworzyły się pokrywy diabazów i tufów oraz dajki diabazowe. W namurze dominują osady piaszczysto-ilasto-mułcowe pochodzenia morskiego i lądowego. W westfalu przeważają



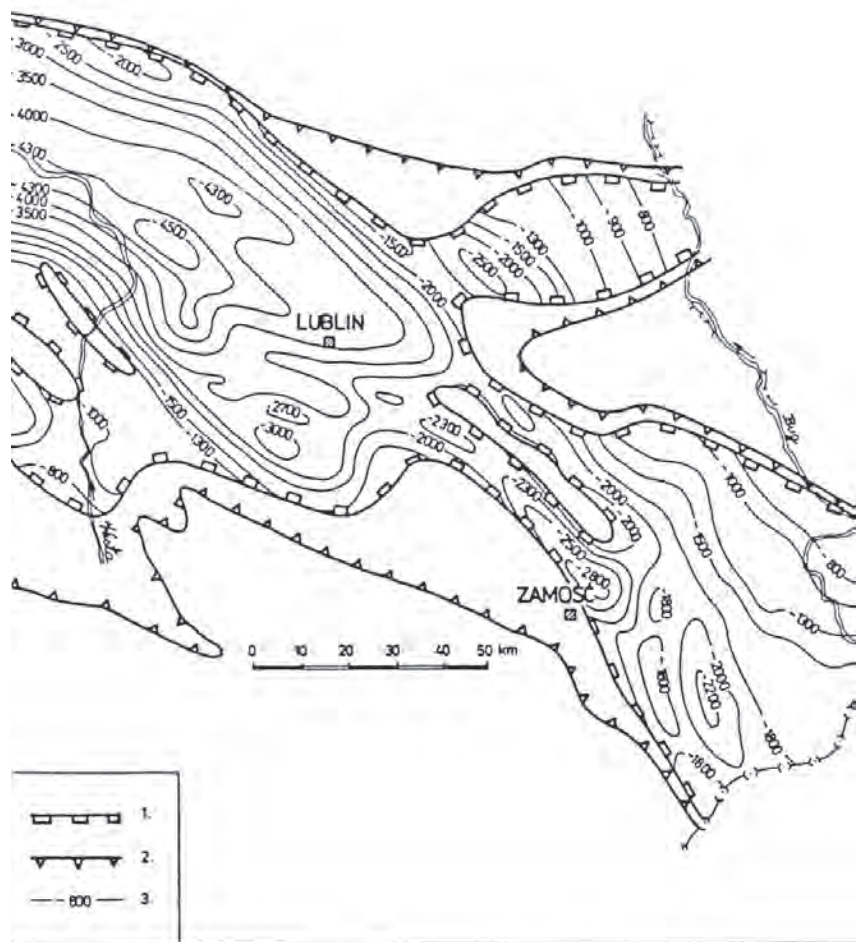
Rys. 5. Przekrój geologiczny przez zapadlisko przedkarpackie (Zawisza 1986).

R – jednostka stębnicka; Mf – sarmat; Mb – baden; Cr – kreda; J – jura; T – trias; C – karbon; D – dewon; O – ordowik; Cm – kambr; Pr – prekambry.

osady rzeczne, jeziorzyskowe oraz bagienne. Sedymentację karbońską przerwała działalność fazy asturyjskiej i trwała do batonu. W batonie transgresja objęła cały obszar rowu lubelskiego. W jurze i kredzie na całym obszarze dominowała sedymentacja węglanowa. W górnej kredzie cały obszar rowu lubelskiego został wydzwignięty i stał się łądem aż do czasów współczesnych. Skały zbiornikowe profilu dewonu i karbonu synklinorium wykazują dużą zmienność miąższości, zasięgu przestrzennego oraz własności filtracyjnych (rys. 6,7,8).

Mineralizacja wód głębszych w utworach dewonu mieści się w granicach od 20 do 200 g/dm³. Spadek mineralizacji następuje w kierunku wschodni utworów dewonu tj. w kierunku SW i NE. Ciśnienia złożowe w poszczególnych kompleksach różnią się od siebie i są znacznie wyższe od ciśnień hydrostatycznych; kierunki przepływu wód głębszych w kompleksach wodonośnych są odśrodkowe; gradienty hydrauliczne są bardzo wysokie i wynoszą od 0,002 do 0,1; prędkości przepływu wód głębszych są stosunkowo wysokie i wynoszą od 2 do 40 cm/rok; nielicznym akumulacjom złożowym towarzyszą wody o niskich wartościach współczynnika $r_{Na/rCl}$ (poniżej 0,5), podwyższonych wartościach gradientów hydraulicznych (powyżej 0,01) oraz lokalnie podwyższonej prędkości przepływu wód (Zawisza 2005). Basen dewoński rowu lubelskiego jest basenem odśrodkowym, perspektywicznym dla poszukiwań węglowodorów. Potencjalne pułapki złożowe powinny być związane ze strefami o podwyższonych wartościach gradientów hydraulicznych, o podwyższonej prędkości filtracji wód głębszych, a także podwyższonej mineralizacji (Zawisza 2006). Prawidłowości te potwierdzają dotychczas odkryte akumulacje Komarów, Miełgiew, Ciecierzyn.

Mineralizacja wód głębszych w utworach karbonu rowu lubelskiego mieści się w granicach od kilku do 210 g/dm³. Maksymalne wartości mineralizacji występują w północno-wschodniej części basenu karbońskiego w rejonie Komarowa. Minimalne wartości współczynnika $r_{Na/rCl}$ poniżej 0,5 występują w północno-zachodniej oraz centralnej części obszaru. Wartości gradientów hydraulicznych zmieniają się w przedziale od 0,001 do 0,012. Strefy perspektywiczne dla występowania węglowodorów wyznaczone są przez obszary o obniżonych wartościach naporów hydraulicznych. Ciśnienia złożowe w poszczególnych kompleksach różnią się od siebie, ale generalnie są ciśnieniami hydrostatycznymi; kierunki przepływu wód głębszych są dośrodkowe; prędkości przepływu wód złożowych są stosunkowo niskie i wynoszą



Rys. 6. Mapa trendów strukturalnych stropu kompleksu E w dewonie (L. Zawisza 1988)
1 – orientacyjny zasięg kompleksu E w dewonie; 2 – orientacyjny zasięg utworów dewonu; 3 – warstwie trendów strukturalnych stropu kompleksu E.

od 0,1 do 5 cm/rok. Basen karboński jest w trakcie średnio zaawansowanej inwazji wód infiltracyjnych. Wg. klasyfikacji hydrodynamicznej (Coustau (1975) jest on basenem dośrodkowym typu B i należy do basenów mało perspektywicznych. Potencjalne pułapki złożowe powinny być związane ze strefami o obniżonych wartościach gradientów hydraulicznych, o obniżonej prędkości filtracji wód głębszych oraz podwyższonej mineralizacji (Zawisza 2006). Prawidłowości te potwierdzają dotychczas odkryte akumulacje złożowe Świdnik, Stężyca, Minkowice. Na tle klasyfikacji przedstawionej przez Dahlberga basen karboński rowu lubelskiego jest basenem asymetrycznym.

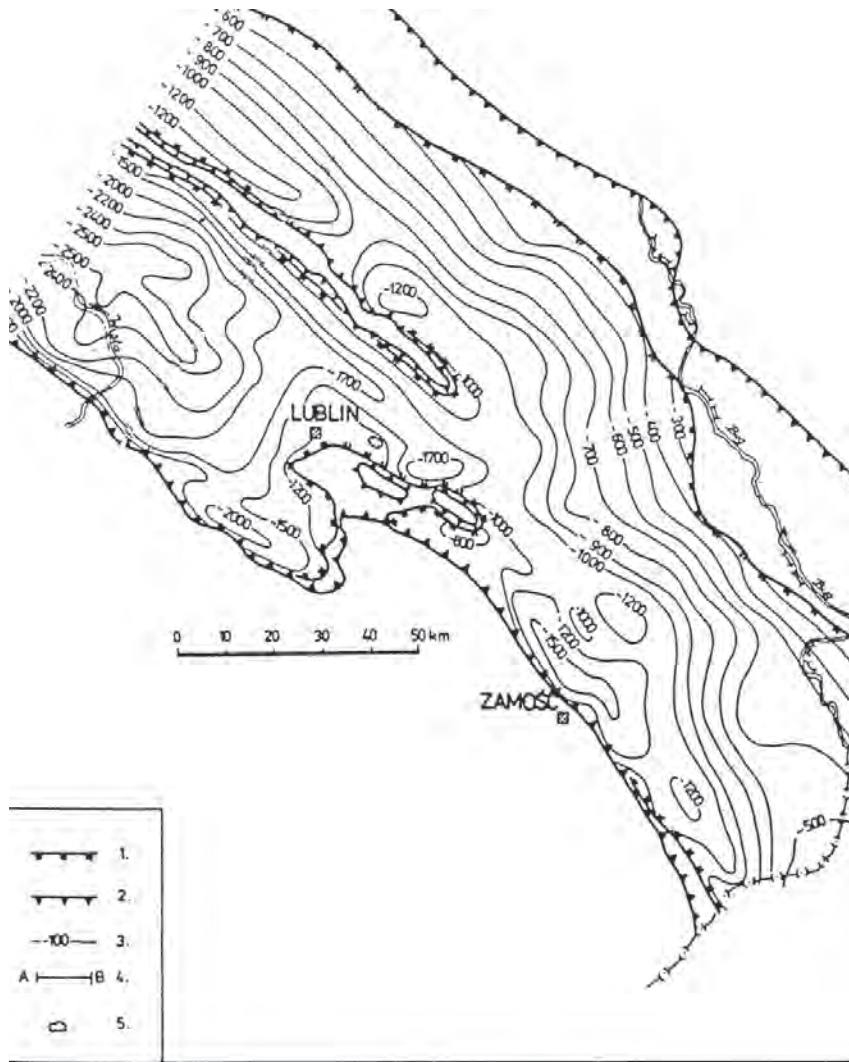
Permski basen sedymentacyjny monokliny przedsudeckiej

Monoklina przedsudecka jest megastrukturą zbudowaną z kilku kompleksów strukturalnych: kaledońskiego, waryscyjskiego, laramijskiego oraz pokrywy polaramijskiej. Z punktu widzenia rozpoznania warunków akumulacji interesujące są kompleksy waryscyjski oraz lara-

mijski. Kompleks waryscyjski, stanowiący podłoże dla utworów permu zbudowany jest w swej najwyższej części z utworów karbońskich wykazujących wysoki stopień zaangażowania tektonicznego (Słupczyński 1979). Utwory te uległy silnym procesom erozyjno-denudacyjnym, w wyniku których ukształtowała się ich powierzchnia morfologiczna. W zasięgu monokliny zaznacza się występowanie kilku elementów strukturalno-erozyjnych (Jucha et al. 1992, Pożaryski 1970, Zawisza et. All. 2004, Zawisza, Piesik-Buś 2005):

- blok przedsudecki;
- zapadlisko zielonogórskie wypełnione osadami saksonu;
- wał wolsztyński o długości około 200 km i szerokości 30-50 km, w większości pozbawiony osadów saksonu;
- zapadlisko poznańskie wypełnione klastycznymi osadami saksonu, z udziałem zlepieńców w strefach brzeżnych;
- wyniesienie Myśliborza – Rokietnicy;
- zapadlisko pomorskie.

Elementy te miały istotny wpływ na warunki tworzenia osadów permskich, szczególnie czerwonego spągowca, których sedy-



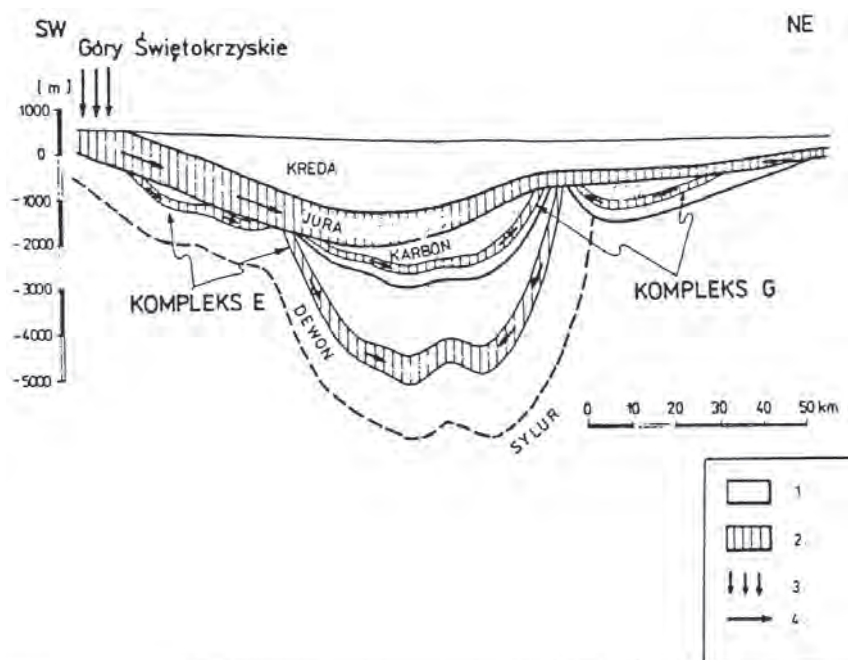
Rys. 7. Mapa trendów strukturalnych stropu kompleksu G w karbonie (L. Zawisza 1988)
 1 – orientacyjny zasięg kompleksu G; 2 – orientacyjny zasięg utworów karbonu; 3 – warstwie trendów strukturalnych stropu kompleksu G; 4 – linia przekroju geologiczno-hydrogeologicznego; 5 – kontury złoża gazu ziemnego w Minkowicach.

wapienia podstawowego. W spągowej partii tych utworów występuje przeważnie seria łupków miedzionośnych. Wapień podstawowy składa się z facji węglanowo-terygeniczej, występującej w brzeżnej części basenu; facji dolomitów i wapieni masywnych oraz facji węglanowo-mułowcowej dominującej w centralnej części basenu. Charakter strukturalny poziomu wapienia podstawowego jest zbliżony do obserwowanego w poziomie czerwonego spągowca. Wyjątek stanowią obszary o dużych miąższościach węglanowych tworzących budowle rafowe lub rafopodobne. Profil utworów czerwonego spągowca reprezentowany jest szare piaskowce drobnoziarniste w różnym stopniu zwięzłe, na ogół wyraźnie mocniej niż leżące niżej czerwono-rdzawe piaskowce drobno i średnioziarniste, które partiami są rozsypliwie. Złożone są w podstawowej masie z ziaren kwarcu, skał krzemionkowych, a także węglanów i ilowców. Spoiwo jest ilasto-krzemionkowo-żelaziste, w stropie węglanowe. Po analizie hydrodynamicznej basenów naftowych można stwierdzić, że basen permski monokliny przedsudeckiej jest basenem odśrodkowym i należy do basenów o wysokiej perspektywności występowania węglowodorów. Potencjalne pułapki złożowe w utworach czerwonego spągowca powinny być związane ze strefami o obniżonej prędkości filtracji wód głębszych (Zawisza, Piesik-Buś 2005). Prawidłowości te potwierdzają odkryte dotychczas akumulacje złożowej: m.in. Wierzchowice, Wilków Brzostowo, Grochowice, Paproć Sędziszew, Strykowo i inne.

mentacja rozpoczynała się w największych obniżeniach i przechodziła stopniowo na obszary położone wyżej. Osady czerwonego spągowca (saksonu) pokryte są serią utworów anhydrytowo-solnych cechsztynu, a następnie triasu i jury oraz kredy (rys 1,2,3). Najmłodszą pokrywę na całym obszarze stanowią utwory trzecio i czwartorzędu reprezentujące kompleks polaramijski. W polskiej części basenu dolnopermskiego wydziela się dwie zasadnicze strefy facjalne saksonu:

- ilasto-mułowcowa typu playa obejmująca centralną część basenu;
- piaskowcowa zajmująca brzeżne partie basenu, w tym prawie cały obszar przed-sudecki.

Zalegająca przekraczając, w stosunku do kompleksu saksońskiego, cechsztyńska formacja ewaporatowa jest tu kwalifikowana jako spągowy kompleks pokrywy platformowej młodej platformy epiwaryscyjskiej (Sokołowski 1976). Osady klastyczne czerwonego i białego spągowca przykryte są przez utwory



Rys. 8. Przekrój hydrogeologiczny przez synklinorium lubelskie (L. Zawisza 1988).
 1. – warstwy nieprzepuszczalne; 2 – warstwy wodonośne; 3 – strefy zasilania; 4 – kierunki przepływu wód podziemnych.

Podsumowanie

1. Mioceniński basen sedymentacyjny zapadliska przedkarpackiego znajduje się w trakcie początkowej inwazji wód infiltracyjnych. Jest basenem przejściowym pomiędzy basenem ośrodkowym a dośrodkowym i należy do basenów bardzo perspektywicznych dla występowania złóż węglowodorów. Potencjalne pułapki złożowe powinny być związane ze strefami o podwyższonej mineralizacji, podwyższonej przepuszczalności oraz prędkości filtracji. Prawidłowości te potwierdzają liczne odkryte do tej pory w zapadlisku przedkarpackim złoża gazu ziemnego m.in. Przemysł, Jaksmanice, Maćkowie, Lubaczów i inne
2. Dewoński basen rowu lubelskiego jest basenem ośrodkowym (podobnie jak basen permu) i perspektywiczny dla poszukiwań węglowodorów. Potencjalne pułapki złożowe powinny być związane ze strefami o podwyższonych wartościach gradientów hydraulicznych, o podwyższonej prędkości filtracji wód wgłębnych i podwyższonej ich mineralizacji. Prawidłowości te potwierdzają dotychczas odkryte akumulacje złożowe Komarów. Melgiew, Ciecierzyn. Jest basenem młodym i od początku powstania nie podlegał przebudowie hydrodynamicznej
3. Karboński basen rowu lubelskiego jest basenem dośrodkowym typu B i należy do basenów słabo perspektywicznych. Potencjalne pułapki powinny być związane ze strefami o obniżonych wartościach gradientów hydraulicznych, obniżonej prędkości filtracji wód wgłębnych i podwyższonej mineralizacji. Prawidłowości te potwierdzają odkryte dotychczas akumulacje złożowe Świdnik, Stężyca, Minkowice. Basen ten podlegał znacznym zmianom. Pierwotnie był basenem młodym, następnie osiągnął stadium basenu przejściowego. Miało to miejsce po przebudowie tektoniczno-strukturalnej. W tej przebudowie wschodnie utworów karbońskich zostały ścięte erozyjnie i w konsekwencji nastąpiło zasilenie karbonu wodami infiltracyjnymi.
4. Basen dolnopermski monokliny przedsudeckiej jest basenem ośrodkowym i należy do basenów o wysokiej perspektywiczności występowania węglowodorów. Potencjalne pułapki złożowe w utworach saksonu powinny być związane ze strefami o obniżonej prędkości filtracji wód wgłębnych. Prawidłowości potwierdzają dotychczas odkryte akumulacje złożowe min. Wilków, Grochowice, Wierzchowice, Stęszew-Strykowo, Brzostowo, Załęcze, Paproć i inne)

Literatura

1. Coustau H. i in., 1975 - *Classification hydrodynamique des bassins sedimentaires utilisees combinee avec d'autres methodes pour rationaliser l'exploration dans des bassins non-productifs*. IX World Petroleum Congress, Tokio
2. Jucha S., Zawisza L. 1985 – *Warunki hydrodynamiczne akumulacji węglowodorów w zachodniej części zapadliska przedkarpackiego* Kongres KBGA Kraków
3. Jucha S., Kulczyk T., Zawisza L., Żołnierczuk T. 1992 – *Ocena hydrodynamiczna złóż gazu ziemnego Lipowiec, Żuchłów, Góra-Wroniec*. – *Gospodarka Surowcami Mineralnymi PAN* t.8, z.3,4 Kraków
4. Kaczyński J 2005 – *Podsumowanie geologii rozpoznanych złóż węglowodorów w rowie lubelskim*. W: Narkiewicz M, Kotarba M. – *Budowa geologiczna i system naftowy rowu lubelskiego a perspektywy gospodarcze*
5. Ney R, Burzewski W., Bachleđa T., Górecki W., Jakóbczak K., Słupczyński K. 1974 – *Zarys paleogeografii i rozwoju litologiczno-facjalnego utworów zapadliska przedkarpackiego*. *Prace Geol PAN* nr 82 Kraków
6. Oszczytko N. 1999 – *Przebieg miocenińskiej subsydemcji w polskiej części zapadliska przedkarpackiego* *Prace PIG* 168
7. Pożaryski W. 1970 – *Budowa geologiczna warstwy wód w Polsce*. *Biul. Inst. Geol.* Nr 252
8. Słupczyński K. 1979 – *Warunki występowania gazu ziemnego w utworach dolnego permu monokliny przedsudeckiej*. *Prace Geol. KNG PAN* nr 118
9. Słupczyński K 2005 – *Badania Hydrochemiczne wód formacyjnych dewonu i karbonu*
10. Sokołowski J. 1976 – *Zarys budowy geologicznej oraz problemy genezy i migracji węglowodorów obszaru przedsudeckiego*. *Nafta* nr 6.
11. Zawisza L., 1988 - *Warunki hydrodynamiczne dla akumulacji węglowodorów w karbonie i dewonie synklinorium lubelskiego*. Wrocław Warszawa Kraków Gdańsk Łódź, *Prace Geologiczne Komisji Nauk Geologicznych PAN*, nr 134, Wydawnictwo Polskiej Akademii Nauk.
12. Zawisza L. 1989 – *Nowa metodyka ilościowej oceny własności zbiornikowych skał dla określenia warunków regionalnych i fazowych przepływów płynów złożowych*. *Arch. Górnictwa* vol.34, z.4 Kraków
13. Zawisza L. 1995 – *Hydrodynamiczne modelowanie basenów osadowych*
14. Zawisza L., Piesik W., Zamojcin J. 2004 – *Hydrodynamiczne modelowanie basenów naftowych na przykładzie basenu permu monokliny przedsudeckiej*. *Prace Instytutu Nafty i Gazu* nr 130
15. Zawisza L., Piesik-Buś W. 2005 – *Hydrodynamiczne modelowanie basenów osadowych na przykładzie basenu monokliny przedsudeckiej*. *Wiertnictwo, Nafta, Gaz* R.22/1
16. Zawisza L. 2005 – *Badania hydrodynamiczne wód złożowych wód złożowych dewonu i karbonu*
17. Zawisza L. 2006 – *Modelowanie procesu migracji i akumulacji węglowodorów w basenie naftowym rowu lubelskiego*. *Wiertnictwo, Nafta, Gaz* R.23/1

mgr inż. Wacława Piesik-Buś
INiG-PIB O/Krosno

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 15.11.2013

Artykuł przyjęto do druku: 7.12.2013

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>

Kontrola sieci przesyłowej – raport NIK



Jerzy Papuga

Nijako w cieniu tragicznej katastrofy pod Ostrowem Wielkopolskim, sejmowa komisja Kontroli Państwowej pod koniec 2013 roku rozpatrywała raport NIK dotyczący rozwoju sieci przesyłowej gazu w Polsce. Wnioski z tego raportu są na ogół pozytywne, aczkolwiek sieć gazowa powinna być bardziej nakierowana na nowe krajowe jak i zagraniczne źródła pozyskiwania surowca.

Sieć gazowa z punktu widzenia NIK

NIK skontrolowała 3 podmioty: Ministerstwo Gospodarki, Ministerstwo Skarbu Państwa oraz jednoosobową spółkę Skarbu Państwa Gaz-System SA. Raport przedstawił posłom wiceprezes Najwyższej Izby Kontroli Marian Cichosz, zaś sama kontrola objęła lata 2006-2012 i została przeprowadzona z inicjatywy Izby. Jej przyczyną była „waga problemu rozwoju sieci gazowej i zapotrzebowanie w tym obszarze zarówno przemysłu jak i ludności”. Polska zużywa w skali roku od 14 do 15 mld m³ gazu ziemnego, z własnych źródeł wydobywając rocznie ok. 4 mld m³. „Jednak głównym problemem od kilkunastu lat jest dywersyfikacja dostaw gazu i uniezależnienie się od jednego dostawcy” – stwierdził Cichosz. „Sprowadza się on do konieczności budowy sieci przesyłowej z innych kierunków niż wschodni, ponieważ coraz częściej gaz nabywa się także na nowych rynkach”. Zasadniczym celem kontroli „który udało się osiągnąć” było zbadanie, czy stan sieci przesyłowej umożliwiającej dywersyfikację dostaw gazu jest na wystarczającym poziomie. Wiceprezes Cichosz poinformował, iż w badanych latach zakończono wreszcie proces przekazywania majątku z PGN i G do spółki Gaz-System. „Zadania, jakie w tym zakresie spoczywały na ministrze Skarbu, zostały przez NIK ocenione pozytywnie” – podsumował. Izba podkreśliła, iż unormowanie tej kwestii miało nie tylko pozytywny aspekt organizacyjny – powstania jednego podmiotu odpowiedzialnego za dystrybucję gazu w całej Polsce – ale również biznesowy oraz komercyjny „pozwalający nawiązywać

pełne i jasne relacje handlowe również z podmiotami niepolskimi”. W latach 2006-2012 Gaz-System jako spółka strategiczna i „jedyna w tym obszarze” samodzielnie podejmowała decyzje i realizowała zadania wydłużenia gazowej sieci przesyłowej zgodnie z ustawą z 24.04.2009 roku o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu. „To wokół tej inwestycji koncentrował i koncentruje się cały wysiłek w zakresie budowy i zgrania krajowej sieci przesyłowej” – stwierdzał Cichosz. Musi być to bowiem inwestycja komplementarna z całą krajową siecią gazową, a rozprowadzanie gazu skroplonego dostarczanego drogą morską będzie przez długie lata „podstawą dywersyfikacją dostaw”. Wiceprezes NIK poinformował, iż zakończenie budowy terminalu w Świnoujściu przewidziane jest na koniec 2014 roku a docelowo będzie tam zmagazynowane 5 mld m³ skroplonego gazu. „Komplementarna sieć gazowa rozprowadzając także gaz z postaci skroplonej jest czystym elementem dywersyfikacji dostaw i fundamentem powodzenia tego projektu”. Izba właśnie kończy szczegółową kontrolę świnoujskiej inwestycji i jeżeli procesy pokontrolne będą przebiegać bez większych zakłóceń, to wyniki zostaną komisji sejmowej przedstawione w I kwartale 2014 roku.

Tylko w zgodzie ze Strategią rządu

Bardzo istotnym dokumentem, który NIK brała pod uwagę kontrolując budowę sieci przesyłowej, była Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku, uchwalona przez rząd w 2009 roku. Określa ona kierunki dywersyfikacji dostaw i rozwoju sieci gazowej w Polsce będąc „podstawowym wyznacznikiem stosowanym w toku procesów kontrolnych”. Jest to o tyle ważne, iż finansowanie inwestycji prowadzonych przez Gaz-System było i będzie zapewnione z funduszy publicznych i europejskich. NIK stwierdziła jednak opóźnienia „rzędu kilku miesięcy” w realizacji poszczególnych odcinków gazociągu łączącego terminal świnoujski z siecią „i to występujące zarówno na etapie projektowania jak i wykonania poszczególnych inwestycji”. Przyczyną technologiczną tych opóźnień było m.in. zastosowanie niewłaściwych technologii w procesie budowy gazociągu a także wdrażanie w trakcie realizacji nowych zaawansowanych sposobów

spawania rur. Przyczyną organizacyjną zaś długi proces uzyskiwania niezbędnych decyzji administracyjnych a także procedury i procesy związane z zamówieniami publicznymi. „NIK ma zresztą pretensje do inwestorów, że zamówienia publiczne przygotowywano niewłaściwie, co powodowało wydłużenie procesu inwestycyjnego, a w efekcie(...) kilkumiesięczne opóźnienia w realizacji sieci spowodowane tymi przyczynami” – wskazywał wiceprezes Cichosz. Stanowisko Gaz-System stwierdza natomiast przeciwnie, iż zastosowano nowatorski system zamówień publicznych, który skrócił czas realizacji inwestycji. Wiceprezes Sławomir Śliwiński tłumaczył posłom, że największym sojusznikiem była tu „ustawa terminalowa, która skracająca etap uzyskiwania poszczególnych decyzji administracyjnych: od decyzji lokalizacyjnej po pozwolenie na budowę”. Gaz-System ogłaszał sporo przetargów jeszcze przed terminem uzyskania pozwolenia na budowę, o ile firmy wykonawcze uzyskały doń dopuszczenia i posiadały pełne kwalifikacje. „Pozwoliło to w momencie uzyskania pozwolenia na budowę ruszać z przetargiem i nie czekać na uzyskanie wszystkich dokumentów” – informował wiceprezes Śliwiński. NIK stwierdziła, że realizowana rozbudowa gazociągów już częściowo powiększyła, a w kilkuletniej perspektywie, istotnie otworzy możliwości dywersyfikacji dostaw z importu i dostarczania odbiorcom gazu zgodnie z zapotrzebowaniem. W tej chwili 1 mld m³ gazu płynie z kierunku niemieckiego i ok. 500 mln m³ z południowego. „Te źródła dopływu gazu są w istotny sposób zwiększane” – mówił Cichosz. Wiceprezes Śliwiński uzupełnił, iż Gaz-System pracuje nad rozbudową połączenia polsko-słowackiego i polsko-czeskiego dodatkowo do wysokości ok. 5 mld m³ gazu. O ile kierunek czeski jest pewny, to słowacki dopiero rozważany na etapie politycznych deklaracji. „Niewykluczone, że zakończą się one jakimiś efektami, ale jeszcze chyba daleko do sukcesu” – mówił Cichosz. NIK uważa, że zróżnicowanie dostaw gazu jest prowadzona „generalnie prawidłowo”, z roku na rok wzrastają szanse na pełne uniezależnienie się od kierunku wschodniego, co stwarza dobrą pozycję negocjacyjną ceny gazu. „Wiadomo, że jeżeli korzysta się z usług monopolisty, to często następuje dyktat i nie ma możliwości negocjacji handlowych w celu osiągnięcia niższych cen” – wskazywał wiceprezes Cichosz. Istotną barierą w rozwoju gazowej sieci przesyłowej jest brak niektórych rozwiązań legislacyjnych, w tym dotyczących przyspieszenia i uproszczenia procesu inwestycyjnego. Utrudnia to realizację koniecznych inwestycji

infrastrukturalnych w sektorze gazowym, co będzie podstawą do zgłoszenia przez NIK wniosków de lege ferenda.

Obu ministerstwom po łapkach

Jak NIK oceniła poszczególne podmioty poddane kontroli? Ocena działań ministra Skarbu Państwa nie wykazała istotnych nieprawidłowości w wykonywaniu obowiązków określonych w strategicznych dokumentach. Do zadań ministra należało przede wszystkim przekazanie infrastruktury przesyłowej ze spółki PGN i G do spółki Gaz-System „co zostało wykonane w sposób prawidłowy”. Jednak to minister Skarbu nie dopilnowywał obowiązku sporządzania okresowych raportów z postępów rozwoju infrastruktury liniowej, określonych w dokumentach strategicznych, mimo iż „w ramach przysługujących mu uprawnień właścicielskich sprawował nadzór nad inwestycjami dotyczącymi rozwoju sieci przesyłowej”. Choćby poprzez nałożenie na radę nadzorczą obowiązku sprawowania nadzoru i kontroli nad realizacją uchwał, a na zarząd spółki, składania sprawozdań z realizacji poszczególnych inwestycji – zarówno radzie nadzorczej jak i sobie bezpośrednio. Wiceprezes Cichosz przyznał co prawda, że minister Skarbu Państwa stworzył odpowiednie mechanizmy kontroli i nadzoru działań zarządu Gaz-Systemu, ale zaniechał egzekwowania obowiązku przekazywania potrzebnych danych. „Krótko mówiąc, mechanizmy funkcjonowały tylko na papierze, a dane są przecież potrzebne do kreowania polityki w zakresie sieci przesyłowej”. Wiceprezes Śliwiński poinformował, iż zarząd Gaz-System został zobowiązany zarówno przez radę nadzorczą jak i przez swojego właściciela do pełnego raportowania. „Dokładamy wszelkiej staranności, żeby wszystkie informacje były przekazywane odpowiednim organom korporacyjnym i ministerstwom”. Bardziej zróżnicowana ocena NIK dotyczyła działań ministra Gospodarki, które Izba oceniła „pozytywnie, ale z wieloma nieprawidłowościami”. Szczególnie takich zaniedbań, jak nieopracowanie mechanizmu pozwalającego na informowanie Gaz-Systemu o kierunkach rozwoju rynku gazu ziemnego w perspektywie 10 lat – w celu przygotowania odpowiednich planów rozbudowy sieci przesyłowej. „Związek przyczynowo-skutkowy jest tu oczywisty” – argumentował Cichosz – „jeżeli spółka nie ma informacji o kierunkach rozwoju rynku gazu ziemnego, to po prostu brak jej danych wyjściowych do opracowania swoich planów inwestycyjnych”. Ten obowiązek wynika zaś wprost z rządowej Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku. Kolejne nieprawidłowości dotyczyły niewykonania 5 (na łącznie 15)

zadań określonych w innym strategicznym dokumencie pn. Program Działań Wykonawczych na Lata 2009-2012, korelującym z Polityką Energetyczną Polski do 2030 roku. Minister Gospodarki zobowiązany był do opracowania projektów aktów prawnych, które usuwałyby bariery w rozwoju infrastruktury przesyłowej „i tego obowiązku nie wykonał”. Prace nad ustawą o korytarzach przesyłowych trwają w ministerstwie Gospodarki już ponad 4 lata, choć umożliwiłaby ona rozwój sieci transgranicznej, np. budowę rurociągu gazowego typu Jamał. „Takie przedsięwzięcia międzynarodowe są już podejmowane a my nie jesteśmy do tego prawnie przygotowani”. Cichosz zwrócił uwagę, iż w efekcie prace zakończyły się wycofaniem, w czerwcu 2011 roku, projektu przez Zespół do Spraw Programowania Prac Rządu. „NIK nie ma dziś wiedzy pokontrolnej, co w tej mierze dzieje się w ministerstwie Gospodarki, choć fakt faktem, że projekt jest dalej procedowany, ale nie wiadomo, na jakim etapie i czym to się zakończy”. Izba tymczasem widzi pilną potrzebę uchwalenia ustawy, gdyż kontrolując ministerstwa, bada również sposób wykonania bądź zaniechania zadań określonych w dokumentach strategicznych. „Zaniechania są różnej wagi, ale każde z nich jest niezwykle istotne, dotyczy bowiem bezpieczeństwa energetycznego Polski”.

Problem skomunikowania terminalu w Świnoujściu

Pos. Arkadiusz Czartoryski z PiS mówił na posiedzeniu komisji, iż świnoujski terminal jest najważniejszym elementem dywersyfikacji dostaw gazu i dlatego tak ważne jest bezpieczeństwo jego funkcjonowania, szczególnie „pod kątem podmorskiej rury gazowej Rosja-Niemcy”, która być może będzie uniemożliwiać wpływanie wielkich gazowców. Czy to tylko wymysł niefachowców i prasy, czy rzeczywistość spółka Gaz-System nie brała tego uwagę nadzorując świnoujską inwestycję? Czartoryski ironizował, że do tej pory nie ma żadnej dostępnej wiedzy ani nawet ekspertów, którzy wypowiedzieliby się autorytatywnie na ten temat. Wicedyrektor Departamentu Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji Najwyższej Izby Kontroli Andrzej Sowiński zaznaczył, że nie było to co prawda przedmiotem kontroli, ale sam problem wpływu gazociągu Nord-Stream dotyczy korzystania z portu Szczecin-Świnoujście, a nie z gazoportu, w którym będą stanowiska dla gazowców. Przebieg gazociągu Nord-Stream był uzgadniany „w jakiejś mierze” ze stroną polską a „pewne trudności mogą powstać wtedy, kiedy będzie zachodziła ewentualna

potrzeba pogłębienia tego toru wodnego”. Nie oznacza to jednak, że port Szczecin-Świnoujście będzie odcięty od możliwości wpływania statków o większym zanurzeniu; musiałyby jedynie korzystać z drugiego nieco dłuższego toru wodnego oraz innego podejścia do portu. „Natomiast jeżeli chodzi o gazowce to negatywnego oddziaływania nie ma”. Wiceprezes Sławomir Śliwiński uzupełnił, że dyskutowano o tym już w 2009 i 2010 roku, a Gaz-System jako spółka z mocy ustawy koordynująca cały proces ma niezbędne informacje i analizy. „Zgodnie z zapewnieniem Urzędu Morskiego w Szczecinie, jak i Zarząd Portów Morskich w Szczecinie i Świnoujściu statki Q-Flex i mniejsze Q-Max będą mogły przy takim zanurzeniu, jakie one w rzeczywistości mają – swobodnie wpływać”. Są to dwa podmioty, które koordynują zarówno budowę portu jak i budowę falochronów, które w tej chwili są ukończone. „Statki takie będą swobodnie wpływać zarówno torem, który jest w tej chwili przygotowany, jak i przybijając do gazoportu oraz obrotnicy w celu regazyfikowania” – podkreślił Śliwiński.

Co z gazociągiem DN 800?

Wiceprezes Śliwiński mówił, iż 80 km gazociąg DN 800 o średnicy 80 cm łączący terminal z krajową siecią przesyłową będzie oddany do użytku ponad rok wcześniej, niż uruchomienie terminala gazowego i nie ma żadnego niebezpieczeństwa, że gaz nie zostanie przetransportowany do krajowej sieci przesyłowej. „Zostało nam do pokonania 300 m głębokich na 28 m bagien, które są zlokalizowane w Budzeniu koło Goleniowa i nie pozwalają dokończyć inwestycji. „To one głównie powodują opóźnienia, gdyby nie to, gazociąg byłby dawno skończony”. Wiceprezes Gaz-System zapewniał, iż do końca 2013 roku wykonawca skończy ostatnie spawy rur i zagazuje odcinek w oczekiwaniu na gotowy terminal. Spawanie gazociągów ma nowatorski charakter, rury użyte do rozbudowy krajowej sieci przesyłowej są najwyższej jakości X70 i X80 dostępnej na świecie, do tej pory niestosowane w polskim systemie przesyłowym. Wymagają specjalistycznych robót spawalniczych i nowoczesnych technologii, toteż firmy, które startowały w przetargach musiały uzyskać zgodność od instytucji zewnętrznych na uzyskanie dopuszczenia do spawania tą technologią. „I to spowodowało pewne opóźnienia, niemniej jednak eksploatacja tych rurociągów i długowieczność będzie dużo większa niż do tej pory” – podsumował Śliwiński.

Jerzy Papuga

Spółki naftowo-gazowe: przekształcenia głównie wewnętrzne (cz. 1)

Sejmowa komisja Skarbu Państwa szczegółowo aż na dwóch swoich posiedzeniach przeanalizowała sytuację poszczególnych spółek paliwowo-energetycznych; jak powiedział sekretarz stanu w ministerstwie Skarbu Państwa Zdzisław Gawlik, informacja rządu została opracowana na podstawie danych i sprawozdań finansowych za trzy kwartały 2013 roku oraz dodatkowych informacji od przedstawicieli rządu w radach nadzorczych. Raport objął PKN Orlen, Grupę Lotos, Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych „Przyjaźń”, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo a także Polską Organizację Przemysłu i Handlu Naftowego jako organizację, reprezentującą członkowskie firmy naftowe, działające na polskim rynku.

Tendencje rynkowe i szara strefa

Wiceminister Gawlik stwierdził, iż po trzech kwartałach 2013 roku zauważalne jest zwiększone zapotrzebowanie na olej napędowy, co oznacza, że struktura zakupu paliw na polskim rynku systematycznie zmienia się. Jest to kontynuacja tendencji zaobserwowanych już poprzednio – związanych z dużym ruchem tranzytowym i kryzysem gospodarczym, ograniczającym prywatną motoryzację. Tym bardziej o sukcesie poszczególnych podmiotów, prowadzących działalność rafineryjną, zdecyduje ich efektywność ekonomiczna – struktura wewnętrzna i skoncentrowanie na podstawowej działalności. „Jest to wynikiem postępującej globalizacji w zakresie cen ropy i produktów ropopochodnych oraz systematycznego zwiększania podaży i obniżki cen w detali i hurcie” – mówił Gawlik. Wreszcie, systematycznie maleje popyt na paliwa tradycyjne, co jest po części spowodowane zmianami technologicznymi: wzrostem efektywności silników samochodowych, lepszym i „szybszym” drogą a także wprowadzenia nowych jednostek napędowych, takich jak energia elektryczna czy wodór. Konsumpcja paliw ciekłych po trzech kwartałach 2013 roku spadła o 4,3% w stosunku do analogicznego okresu 2012 roku. Udział szarej strefy w rynku paliw wiceminister Gawlik oszacował „na ponad 4%”. W tej sprawie jesienią 2013 roku odbyło się spotkanie z Polską Organizacją Przemysłu i Handlu Naftowego; rozmawiano o niebezpieczeństwach i stratach, jakie z tego tytułu ponosi Skarb Państwa. Inicjatorem działań przeciwdziałających temu zjawisku jest co prawda minister Skarbu Państwa, ale „pełnoprawnym gospodarzem aktów prawnych mo-

gących w jakikolwiek sposób zarządzić szarej strefie (pytanie, czy do końca skutecznie?) jest Minister Gospodarki” – mówił Gawlik. Wedle ocen POPIHN powodem zwiększania się szarej strefy w Polsce jest zaostrenie przepisów w Czechach. Większość podmiotów przeniosła stamtąd swoje siedziby do Polski – mimo iż we wrześniu 2013 roku zmieniły się przepisy prawne, istotnie ograniczające funkcjonowanie szarej strefy w obrębie paliw płynnych. Zmiany te nie są jednak jednoznacznie pozytywnie oceniane, toteż „podejmowane są kolejne działania legislacyjne, mające na celu ograniczenie wszystkich niebezpieczeństw związanych z rozwojem szarej strefy, podobne do działań podejmowanych na terenie Czech”.

Przekształcić siebie samego

Gawlik podkreślił, iż obecnie „nikt nie planuje, nie zastanawia się i nie rozmawia” na temat konsolidacji dwóch największych grup w sektorze paliwowym, tj. Orlenu i Lotosu. „Na ten moment również nie są podejmowane żadne działania, których celem byłaby prywatyzacja pozostałych spółek sektora paliwowo-naftowego z udziałem Skarbu Państwa, nadzorowanych przez Ministra Skarbu Państwa”. Natomiast spółki same dokonują przekształceń wewnętrznych, dostosowując strukturę i rozbuchaną niekiedy działalność do wymagań rynku. Działania te mają za zadanie optymalizację działalności i zwiększenie konkurencyjności na rynku, ale także „efektywniejsze realizowanie założeń polityki rządu dla przemysłu naftowego w Polsce oraz polityki energetycznej Polski do 2030 roku”. Zdaniem wiceministra, spółki sektora paliwowo-naftowego koncentrują się przede wszystkim na działalności poszukiwawczo-wydobywczej, pozyskaniu oraz podnoszeniu wydajności aktualnie działających i nowych źródeł wydobycia węglowodorów „gwarantujących koncernom przewagę konkurencyjną”. Ponadto spółki skupiają się na zwiększeniu stopnia konwersji „poprzez pogłębiony przerób surowca i uzyskanie większej wiązki lekich produktów o wysokiej marży”. Obecnie ich działania w większej mierze ukierunkowane są na dezinvestycje i restrukturyzacje nierentownych przedsięwzięć, co objawia się w „strukturalnej koncentracji na głównym obszarze prowadzenia biznesu”. Dla przykładu, Grupa Kapitałowa Orlen dokonała inwestycji na obszarze Kanady, kupując 100% udziałów miejscowej spółki i rozpoczęła proces jej integracji. Obecne wydobycie sięga już ponad 4,4

mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej dziennie. Grupa podpisała także umowę nabycia od Shella pakietu 16,3% udziałów w rafinerii czeskiej, zamknięcie tej transakcji „jest planowane na początek 2014 roku”. Natomiast Grupa Kapitałowa Lotos (poprzez Petrobaltic) współpracuje z CalEnergy „w celu potwierdzenia zasobów gazu ziemnego w bałtyckich złożach B4 i B6” aby następnie wspólnie rozpocząć produkcję. Natomiast Grupa Kapitałowa PERN prowadzi prace analityczne w sprawie projektowanej konsolidacji ze spółką zależną operatora logistycznego paliw płynnych. W Grupie Kapitałowej PGNiG kontynuowana jest restrukturyzacja, która obejmuje zarówno działalność poszukiwawczo-wydobywczą, magazynową jak i dystrybucyjną. Poskutkowało to zmniejszeniem ilości podmiotów, wchodzących w skład grupy, z 41 do 26 – poinformował poseł Gawlik. W czerwcu 2012 roku rozpoczęto reorganizację PGNiG przygotowującą ją do pełnej liberalizacji rynku gazu w Polsce. Według stanu na 30 września 2013 roku w skład Grupy Kapitałowej wchodził PGNiG – jako podmiot dominujący – oraz 26 spółek o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym 18 spółek zależnych wprost i 8 pośrednio – poinformował Gawlik.

Dobra pozycja Lotosu

Prezes zarządu Paweł Olechnowicz stwierdził, iż Lotos w „trudnym środowisku rynkowym” ma silną pozycję i osiąga dobre wyniki. Konsekwentnie do 2015 roku realizowany jest program strategiczny „Efektywność i rozwój”. Sprowadza się on do części wewnętrznej, czyli rekonstrukcji Grupy Kapitałowej, w tym restrukturyzacji aktywów „aż do wyłączenia niektórych z nich”, a także zewnętrznej, realizowanej poprzez inwestycje „w tym również inwestycje kapitałowe”. Olechnowicz podkreślił, że program rekonstrukcji aktywów obejmuje wszystkie aktywa „analizowane pod względem modelu przyszłościowego”. Mają one wspierać i wspomagać biznes albo dalej rozwijać się niezależnie na rynku, tworząc ciekawszą strukturę całego układu gospodarczego. Najlepiej widać to na przykładzie Lotos Kolej, która powstała z monolitu Rafinerii Gdańskiej, kiedy wyłączano poszczególne wydziały i na ich bazie tworzone spółki. „Kiedyś było to pięćdziesiąt osób i pięć starych lokomotyw a dzisiaj Lotos Kolej jest drugą spółką pod względem przewozów na polskim rynku, zatrudniająca ponad dziewięćset pracowników i użytkującą ponad sto lokomotyw

najnowszej generacji – nie tylko do przewoźników krajowych, ale i międzynarodowych”. Ale spółka ta potrzebuje partnera branżowego dla dalszego rozwoju, gdyż nie jest strategicznym aktywem Grupy. „Analizujemy wszystkie podmioty w korporacji, co nie oznacza, że przystąpiliśmy do rozważania wyłączenia wszystkich podmiotów” – zastrzegł Olechnowicz.

Przytopieni na Morzu Norweskim?

Wiceminister Gawlik poinformował posłów, iż trwa ożywiony dialog w sprawie zagospodarowania szelfu norweskiego przez polskie spółki naftowo-gazowe. Ostatnio taką wizytę w Norwegii złożył wiceminister Skarbu Paweł Tamborski „spotykając się z przedstawicielami rządu i organizacji, zajmujących się funkcjonowaniem rynku paliw i gazu na terenie tego państwa”. Być może wkrótce „zaowocuje to kolejnym wzrostem aktywności polskich przedsiębiorców na terenie szelfu norweskiego”. W tle zapewne były kwestie niektórych inwestycji poczynionych w tym rejonie. Jeśli chodzi o Lotos, to najbardziej skomplikowana jest kwestia aktywów nabytych na szelfie Morza Norweskiego, tzw. YME, prowadzonych do tej pory przez kanadyjską firmę Talisman. Wskutek złego zarządzania przy realizacji tego projektu powstały ogromne opóźnienia a Lotos „funkcjonując na tym rynku był zobowiązany do wnoszenia odpowiednich opłat miesięcznych”. Zaś sam projekt znalazł się w patowej sytuacji, ponieważ po obu stronach, zarówno wykonawcy platformy jak i operatora, sprawy były w sądzie arbitrażowym „i właściwie nie było widać ich rozwiązania”. Jednak w krótkim czasie Lotos zmienił reguły gry a w konsekwencji bieg wydarzeń: udało się doprowadzić do uzyskania ugody, wskutek której wykonawca platformy zapłacił karę. „Pieniądże te na razie zdeponowane są na rachunku i będą zużyte do zdjęcia platformy z wody i odprowadzenia jej na bezpieczną odległość”. Ale co ważne – informował komisję Olechnowicz – są one są na tyle duże, że gwarantują zrealizowanie całego przedsięwzięcia, po czym infrastruktura i złoża będzie lepiej przygotowane komercyjnie do dalszej realizacji. „A platformę przejmie ten, kto był wykonawcą – a więc my nie będziemy z tym mieć już nic wspólnego”. Lotos zakłada, że pozbędzie się udziałów w złożu YME, ponieważ „na dzisiaj już mało interesuje nas dalsze uczestnictwo w tym projekcie”. Ale nie jest to zupełne wycofanie się z inwestycji w tym regionie. Lotos, zgodnie z prawem norweskim kupił ostatnio część udziałów na tzw. kompleksie platformianym Heimdal. „Jest to udział o zróżnicowanych poziomach, w czternastu

licencjach, w tym trzech produkcyjnych”. To daje Lotosowi możliwość realizowania odpisów podatkowych według prawa norweskiego. „Z tego tytułu już z samej transakcji w roku kupna 2013, będziemy mieć odpis 80 mln dolarów i odzyskujemy zamrożone pieniądze, włożone w ten projekt”. Pieniądże będą następnie zużyte do realizacji strategii poszukiwania i wydobycia węglowodorów, bądź to poprzez Petrobaltic na Morzu Bałtyckim, bądź to poprzez nowe działania na szelfie Morza Norweskiego. Ale przede wszystkim, dają głębszy oddech przy realizacji programu rozwojowego – nie krył prezes Olechnowicz. Dzięki temu funkcjonuje program działalności operacyjnej, w którym Lotos stawia na głębszy przerób ropy naftowej we własnym kompleksie rafinerijnym. Olechnowicz wręcz stwierdził, iż „jest taka potrzeba, aby tzw. ciężka pozostałość dawała większą wartość dodaną”. Dzisiaj zaś „ta pozostałość idzie na asfalty bądź do bunkrowania statków” albo jest sprzedawana za granicę poniżej kosztów. „Dlatego chcemy postawić instalację do skokowania, przerobić do końca ciężką pozostałość i mieć tzw. białe produkty (olej napędowy oraz benzynę) i brykiety, które będą z odpowiednią marżą sprzedawane jako paliwo energetyczne”. Taka inwestycja zostanie zrealizowana w kolejnych trzech latach.

Detal i chemia Lotosu

Lotos chce rozwijać działalność handlową na rynku polskim; według realizowanej do 2015 roku strategii celem jest osiągnięcie 10% udziału w sprzedaży detalicznej. „Jesteśmy na dobrej drodze, bo w 2013 roku pewnie osiągniemy poziom 8,5% udziałów” – chwalił się prezes Olechnowicz. Stanie się tak głównie poprzez rozwój sieci stacji ekonomicznych Optima – tu przyrost jest większy niż wcześniej zakładano. Lotos chce to osiągnąć przez następne dwa lata „w sposób organiczny, bez jakichkolwiek przejęć”, budując sieć stacji od zera. Nie ma bowiem w strategii Grupy jakiegokolwiek pomysłu na przejęcia sprzedaży detalicznej. Co ciekawe, w segmencie stacji paliw nie ma też jakichkolwiek pomysłów na działalność zagraniczną, co nie wyklucza pozostałych form sprzedaży produktów firmy. Nowym, perspektywicznym elementem „który pojawił się po uzyskaniu informacji z rynku i w kontaktach z Petrochemią” stało się porozumienie z Azotami i wstępne studium wykonalności, czyli „wchodzenie Lotosu w dużą chemię”. Wstępne studium wykonalności na koniec 2013 roku pokazało dobre notowania dla tego typu przedsięwzięcia gospodarczego. „Projekt zyskał akceptację właściciela i dlate-

go podpisaliśmy porozumienie o dalszej jego realizacji i zaczęło się robienie feasibility study.” A że ma ono rację bytu, świadczy włączenie się w projekt Polskich Inwestycji Rozwojowych „co nas niebawem wzmocnia w procesie analiz i przygotowań”. Prezes Olechnowicz narzekał jednak „na 10 miesięcy publicznego masochizmu na temat tego, jak powinien wyglądać przemysł chemiczny”. Jego zdaniem przemysł ten wymaga konsolidacji i odpowiedniego zrekonstruowania „tego co już jest” a także dołożenia do obecnego potencjału „właściwej części rafinerijno-produkcyjno-wydobywczej”. By zaprzestać importu różnego rodzaju produktów chemicznych na poziomie około 6 mld euro rocznie i wytwarzać je w kraju, musi powstać odpowiedni program inwestycyjny „realizowany nie tylko w jednym miejscu”. Aczkolwiek koncepcyjnie najlepszą lokalizacją na główną inwestycję „jest Gdańsk przy rafinerii, z wykorzystaniem jej produktów i z możliwością zastosowania gazu, który będziemy wydobywać – albo spod dna Morza Bałtyckiego ze złoża B4, B6 albo gazu łupkowego, jeśli będzie wydobywany” – dowodził prezes Olechnowicz. Złoża tego gazu są obiecująco zlokalizowane na Pomorzu. Ale decyzje biznesowe zapadną na jesieni 2014 roku, po rozpoznaniu rynku, choć niewątpliwie przykład Stanów Zjednoczonych pokazuje, iż ma to sens, poprzez tańszą ropę i gaz łupkowy. „Jestem przekonany, że nasze działania w zakresie większego wydobycia węglowodorów stworzą możliwość definiowania cen na niższych poziomach niż dzisiaj płacimy, sprowadzając te surowce z zagranicy oraz dadzą elementy synergii – czy z rafinerią w Lotosie, czy z instalacjami Grupy Azoty” – mówił prezes Olechnowicz. Posiadanie bezpośredniego dostępu do surowców spowoduje również obniżenie kosztów „do poziomu atrakcyjnego” dla takiego przedsięwzięcia inwestycyjnego. O ile powstanie, będzie bardzo skomplikowane „ale nie boję się powiedzieć, że będzie na miarę rozkręcenia gospodarczego naszego sektora”. Już sam poziom 12 mld zł nakładów inwestycyjnych przemawia do wyobraźni. Olechnowicz wskazywał, iż taki projekt wykreuje „ogromną ilość miejsc pracy w trakcie jego realizacji” i oczywiście nowe miejsca pracy w powstałej infrastrukturze przemysłowej. „Przeanalizowaliśmy to z fachowcami i dlatego zdecydowaliśmy się ogłosić projekt”. Najważniejszy jest dobry model ekonomiczny i to, czy inwestycja się obroni oraz „posiadanie odpowiednich technologii i partnerów, którzy mają wiedzę i licencję”. Oraz partnerów, którzy w działalności handlowej nie będą blokować Lotosu, ale go

wspierać. Dobrym przykładem na powodzenie takiego projektu było zbudowanie całkiem nowej rafinerii w Gdańsku „co kosztowało ogromne pieniądze”. Ale zostały one w kraju – a rafineria gdańska została uznana przez Solomona za najlepszą technologicznie rafinerię na świecie „z takimi parametrami operacyjnymi”. Olechnowicz skomentował, że na tym tle „występują u nas rafinerie niedoinwestowane, ze starą technologią” i takie będą zamykane.

Hydroizolacja uratowana przez sprzedaż

Jako przykład innego zgoła działania Olechnowicz podał fabrykę materiałów hydroizolacyjnych z Jasła, wchodzącą do niedawna w skład grupy. Było ono poniekąd częścią składową procesu rekonstrukcji Rafinerii Nafty Jasło, w której zaprzestano produkcji i przerobu ropy naftowej. Oznaczało to, właściwie bez przeobrażeń, zamknięcia całego kompleksu rafineryjnego. Jednak zarząd Lotosu zdecydował o przeobrażeniu tego przedsięwzięcia, poprzez spółki zależne, jak Lotos Oleje, Lotos Laboratorium, Lotos Serwis czy Lotos Asphalt. Powstał pomysł utworzenia miejsc pracy dla

grupy pracowników, którzy „po tej rekonstrukcji nie mieliby szans, by pozostać w firmie”. Problem polegał na tym, że fabryka materiałów hydroizolacyjnych nijak nie funkcjonowała „niezależnie od tego, jak ocenialiśmy rynek”. Okazało się (szczególnie w okresie, kiedy inwestycje drogowe i budowlane osłabły), że fabryka w nowej strukturze nie pasuje do strategii funkcjonowania na rynku i przynosi ogromne straty. Sprzedano ją Atlasowi, który zobowiązał się do znalezienia sposobu na doinwestowanie i prowadzenie działalności. „Na dzisiaj nic nie wskazuje na to, że tam się dzieje gorzej, sądzę, że lepiej” – podsumował Olechnowicz.

PERN poszerza magazyny i zakres działalności

Mariusz Obszyński z PERN „Przyjaźń” poinformował komisję, iż PERN świadczy usługi czterem rafineriom: Lotos, Orlen oraz rafineriom niemieckim w Schwedt i Leunie. Niemieckie rafinerie zresztą nadrobiły wolumeny dostaw w chwili, kiedy rafineria Lotosu miała przerwę technologiczną i „wyniki firmy na tym nie ucierpiały”. Zarząd PERN ostatecznie podjął działania inkorporujące Operatora Logistycznego Paliw

Płynnych, który zajmuje się działalnością magazynową dawnych naftobaz. I tak od zawsze działania obu podmiotów zająbały się, gdyż część baz OLPP „pozostawała na końcówce rurociągu paliwowego Przyjaźń, którego PERN jest operatorem i właścicielem”. Zarząd przyjął i wdraża projekt struktury organizacyjnej nowego podmiotu i model biznesowy, który zakłada także „działania strategiczne”. Połączenie ma na celu zoptymalizowanie aktywów, które posiada grupa „przy braku ujemnych skutków społecznych”. Obszyński poinformował posłów, iż zwiększono ostatnio także pojemność magazynową o kolejne dwa zbiorniki na 100 tys. m³, które „wybudowano w terminie, po uzgodnionych kosztach”. Ale najważniejszą sprawą inwestycyjną jest ostatni etap uzyskiwania pozwolenia na budowę terminala naftowego na terenach Zarządu Morskiego Portu Gdańsk. Zakontraktowana została budowa sześciu zbiorników na ropę naftową, a „wykonawca ma zaprojektować całość terminala, który miałby także spełniać również funkcje chemiczno-paliwowe” – podsumował dyr. Obszyński.

Jerzy Papuga

WSPOMNIENIE

Dr inż. Bogusław Szczerski (1935 – 2012)

Dr inż. Bogusław Szczerski zmarł w Krakowie 26 kwietnia 2012 roku. W historii Instytutu Technologii Nafty dał się poznać jako specjalista z zakresu oceny właściwości użytkowych produktów naftowych. Jest autorem lub współautorem ponad 100 prac naukowych i badawczych, 28 patentów i kilku norm państwowych i branżowych z zakresu metod badań środków smarowych i paliw.

Bogusław Szczerski urodził się 18 grudnia 1935 roku w Krakowie. Po ukończeniu studiów na Wydziale Mechanicznym Politechniki Krakowskiej – kierunku pojazdy samochodowe, 1 marca 1960 roku podjął pracę w Instytucie Technologii Nafty, gdzie pracował do 31 lipca 2003 r. W roku 2000 obronił na Politechnice Krakowskiej pracę doktorską pt.: „Wpływ zawartości siarki w oleju napędowym na zużycie elementów rozdzielaczowej pompy wtryskowej”, napisaną pod kierunkiem dra hab. inż. Edwarda Kołodzieja, prof. PK.

Był współzałożycielem Samodzielnej Pracowni Oceny Właściwości Eksploatacyjnych, załączka Zakładu Oceny Właściwości Eksploatacyjnych Produktów Naftowych, którym kierował ponad 30 lat. Współpracował z zespołami



specjalistów AGH, Politechniki Krakowskiej, Politechniki Gdańskiej, Instytutu Odlewnictwa. Prowadził również działalność dydaktyczną z zakresu oceny przydatności eksploatacyjnej produktów naftowych.

Jest laureatem wielu nagród i wyróżnień m. in.: nagrody Ministra Przemysłu Chemicznego w konkursie na najlepsze opracowania na-

ukowo-badawcze w resorcie: II Nagroda - Olej Selektol Special (1974), III Nagroda - Metody atestacji olejów silnikowych (1974), III Nagroda - Technologia olejów bazowych (1976), nagrody Ministra Nauki, Szkolnictwa Wyższego i Techniki za udział w realizacji prac badawczo-wdrożeniowych: Olej Selektol Special (1975), Smary dla Fiata (1975), Olej Selektol Super SE (1983) i wielu innych.

W latach 60. i 70. brał udział w pracach Centrum Koordynacyjnego ds. Dodatków, zrzeszającego specjalistów z krajów RWPG, a w latach 90. był członkiem grup roboczych CEC (Europejskiej Rady Koordynacyjnej ds. Badań Paliw, Olejów i Płynów Eksploatacyjnych dla Motoryzacji). W okresie kilku kadencji był członkiem Rady Naukowej Instytutu Technologii Nafty oraz przez ponad 15 lat uczestniczył w pracach Podkomitetu ds. Paliw Płynnych, Komitetu Technicznego nr 222 ds. Przetworów Naftowych i Cieczy Eksploatacyjnych.

Dr inż. Bogusław Szczerski zapisał się do grona wybitnych Pracowników Instytutu Technologii Nafty. Jako doskonały fachowiec, posiadał rzadką umiejętność - potrafił innych zarażać optymizmem i pogodą ducha. Pozostał w naszej pamięci jako wielki przyjaciel, ceniony specjalista i niezwykle szlachetny i życzliwy wszystkim Człowiek.

dr inż. Stanisław Oleksiak

KGZ Kościan-Brońsko nagrodzona tytułem „Bezpieczny Oddział”

Kopalnia Gazu Ziemnego Kościan-Brońsko została laureatem konkursu „Bezpieczny Oddział” organizowanego przez Kapitułę Fundacji „Bezpieczne Górnictwo im. prof. Wacława Cybulskiego” działającej przy Wyższym Urzędzie Górniczym.

Dyrekcja Oddziału w Zielonej Górze podjęła decyzję o wyborze KGZ Kościan-Brońsko jako naszego przedstawiciela w konkursie mając na uwadze wysoki poziom bezpieczeństwa pracy na kopalni. Dzięki nowoczesnej technologii oraz zaangażowaniu kierownictwa i załogi kopalni od ponad 12 lat praca obiektu przebiega bez awarii oraz zakłóceń w dostawach gazu ziemnego do odbiorców. Rozwiązania techniczne i organizacyjne, a przede wszystkim codzienne dobre praktyki w zakresie BHP, czynią KGZ Kościan-Brońsko liderem w zakresie bezpieczeństwa pracy w branży górnictwa otworowego.

Przy wyborze kandydatur przez kapitułę konkursu uwzględniane były szczególne osią-



Kopalnia Gazu Ziemnego Kościan-Brońsko została laureatem konkursu „Bezpieczny Oddział”. Fot. Paweł Chara



Dyplom „Bezpieczny Oddział” i statuetkę Świętej Barbary odebrali w imieniu Oddziału w Zielonej Górze zastępca dyrektora eksploatacji ds. wydobywania Grzegorz Kawka i kierownik KGZ Kościan-Brońsko Józef Koźbiał (na zdjęciu). Fot. Dorota Mundry

gnięcia oddziałów zakładu górnictwa wykraczające poza zakres zwykłych obowiązków, zaangażowanie w dziedzinie bhp oraz działania w zakresie bezpieczeństwa pracy obejmujące pozostałych pracowników zakładu. Kapituła konkursu doceniła rozwiązania techniczne i organizacyjne oraz codzienne zaangażowanie kierownictwa i załogi kopalni w zapewnienie bezpiecznych warunków pracy.

Uchonorowanie kopalni miało miejsce podczas uroczystej akademii z okazji Dnia

Górnika organizowanej przez Wyższy Urząd Górniczy w Katowicach 6 grudnia 2013 r. Serdecznie gratulujemy całej załodze KGZ Kościan-Brońsko!

Daniel Limanówka
zastępca kierownika

Dział BHP i Ochrony Przeciwpożarowej
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

Oddają krew od 45 lat

Klub Honorowych Dawców Krwi PCK „NAFTA” istnieje już 45 lat. Zrzesza on krwiodawców będących pracownikami Oddziału w Zielonej Górze, Oddziału Geologii i Eksploatacji oraz spółki Exalo Drilling Centrum Zielona Góra.

Podstawowym celem Klubu jest zrzeszanie krwiodawców z naszych zakładów, organizowanie akcji krwiodawczych planowanych i na ratunek oraz propagowanie idei honorowego krwiodawstwa. Początek krwiodawstwa w zielonogórskiej „Nafcie” datuje się z chwilą powstania Przedsiębiorstwa Poszukiwań Naftowych w 1968 r. Początkowo krwiodawcami byli pojedynczy pracownicy z Warsztatu Głównego, z czasem do tego grona zaczęli dołączać także pracownicy innych jednostek. Klub liczy obecnie 220 członków. Podczas 45 lat istnienia Klubu oddali oni łącznie 1 850 litrów krwi, co jest liczbą imponującą.

W ciągu roku Klub organizuje dla swoich członków akcje krwiodawcze z okazji Barbórki i Dnia Honorowego Krwiodawstwa, a także dwie akcje skierowane do pracowników niezrzeszonych w Klubie i mieszkańców Zielonej Góry. Jedną z takich akcji „Dar krwi na Barbórkę” odbyła się 12 grudnia przed siedzibą Oddziału w Zielonej Górze. Udało się pobrać krew od 25 osób, co daje wynik 11,25 litra tego



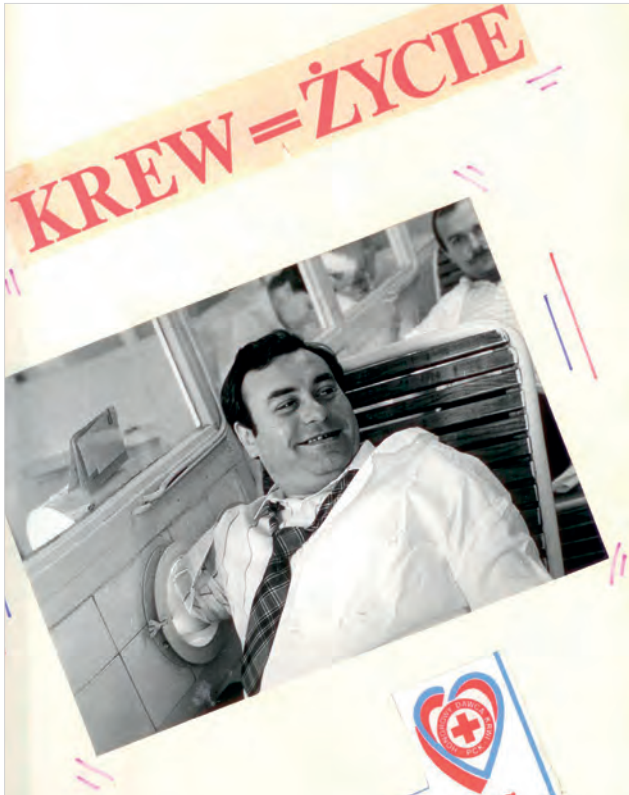
45 lat Klubu Honorowych Dawców Krwi PCK „NAFTA” to 1850 litrów krwi oddanych przez jego członków. Fot. arch. Klubu HDK

życiodajnego płynu! Partnerem akcji było „Radio Plus”, które relacjonowało wydarzenie na żywo. W ramach podziękowania za inicjowanie akcji krwiodawczych otrzymaliśmy od przedstawicieli radia tort, którym podzieliłiśmy się z krwiodawcami.

**Rekordziści wśród górników krwiodawców
Oddali ponad 50 litrów krwi:**
Józef Barda, Jacek Hazeński, Leon Lehmann

Oddali ponad 40 litrów krwi:
Janusz Garus, Tadeusz Helwing, Józef Kowalczyk, Tadeusz Maciejewicz, Kazimierz Mundry, Leszek Nazarowski, Zbigniew Wantuch, Roman Wójtowicz.

Jacek Fortuna
Michał Burkowski
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Krwiodawcy z Klubu Honorowych Dawców Krwi PCK „NAFTA” oddają krew od 45 lat
Arch. Klubu HDK



Podczas akcji krwiodawczej „Dar krwi na Barbórkę” zebraliśmy ponad 11 litrów krwi, jako pierwsi oddali ją Marcin Drzystek i Mariusz Tur. Fot. Magdalena Wajda



Jerzy
Zagórski

Rada Nadzorcza powołała nowy Zarząd PGNiG SA

Rada Nadzorcza PGNiG SA podczas posiedzenia 30 grudnia 2013 roku zakończyła postępowanie kwalifikacyjne. Decyzją Rady Nadzorczej prezesem Spółki został Mariusz Zawisa, który objął stanowisko 1 stycznia 2014 roku.



Rada Nadzorcza powołała na członków Zarządu PGNiG SA na nową kadencję: Jerzego Kurellę na stanowisko wiceprezesa ds. Handlowych, Jarosława Bauca na stanowisko wiceprezesa ds. Finansowych, Zbigniewa Skrzypkiewicza na stanowisko wiceprezesa ds. Poszukiwań i Wydobywania oraz Andrzeja Parafianowicza na stanowisko wiceprezesa ds. Korporacyjnych.

Zarząd został powołany na trzyletnią kadencję, która rozpocznie się 30 grudnia 2013 roku i potrwa do 30 grudnia 2016 roku.

Jednocześnie Rada Nadzorcza zdecydowała o odwołaniu obecnego składu Zarządu PGNiG SA.



PGNiG otworzyło nowy podziemny magazyn gazu Kosakowo

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA otworzyło nowy kawernowy podziemny magazyn gazu Kosakowo w północnej Polsce. Magazyn poprawi warunki przesyłu gazu na Pomorzu, a w szczególności zapewni ciągłość dostaw oraz zwiększenie możliwości podłączenia do systemu nowych odbiorców.

Magazyn, składający się z części napowierzchniowej i górniczej rozpocznie działalność w 2014 roku. Obecnie prowadzona jest próbna eksploatacja magazynu w celu ustalenia parametrów technicznych i charakterystyki jego



Marcin
Zachowicz

pracy. W drugim kwartale 2014 roku przewiduje się, że magazyn będzie gotowy do świadczenia usług komercyjnych w zakresie magazynowania paliwa gazowego. Odbioru końcowego części napowierzchniowej magazynu dokonano 20 grudnia 2013 roku, a części górniczej 30 grudnia 2013 roku.

Część napowierzchniowa ma za zadanie odbierać gaz z systemu przesyłowego, zatłaczać go do komór magazynowych, wytłaczać gaz z komór i wprowadzać ponownie do systemu przesyłowego. Podstawowe obiekty inwestycji to stacja redukcyjno-pomiarowa potrzeb własnych, stacja kompresorów, stacja rozdziału gazu, ośrodek grupowy A, kotłownia technologiczna, sterownia, sieć gazu procesowego oraz obiekty towarzyszące.

W części górniczej udało się uzyskać większą pojemność czynną magazynu, składającego się obecnie z dwóch komór. Ich łączna pojemność czynna – po ustabilizowaniu warunków geomechanicznych i termodynamicznych – wynosić będzie 61,2 mln m³ gazu zamiast planowanych 51,2 mln m³. Tak duży przyrost pojemności czynnej – prawie o 20 % – związany z wykonaniem większych kawern solnych był możliwy dzięki sprzyjającym warunkom geologiczno-górnicyzmu występującym w pokładowym złożu soli „Mechelinki”.

Moc zatłaczania gazu do magazynu wynosi 100.000 m³/h a wytłaczania 400.000 m³/h.

Część napowierzchniowa i część górnicza wchodzi w zakres Projektu współfinansowane-

go ze środków Unii Europejskiej, którego zakończenie przypada w 2015 roku.

Wykonawcą inwestycji było Konsorcjum firm: Control Process SA, STALBUD Tarnów Sp. z o.o. i Biuro Projektów „NAFTA-GAZ” Sp. z o.o., którego liderem była Spółka Control Process SA.

Dalsza budowa magazynu obejmuje zakończenie Projektu unijnego w zakresie 4 komór w 2015 roku i uzyskanie pojemności czynnej co najmniej 100 mln m³ gazu. Następnie zakończenie budowy klastrow A i B w zakresie 10 komór w 2021 roku i uzyskanie pojemności czynnej co najmniej 250 mln m³ gazu oraz budowę klastrow C i D – na razie w fazie projektowej. Wybudowane komory będą przekazywane sukcesywnie do eksploatacji i obsługi operatorskiej magazynu.

PGNiG SA szacuje, że w związku ze sprzyjającymi warunkami geologiczno-górnicyzmu występującymi w pokładowym złożu soli „Mechelinki” jest możliwe uzyskanie w 2021 roku pojemności czynnej ok. 300 mln m³ gazu, a po wybudowaniu klastrow C i D pojemność czynna magazynu KPMG Kosakowo może wynieść ok. 600 mln m³ gazu.

Zespół prasowy PGNiG SA



Wzrost liczby grup sejsmicznych na świecie

Dane o ilości grup sejsmicznych na świecie stanowią ważny wskaźnik aktywności poszukiwawczej i są dostępne na stronie *Society of Exploration Geophysicists*. Jednak nawet w zasobach SEG istnieje 8-miesięczna luka w statystyce, ponieważ od lutego 2012 r. *IHS Energy*, która prowadziła zbiorcze zestawienia, przestała się tym zajmować. Pełne dane są gromadzone ponownie

Tabela 1. Ilość grup sejsmicznych na świecie w latach 2005-2013 (wg „Seismic Crew Report”, 2013)

Rok	Średnia liczba czynnych grup sejsmicznych	Największa liczba grup w ciągu roku (miesiąc)	Najmniejsza liczba grup w ciągu roku (miesiąc)
2005	218	238 (grudzień)	203 (maj)
2006	250	268 (wrzesień i październik)	237 (kwiecień)
2007	291	391 (grudzień)	257 (styczeń)
2008	383	452 (lipiec)	305 (styczeń)
2009	363	394 (luty)	345 (lipiec i sierpień)
2010	359	369 (styczeń i luty)	346 (wrzesień)
2011	363	459 (marzec)	341 (maj)
2012*	436	584 (grudzień)	355 (styczeń)
2013**	565	581 (maj)	545 (październik)

* dane niekompletne, brak okresu luty-sierpień

** dane do października 2013 r.

od października 2012 r. Ta przerwa nie wpływa jednak w sposób zasadniczy na obraz intensywności badań sejsmicznych w okresie kilku lat.

W 2000 r. na świecie pracowały 332 grupy sejsmiczne, w 2004 r. liczba ta spadła do 184, lecz później rozpoczął się stopniowy wzrost. W tabeli 1 w rubryce drugiej podano łączną liczbę sejsmicznych grup lądowych i morskich czynnych w okresie 2005-2013, przy czym dane za rok 2013 są dostępne do października włącznie. Jak widać, w maju br. liczba czynnych grup sejsmicznych osiągnęła 581, natomiast średnia roczna była nieco niższa i wynosiła 565. Najwięcej grup pracowało w Rosji i państwach b. ZSRR (218) i na Dalekim Wschodzie (121). Różnice między największą i najmniejszą liczbą grup pracujących w ciągu roku pokazują sezonowy charakter badań sejsmicznych, szczególnie wyraźny w Kanadzie, gdzie ilość grup zmienia się w skrajnych przypadkach od 2 w sezonie letnim do 40 w sezonie zimowym.



Europa i korzyści z eksploatacji gazu z łupków

Zależnie od przyjętego scenariusza programu inwestycyjnego, na 1,7 do 3,8 bln euro można szacować korzyści dla gospodarki europejskiej w okresie 2020-2050, jeśli eksploatacja gazu z łupków zostanie podjęta na szerszą skalę. Jeszcze ważniejsze byłoby powstanie do roku 2035 od 400 tys. do 800 tys. nowych miejsc pracy, a do roku 2050 byłyby to 1,1 mln nowych miejsc dzięki inwestycjom w sektorze gazu łupkowego. Są to wnioski z opracowania na temat potencjalnych efektów eksploatacji gazu z łupków w Europie wykonanego przez agencję *Cambridge Econometrics* na zamówienie organizacji producentów ropy i gazu *The International Oil & Gas Producers (OGP)*. Gospodarka europejska w dalszym ciągu jest osłabiona i potrzebuje impulsów pobudzających rozwój. Autorzy raportu wskazują, że takim czynnikiem mogłoby być wydobycie gazu z łupków, które uczyniłoby przemysł europejski bardziej konkurencyjnym i zmniejszyłoby uzależnienie regionu od importu źródeł energii, ponieważ obecnie 89% zapotrzebowania na energię dla 28 państw UE jest pokrywane przez import. Zwiększona produkcja gazu z własnych zasobów pozwoliłaby na wydatne zmniejszenie tej proporcji i przeznaczenie na inwestycje zaoszczędzonych środków finansowych. Nie bez znaczenia byłaby też obniżka cen energii wpływająca pozytywnie na konkurencyjność

cenową produktów europejskich. *OGP* założona w 1974 r. grupuje większość światowych firm z branży naftowo-gazowniczej, zarówno prywatnych jak i państwowych. Obszerne omówienie opracowania *Cambridge Econometrics* zamieścił „*Oil & Gas Financial Journal*” z równoczesnym przywołaniem zapowiedzi nowego ministra środowiska Macieja Grabowskiego, że do końca 2013 r. Rada Ministrów otrzyma nowy projekt przepisów dotyczących poszukiwań i wydobycia ropy i gazu. Cytowano też opinię Kamlesha Parmara, prezesa *Organizacji Polskiego Przemysłu Poszukiwawczo-Wydobywczego* o zbyt wolnym tempie rozpoznania zasobów gazu z łupków, m. in. z powodu utrudnień biurokratycznych.



Zdjęcie sejsmiczne 3-D na Morzu Barentsa

Rozpoznanie geofizyczne Morza Barentsa jest nadal niedostateczne i z tego powodu działające tam firmy naftowe razem z norweskim ministerstwem ropy naftowej i energii są zainteresowane poprawą tego stanu. Powstał projekt wspólnych badań sejsmicznych 3-D w południowo-wschodniej części Morza Barentsa. Porozumienie w tej sprawie zostało podpisane przez 17 firm, w tym przez *PGNiG SA*. Niebawem wybrany będzie wykonawca prac, badania rozpoczną się w kwietniu 2014 r. i zostaną zakończone jesienią. Operatorem całości projektu będzie *Statoil*, którego doświadczenie w rozpoznaniu tego regionu będzie bardzo przydatne. Wspólne działania przyczynią się również do bardziej racjonalnego projektowania zdjęć sejsmicznych. Obszar badań obejmuje bloki koncesyjne, które będą objęte najbliższą, 23 rundą przetargową.



Epilog katastrofy platformy „Deepwater Horizon”

Początkowo koncern *BP* podawał, że w wyniku katastrofy na platformie „*Deepwater Horizon*” w kwietniu 2010 r. do wody wypłynęło 330 tys. t ropy, ale końcowe wyniki dochodzenia prowadzonego przez agencję rządową wykazały, że łącznie z odwiertu *Macondo* wyciekło 570 tys. t. Jest to kluczowe zagadnienie, bo zależy od niego wysokość

kary wynikającej z ustawy o ochronie wody (*Clean Water Act*). Przed sądem w Nowym Orleanie w październiku ub. roku rozpoczął się drugi etap procesu cywilnego przeciwko *BP*. Przedstawiciel Departamentu Sprawiedliwości w wystąpieniu przed sądem zwracał uwagę, że najbardziej istotna nie jest ilość zebranej ropy, co podkreśla *BP*, lecz to, co nie zostało zebrane. Istotne jest również ustalenie, czy koncern mógł szybciej zlikwidować wyciek. Maksymalny wymiar grzywny może sięgać 18 mld dolarów, ale prawnicy koncernu spodziewają się obniżenia tej sumy nawet o 40%.



Konferencja grupy GECF

Jednym ze skutków sankcji gospodarczych nałożonych na Iran przez USA i Unię było zmniejszenie o połowę eksportu ropy naftowej i zahamowanie inwestycji związanych z eksportem gazu ziemnego. Spowodowało to znaczny wzrost spalania gazu w pochodniach. Jak szacuje Bank Światowy, prowadzący statystyki bezproduktywnego spalania gazu na świecie, w 2011 r. w Iranie spalono w pochodniach 11,3 mld m³ gazu, którego wartość według cen na rynkach Azji południowo-wschodniej wynosiła 7,3 mld dolarów. Te zagadnienia były m. in. przedmiotem dyskusji na spotkaniu ministrów grupy GECF – *Gas Exporting Countries Forum*, które odbyło się 5 listopada ub. roku w Teheranie. Potwierdzono tam zawarte w Deklaracji Moskiewskiej zobowiązania do współpracy w udostępnianiu i wykorzystaniu zasobów gazu ziemnego posiadanych przez państwa członkowskie. Komunikat końcowy jak zwykle podkreślał potrzebę zacieśnienia współpracy i wymiany doświadczeń, starań o poprawę wdrażania wspólnej polityki i rangi GECF oraz tworzenia warunków do modyfikacji kontraktów gazowych i formuł cenowych w kierunku zmniejszenia ryzyka ze strony producenta. Nastąpiła zmiana na stanowisku sekretarza generalnego organizacji – Leonida Bochanowskiego zastąpił Hossein Adeli, b. wiceminister spraw zagranicznych Iranu. W spotkaniu oprócz 13 państw członkowskich GECF uczestniczyli jako obserwatorzy przedstawiciele Holandii i Norwegii. Następne spotkanie odbędzie się w 2014 r. w stolicy Kataru Ad-Dauha.



Gazohydraty na Morzu Japońskim

W pobliżu półwyspu Noto na Morzu Japońskim stwierdzono występowanie 225 struktur nazwanych „kominami gazowymi”, przypuszczalnie zawierających gazohydraty. Wokół jednego z nich potwierdzono obecność płytkiej akumulacji hydratu metanu na znacznym obszarze. Taką informację przekazała na początku grudnia ub. roku japońska Agencja Zasobów Naturalnych i Energii. Ministerstwo przemysłu i handlu zapowiedziało trzyletni program badawczy z zadaniem określenia wielkości zasobów gazohydratów. Poprzednio pomyślnie wyniki testu eksploatacyjnego gazohydratów uzyskano w 2012 r. na Oceanie Spokojnym.

Jerzy Zagórski

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, Hart's E&P, IHS Energy, Interfax, Kommersant, Lotos Petrobaltic, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, oil.ru, OPEC, PGNiG, Rigzone, SEG, seismicreport.com, Statoil, World Oil.



LOTOS Petrobaltic kupił platformę wiertniczą

Nowa platforma pracuje obecnie na Atlantyku u zachodnich wybrzeży Afryki. Jest to – podobnie jak „Petrobaltic” – platforma typu jack-up (samopodnośna). Nowo zakupiona jednostka to czwarta platforma spółki LOTOS Petrobaltic. Będzie pracowała pod polską flagą i z polską załogą. Jej główny trzon będą stanowili obecni pracownicy spółki LOTOS Petrobaltic.

W pierwszym kwartale przyszłego roku platforma zostanie przetransportowana na Morze Bałtyckie, a pod koniec marca 2014 r. rozpocznie wiercenia na obszarze koncesji bałtyckich, należących do LOTOS Petrobaltic.

– Zakup tej platformy i wprowadzenie jej do eksploatacji to kolejny ważny krok na drodze do realizacji strategii Grupy Kapitałowej LOTOS w obszarze poszukiwań i wydobycia – mówi Zbigniew Paszkowicz, wiceprezes Grupy LOTOS S.A. i prezes LOTOS Petrobaltic S.A. – Umożliwi to nam zdynamizowanie działalności w tej sferze i skuteczne przeprowadzenie zaplanowanych prac poszukiwawczych. Przypomnijmy, że wedle dostępnych szacunków geologicznych zasoby perspekty-

wiczne węglowodorów na naszych bałtyckich koncesjach wynoszą 30 mln toe. Ich pełne rozpoznanie i zagospodarowanie będzie miało istotny wpływ na wzrost bezpieczeństwa energetycznego Polski i dywersyfikację dostaw ropy do gdańskiej rafinerii LOTOSU.

„LOTOS Petrobaltic”, bo taką nazwę przyjmie platforma, może prowadzić wiercenia na wodach o głębokości 350 ft. (105 m). Przeprowadzone przed zakupem analizy wykazały, że istnieje możliwość przedłużenia nóg platformy o 50 stóp, co pozwoli jej na pracę na wodach nawet o głębokościach do 120 metrów.

– W tym roku wykonamy ponad 1000 km kw. badań sejsmicznych 2D i 3D na koncesjach poszukiwawczych – przypomina Krzysztof Sułcki, wiceprezes ds. poszukiwań i wydobycia LOTOS Petrobaltic S.A. – Badania te pozwolą wytypować obiekty, w których mogą znajdować się kumulacje węglowodorów. Trzeba podkreślić, że te potencjalne obiekty złożowe są zlokalizowane pod dnem morza o głębokościach powyżej 90 m, a więc już poza zasięgiem platformy „Petrobaltic”, ale w obszarze operacyjnym nowej platformy.

Dodatkowo w połowie przyszłego roku rozpocznie się przebudowa platformy wiertniczej „Petrobaltic” na platformę eksploatacyjną. Po zakończeniu inwestycji platforma „Petrobaltic” stanie się centrum produkcyjnym na złożu B8 a prace wiertnicze przejmie platforma „LOTOS Petrobaltic”.

– Uruchomienie komercyjnej produkcji ze złoża B8 planujemy na koniec 2015 r. Jego potencjał wydobywczy szacujemy na 3,5 mln ton ropy naftowej. Rocznie z tego złoża LOTOS Petrobaltic zakłada pozyskiwanie około 220 tysięcy ton ropy naftowej – podkreśla prezes Paszkowicz.

Warto przypomnieć, że 7 października br. LOTOS Petrobaltic i Polskie Inwestycje Rozwojowe zawarły porozumienie dot. finansowania projektu inwestycyjnego związanego właśnie z zagospodarowaniem złoża B8. Inwestycja ma być realizowana poprzez spółkę specjalnego przeznaczenia. Po podpisaniu finalnych umów projekt będzie współfinansowany przez podmioty zewnętrzne, w tym m.in. PIR oraz banki komercyjne.

– Zarówno zakup platformy, jak i planowane wiercenia poszukiwawcze to istotne pozycje w budżecie spółki – dodaje Dariusz Wojdyński, wiceprezes ds. ekonomiczno-finansowych LOTOS Petrobaltic S.A. – Warto podkreślić, że zgodnie ze strategią LOTOSU na lata 2011-2015 inwestycje koncernu w segment poszukiwań i wydobycia sięgną 3,9 mld zł (70% ogólnego poziomu inwestycji koncernu).

Plan prac nowej platformy obejmuje wier-

cenie kilkunastu otworów oraz liczne prace związane z rekonstrukcją otworów już istniejących. Jeśli wiercenia poszukiwawcze potwierdzą występowanie kolejnych złóż, ich zagospodarowanie będzie wymagać kolejnych wierceń – otworów eksploatacyjnych i zatłaczających – oraz budowy centrów produkcyjnych. Z kolei realizacja tych zadań będzie wymagała zakupu kolejnych platform w przyszłości.

Biuro Komunikacji
Grupa LOTOS S.A.



ORLEN zakończył prace wiertnicze w Kisielsku

Zgodnie z przyjętym harmonogramem zakończone zostało wiercenie kolejnego pionowego otworu poszukiwawczo-badawczego Stoczek-OU1 na koncesji należącej do ORLEN Upstream. Odwiert osiągnął głębokość 3140 metrów.

Stoczek-OU1 to już dziewiąty odwiert Koncernu wykonany w poszukiwaniu niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. Zlokalizowany jest on na terenie koncesji „Wodynie-Łuków”, znajdującej się na granicy województw lubelskiego i mazowieckiego. „Po wykonaniu otworu Stoczek-OU1 możemy stwierdzić, że nasze zainteresowanie nagromadzeniami węglowodorów w obrębie Basenu Podlaskiego jest uzasadnione. Parametry otworu i wstępne wnioski pozwalają na planowanie dalszych prac w tej lokalizacji” – powiedział Wiesław Prugar, prezes Zarządu ORLEN Upstream.

Wiercenie otworu Stoczek-OU1 przy pomocy urządzenia Bentec 450T trwało miesiąc. W końcowej fazie wiercenia, z dolnej części otworu pobrano około 200 m rdzenia skalnego do laboratoryjnej analizy. Od połowy grudnia trwały prace związane z rurowaniem i cementowaniem ścian otworu, a także wykonywany był obszerny pakiet badań geofizycznych, które posłużą w przyszłości m.in. do zaprojektowania otworu horyzontalnego, a następnie zabiegu szczelinowania hydraulicznego.

PKN Orlen



Ponad 4,63 mln PLN ze środków Unii Europejskiej na kolejne projekty inwestycyjne GAZ-SYSTEM S.A.

Ponad 4,63 mln PLN ze środków Unii Europejskiej przyznano GAZ-SYSTEM S.A. na kolejne projekty inwestycyjne pod nazwą „Gazociąg Lwówek-Odolanów – przygotowanie dokumentacji projektowej” oraz „Gazociąg Czeszów-Kielczów – przygotowanie dokumentacji projektowej”. Projekty te otrzymały dofinansowanie z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ).

Spółka GAZ-SYSTEM S.A. podpisała 20 grudnia 2013 r. z Instytutem Nafty i Gazu – Państwowym Instytutem Badawczym (Instytucją Wdrażającą) umowę na dofinansowanie projektów: „Gazociąg Lwówek-Odolanów – przygotowanie dokumentacji projektowej” oraz „Gazociąg Czeszów-Kielczów – przygotowanie dokumentacji projektowej” w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013. Projekt obejmuje opracowanie dokumentacji projektowej dotyczącej budowy gazociągów na trasie Lwówek-Odolanów oraz Czeszów-Kielczów.

Gazociągi: Lwówek-Odolanów i Czeszów-Kielczów będą zlokalizowane w województwie dolnośląskim oraz wielkopolskim. Realizacja projektów jest istotnym elementem wzmocnienia bezpieczeństwa, niezawodności i elastyczności pracy systemu przesyłu gazu w Polsce. Projekty polegające na przygotowaniu dokumentacji technicznej dotyczących gazociągów na trasie Lwówek-Odolanów oraz Czeszów-Kielczów stanowią etap początkowy dla przyszłych inwestycji o istotnym znaczeniu dla bezpieczeństwa energetycznego Polski, a także sąsiednich krajów, w tym w kontekście ustanowienia śródkouropejskiego korytarza Północ-Południe.

Budowa gazociągu relacji Lwówek-Odolanów zapewni możliwość przesłania zwiększonych ilości gazu oraz będzie stanowić element połączenia Terminala LNG w Świnoujściu za pośrednictwem połączeń interkonektorów z Czechami i Słowacją.

Gazociąg o średnicy 1000 mm będzie miał długość ok. 170 km i został podzielony na dwa etapy:

- Etap I obejmuje połączenie węzłów Lwówek, Kotowo i Krobica (ok. 110 km).
- Etap II obejmuje połączenie węzłów Krobica i Odolanów (ok. 59 km).

Prace projektowe dla części liniowej rozpoczęły się w II kw. 2013 roku, a ostateczny wybór trasy i uzyskanie pozwoleń administracyjnych wraz z dokumentacją techniczną przewiduje się na połowę 2015 r.

Przedmiotem zawartej umowy z Instytutem Nafty i Gazu – Państwowym Instytutem Badawczym, jest udzielenie dofinansowania z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na etap projektowania gazociągu w wysokości 3,76 mln PLN. Szacunkowa wartość netto całego projektu wynosi 7,4 mln PLN.

Gazociąg relacji Czeszów-Kielczów jest elementem rozbudowy systemu przesyłowego na Dolnym Śląsku oraz założonego programu inwestycyjnego związanego z uruchomieniem terminala LNG w Świnoujściu, a także utworzenia gazowego Korytarza Północ-Południe.

Gazociąg o długości ok. 33 km i średnicy 1000 mm zlokalizowany będzie w województwie dolnośląskim. Budowa gazociągu Czeszów-Kielczów jest ważnym elementem wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski. Wspólnie z pozostałymi gazociągami, które powstaną na Dolnym Śląsku nowy odcinek o najwyższych parametrach roboczych umożliwi przesyłanie zwiększonych ilości gazu w systemie przesyłowym i stanowić będzie element korytarza Północ-Południe. Projektowanie gazociągu rozpoczęło się w III kw 2013 r., a podjęcie prac inwestycyjnych rozpocznie się na przełomie 2016 roku.

Przedmiotem zawartej umowy z Instytutem Nafty i Gazu - Państwowym Instytutem Badawczym, jest udzielenie dofinansowania z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na etap projektowania gazociągu w wysokości 0,87 mln PLN. Szacunkowa wartość netto całego projektu wynosi 1,63 mln PLN.

Całkowita kwota środków unijnych dostępnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013 dla projektów GAZ-SYSTEM S.A. wynosi około 1,2 mld zł. Łącznie środki unijne stanowią obecnie do 30% w finansowaniu inwestycji strategicznych spółki GAZ-SYSTEM S.A.



Spółka Avrio Media dołączyła do grona klientów przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

W grudniu GAZ-SYSTEM S.A. zawarł umowę ramową na przesył paliwa gazowego ze spółką Avrio Media, która specjalizuje się

w dystrybucji gazu dla odbiorców indywidualnych i przemysłowych zlokalizowanych w zachodniej i centralnej części Polski.

Funkcjonująca na rynku od 2003 roku spółka Avrio Media należy do holdingu inżynierijno-technicznego Eteron Sp z o.o. działającego m.in. w sektorze telekomunikacji, energetyki, informatyki, nieruchomości oraz gazownictwa. W ramach segmentu dystrybucji gazu Avrio Media odpowiada za dostarczanie paliw gazowych na terenie województwa wielkopolskiego oraz planuje rozszerzenie koncesji o kolejne obszary w ramach województw: kujawsko-pomorskiego, lubuskiego i dolnośląskiego. Rozwijane kompetencje i skuteczność zarządzania systemami gazowymi pozwoliły spółce na przyznanie przez Urząd Regulacji Energetyki funkcji Operatora Systemu Dystrybucyjnego oraz zdobycie koncesji na obrót paliwami gazowymi ważnej do 2025 roku.

Ciągle rozwijający się rynek gazu stwarza nowe możliwości wzrostu dla naszej firmy. W strategię Avrio Media wpisane jest aktywne uczestnictwo w transakcjach na giełdzie gazu w celu pozyskania surowca dla naszych odbiorców. Nie wykluczamy również możliwości pozyskania gazu na sąsiadujących, bardziej konkurencyjnych rynkach. Taki model biznesowy, oparty o ramową umowę przesyłową z GAZ-SYSTEM S.A., pozwala nam, z jednej strony, elastyczniej odpowiadać na potrzeby naszych odbiorców, a z drugiej strony, umożliwić pełne wykorzystanie naszych kompetencji w zakresie obrotu i dystrybucji paliw gazowych. To z kolei przekłada się bezpośrednio na wzrost naszej konkurencyjności oraz pozycję Avrio Media na rynku gazu w Polsce – zaznacza Adrian Dekert, prezes zarządu Avrio Media Sp. z o.o.

W ramach modelu kontraktowego zaproponowanego w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, GAZ-SYSTEM S.A. podpisuje z klientami ramowe umowy przesyłowe, które są uzupełniane o przydział konkretnej przepustowości i zdolności przesyłowej. Model ten pomaga elastycznie reagować na potrzeby przesyłowe klientów GAZ-SYSTEM S.A. i realizować je w oparciu o taryfę entry-exit.

Małgorzata Polkowska
Rzecznik prasowy GAZ-SYSTEM S.A.



Muzeum Gazownictwa w Paczkowie

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

Muzeum dysponuje nowoczesnie wyposażoną salą seminaryjno-szkoleniową i kameralnym salonikiem konferencyjnym. Na terenie Muzeum mogą się odbywać działania typu „światło i dźwięk”, koncerty lub spektakle plenerowe.

Do dyspozycji gości znajdują się także 4 komfortowe pokoje gościnne (10 miejsc noclegowych).



Muzeum Gazownictwa w Paczkowie



POLSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA

www.psgaz.pl

MUZEUM GAZOWNICTWA W PACZKOWIE

48-370 Paczków, ul. Pocztowa 6

tel. 77 431 68 34

e-mail: biuro@muzeumgazownictwa.pl

www.muzeumgazownictwa.pl



Stanisław Szafran



Kalendarium

15.01.2014 r. w sali Fundacji Krakus w Krakowie odbyło się posiedzenie Zarządu Oddziału SITP NiG w Krakowie połączone z noworocznym spotkaniem koleżeńskim członków oddziału, podczas którego:

- wręczono odznaki Honorowe SITP NiG i NOT,
- przedstawiono sprawozdanie z działalności oddziału w roku 2014,
- omówiono plan pracy na rok 2014.

17.01.2014 r. odbyło się uroczyste dyplomatorium na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, podczas którego wręczono Honorową Szpadę SITP NiG najlepszemu absolwentowi wydziału oraz dyplomy wyróżnienia jedenastu absolwentom zajmującym kolejne miejsca w rankingu na najlepszego absolwenta w 2013 roku.

19.01.2014 r. w Warszawskim Domu Technika w Warszawie odbyło się spotkanie konsultacyjne Zarządu Głównego FSNT NOT z prezesami Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych. W trakcie spotkania przedstawiono:

- informację o stanie zaawansowania prac nad nowelizacją ustawy Prawo o Stowarzyszeniach,
- prezentację programu działania Muzeum Techniki i Przemysłu NOT,
- informację na temat organizacji posiedzenia Zgromadzenia Ogólnego FEANI, w dniach 9-10.10.2014 r. w Gdańsku,
- informację o XXV Kongresie Techników Polskich i obchodach jubileuszy.

20.01.2014 r. w Warszawskim Domu Technika w Warszawie odbyło się posiedzenie Rady Krajowej FSN NOT. W trakcie posiedzenia przedstawiono:

- informację o pracach Zarządu Głównego FSNT NOT,
- informację o przewidywanym wykonaniu budżetu za rok 2013,
- informację o nowelizacji ustawy Prawo o Stowarzyszeniach,
- informację o Muzeum Techniki i Przemysłu NOT,
- informację o organizacji XXV Kongresu Techników Polskich.

Podjęto uchwałę w sprawie przyjęcia budżetu na rok 2014 oraz uchwałę w sprawie opłat organizacyjnych i majątkowych TJO w roku 2014.

31.01.2014 r. odbyło się uroczyste dyplomatorium na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, podczas którego wręczono Honorową Szpadę SITP NiG najlepszemu absolwentowi wydziału oraz dyplomy wyróżnienia dziewięciu absolwentom zajmującym kolejne miejsca w rankingu na najlepszego absolwenta w 2013 roku.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

70 urodziny Jan Tatarynowicz z Oddziału w Zielonej Górze w dniu 1.01.2014 r.

70 urodziny Roman Hołowacz z Oddziału w Tarnowie w dniu 1.01.2014 r.

70 urodziny Tadeusz Trygar z Oddziału w Krośnie w dniu 4.01.2014 r.

70 urodziny Marian Dygant z Oddziału w Czechowicach-Dziedzicach w dniu 10.01.2014 r.

70 urodziny Stanisław Radecki z Oddziału w Warszawie II w dniu 17.01.2014 r.

70 urodziny Jan Szczudlik z Oddziału w Sanoku w dniu 20.01.2014 r.

75 urodziny Andrzej Myśko z Oddziału w Krakowie w dniu 14.01.2014 r.

75 urodziny Ryszard Hodbod z Oddziału w Warszawie I w dniu 18.01.2014 r.

80 urodziny Jan Lemisz z Oddziału w Sanoku w dniu 1.01.2014 r.

80 urodziny Walentyna Szmurło z Oddziału w Warszawie II w dniu 1.01.2014 r.

80 urodziny Stanisław Zajdel z Oddziału w Krośnie w dniu 11.01.2014 r.

85 urodziny Stefan Zagórski z Oddziału w Krośnie w dniu 1.01.2014 r.

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

Posiedzenie Głównej Komisji ZG SITP NiG ds. Młodzieży i Studentów

22 listopada 2013 r. w sali konferencyjnej Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się zebranie Głównej Komisji ZG SITP NiG ds. Młodzieży i Studentów, która została powołana w następstwie uchwały XXXVIII Walnego Zjazdu Delegatów SITP NiG. W zebraniu wzięło udział 20 członków komisji reprezentujących większość Oddziałów SITP NiG. Podstawowymi tematami spotkania było:

1. Otwarcie posiedzenia, powitanie i wręczenie nominacji.
2. Przedstawienie członków Głównej Komisji ds. Młodzieży i Studentów.
3. Omówienie zasad działalności komisji.
4. Ukonstytuowanie się komisji.
5. Opracowanie programu i przygotowanie planu pracy na 2014 r.
6. Wolne wnioski.

Spotkanie otworzył i przewodniczył mu Stanisław Szafran – sekretarz generalny SITP-NiG, który witając członków komisji poinformował, że Zarząd Główny SITP-NiG uchwałą nr 5 z dnia 7 listopada 2012 r. zatwierdził zaprezentowany skład osobowy Głównej Komisji ds. Młodzieży i Studentów, następnie wręczył pisma nominacyjne obecnym członkom komisji.

W dalszym ciągu wystąpienia krótko przedstawił Stowarzyszenie i jego stan organizacyjny, a następnie omówił stan prawny i tradycje historyczne działalności SITP-NiG i jego relacje z przemysłem. Zaznaczył, że cała działalność jednostek organizacyjnych Stowarzyszenia w zakładach przemysłowych powinna odbywać się przy pełnej akceptacji kierownictwa firm, na ustalonych warunkach. Każde spotkanie komisji powinno kończyć się konkretnymi wnioskami, lub projektem uchwały do przedstawienia na Zarządzie Głównym. Oprócz posiedzeń, na które będą przyjeżdżać członkowie komisji należy rozwijać kontakty mailowe, gdyż wiele spraw może być prowadzone w tej formie.

Sekretarz generalny poinformował, że działalność komisji będzie opierać się na Ramowym Regulaminie Organów Doradczych Zarządu Głównego SITP-NiG. Ponieważ Komisja ds. Młodzieży i Studentów jako nowo powołana nie ma swojego regulaminu, jednym z pierwszych zadań będzie jego przygotowanie do zatwierdzenia przez Zarząd Główny.

Stanisław Szafran zauważył, że stowarzyszenie powinno być dla jego członków m.in. platformą spotkań i wymiany doświadczeń, a członków powinna łączyć wspólnota zainteresowań i interesów zawodowych. Na propozycję sekretarza generalnego członkowie Komisji biorący udział w posiedzeniu przedstawili się, a następnie przystąpiono do wyłonienia Prezydium Komisji.

W wyniku wyborów komisja ukonstytuowała się w następującym składzie:

1. Wojciech Machowski – przewodniczący,
2. Damian Guzowski – wiceprzewodniczący,
3. Miłosz Muzyka – wiceprzewodniczący,
4. Robert Piotrowski – wiceprzewodniczący,



Członkowie Głównej Komisji ds. Młodzieży i Studentów podczas obrad. Fot. S. Szafran



Członkowie Głównej Komisji ds. Młodzieży i Studentów podczas obrad. Fot. S. Szafran

5. Mariusz Świątkiewicz – wiceprzewodniczący,
6. Małgorzata Ratajczak – sekretarz,
7. Magdalena Wajda – z-ca sekretarza.

W wyniku dyskusji członkowie komisji zgłosili szereg dezyderatów do programu działania oraz planu pracy na rok 2014.

Program działania komisji na okres bieżącej kadencji przewiduje działalność w następujących zakresach tematycznych:

1. Promowanie SITP-NiG oraz branży naftowo-gazowniczej m.in. wśród uczniów szkół średnich i studentów uczelni wyższych, poprzez aktywność np. na targach pracy, forach uczelni technicznych, w samorządach studenckich i in.
2. Integracja i aktywizacja młodzieży w organach SITP-NiG, w szczególności na poziomie Kół i Oddziałów SITP-NiG.
3. Gruntowanie i aktywowanie wiedzy dotyczącej historii SITP-NiG wśród „młodych” członków SITP-NiG.
4. Udział członków komisji w konferencjach, targach, sympozjach, kongresach i innych wydarzeniach promujących i wspierających SITP-NiG oraz branżę naftową i gazowniczą.
5. Publikowanie materiałów w czasopiśmie branżowych przez członków komisji (Wiadomości Naftowe i Gazownicze etc.)

oraz wspieranie młodzieży i studentów SITP-NiG w w/w działalności wydawniczej.

6. Współpraca ze stowarzyszeniami i instytucjami branżowymi, w tym m.in. FSNT NOT, Polskiej Izby Inżynierów Budownictwa i in.
7. Nawiązanie współpracy z organizacjami studenckimi (kołami naukowymi na uczelniach celem osiągnięcia obopólnych korzyści).
8. Współpraca komisji z organami SITP-NiG w zakresie działalności statutowej stowarzyszenia.
9. Organizowanie dorocznego „Symposium Młodych Inżynierów”, jako forum wymiany myśli i doświadczeń oraz miejsce promowania młodzieży i studentów.
10. Organizowanie minimum dwóch zebrań członków komisji w roku.
11. Przygotowanie wewnętrznego forum dyskusyjnego do wymiany doświadczeń dla inżynierów i techników z branży naftowej i jego moderacja.

Równocześnie przyjęty został ramowy Plan Pracy Komisji na 2014 rok, przewidujący działalność komisji w następujących zakresach tematycznych:

1. Udział w X Sympozjum SITP-NiG.
2. Organizacja „Symposium Młodych Inżynierów”.
3. Opracowanie materiału informacyjnego na temat stowarzyszenia, jako narzędzia do jego promocji.
4. Rozbudowa strony internetowej www.sitpnig.pl o zakładkę związaną z działalnością Komisji ds. Młodzieży i Studentów z możliwością interaktywnej modyfikacji.
5. Utworzenie wirtualnego konta dla SITP-NiG na portalu internetowym Facebook.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITP-NiG

Jubileusz 25-lecia Oddziału SITP NiG w Tarnowie

5 października 2013 r. Oddział SITP NiG w Tarnowie obchodził uroczyste Jubileusz 25-lecia swojej działalności. Uroczysta Sesja Jubileuszowa odbyła się w Sali Bankietowej Hotelu Dunajec w Tarnowie. Na uroczystość przybyli przedstawiciele kół zakładowych, działacze Stowarzyszenia różnych szczebli, przedstawiciele kierownictw firm i instytucji współpracujących z oddziałem, a także współpracujących organizacji i stowarzyszeń.

W referacie okolicznościowym Bogdan Baniak – prezes Oddziału SITP NiG w Tarnowie przedstawił warunki tworzenia oddziału, jego rozwój i osiągnięcia w minionych latach. Przyczył fakty i zdarzenia jakie miały miejsce w minionym ćwierćwieczu oraz przedstawił plany na przyszłość. Podkreślił, że historię oddziału wypracowały osoby, które swoją wiedzą, doświadczeniem i zaangażowaniem tworzyły klimat i warunki, w których Oddział mógł się rozwijać oraz osiągać sukcesy. Podziękował wszystkim członkom oddziału za dotychczasową działalność w kołach i różnych strukturach Stowarzyszenia, a szczególne słowa podziękowania skierował do zarządów spółek i dyrekcji firm wspierających działalność SITP NiG.



Tort Jubileuszowy. Fot. S. Szafran

Przedstawiciele Zarządu Głównego SITP NiG oraz organizacji i instytucji współpracujących z Oddziałem SITP NiG w Tarnowie złożyli na ręce Bogdana Baniaka gratulacje i życzenia pomyślności w pracy stowarzyszeniowej na następne lata oraz wielu sukcesów, których efekty mogą być przydatne w działalności zakładów przemysłowych, jak również mogą służyć zarówno poszczególnym członkom, jak i całemu środowisku tarnowskich gazowników.

Na wniosek Zarządu Oddziału SITP NiG w Tarnowie, Zarząd Główny nadał zasłużonym działaczom Stowarzyszenia Złote i Diamentowe



Referat okolicznościowy prezentuje Bogdan Baniak – prezes Oddziału SITP NiG w Tarnowie. Fot. S. Szafran

we Odznaki Honorowe SITP NiG. Sesję Jubileuszową zakończyło wspomnieniowe spotkanie koleżeńskie.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITP NiG



Życzenia Jubileuszowe dla wszystkich członków Oddziału SITP NiG w Tarnowie składa Bogdanowi Baniakowi przedstawiciel Oddziału PZITS w Tarnowie Wojciech Łuszcz. Fot. S. Szafran



Gratulacje składają koledzy z Koła Zakładowego w Kielcach. Fot. S. Szafran



Odnaczeni Złotymi Honorowymi Odznakami SITP NiG. Fot. S. Szafran



Odnaczeni Diamentowymi Honorowymi Odznakami SITP NiG. Fot. S. Szafran

Rozstrzygnięcie VIII edycji Konkursu o Honorową Szpadę SITPNIg

19 listopada 2013 r. odbyło się posiedzenie Kapituły Honorowej Szpady SITPNIg.

Kapituła Honorowej Szpady SITPNIg w składzie:

- dr inż. Stanisław Szafran – kanclerz, sekretarz generalny SITPNIg,
- prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki – wicekanclerz, wiceprezes SITPNIg d/s naukowych i edukacyjnych,
- prof. dr hab. inż. Andrzej Gonet – wicekanclerz, dziekan Wydziału WNIg,
- prof. dr hab. inż. Adam Piestrzyński – wicekanclerz, dziekan Wydziału GGIoŚ,
- dr hab. inż. Lucyna Natkaniec Nowak – sekretarz, prodziekan Wydziału GGIoŚ,
- dr inż. Jan Ziaja – sekretarz, prodziekan Wydziału WNIg,

rozstrzygnęła Konkurs o Honorową Szpadę SITPNIg ogłoszony dla absolwentów Wydziałów Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH oraz Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH w roku 2013.

Pośród absolwentów Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska do Konkursu zostało nominowane 11 osób. W wyniku postępowania konkursowego najlepszą absolwentką Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska w roku 2013 została mgr inż. Magdalena Ładniak uzyskując Honorową Szpadę SITPNIg.



Mgr inż. Magdalena Ładniak jest absolwentką Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH na kierunku Informatyka Stosowana o specjalności „Oprogramowanie i Bazy Danych w Geologii”. Absolwentka obroniła pracę magisterską pt. „Możliwości konstrukcji systemów »data mining« dla danych wielowymiarowych”, ocenioną jako bardzo dobra. Pani mgr inż. Magdalena Ładniak w trakcie trwania studiów była współautorką artykułów naukowych o zasięgu zarówno krajowym jak i międzynarodowym.



Kapituła Honorowej Szpady SITPNIg w chwili po rozstrzygnięciu konkursu (od prawej): dr inż. Stanisław Szafran – kanclerz Kapituły, prof. dr hab. inż. Andrzej Gonet – dziekan Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu, dr hab. inż. Lucyna Natkaniec-Nowak – prodziekan Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki – wiceprezes SITPNIg. Fot. arch. S. Szafran

dowym. Za swoje osiągnięcia naukowe absolwentka uhonorowana została nagrodami i wyróżnieniami m.in.: Stypendium naukowe AGH (2009-2011), Stypendium Rektora AGH (2011-2013), Nagroda Rektora AGH (2011, 2012) oraz Nagroda Fundacji Pomocy Edukacyjnej dla Młodzieży, im. Heleny i Tadeusza Zielińskich w Jarosławiu (2013). Pani mgr inż. Magdalena Ładniak w trakcie studiów wykazywała się aktywnością w ruchu naukowym – była członkiem Koła Naukowego Grafiki Komputerowej, brała czynny udział w konferencjach naukowych np. IX Krajowej Konferencji „Bazy Danych: Aplikacje

i Systemy”, Integracyjnej Konferencji Ogólnopolskiego Klubu Studentów Geoinformatyki. Aktualnie absolwentka kontynuuje pracę naukową jako uczestnik studiów doktoranckich AGH.

Kapituła Honorowej Szpady SITPNIg ustaliła listę najlepszych absolwentów Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska w roku 2013 i postanowiła wręczyć im dyplomy z określeniem lokaty ukończenia studiów.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNIg

Poszczególni nominowani absolwenci Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH ukończyli studia z następującymi lokatami:

Lokata ¹	Imię Nazwisko	Kierunku studiów	Średnia ocen
2.	Agata Dziura	Inżynieria Środowiska	4.95
3.	Agnieszka Nykiel	Inżynieria Środowiska	4.93
4.	Mateusz Kufrasa	Górnictwo i Geologia	4.86
5.	Wojciech Wojdanowski	Informatyka Stosowana	4.85
6.	Joanna Dziadkowiec	Inżynieria Środowiska	4.85
7.	Natalia Dunst	Górnictwo i Geologia	4.82
8.	Dagmara Bebak	Górnictwo i Geologia	4.81
9.	Kamil Juško	Ochrona Środowiska	4,80
10.	Dominika Bar	Górnictwo i Geologia	4.76
11.	Paulina Dembska	Górnictwo i Geologia	4.75
12.	Elżbieta Falkiewicz	Górnictwo i Geologia	4.74

¹⁾Lokata ukończenia studiów

Wiedza naukowo-techniczna oraz integracja w Kołach SITP NiG Oddziału w Gdańsku



Zakończył się rok 2013. Dla członków działających w Kołach technicznych SITP NiG nastął czas podsumowań minionego roku, a także czas kształtowania planów imprez i wyjazdów naukowo-technicznych na rok następny.

Czternastu członków Koła SITP NiG działającego przy Oddziale Zakład Gazowniczy w Gdańsku Rejon Dystrybucji Gazu w Grudziądzu uczestniczyło w okresie od 9 do 13 maja 2013 r. w wyjeździe naukowo-technicznym do Krakowa.

Chęć poznania nowych ludzi – kolegów z naszej branży gazowniczej pracujących w Oddziale Zakład Gazowniczy w Krakowie, nowoczesna stacja gazowa oraz uroki samego miasta Krakowa były motorem napędowym naszego projektu. Już następnego dnia przyjęto nas serdecznie w siedzibie Zakładu Gazowniczego przy ulicy Gazowej. Zapoznaliśmy się z ciekawą i bogatą historią gazownictwa w tym mieście, która rozpoczęła się 16 kwietnia 1856 roku. Wówczas to władze miasta Krakowa podpisały z Niemieckim Kontynentalnym Towarzystwem Gazowym w Dessau kontrakt. Dotyczył on wybudowania przez Towarzystwo zakładu gazowego w Kra-



Przed bramą ZG w Krakowie. Fot. Piotr Schreiber

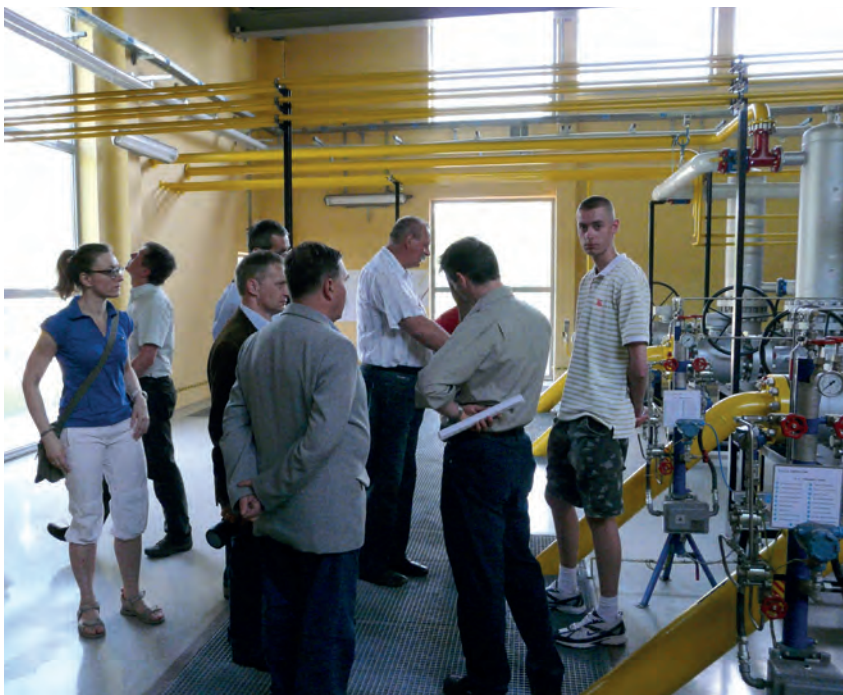
kwowie, zaprowadzenia oświetlenia gazowego w mieście oraz dostarczania gazu odbiorcom prywatnym. Wybudowany został na Kazimierzu, nad Wisłą przy ulicy Gazowej.

Centralnym punktem wyjazdu naukowo-

technicznego była wizyta na terenie stacji redukcyjno-pomiarowej Kraków-Zawila.

Stacja redukcyjno-pomiarowa zlokalizowana przy ulicy Zawilej jest jednym z najważniejszych obiektów technologicznych zasilania miasta Krakowa. Zasila ona ściśle centrum oraz południowo-zachodnią część miasta, dostarczając gaz ziemny do ponad 50 000 odbiorców. Powstała w 1969 roku, a w związku ze wzrostem zapotrzebowania na błękitne paliwo została w latach 2009-2010 znacznie rozbudowana i unowocześniona. W wyniku modernizacji przeprowadzonej z wykorzystaniem najnowszych technologii, została przekształcona w jedną z najnowocześniejszych stacji obsługujących odbiorców komunalnych w Polsce.

Pierwsze spotkanie z przewodnikiem nastąpiło przy wejściu na wzgórze Wawelskie. Zwiedzaliśmy wnętrze Katedry królewskiej, dotarliśmy na Wieżę Zygmuntofską i wysłuchaliśmy historii największego w Polsce dzwonu Zygmunta. Oglądaliśmy w podziemiach katedry nagrobki i sarkofagi rodzin królewskich. Dalejsza wędrówka po starym mieście odbywała się uliczkami pełnymi wspaniałych kamienic, z których każda ma swoją bogatą historię. Oglądaliśmy Sukiennice podświetlane latarniami gazowymi, wieże i wnętrze Kościoła Mariackiego



W obiekcie SRP Kraków-Zawila. Fot. P. Schreiber



Eksponat w CNK. Fot. Piotr Schreiber

oraz otaczające Rynek przepiękne kamienice. Miłym akcentem były wieczorne spotkania integracyjne w krakowskich pubach.

Kolejnego dnia z naszym przewodnikiem wędrowaliśmy po historycznej dzielnicy Kazimierz. Miasto Kazimierz koło Krakowa zostało założone w 1335 r. przez Kazimierza Wielkiego. Administracyjnie Kazimierz został wcielony do Krakowa w 1791 roku, lecz odrębność tego obszaru nadal jest widoczna. Byliśmy wewnątrz Synagogi Starej. Na Cmentarzu Remuh oglądaliśmy nagrobki żydowskie i ścianę płaczu upamiętniającą tragiczne losy krakowskich Żydów podczas II wojny światowej.

Będąc w stolicy Małopolski, poświęciliśmy jeden dzień na zwiedzanie okolic Krakowa. W miejscowości Kalwaria Zebrzydowska podziwialiśmy zabytkowy zespół architektoniczno-krajobrazowy, wpisany na Listę Światowego Dziedzictwa UNESCO. W Wadowicach, mieście narodzin wielkiego Papieża-Polaka Jana Pawła II oglądaliśmy Bazylikę, dom rodziny Wojtyłów oraz Rynek. Z Wadowic udaliśmy się do m. Alwernia, na spotkanie z kustoszem Małopolskiego Muzeum Pożarnictwa. Kustosz opowiedział nam historię utworzenia Muzeum, scharakteryzował osobę jego założyciela Zbigniewa Gęsikowskiego oraz podkreślił zaangażowanie miejscowych strażaków ochotników w utrzymaniu eksponatów muzealnych.

W naszej pamięci pozostało piękno i atmosfera Rynku Głównego, Sukiennic, Wzgórza Wawelskiego, Kazimierza oraz osoby, które w towarzyszyły nam na turystycznym szlaku.

W minionym roku udało nam się zrealizować również wyjazd naukowo-techniczny do Centrum Nauki Kopernik w Warszawie 5.10.2013r. Dokonała tego grupa 19 koleżanek i kolegów – członków naszego koła. Jego celem było zapoznanie się ofertą prezentowaną przez Centrum Nauki KOPERNIK. Czekają na



W Teatrze Wysokich Napięć CNK. Fot. P. Schreiber

nas: galerie naukowe wypełnione czynnymi eksponatami, Planetarium oraz Teatr Wysokich Napięć Wszystkim przypominały się szkolne lata, a niektórzy z nas dziwili się sposobami ukazywania zachodzących zjawisk w przyrodzie. Gdy opuszczaliśmy Centrum, jeszcze długa kolejka chętnych oczekiwała na wejście do gmachu CNK.

W ramach odbywających się 57 Grudniowych Dni Techniki poprowadziliśmy Seminarium naukowo-techniczne pn. „Blokowanie przepływów oraz włączenie do czynnej sieci gazowej i wodociągowej z wykorzystaniem urządzeń stop system Ravetti.” Wzięło w nim udział 41 projektantów, wykonawców i użytkowników sieci gazowej i wodociągowej.

Jako członkowie koła, zgłosiliśmy Zarządowi Koła SITPNiG działającego przy Oddziale

Zakład Gazowniczy w Gdańsku następujące propozycje działalności na rok 2014:

- Wyjazd naukowo-techniczny pn. „W poszukiwaniu śladów natury, historii oraz techniki na terenie województwa kujawsko-pomorskiego” w dniach 14 – 17.05,
- Wyjazd naukowo-techniczny pn. „Portowy zespół obronny-Twierdza Wisłoujście oraz zabytki techniki morskiej w Gdańsku” 7.06,
- Seminarium naukowo-techniczne odbywające się w ramach 58 Grudniowych Dni Techniki w listopadzie.

Piotr Schreiber
Adam Stręciwiłk
SITPNiG Oddział w Gdańsku



W obiekcie CNK w Warszawie. Fot. P. Schreiber

Aktywnie w Stowarzyszeniu



Magdalena Wajda



**ODDZIAŁ
ZIELONA GÓRA**

Za nami kolejny aktywny rok w Stowarzyszeniu, bogaty w wiele inicjatyw podjętych przez dziewięć kół zielonogórskiego Oddziału.

Z okazji jubileuszy

Stowarzyszenie było współorganizatorem dwóch sympozjów naukowo-technicznych, które odbyły się z okazji jubileuszy kopalń PGNiG SA Oddziału w Zielonej Górze, a były to 40-lecie Kopalni Ropy Naftowej Kamień Pomorski i Kopalni Gazu Ziemnego Załęcze. Uczestnicy obu konferencji wysłuchali referatów dotyczących właściwości geologicznych eksploatowanych przez kopalnie złóż oraz przebiegu procesu wydobycia na tych jednostkach. A było o czym słuchać, w ciągu 40 lat KRN Kamień Pomorski wyeksploatowała ponad 2 mln ton ropy naftowej i ponad 330 tys. m³ gazu ziemnego, natomiast KGZ Załęcze to gazowy miliarder z wydobyciem ponad 19 miliardów m³ gazu.

Uczymy się od innych

Wyjazdy naukowo-techniczne naszych kół stanowią doskonałą okazję do zapoznania się z rozwiązaniami technicznymi stosowanymi w branży górnictwa naftowego i gazownictwa, jak i w innych gałęziach przemysłu. Umożliwia-

ją wymianę doświadczeń i poszerzenie wiedzy członków Stowarzyszenia. W 2013 r. odwiedzili oni m.in. PMG Wierzchowice, elektrownię atomową Mochowce, kopalnię węgla brunatnego KWB Turów, PKN Orlen w Płocku, Elektrociepłownię Gazową „Władysławowo”, Centrum Nauki Kopernik w Warszawie, KMPG Mogilno,

Kopalnię Gazu Ziemnego Radlin, zakłady produkcyjne producenta architektury ogrodowej i pelletu „Stelmet”.

Dla dzieci i młodzieży

Kontynuowaliśmy współpracę ze szkołami i uczelniami. Oddział zorganizował w porozumieniu ze służbami kadrowymi przyjazd studentów AGH do Zielonej Góry i na jednostki terenowe, by mogli oni zapoznać się z działalnością firmy. Nasi członkowie podczas akcji „Górnik w przedszkolu/szkole” odwiedzili kilka tysięcy dzieci edukując najmłodszych na temat wydobycia i zastosowania ropy naftowej i gazu ziemnego. Natomiast dzieci członków z okazji rozpoczęcia wakacji miały okazję zwiedzić Warszawę i Centrum Nauki Kopernik.



Członkowie kół wzięli udział w licznych wyjazdach naukowo-technicznych, zapoznali się m.in. z tematem wytwarzania energii elektrycznej na PMG Wierzchowice i w elektrowni atomowej na Stowacji, czerwiec 2013. Fot. arch. SITP NiG Oddział w Zielonej Górze



W minionym roku odbyły się dwa sympozja z okazji jubileuszy kopalń Oddziału w Zielonej Górze, jedno z nich było poświęcone 40-leciu KGZ Załęcze, wrzesień 2013. Fot. arch. SITP NiG Oddział w Zielonej Górze

NASZE WSTOWARZYSZENIE.



Okazją do zdobycia nowej wiedzy dla członków Koła Grodzisk było szkolenie połączone z prezentacją produktów firmy Phoenix Contact, marzec 2013. Fot. arch. SITPNiG Oddział w Zielonej Górze

Oddział Zielona Góra w liczbach
 9 kół
 1080 członków
 27 nowych członków w 2013 r.

SITPNiG integruje

Nie zapominamy o integracyjnej roli stowarzyszenia, co jest szczególnie istotne w czasie częstych zmian organizacyjnych. W ciągu roku członkowie Oddziału spotkali się m.in. na obchodach Dnia Kobiet, rajdach rowerowych, grze miejskiej i górniczych biesiadach. Byliśmy współorganizatorem tradycyjnych górniczych zabaw – Karczmy Piwnej i Combra Babskiego. Naszym koleżankom przypadła w udziale dodatkowo organizacja Combra podczas obchodów Barbórki Centralnej w Krakowie.

Magdalena Wajda
 Sekretarz Koła Zielona Góra



Członkowie Stowarzyszenia z okazji Barbórki odwiedzili liczne przedszkola i szkoły, Paweł Szymański spotkał się z dziećmi ze Szkoły Podstawowej w Witnicy. Fot. arch. SITPNiG Oddział w Zielonej Górze



Stowarzyszeniowy rajd rowerowy połączony był z wizytą na Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego Lubiatów, maj 2013. Fot. arch. SITPNiG Oddział w Zielonej Górze

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

Pasja podróżowania



Jolanta Pietras

W Salonie Wystaw Oddziału w Zielonej Górze gościły kolejne wystawy z cyklu „Ludzie z pasją podróżowania”. Pierwsza z nich była zatytułowana „W dłoniach Azji”. Jej autorką jest mieszkająca w Dębnie Elżbieta Chodyniecka, ekonomistka, statystyk, z zamiłowania podróżniczka i fotografka. Dzięki wsparciu PGNiG SA swoją 9 miesięczną podróż po Azji mogła przedstawić na 17 wielkoformatowych zdjęciach. Zaprezentowała je w listopadzie w Dębnowskim Ośrodku Kultury, a następnie 9 grudnia w Zielonej Górze. Azja – orientalny świat Wschodu, zafascynowała ją swoją bogatą historią i głęboko zakorzenioną tradycją, którą przedstawiła przez pryzmat ludzkich dłoni, które pracują, modlą się, bawią, przytulają.

W grudniu gościliśmy również Mariana Łysakowskiego, który zaprezentował nam

„Dzwonki ze świata”. Ten bogaty zbiór ciekawych eksponatów to dzwonki kościelne, szkolne, orkiestrowe, domowe, pasterskie, obrzędowe, okrętowe, hotelowe, barowe i rowerowe. Wykonane są z gliny, szkła, metali, drewna i wikliny. Pan Marian, pedagog, podróżnik, pilot wycieczek, przewodnik turystyczny oraz kolekcjoner dzwonek i mis został okrzyknięty przez media „Człowiekiem pozytywnie zakręconym”.



E. Chodyniecka podczas wernisażu wystawy w Dębnie i Zielonej Górze relacjonowała, będąc spełnieniem jej marzeń, wyprawę do Nepalu, Indii, Tajlandii, Laosu, Kambodży, Birmy, Filipin, Malesji i Indonezji. Fot. Magdalena Wajda



M. Łysakowski kolekcjonuje również tybetańskie, wykonane najczęściej ze stopu metali, wydające charakterystyczne dźwięki przy uderzeniu i pocieraniu. Fot. Magdalena Wajda

Jego kolekcja liczy 680 dzwonek z 60 krajów świata i 80 miast Polski. Wystawę odwiedziły już liczne grupy dzieci, na których ogromne wrażenie wywierają dźwięki wydawane przez dzwonki.

Jolanta Pietras
Opiekun Salonu Wystaw
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Unikatowy zbiór dzwonek M. Łysakowskiego wzbudził duże zainteresowanie uczestników wystawy i spowodował do działań interaktywnych, a wręcz muzycznych. Fot. Magdalena Wajda



Exalo Drilling S.A. (Grupa PGNiG)

jest jedną z największych firm wiertniczo-serwisowych w naszej części Europy. Strategicznym celem spółki jest oferowanie usług najwyższej jakości, utrzymanie pozycji lidera na rynku lądowych usług wiertniczych w Polsce i w krajach Europy Środkowo-Wschodniej, a także zdobycie znaczącego udziału w wybranych rynkach zagranicznych.

Exalo Drilling S.A. kontynuuje bogate tradycje polskiego górnictwa otworowego. Spółka powstała w wyniku konsolidacji PNiG Kraków S.A., PNiG Jasło S.A., PNiG „Nafta S.A.”, PN „Diament” Sp. z o.o. oraz ZRG Krosno Sp. z o.o. – pięciu spółek poszukiwawczo-wydobywczych z grupy PGNiG, posiadających unikatowe doświadczenia w prowadzeniu prac wiertniczych i serwisowych. Wniosły one znaczący wkład w rozwój wydobycia ropy naftowej, gazu i innych surowców na terenie Polski oraz w wielu krajach na całym świecie.

Połączenie potencjałów pięciu spółek oznacza powstanie silnego zespołu specjalistów, dysponujących uniwersalnym zapleczem technicznym, pracujących dla jednej silniejszej kapitałowo oraz nastawionej na rozwój i oczekiwania klientów spółki.



www.exalo.pl

Exalo Drilling S.A. is one of the largest providers of drilling and oilfield services in Central and Eastern Europe(CEE). The strategic goal of the company is to offer top quality services and maintain the leading position on the onshore drilling market.

Exalo Drilling S.A. continues the rich tradition of Polish exploration as it arose from five upstream companies of PGNiG Group: PNiG Krakow S.A., PNiG Jaslo S.A., PNiG NAFTA S.A., PN Diament Sp. z o.o., and ZRG Krosno Sp. z o.o., which have unique experience in running drilling and service operations. The companies greatly contributed to the development of extraction of petroleum, gas and other natural resources in the territory of Poland and many countries all over the world .

The joint potential of five companies means a strong team of highly competent and experienced specialists as well as comprehensive technological base that allow to meet customer expectations and fulfill the growing demand of international markets.

marketing@exalo.pl