

NR 2 (190)  
luty  
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



## Bezpieczeństwo energetyczne dla kraju. Rozbudowa Podziemnego Magazynu Gazu Husów



### O projekcie

PMG Husów zlokalizowany jest w województwie podkarpackim, na terenie dwóch gmin - gminy Markowa oraz gminy Łańcut. Eksploatację PMG rozpoczęto w październiku 1987 r. Projekt dofinansowany jest w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013 realizuje on bowiem założenia zawarte w „Strategii Rozwoju Kraju”, gdzie jednym z kluczowych elementów jest rozwój infrastruktury krajowego systemu gazowniczego, mającego bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo energetyczne. Po rozbudowie pojemność Podziemnego Magazynu Gazu w Husowie wzrosnie z 400 do 500 mln m<sup>3</sup>. Te dodatkowe pojemności magazynowe gwarantują nieprzerwane dostawy gazu niezależnie od uwarunkowań politycznych, technicznych i klimatycznych. Powiększony Magazyn oprócz założeń strategii energetycznej stwarza możliwości w zakresie przechowywania gazu ziemnego dla celów udostępniania go podmiotom zewnętrznym zgodnie z ustawową zasadą TPA (Third Party Access). Reguluje ona ryzyko monopolizacji również tego sektora pozwalającej na swobodny wybór dostawcy danego towaru bądź usługi, co z reguły ma wpływ na obniżenie cen. Całkowity koszt realizacji projektu wynosi 83 271 000 zł, wartość dofinansowania ze środków UE to 57%, czyli 38 204 250 zł. Termin rzeczowego rozpoczęcia Projektu to 12.04.2012 r., natomiast termin jego rzeczowego zakończenia to 31.12.2014 r.

### Druga konferencja

W ramach działań informacyjno-promocyjnych 23 stycznia br. odbyła się druga konferencja promocyjno-informacyjna. Jej celem było pokazanie stopnia zaawansowania prac, związanych z realizacją projektu „Rozbudowa PMG Husów”. Dodatkowo referaty omawiały kluczowe znaczenie istniejących magazynów gazu dla pracy systemu gazociągów przesyłowych. Na spotkanie przybyli przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki, Instytucji Wdrażającej, Inwestora, Dostawcy, Wykonawcy robót oraz zaproszeni goście. Swoją obecnością konferencję uświetniła Agnieszka Michalska – Dyrektor Departamentu Funduszy Europejskich Ministerstwa Gospodarki, Maria Migdał – Kierownik Centrum Funduszy Europejskich dla Energetyki Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie, pełniącej jednocześnie funkcję Instytucji Wdrażającej, Teresa Wagner – Staszewska Opiekun Projektu z CFEdE, Wiesław Pisula – Dyrektor Okręgowego Urzędu Górniczego w Krośnie oraz Barbara Chochołek, Wiesław Biernacki i Wojciech Kączor – reprezentujący Inwestora (PGNiG SA – Oddział w Sanoku). Na konferencję przybyli również przedstawiciele Dostawcy: Piotr Olech z PGNiG Technologie SA w Warszawie i przedstawiciele Wykonawcy robót: Tomasz Przebieracz z PBG oil and gas oraz Artur Janic – z firmy ControlTec. W obradach uczestniczyli również przedstawiciele władz samorządowych gmin Markowa i Łańcut. Konferencję podzielono na dwie części. W pierwszej części swoje prelekcje zaprezentowali Wiesław Biernacki, który przedstawił i omówił realizację Projektu współfinansowanego ze środków UE w liczbach. W krótkich słowach podsumowania prelegent podkreślił dobrą współpracę oraz zaangażowanie wszystkich uczestników procesu inwestycyjnego, w tym Ministerstwa Gospodarki, pełniącej funkcję Instytucji Pośredniczącej oraz Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie, pełniącej funkcję Instytucji Wdrażającej. Mariusz Bałuka z PGNiG Technologie Oddział Naftomontaż zademonstrował stan zaawansowania prac realizowanych przez Dostawcę. Prelegent podkreślał zalety wybranego agregatu sprężarkowego do gazu. W drugiej części swoje prelekcje przedstawił Wojciech Łuszcz, reprezentujący Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA Oddział w Tarnowie oraz Jacek Nowicki – Kierownik Budowy, reprezentujący Wykonawcę. Przedstawiciel OGP Gaz-System omówił zasięg i wpływ oddziaływania podziemnych magazynów gazu na polski system gazowniczy. Autor prezentacji podkreślił istotę zwiększania pojemności magazynowych dla systemu przesyłowego gazu. Reprezentant Wykonawcy Kierownik Budowy ukazał uczestnikom konferencji postęp robót budowlano – montażowych na PMG Husów i pokreślił wysoki stopień ich trudności, ze względu na nieprzerwaną pracę magazynu podczas prac budowlano-montażowych. Na zakończenie głos zabrała Agnieszka Michalska przedstawicielka Ministerstwa Gospodarki, która dokonała podsumowania konferencji. W swojej wypowiedzi podkreśliła znaczenie inwestycji dla bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz potwierdziła oczekiwany wzrost konkurencyjności na rynku gazu ziemnego w Polsce. Podziękowała za owocną współpracę i zaangażowanie wszystkich stron: Inwestora, Dostawcy, Wykonawców oraz Instytucji Wdrażającej. Wyrzała zadowolenie z dotrzymywania ram czasowych oraz finansowych, dobrej kooperacji stron, bo to wszystko skutkuje powodzeniem celu tej, tak ważnej Inwestycji.



### Postępy w projekcie - zgodnie z planem

Zakres prac rozbudowy Podziemnego Magazynu Gazu Husów podzielono na dwa etapy. Etap pierwszy obejmuje opracowanie dokumentacji projektowej, budowlanej i wykonawczej, dostawę agregatu sprężarkowego gazu, urządzeń pomocniczych oraz udział w uruchomieniu instalacji. Zakres ten jest realizowany przez Firmę PGNiG Technologie SA. Drugi etap obejmuje wykonanie robót budowlano-montażowych wraz z przebudową istniejącej infrastruktury PMG Husów. Ta część prac jest realizowana przez Konsorcjum Firm w składzie PBG oil and gas Sp. z o.o. oraz ControlTec Sp. z o.o. Aktualnie zakończono z powodzeniem pierwszy etap realizacji prac związany z dostawą urządzeń stanowiących Dostawę Inwestorskie. Urządzenia i materiały są sukcesywnie przekazywane celem ich zabudowy do Wykonawcy. Na bieżąco pełniony jest nadzór autorski oraz nadzór nad zabudową urządzeń tłocznicy gazu. Pomimo zimy sprzyjająca aura pozwoliła na nieprzerwane prowadzenie robót budowlano-montażowych. Dzięki temu zakończono roboty związane z wykonaniem budynku dla agregatu sprężarkowego oraz budynku energetycznego i AKPiA. Umożliwia to kontynuowanie robót branży technologicznej, elektrycznej oraz AKPiA wewnątrz budynków. Sprzyjająca aura pozwoliła również na realizowanie bardzo istotnej części robót branży technologicznej, umożliwiającej włączenie nowej instalacji technologicznej do istniejącej infrastruktury PMG Husów. Posadowiono sprężarkę gazu na fundamentie oraz chłodnicę gazu wraz z orurowaniem technologicznym. Zakończono budowę kanałów kablowych. Obecnie trwają prace montażowe branży elektrycznej oraz AKPiA. Rozpoczęto prace związane z orurowaniem technologicznym wewnątrz budynku agregatu sprężarkowego. Prace postępują zgodnie z zatwierdzonym harmonogramem rzeczowo-finansowym.



Piotr Dziadzio  
Redaktor naczelny

## Szanowni Czytelnicy

Wszystkich naszych Czytelników zapraszam do zapoznania się z lutowym wydaniem „Wiadomości...”. Jak to zwykle na początku roku bywa – cały przemysł i branża naftowa również powoli zaczynają rozruch. Nie jest to wprawdzie jeszcze „piąty bieg”, ale nawet już teraz widać spore postępy, czego odzwierciedleniem jest publikowany materiał.

Na początku roku informowałem, że w biznesie shale-gazowym za lata 2010-2013 zostało odwiercone 52 otwory. Dzisiaj jest ich już 56. Są to otwory, których wiercenie rozpoczęto się jeszcze w zeszłym roku, ale w statystyce 2014 roku – cztery otwory nieźle wyglądają!

Cieszą również informacje jakie obiegły wszystkie media, że PGNiG odkryło nowe złoża gazu ziemnego Siedlecza o szacowanych zasobach kilku miliardów m<sup>3</sup>. To dobry zwiastun, mówiący o tym, że w rejonie Karpat i Zapadliska Przedkarpacciego trzeba intensywnie poszukiwać węglowodorów. Jest to najstarszy region naftowy w Polsce i jak widać ciągle słabo rozpoznany, szczególnie w obszarze Karpat Zewnętrznych oraz w strefie poniżej głównego nasunięcia Karpat na utwory miocenu autochtonicznego, w którym to właśnie odkryto wspomniane złożo. Nie jest to zresztą nic dziwnego i sensacyjnego, tego typu złoża były w przeszłości i jeszcze przez wiele lat będą tam zapewne odkrywane. Czekamy również na wyniki prac PGNiG na obszarze koncesji Wejherowo, gdzie szacowane są duże zasoby gazu łupkowego.

Również postępy prac Orlen Upstream są zachęcające. Wstępne wyniki uzyskane w dotychczas odwierconych otworach dość dobrze się zapowiadają. Na 2014 rok planuje on odwiercić kolejne 4 otwory w poszukiwaniu shale gazu. Jeszcze tylko wspomnę, że dotychczas Orlen Upstream odwiercił już 10 otworów w poszukiwaniu niekonwencjonalnych złóż węglowodorów.

Jak podaje Ministerstwo Środowiska na początku lutego obowiązywały w Polsce 93 koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż „gazu łupkowego”, które zostały udzielone 34 polskim i zagranicznym podmiotom. Mam nadzieję, że ten bilans się utrzyma i nie będzie kolejnych rezygnacji z poszukiwań gazu z łupków w Polsce mimo zeszłorocznych zapowiedzi. O tym oraz o postępach prac będziemy Was, Szanowni Czytelnicy na bieżąco informować w kolejnych wydaniach „Wiadomości...”.

Zwracam uwagę na jedną ważną dla branży informację. Jest nią analiza wydobycia i zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego na świecie publikowana w tym wydaniu. Nadal największe zasoby zakumulowane są na Bliskim Wschodzie. Warto zwrócić uwagę na stale rosnące zasoby gazu ziemnego w tym obszarze, głównie w Iranie, mimo wyraźnego spadku produkcji ropy za sprawą sankcji. Największymi złożami są tam: Pole Północne (Katar) i Pole Południowe Pars (Iran) w Zatoce Perskiej.

Wzrasta również ilość dokumentowanych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego w Ameryce Północnej, głównie w USA za sprawą eksploatacji złóż niekonwencjonalnych typu *shale gas* i *shale oil* oraz w Afryce, głównie w Mozambiku. Powiększa się również ilość gazu ziemnego z formacji łupkowych odkrywanego w Chinach, o czym coraz więcej donoszą międzynarodowe media. Te informacje dobrze wróżą, ale ciągle czekamy na spektakularny wynik produkcji gazu ziemnego ze skał łupkowych w Polsce. Sądzę, że wkrótce otrzymamy zadawalające wyniki, nie powinno to jednak być później niż pod koniec tego roku.

Piotr Dziadzio

## Największe złożo gazu ziemnego na świecie

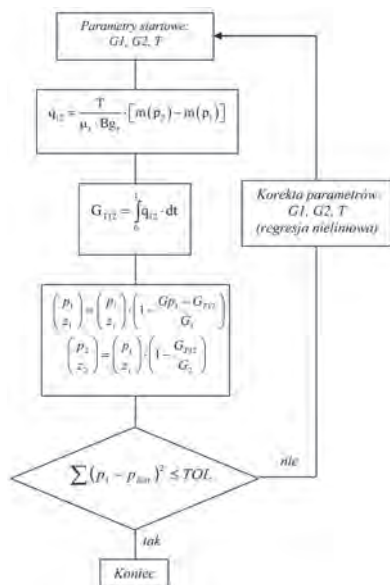
Pole Północne należące do Kataru i Pole Południowe Pars należące do Iranu jest największym na świecie złożem gazu ziemnego. Znajduje się na głębokości 3300 m pod Zatoką Perską, gdzie głębokość słupa wody wynosi 65 m. Złożo to znajduje się na granicy Kataru i Iranu. Granica obu państw przebiega przez nie. Złożo zajmuje obszar 9700 km<sup>2</sup>. Do Kataru należy 6000 km<sup>2</sup>, co stanowi prawie połowę całej powierzchni Kataru!

Zasoby Pola Północnego wynoszą 910 trylionów stóp kubicznych, (Tcf), (25771,2 mld m<sup>3</sup>) zasoby Pola Pars wynoszą ok. 280 trylionów stóp kubicznych, (Tcf), (7929,6 mld m<sup>3</sup>), co łącznie stanowi 20 % światowych zasobów gazu ziemnego.



Lokalizacja Pola Północnego (Katar) i Pola Południowego Pars (Iran) w Zatoce Perskiej

- Zastosowanie metody bilansu masy w eksploatacji połączonych złóż gazu 4



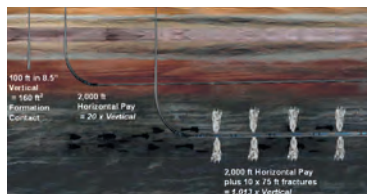
- Zastosowanie arkusza kalkulacyjnego do analizy drgań mechanicznych w środowisku wiertnic

DANE ZŁOŻENIOWE I INFORMACJE O OBRONIE POMIAROWEJ	
Miejsce docelowe	Exelis Drilling & Control Kraków
Adres	ul. Lubicz 25, 31-093 Kraków
Wytwórca	Wiermina Lubuska Krotkiewska
Localizacja	
Miejsce obrotu pomiarowego	1. Wydobycie wiertnicze (złóżka 2000 MP)
Wzrostki pomiarowe	Zmierzanie od powierzchni do otworu wiertniczego
DANE O DZIELY APARATURZE POMIAROWEJ	
Użyta aparatura pomiarowa	Mierzenie drgań: SVA 300 Przebiegiem do pomiaru: opłaki 2000 MP, 2000 MP Odczytanie: 2000 MP, 2000 MP, 2000 MP, 2000 MP Karty: 1, 4, 20, 2000 MP Rozdzielczość: 2000 MP, 2000 MP, 2000 MP



- Normy opublikowane w roku 2013 14

- Multi stage fracking i proppanty ceramiczne 17



- PGNiG i Orlen – sytuacja ekonomiczna i przekształcenia własnościowe (cz. 2) 20

- Geofizyka Kraków na Półwyspie Arabskim 23



- PGNiG odkryło złożę gazu ziemnego na Podkarpaciu 24
- Upstream International operatorem na kolejnej koncesji w Norwegii 24
- Wydobycie ropy w 2013 r. wzrosło nieznacznie 24
- Nowe złoża na Morzu Północnym i Morzu Barentsa 24
- Odkrycia w Afryce Wschodniej 26
- Iran przewodzi grupie GEFC 26
- Repsol traci koncesje w Argentynie 26
- Nowe koncesje LOTOSU w Norwegii 26
- Nowe umowy gazowe ORLENU 27
- Trzeci otwór horyzontalny ORLENU 27
- Wygaśnięcie umowy ze spółką Whirlwind 27
- GAZ-SYSTEM S.A. i Izba Rozliczeniowa Giełdy Towarowych rozpoczynają współpracę ws. zabezpieczenia rozliczeń niezbilansowania 27



**WYDAWCA:** STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO  
31-503 Kraków, ul. Lubicz 25, tel./fax 12 421 32 47  
e-mail: sitpnig@sitpnig.pl, http://www.sitpnig.pl

**ADRES REDAKCJI**  
ul. Kościuszki 34, 38-300 Gorlice, tel./fax 18 352 64 84  
e-mail: redakcja@wnig.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 18 352 64 84

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

**FOTO OKŁADKA:**  
str. I okł. – Węzeł w Zarzekowicach. Fot. Sylwia Jarczyńska

- Kalendarium 29
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 29
- Posiedzenie Rady Krajowej Federacji Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT 29



- Spotkanie konsultacyjne Zarządu Głównego FSNT NOT z prezesami Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych 31
- Noworoczne spotkanie Oddziału SITPNiG w Krakowie 33



- Karta Zawodowa Inżyniera 34
- Podstawowe informacje o wolontariacie 34
- Uroczyste dyplomatorium na Wydziale Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH 36



- Uroczyste dyplomatorium na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH 37

- Gaz i prąd na Wierchowicach 38
- Posiedzenie Komisji ds. Młodzieży 39


**KONFERENCJE SYMPOZJA, TARGI.**

- Symposium Naukowo-Techniczne 40



- Konferencja FORGAZ 2014 43

**SPORT, REKREACJA TURYSTYKA.**

- XIV Mistrzostwa Branży Gazowniczej i Naftowej w Narciarstwie Alpejskim 44


**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 Ryś  
 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

# Zastosowanie metody bilansu masy w eksploatacji połączonych złóż gazu



Jacek Blicharski



Czesław Rybicki

## Application of Material Balance Method in Compartmented Gas Reservoirs Production

### Summary

The method of the mass-balance is one of basic tools of the reservoir engineering permitting the analysis and forecasting of the reservoir work at the relatively little of data from the production process. In case of natural gas reservoir the use of this method moves often to the test of the variability of the rate  $p/z$  in the function of the cumulative production of gas  $G_p$ . For volumetric reservoir being characterized with the constant pore volume and good petro physical properties of the rock this relationship has a linear character, a source of energy is expansion of gas. In turn of the nonlinearity of the diagram  $p/z$  vs  $G_p$  is bounded with the existence of the external source of energy in reservoir. Most often the maintenance of the reservoir pressure follows in consequence of the water supply from behind the contour. This aspect is vexed in the literature with the use of different mathematical models describing the preservation of the water-bearing zone. The nevertheless similar effect can take place in case of the inflow of gas to produced reservoir ( the main reservoir) from other reservoir so called the neighbouring reservoir called in the further part of the article feeding reservoir, being in contact with the main reservoir across the zone with the low permeability. Then such system of reservoirs is called compartmented reservoirs. The paper presents some results of application the mass balance method to the chosen reservoir from the Carpathian zone.

### Wprowadzenie

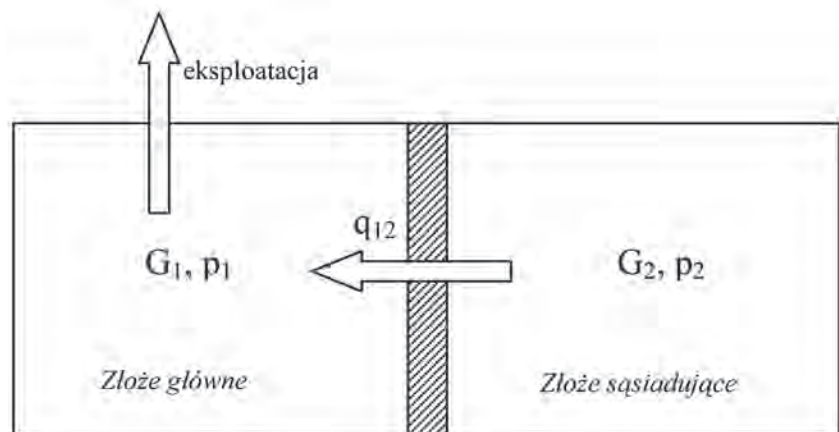
Metoda bilansu masowego jest jednym z podstawowych narzędzi inżynierii złożowej pozwalającym na analizowanie i prognozowa-

nie pracy złoża przy względnie niewielkiej ilości danych z przebiegu eksploatacji. W przypadku złóż gazu ziemnego zastosowanie tej metody sprowadza się często do badania zmienności ilorazu  $p/z$  w funkcji skumulowanego wydobycia gazu  $G_p$ . Dla złóż wolumetrycznych charakteryzujących się stałą objętością porową i dobrymi własnościami petrofizycznymi skały zależność ta ma charakter liniowy, źródłem energii złożowej jest tutaj ekspansja gazu. Z kolei nieliniowy charakter wykresu  $p/z$  vs  $G_p$  związany jest z istnieniem zewnętrznego źródła energii złożowej. Najczęściej podtrzymywanie ciśnienia złożowego następuje wskutek dopływu wody spoza konturu. Aspekt ten jest szeroko omawiany w literaturze z zastosowaniem różnych modeli matematycznych opisujących zachowanie strefy wodonośnej. Niemniej jednak podobny efekt może mieć miejsce w przypadku dopływu gazu do eksploatowanego złoża (złożo główne) z innego złoża tzw. złoża sąsiadującego nazywanego w dalszej części artykułu zasilającym, kontaktującego się ze złożem głównym poprzez strefę o niskiej przepuszczalności. Wówczas taki układ złóż nazywany jest złożami połączonymi (ang. compartmented reservoirs) [1], [5], [8].

### Bilans masowy złóż połączonych

Wiele złóż gazu posiada strefy o wysokiej przepuszczalności poprzedzielane strefami o niskiej przepuszczalności. Strefy te mogą posiadać łączność hydrauliczną taką, że wskutek powstających gradientów ciśnienia występować będzie między nimi wymiana masy. Strumień przepływającego gazu jest wówczas funkcją przewodności strefy o niskiej przepuszczalności oraz wytworzonego gradientu ciśnienia. Układ taki można rozpatrywać jako układ dwóch lub więcej złóż połączonych ze sobą, pomiędzy którymi ma miejsce przepływ gazu [1]. Obydwa złoża mogą być eksploatowane równocześnie lub jedynie jedno ze złóż jest udostępnione, natomiast drugie eksploatowane jest pośrednio w wyniku przepływu gazu przez barierę oddzielającą złoża. Eksploatowane złożo główne zasilane jest wtedy gazem ze złoża sąsiadującego, co powoduje nieliniowość równania bilansu masowego w układzie  $p/z$  vs  $G_p$ . Efekt ten objawia się odchyleniem krzywej  $ku$  górze, z czym wiąże się podtrzymywanie ciśnienia złożowego w trakcie eksploatacji [4]. Często zasoby w złoża zasilającego są znaczące i mogą być nawet większe od tych zawartych w złożu głównym.

Modelem złóż połączonych może być układ dwóch zbiorników komunikujących się ze sobą w złożu przez przegrodę o niskiej przepuszczalności jak pokazano na rys. 1 [3]. Obydwa złoża wypełnione są tym samym gazem o jednakowym ciśnieniu i temperaturze początkowej. Odbiór gazu odbywa się jedynie ze złoża głównego, natomiast złożo sąsiadujące zasilają złożo główne. Złożo to jest zatem także eksploatowane pośrednio przez złożo, z którego odbywa się eksploatacja. Początkowo obydwa złoża znajdują się w równowadze, posiadając to samo ciśnienie i temperaturę. Jednakże po pewnym okresie eksploatacji ciśnienia w złożach połączonych mogą się zacząć różnić, co powodować może wymianę



Rys. 1 Schemat poglądowy złóż połączonych

masy między nimi. Kierunek przepływu gazu podyktowany jest aktualnymi ciśnieniami w złożach (gaz będzie przepływał ze złoża o wyższym ciśnieniu do złoża o ciśnieniu niższym). Wymiana masy możliwa jest również poprzez półprzepuszczalne dyslokacje lub nieuszczelne otwory wiertnicze.

Wychodząc z teorii bilansu masowego dla każdego tak wydzielonego złoża można zapisać oddzielne równanie bilansu masowego uwzględniające przepływ gazu przez strefę oddzielającą złoża. Zachowanie się ciśnienia w przypadku złóż połączonych opisane może być równaniami bilansu masowego dla każdego ze złóż odpowiednio [3], [5]:

$$\frac{p_1}{z_1} = \frac{p_i}{z_i} \cdot \left[ 1 - \frac{G_{p1} - G_{T12}}{G_1} \right] \quad (1)$$

$$\frac{p_2}{z_2} = \frac{p_i}{z_i} \cdot \left[ 1 - \frac{G_{T12}}{G_2} \right] \quad (2)$$

gdzie:

$p_1, p_2$  – ciśnienia odpowiednio w złożu głównym 1 i zasilającym 2 [Pa],

$G_1, G_2$  – zasoby początkowe odpowiednio w złożach 1 i 2 [Nm<sup>3</sup>].

$G_{p1}$  – skumulowane wydobycie ze złoża głównego [Nm<sup>3</sup>]

$G_{T12}$  – skumulowana ilość gazu jaka dopływa do złoża głównego [Nm<sup>3</sup>]

Obydwa równania bilansu masowego połączone są przez człon  $G_{T12}$  reprezentujący skumulowaną ilość gazu dopływającą lub odpływającą ze złoża połączonego ze złożem głównym.

Wydajność przepływu gazu pomiędzy złożami połączonymi wynika z praw filtracji płynu w ośrodku porowatym. Przyjmując, że przepływ ma znak dodatni gdy gaz przepływa ze złoża 2 do złoża 1 wówczas równanie transportu w geometrii liniowej zapisane z użyciem pseudofunkcji ciśnienia  $m(p)$  przyjąć postać [3]:

$$q_{12} = \frac{T}{\mu_r \cdot Bg_r} \cdot [m(p_2) - m(p_1)] \quad (3)$$

gdzie:

$T = k \cdot A/L$  – współczynnik wymiany masy pomiędzy złożami kontaktującymi się przez strefę o szerokości –  $L$  i powierzchni –  $A$ ,  
 $m(p_1), m(p_2)$  – pseudofunkcje ciśnienia odpowiednio dla ciśnienia  $p_1$  oraz ciśnienia  $p_2$  [Pa]

Pseudofunkcja ciśnienia definiowana jest zależnością [10]:

$$m(p) = \mu_r \cdot Bg_r \int_{p_r}^p \frac{1}{\mu \cdot Bg} dp \quad (4)$$

$\mu_r$  – lepkość gazu przy ciśnieniu odniesienia [Pa·s],

$Bg_r$  – współczynnik objętościowy gazu przy ciśnieniu odniesienia,

$p_r$  – ciśnienie odniesienia.

Skumulowana ilość gazu przepływająca między złożami wyznaczana jest wg zależności:

$$G_{T12} = \int_0^t q_{12}(\tau) \cdot d\tau = \sum_0^t \Delta q_{12} \cdot \Delta \tau \quad (5)$$

Dążąc do utrzymania równowagi ciśnień pomiędzy złożami gaz będzie przepływał ze złoża o aktualnie wyższym ciśnieniu do złoża o aktualnie niższym ciśnieniu tak długo, aż wyrównają się ciśnienia. W trakcie szczyrpywania złoża głównego własności gazu (stosunek ściśliwości „ $z$ ”, lepkość „ $\mu$ ”) które silnie zależą od ciśnienia mogą się różnić od własności gazu w złożu zasilającym, w którym panuje wyższe ciśnienie.

### Model numeryczny bilansu złóż połączonych

Początkowo ciśnienia w złożach połączonych są jednakowe i równe ciśnieniu początkowemu. W wyniku wydobycia gazu ze złoża głównego następuje spadek ciśnienia w tym złożu. Jednocześnie wskutek dopływu gazu ze złoża zasilającego także w nim obniża się ciśnienie. Rozwiązanie równań bilansu masowego (równania 1 i 2) wymaga wyznaczenia parametrów gazu będących funkcją ciśnienia tj. współczynnik pseudościśliwości „ $z$ ”, lepkość gazu „ $\mu$ ”, współczynnik objętościowy gazu „ $Bg$ ”. W przeprowadzonych obliczeniach do wyznaczenia współczynnika pseudościśliwości gazu z użyciu równania stanu Redlicha-Kwonga. Z kolei celem określenia lepkości gazu użyto korelacji Lee at All [10]. Rozwiązanie układu równań bilansu masy wymaga wyznaczenia ciśnień w obydwu złożach oraz strumienia przepływu gazu pomiędzy nimi w funkcji czasu dla rozpatrywanego złoża, danego składu gazu i profilu wydobycia gazu. Parametrami decydującymi o charakterze zmian ciśnienia w złożu są współczynnik wymiany masy pomiędzy złożami oraz początkowe zasoby gazu w złożu głównym i zasilającym. W celu rozwiązania równań bilansu masowego zbudowano w systemie Mathcad skrypt wykorzystujący wbudowane funkcje

numeryczne programu pozwalające na wyznaczenie szukanych wartości ciśnień w złożu głównym „ $p_1$ ” oraz złożu zasilającym „ $p_2$ ” metodami gradientowymi. Zbudowany algorytm obliczeniowy pokazano na rys. 2.

Wykorzystując przedstawiony algorytm dokonano kalibracji modelu poprzez dopasowanie ciśnień obliczonych do wartości zmierzonych ciśnień złożowych. Dopasowanie modelu matematycznego bilansu dla złóż połączonych polegało na wyznaczeniu parametrów tego modelu tj. zasobów początkowych w złożu głównym i sąsiadującym oraz współczynnik wymiany masy. Do tego celu wykorzystano metody regresji nieliniowej. Rozwiązanie znaleziono poprzez minimalizację funkcji w postaci:

$$\sum_0^n (p_i(G_1, G_2, T) - p_{hist})^2 = \min \quad (6)$$

gdzie:

$n$  – liczba punktów pomiarowych,

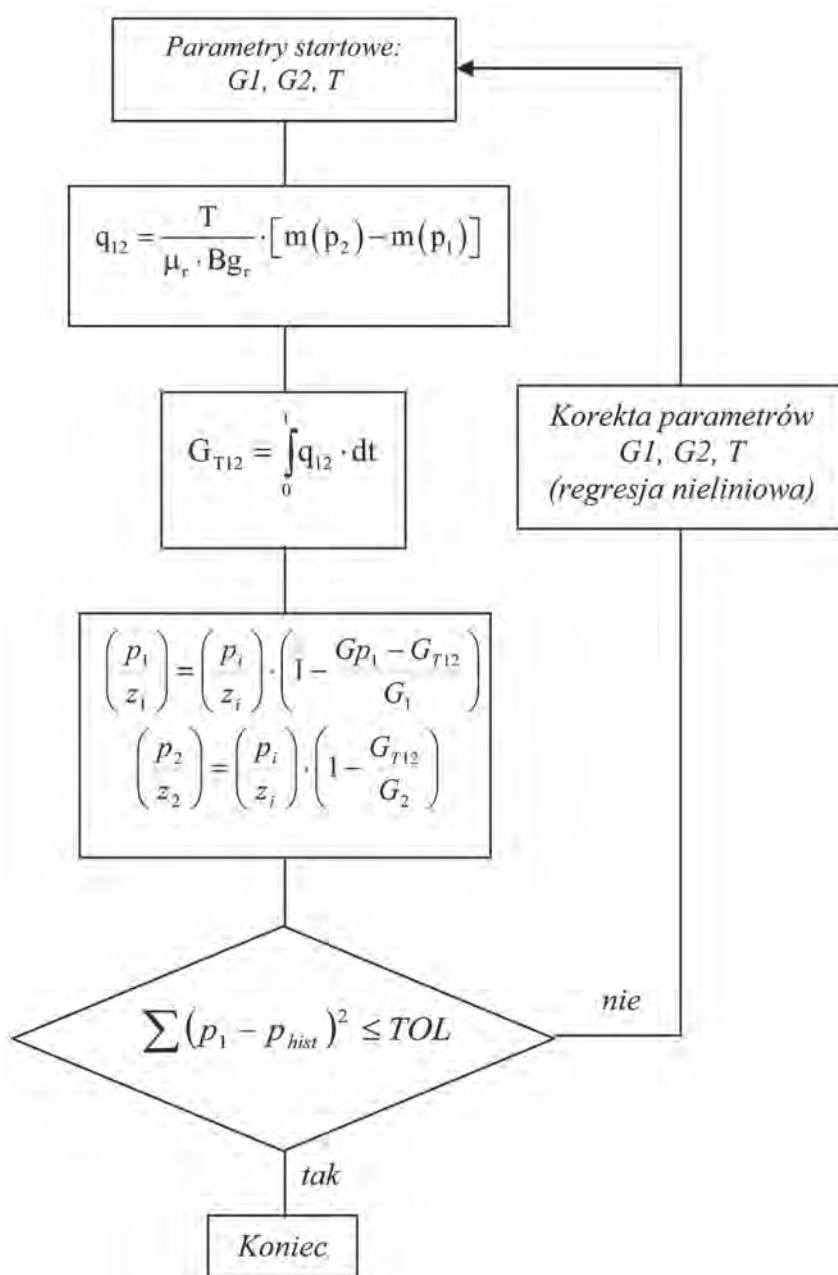
$p_{hist}$  – zmierzone ciśnienia w złożu głównym,

$p_i$  – ciśnienia wyliczone.

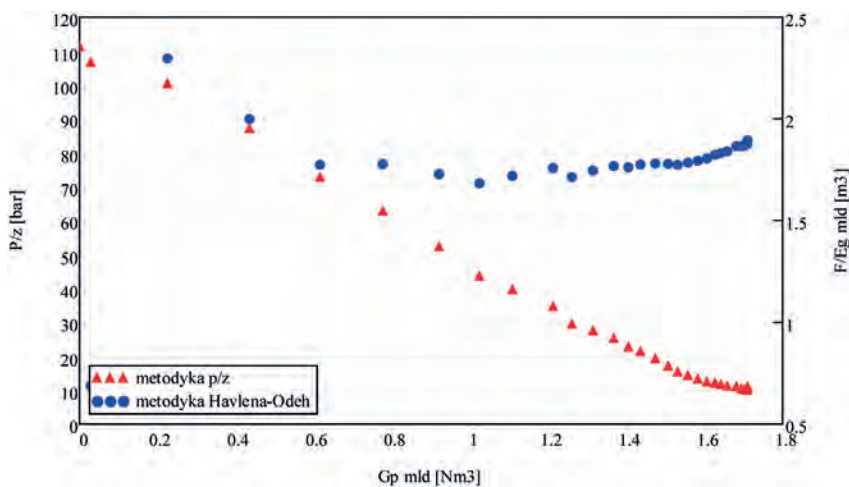
Przedstawiony model bilansu masy dla złóż połączonych może być także wykorzystany w prognozowaniu pracy tego typu złóż. Wówczas na bazie wyznaczonych parametrów modelu obliczane są ciśnienia złożowe w funkcji czasu eksploatacji dla ustalonego profilu odbioru gazu ze złoża.

### Zastosowanie praktyczne modelu bilansu złóż połączonych

Dla zweryfikowania praktycznego aspektu przedstawionego modelu bilansu masowego dla złóż połączonych przeprowadzono obliczenia dla złoża położonego na Przedgórzu Karpat. Analizowane złożo jest złożem typu warstwowego z dzielącymi go na bloki dyslokacjami poprzecznymi i podłużnymi. Można zatem rozważać możliwość migracji gazu pomiędzy tymi blokami, jak również dopływ gazu do eksploatowanego horyzontu z innych niedostępnych horyzontów (złóż połączonych). W pierwszym etapie dokonano analizy warunków energetycznych złoża za pomocą metodyki  $p/z$  oraz metodyki Havlena-Odeh. Zestawienie punktów pomiarowych w układzie  $p/z$  vs  $G_p$  oraz  $F/Eg$  vs  $G_p$  przedstawiono na rys. 3. Analizując uzyskane wyniki widać, że obydwa wykresy pokazane na rys. 3 odbiegają od trendu prostoliniowego, co świadczy o istnieniu zewnętrznego źródła energii złożowej. W układzie  $p/z$  vs  $G_p$  obserwuje się odchylenie punktów ku górze w końcowej fazie eksploata-



Rys. 2. Algorytm kalibracji modelu bilansu złóż połączonych



Rys. 3. Ocena warunków energetycznych analizowanego złoża

cji złoża, z kolei na wykresie F/Eg vs Gp (wykres Cola) punkty układają się wg krzywej wypukłej ku dołowi. Nieliniowość tych wykresów może wynikać z dopływu wody do złoża bądź zasilania eksploatowanego złoża przez złożo połączone. Wg Diamond'a i Ovens'a [4] taki przebieg punktów na wykresie Cola może wskazywać na istnienie złoża zasilającego. W przypadku dopływu wody wykres w układzie F/Eg vs Gp powinien być wypukły ku górze.

Obliczenia z wykorzystaniem modelu bilansu masowego dla złóż połączonych przeprowadzono wykorzystując dane z przebiegu eksploatacji analizowanego złoża tj. wydobycia oraz mierzone wartości ciśnienia dennego statycznego w odwiertach eksploatacyjnych udostępniających złożo główne. W obliczeniach przyjęto, że złożo zasilające nie jest udostępnione bezpośrednio odwiertami produkcyjnymi, ale eksploatowane pośrednio poprzez złożo główne. Na rys. 4. przedstawiono wyniki dopasowania ciśnień obliczonych do wartości zmierzonych oraz przebieg zmian ciśnienia w złożu zasilającym. Jak widać uzyskano bardzo dobrą zbieżność ciśnień obliczonych i zmierzonych, co potwierdza poprawność przyjętego modelu matematycznego. Wyznaczone metodami regresji nieliniowej parametry modelu bilansu masowego złóż połączonych wynoszą: zasoby złoża głównego  $G_1 = 1.685$  mld  $Nm^3$ , zasoby złoża sąsiadującego  $G_2 = 0.75$  mld  $Nm^3$ , zaś współczynnik wymiany masy między złożami wynosi  $T = 8.815 \cdot 10^{-15} m^3$ .

Wielkość strumienia gazu dopływającego do złoża głównego ze złoża sąsiadującego oraz skumulowaną ilość gazu jaki dopłynął do złoża głównego w funkcji skumulowanego wydobycia gazu pokazano na rys. 5. Jak widać w początkowej fazie eksploatacji następuje szybki wzrost wydajności dopływu gazu do eksploatowanego złoża do wartości maksymalnej na poziomie 20 tys.  $Nm^3/d$ , a następnie stopniowy spadek do poziomu 15 tys.  $Nm^3/d$  na koniec analizowanego okresu. Z kolei skumulowany dopływ gazu do złoża głównego stopniowo narasta i na koniec eksploatacji złoża wynosił ok 180 mln  $Nm^3$ .

W trakcie eksploatacji analizowanego złoża wydobyto łącznie nieco ponad 1.7 mld  $Nm^3$  gazu. Biorąc pod uwagę wyznaczone zasoby początkowe złoża głównego oraz ilość gazu jaki dopłynął ze złoża zasilającego wynika, że aktualne zasoby gazu w złożu głównym wynoszą ok. 160 mln  $Nm^3$ . Początkowe zasoby układu złożo główne – złożo zasilające wynosiły 2.435 mld  $Nm^3$ , natomiast aktualne ok. 730 mln  $Nm^3$ , z czego większość przypada na złożo zasilające, w którym panuje także znacznie wyższe ciśnienie. Warunki takie sprzyjają osiągnięciu wyższego współczynnika szcerpania zasobów gazu,

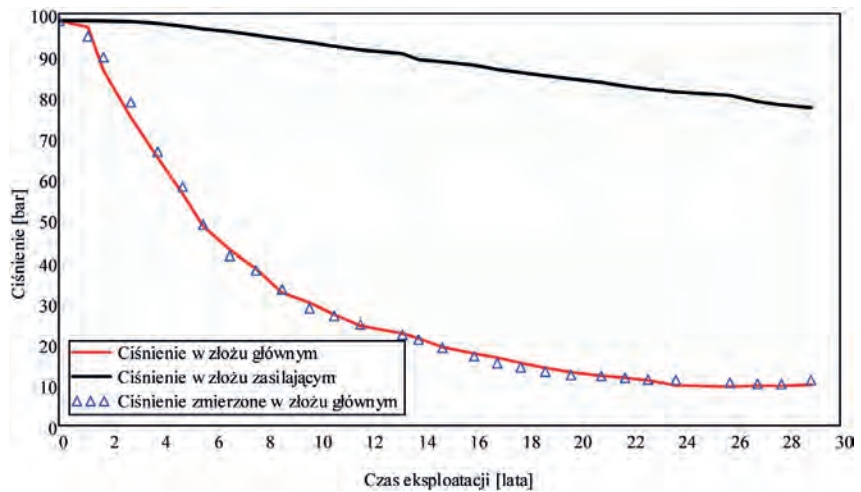


przy czym ze względu na stosunkowo niską wydajność dopływu gazu ze złoża sąsiadującego znacznie wydłuży się czas eksploatacji złoża. Na rys. 6. przedstawiono przebieg punktów w układzie  $p/z$  vs  $G_p$  dla analizowanego złoża. Dodatkowo liniami ciągłymi oznaczono przebiegi zmian ilorazu  $p/z$  w warunkach wolumetrycznych odpowiadające pracy złoża głównego przy braku przepływu pomiędzy złożami (kolor czerwony) oraz przy założeniu nieskończonej wysokiej przewodności warstwy rozdzielającej złoża (kolor niebieski). Przecięcie z osią wydobywania skumulowanego przy braku przepływu pomiędzy złożami określa zasoby początkowe gazu w złożu głównym, natomiast przecięcie z osią wydobywania skumulowanego przy nieskończonej wysokiej przewodności warstwy rozdzielającej złoża określa sumaryczne zasoby początkowe gazu obydwu złóż.

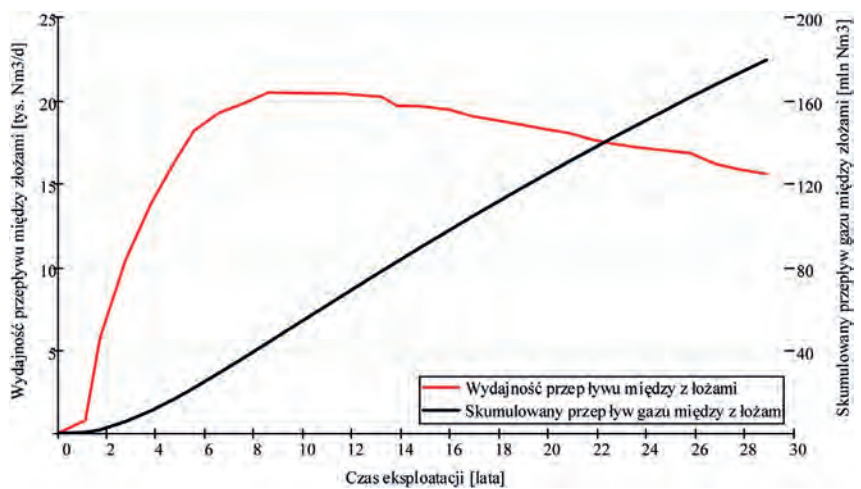
Analizując przebieg punktów pomiarowych na wykresie pokazanym na rys. 6 widać, że początkowo punkty pomiarowe układają się wzdłuż prostej określającej brak przepływu między złożami, natomiast pod koniec następuje znaczne odchylenie punktów pomiarowych w kierunku prostej określającej bardzo dobrą komunikację złóż. Tak więc, w początkowym etapie eksploatacji następuje szczypanie zasobów złoża głównego wykres  $p/z$  odzwierciedla wtedy pojemność złoża głównego, natomiast w końcowej fazie punkty odchylają się w kierunku prostej określającej sumaryczne zasoby złóż wykres  $p/z$  odzwierciedla wtedy pojemność całkowitą obu złóż.

### Wnioski

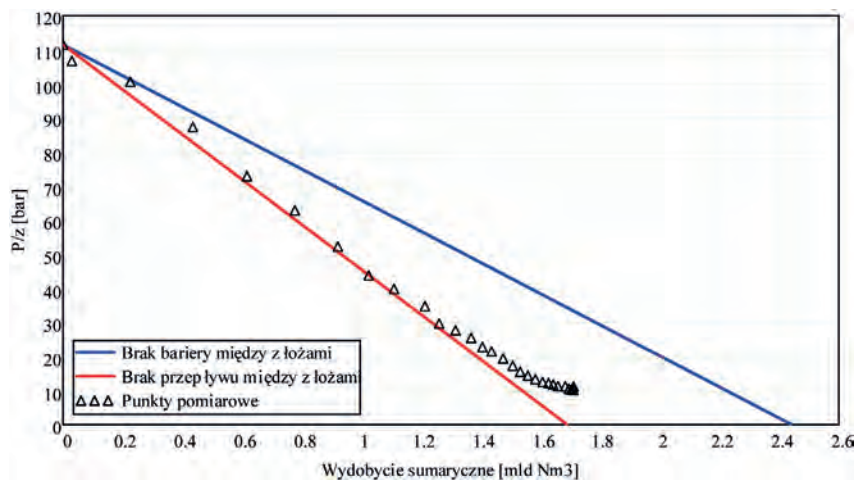
1. Właściwe określenie warunków energetycznych złoża ma zasadnicze znaczenie w prawidłowym oszacowaniu zasobów gazu w złożu i decyduje o przebiegu jego eksploatacji.
2. Nieliniowość wykresu  $p/z$  czy też wykresu Cola niekoniecznie jest związana z dopływem wody do złoża. Podtrzymywanie ciśnienia złożowego w trakcie eksploatacji złoża gazu może być spowodowane dopływem gazu z innych nieeksploatowanych horyzontów przez strefy o niskiej przewodności.
3. Przedstawiony model numeryczny złóż połączonych pozwala na odwzorowanie charakteru zmian ciśnienia złożowego poprzez rozwiązanie układu równań bilansu masowego z uwzględnieniem przepływu gazu między złożami.
4. Zastosowany algorytm obliczeniowy z wykorzystaniem metod regresji nieliniowej pozwala na wyznaczenie podstawowych parametrów bilansu dla złóż połączonych tj. zasobów złoża głównego, sąsiadującego



Rys. 4. Dopasowanie ciśnień obliczonych z wykorzystaniem modelu bilansu masowego złóż połączonych do wartości zmierzonego średniego ciśnienia złożowego



Rys. 5. Wydajność przepływu gazu  $q_{12}$  oraz skumulowany przepływ gazu pomiędzy złożami  $G_{12}$



Rys. 6. Wykres ilorazu  $p/z$  w funkcji wydobywania skumulowanego  $G_p$

5. Model bilansu masowego dla złóż połączonych jest narzędziem, które pozwala w sposób szybki i przy niewielkiej liczbie

danych o złożu dokonać analizy dotychczasowej pracy złoża oraz przeprowadzenie prognozy. Narzędzie to jest alternatywą dla bardziej zaawansowanych modeli symulacyjnych.

Artykuł został przygotowany w ramach badań statutowych realizowanych w roku 2013 na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu

**Literatura**

1. Payne D.: „Material Balance Calculation in Tight-Gas Reservoirs: The Pitfalls of p/z Plots and More Accurate Technique”. SPE 36702, 1996r.
2. Chukwuemeka N., Ikwan U., Chima E.: „Material Balance Modeling of Hydraulically Connected Reservoirs in a Single System: Case Studies”, SPE 167561, 2013r.
3. Hagoort J., Hoogstra R.: „Numerical Solution of the Material Balance Equations of Compartmented Gas Reservoirs”. SPE 57655, 1999r.
4. Diamond P., Ovens J.: „Practical Aspects of Gas Material Balance: Theory and Application”. SPE 142963, 2011r.
5. Ahmed T., McKinney P.: „Advanced Reservoir Engineering” Gulf Professional Publishing, Elsevier. 2005r.
6. Shenawi S.H., Howard W.E., Rowland B.: „Integrated Identification of Possible Compartmented Gas Reservoir: A Case Study”. SPE 59694, 2000r.
7. Howler T.L., Collins R.E.: „Detecting Compartmentalization in Gas Reservoirs Through Production Performance”, SPE 19790, 1989r.
8. Ehlig-Economides C.A.: „Applications of Multiphase Compartmentalized Material Balance”. SPE27999, 1994r.
9. Stewart G., Whaballa A.E.: „Pressure Behavior of Compartmentalized Reservoirs”. SPE 19779, 1988r.
10. Hagoort J.: „Fundamentals of Gas Reservoir Engineering”. Elsevier – Amsterdam-Oxford-New York-Tokyo 1988r.

Jacek Blicharski  
Czesław Rybicki

Akademia Górniczo – Hutnicza  
Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 13.12.2013

Artykuł przyjęto do druku: 13.01.2013

## Zastosowanie arkusza kalkulacyjnego do analizy drgań mechanicznych w środowisku wiertnic



Roman Urba

### Spreadsheet for Analysis of Mechanical Vibrations in Drilling Rig Environment

**Abstract**

Among many factors characterizing working conditions on the rig site, the acceleration caused by mechanical vibrations existing on work stations has harmful effect on human body.

It happens that their level exceeds permissible values of standards and regulations.

This publication describes the mechanical vibration issue during drilling rig servicing on work stations. A spreadsheet was created in order to eliminate laborious calculation and to enable performing calculations in accordance with European recommendations.

**Streszczenie**

Spośród wielu czynników charakteryzujących pracę na wiertni ważne znaczenie ma także szkodliwe działanie przyspieszenia drgań mechanicznych na stanowiskach pracy załóg wiertniczych.

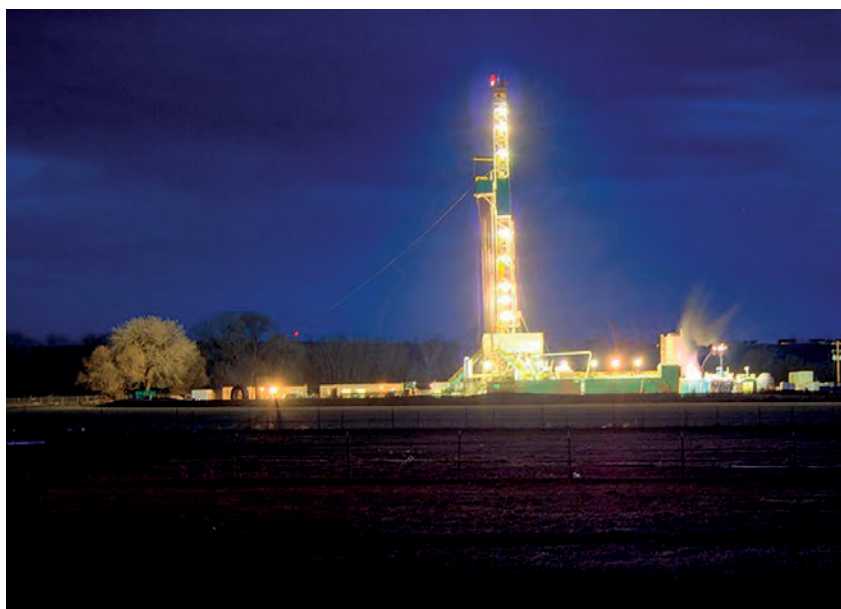
Zdarza się, że ich poziom przekracza dopuszczalne wartości obowiązujących w tym zakresie norm i przepisów prawnych. W artykule przedstawiono zagadnienie drgań mechanicznych podczas obsługi wiertnicy na stanowiskach pracy. Opracowano program w postaci arkusza kalkulacyjnego, który eliminuje konwencjonalne obliczenia zgodnie z wymaganiami europejskich zaleceń.

**Wprowadzenie**

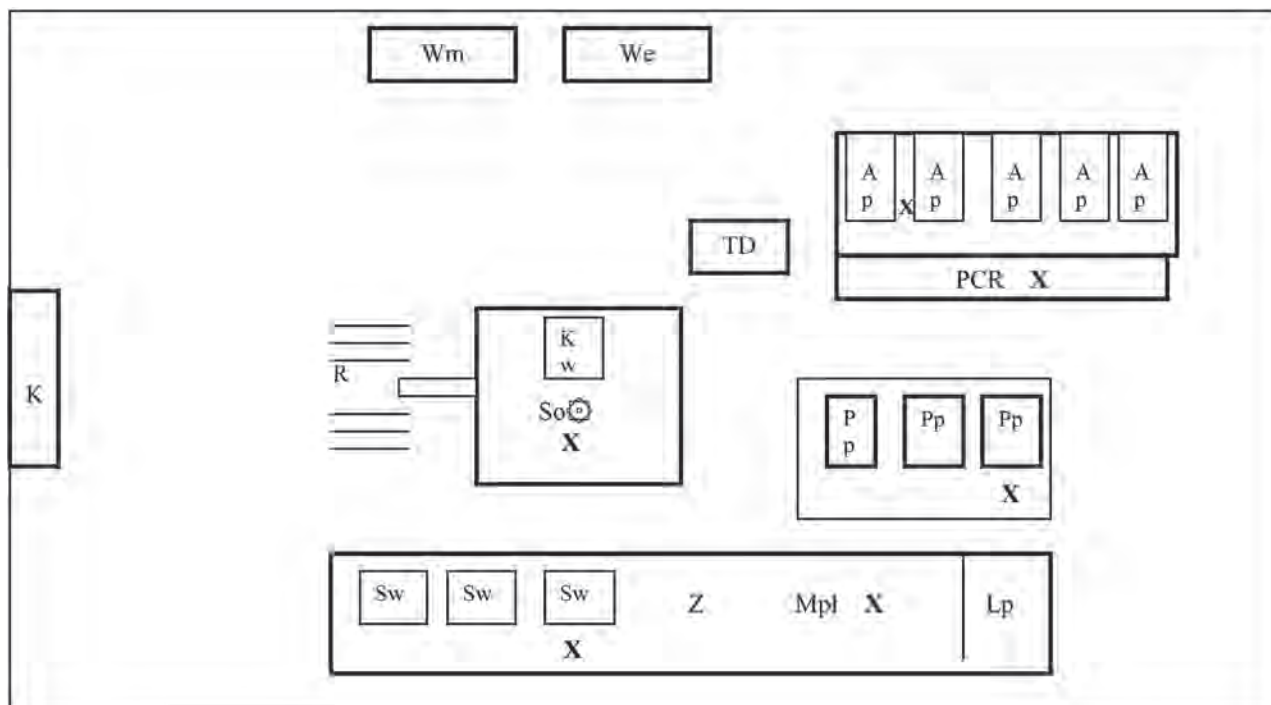
Proces wiercenia otworu wiertniczego, na który składają się: operacja wiercenia narzę-

dziem wiertniczym, wyciąganie i zapuszczanie kolumny przewodu wiertniczego oraz prace pomocnicze przy angażowaniu głównych podzespołów urządzenia wiertniczego wywiera znaczny wpływ na kształtowanie się drgań mechanicznych podczas wiercenia. Drgania mechaniczne w środowisku obsługi eksploatowanych urządzeń różnych typów podczas wiercenia otworów za ropą i gazem ziemnym stanowią jeden z wielu czynników trudnych do ograniczenia zarówno w fazie projektowania jak i użytkowania urządzenia wiertniczego [6].

Wyciągi wiertnicze, silniki spalinowe, pompy płuczkowe oraz agregaty spaldotwórcze to mechanizmy, które w czasie pracy wytwarzają określony rodzaj drgań mechanicznych. Często przekraczają one poziom wartości dopuszczalnych wg przepisów i norm obowiązujących



Fot. 1. Przykładowe oświetlenie wiertnicy Drillmec 2000 HP



Rys. 1. Schemat rozmieszczenia punktów pomiarowych drgań mechanicznych na stanowiskach pracy podczas obsługi urządzenia wiertniczego typ Drillmec 2000 HP  
 X – pkt pom. wibracji, K – kancelaria kierownika wiertni (biuro), Kw – kabina wiertacza, So – stół obrotowy, Sw – siła wibracyjna, Mpl – mieszalniki płuczki, Pp – pompa płuczkowa, p – agregaty prądotwórcze, PCR – sterownia elektryczna, TD – Top drive, Lp – leje płuczkowe, Z – zbiorniki płuczkowe, Wm – warsztat mechaniczny, We – warsztat elektryczny, R – rampa rurowa.

w tym zakresie [1, 3, 5].

Do głównych zagrożeń powodowanych wibracją na wiertniach należy zaliczyć: zmęczenie, zaburzenia równowagi, obniżenie świadomości itp. Ekspozycja na drgania utrudnia koncentrację i oddziałuje niekorzystnie na otaczające środowisko. Urządzenia wiertnicze w przemyśle naftowym to układy o wysokich sprawnościach, pracujące w większości na zasadzie ruchu obrotowego. Stąd występuje zjawisko drgań powodowane głównie pracą zespołów napędowych i pomocniczych umiejscowionych na platformie i podbudowie urządzenia [6].

O ważności i aktualności problematyki dotyczącej oddziaływania drgań mechanicznych w środowisku wiertni świadczy szeroki zakres prac naukowo-badawczych i wdrożeniowych na całym świecie [7]. Liczne konferencje i sympozja naukowe organizowane w kraju i za granicą stwarzają możliwości wymiany poglądów naukowców z praktykami.

Zastosowana metodyka przeprowadzenia badań i pomiarów pozwoliła określić kształtowanie się poziomu drgań mechanicznych pod względem bezpieczeństwa obsługi oraz wyznaczyć przestrzenne rozkłady w strefach roboczych urządzenia na obszarze wiertni.

W związku z obowiązującą od 2011 roku międzynarodową normą PN-EN 14253+A1:2011 określającą metody pomiarów wibracji na stanowiskach pracy wykonano arkusz kalkulacyjny dostosowany do wymagań tej normy.

Opracowany arkusz kalkulacyjny uwzględnił wymagania zawarte w powyższej normie okre-

ślającej metody pomiaru drgań mechanicznych na stanowiskach pracy.

Zgodnie z wymaganiami Unii Europejskiej, pracujące maszyny i urządzenia techniczne w obiektach górnictwa nafty i gazu winny posiadać udokumentowaną ocenę drgań mechanicznych.

### Badania drgań mechanicznych w środowisku wiertni

Celem uzyskania obiektywnych danych dla oceny narażenia pracowników na szkodliwe działanie drgań mechanicznych wykonuje się okresowo pomiary w strefach roboczych, gdzie znajdują się stanowiska pracy. W czasie wiercenia otworu na poszczególnych stanowiskach pracy i strefach roboczych wiertnicy mamy do czynienia w przeważającej mierze z drganiami o działaniu ogólnym. Porównując wartości drgań mechanicznych uzyskane w czasie pomiarów z uwzględnieniem czasu ekspozycji z dopuszczalnymi wartościami określającymi granicę szkodliwości przeprowadza się ocenę oddziaływania drgań na pracownika [2].

Pomiary drgań mechanicznych przeprowadzono na wiertni Lubyca Królewska 1 podczas wiercenia otworu urządzeniem wiertniczym typu Drillmec 2000 HP produkcji włoskiej [4].

Badania przeprowadzono precyzyjnym miernikiem drgań typu SVAN 958 z przetwornikami drgań typu SV39A wytwórcy SVANTEK oraz typu 3233A wytwórcy Dytran. Przed pomiarami sprawdzono tor pomiarowy kalibratorem klasy 1 typ K-20 produkcji Emson-Mat. Aparatura po-

siadała świadectwa wzorcowania wydane przez GUM Warszawa oraz przez OUM we Wrocławiu.

Przetwornik drgań zlokalizowano na siedzisku wiertacza za pomocą dysku pomiarowego oraz na metalowych podestach za pomocą listwy z przetwornikiem trójosiowym. Pomiary drgań mechanicznych wykonano podczas wiercenia otworu wiertniczego o głębokości 1179 m świdrem skrawającym PDC f 311 mm. Punkty pomiarowe zlokalizowano na stanowiskach pracy oraz w strefach roboczych obsługi wokół pracujących urządzeń, co pozwoliło określić wielkość drgań mechanicznych w miejscach wykonywania czynności związanych z eksploatacją wiertnicy (Rys. 1., Fot. 1.).

Badania wykonano w czasie pracy silników napędowych, pomp płuczkowych, sit wibracyjnych, agregatów prądotwórczych itp. [6].

Z wykonanych pomiarów w warunkach ruchowych badanego urządzenia wiertniczego wynika, że ze względu na krótką ekspozycję pracowników oraz nowoczesnej konstrukcji urządzenia wiertniczego nie występują przekroczenia wartości drgań mechanicznych na stanowiskach pracy podczas wiercenia otworu.

Dla drgań o ogólnym działaniu na organizm pracownika wartość skutecznego, ważonego częstotliwościowo przyspieszenia drgań wyznaczonego dla trzech składowych kierunkowych z uwzględnieniem właściwych współczynników ( $1,4a_{wx}$ ,  $1,4a_{wy}$ ,  $a_{wz}$ ) nie może przekraczać  $0,8 \text{ m/s}^2$  przy 8-godzinnej działaniu drgań na organizm pracownika, zaś dla ekspozycji trwającej 30 minut i krócej nie może przekraczać  $3,2 \text{ m/s}^2$  [2].

Dla drgań działających przez kończyny górne wartość sumy wektorowej skutecznych, ważonych częstotliwościowo przyspieszeń drgań wyznaczonych dla trzech składowych kierunków X, Y, Z nie może przekraczać 2,8 m/s<sup>2</sup> przy 8-godzinnym działaniu, a dla ekspozycji trwającej 30 minut i krócej maksymalna wartość sumy wektorowej skutecznych, ważonych częstotli-

wościowo przyspieszeń drgań wyznaczonych dla trzech składowych kierunkowych X, Y, Z nie może przekraczać 11,8 m/s<sup>2</sup>.

Wykonywane pomiary drgań o działaniu ogólnym i o działaniu przez kończyny górne stwarzają podstawy do opracowania tzw. arkusza kalkulacyjnego zgodnie z wymaganiami europejskimi niwelując stosunkowo żmudne konwencjonalne obliczenia.

Opracowanie arkusza kalkulacyjnego przeznaczonego do analizy pomiaru drgań mechanicznych uwzględnia wymogi podane w międzynarodowych normach: PN-EN 14253+A1:2011 (drgania ogólne), PN-EN ISO 5349-1:2004, PN-EN ISO 5349-2:2004 (drgania oddziałujące przez kończyny górne) na stanowiskach pracy (Rys. 2 – Rys. 8.).

### Arkusz kalkulacyjny

W celu usprawnienia obliczeń związanych z obliczaniem parametrów oceny drgań mechanicznych oraz dopuszczalnego czasu

DANE ZLECENIODAWCY I INFORMACJE O OBIEKTCIE POMIAROWYM	
Nazwa zleceniodawcy	Exalo Drilling S.A. Centrum Kraków.
Adres	ul. Lubicz 25, 31-503 Kraków
Wydział	Wiertnia Lubycza Królewska
Lokalizacja	
Nazwa obiektu pomiarowego	Urządzenie wiertnicze typu Drillmec 2000 HP
Warunki pracy urządzenia	Zapuszczanie rur wydobywczych do otworu wiertniczego
DANE O UŻYTEJ APARATURZE POMIAROWEJ	
Użyta aparatura pomiarowa	Miernik drgań SVA 958
	Przetwornik do pomiaru drgań ogólnych typu 3233A
	Przetwornik do pomiaru drgań miejscowych typu 3023M Dysan
	Kalibrator klasy 1. K-20 Emson-Mat
	Świadectwo wzorcowania wydane przez GUM w Warszawie

Rys. 2. Arkusz „Opis”

OPIS STANOWISK								
Liczba stanowisk		10						
Nr Stan.	Nazwa Stanowiska	Liczba zadań	Łączny czas pracy [min]	Rodzaj oddziaływania (0) - ogólne, (1) - miejscowe	Kierunek dominujący równoważny dla 8 godz., awd,eq,sr [m/s <sup>2</sup> ]	Dopuszczalne wartości przysp. Drgań aw,dop [m/s <sup>2</sup> ]	Dopuszczalny czas narażenia t <sub>dop</sub> [godz]	Krotność wartości dopuszcz. NDN
1	Stanowisko kierownika wiertni	3	180	0	0.166	0.8	38.4	0.21
2	Stanowisko asystenta	3	120	0	0.146	0.8	43.8	0.18
3	Stanowisko wiertacza	1	300	0	0.131	0.8	48.8	0.16
4	Stanowisko pomocnika wiertacza dolowego	4	270	0	0.172	0.8	37.1	0.22
5	Stanowisko pomocnika otworowego	3	240	0	0.207	0.8	31.0	0.26
6	Wieżowy	4	180	0	0.174	0.8	36.8	0.22
7	Mechanik	4	135	0	0.151	0.8	42.4	0.19
8	Maszynista	4	105	0	0.124	0.8	51.7	0.15
9	Elektromonter	5	100	0	0.111	0.8	57.7	0.14
10	Pluczkowy	2	60	0	0.122	0.8	52.4	0.15

Rys. 3. Arkusz „Stanowiska”

INTERPRETACJA WYNIKÓW POMIARÓW													
Podstawowe dane o pomiarze													
Liczba punktów pomiarowych		7											
Poziom istotności (α)		0.05											
Niedokładność czujnika dla kir. X (ΔX <sub>1</sub> )		0.009 m/s <sup>2</sup>											
Niedokładność kalibratora (ΔX <sub>4</sub> )		0.010 m/s <sup>2</sup>											
Niedokładność miernika z przedwzmac. (DXS)		0.002 m/s <sup>2</sup>											
Nr p-ktu pom.	Nazwa punktu pomiarowego	Liczba pomiarów	Średniona wartość przysp. drgań aw,sr [m/s <sup>2</sup> ]			Średniokwadratowa wartość ważona przysp. drgań w kier. dominującym awd,sr [m/s <sup>2</sup> ]	Niepewność u <sub>1</sub> [m/s <sup>2</sup> ]	Niepewność u <sub>2</sub> [m/s <sup>2</sup> ]	Niepewność u <sub>3</sub> [m/s <sup>2</sup> ]	Niepewność u <sub>4</sub> [m/s <sup>2</sup> ]	Niepewność u <sub>5</sub> [m/s <sup>2</sup> ]	Niepewność u <sub>6</sub> [m/s <sup>2</sup> ]	Niepewność u <sub>7</sub> [m/s <sup>2</sup> ]
			kierunek X	kierunek Y	kierunek Z								
1	siэдzisko przy pulpicy sterowniczym	3	0.058	0.081	0.166	0.166	0.00287	0.00062	0.01000	0.00479	0.00383	0.01209	0.02419
2	stół obrotowy	3	0.083	0.094	0.226	0.226	0.00287	0.00085	0.01000	0.00652	0.00522	0.01337	0.02674
3	siła wibracyjna	3	0.073	0.089	0.271	0.271	0.00287	0.00102	0.01000	0.00782	0.00626	0.01448	0.02896
4	mieszalniki płuczki	3	0.118	0.126	0.407	0.407	0.00287	0.00153	0.01000	0.01175	0.00940	0.01836	0.03671
5	pompy płuczkowe	3	0.076	0.068	0.266	0.266	0.00287	0.00100	0.01000	0.00788	0.00614	0.01435	0.02870
6	agregaty przedwzmac.	3	0.061	0.052	0.216	0.216	0.00287	0.00081	0.01000	0.00624	0.00499	0.01314	0.02628
7	PCR	3	0.042	0.037	0.103	0.103	0.00287	0.00039	0.01000	0.00297	0.00238	0.01108	0.02217

Rys. 4. Arkusz „Pomiar”

przebywania pracowników wykonujących zadania w strefie obsługi urządzeń wiertniczych, opracowano arkusz kalkulacyjny. Opracowany arkusz, pozwala w prosty i szybki sposób wyliczyć podstawowe parametry oceny wibracji pod względem bezpieczeństwa pracowników. Wszystkie formuły zastosowane w algorytmach makra obliczeniowego arkusza są zgodne z aktualnie obowiązującymi normami: PN-EN 14253+A1:2011, PN-EN ISO 5349-1:2004 i PN-EN ISO 5349-2:2004.

Opracowany skoroszyt zawiera następujące arkusze:

- „Opis” – zawierający dane zleceniodawcy, opis obiektu pomiarowego, wykonywanych czynności i użytej aparatury pomiarowej,
- „Stanowiska” – zawierający wyszczególnienie stanowisk pracy na danym obiekcie pomiarowym, wraz z liczbą zadań (czynności) wykonywanych w zakresie pracy na tym stanowisku, łącznym czasem pracy pracowników oraz rodzajem drgań (drgania ogólne, drgania miejscowe). W kolejnych kolumnach tego skoroszytu umieszczone są wyniki obliczeń: równoważna dla 8 godzin pracy wartość przyspieszenia drgań w kierunku dominującym (dla drgań ogólnych) lub średniokwadratowa wartość ważona przyspieszeń drgań (dla drgań miejscowych), dopuszczalna wartość przyspieszeń drgań dla danego typu oddziaływania na organizm, dopuszczalny czas narażenia na drgania i krotności przekroczeń wartości dopuszczalnej. Wartość krotności większa od 1 oznacza niedozwolone przekroczenie dopuszczalnych wartości.

– „Pomiar” – zawierający opis punktów pomiarowych, liczbę wykonanych pomiarów w każdym punkcie. W kolejnych kolumnach zamieszczone są wyniki wielkości uśrednionej dla danej serii pomiarowej w kierunkach X, Y i Z i kierunku dominującym (dla drgań ogólnych) lub średniokwadratowa wartość ważona przyspieszeń drgań (dla drgań miejscowych). Kolejnych 7 kolumn zawiera wyliczone różnego typu niepewności (opisane w cytowanych normach).

– „Zadania” – skoroszyt zawiera opisy oraz czas wykonywanych zadań (czynności) na stanowiskach pracy. Skoroszyt jest, niejako, tablicą zborną dla dwóch pozostałych skoroszytów, zawierających dane i wyniki obliczeń („Stanowisko” i „Pomiar”), gdyż definiuje numer stanowiska i numer punktu pomiarowego związanego z danym zadaniem oraz czas wykonywania danego zadania. Z tego względu, należy zwrócić szczególną uwagę na poprawne wpisanie tych wartości, gdyż od tego zależy poprawność wszystkich obliczeń.

– „Dane\_x”, „Dane\_y” i „Dane\_z” – zawierają źródłowe wartości wykonanych pomiarów przyspieszenia drgań w kierunkach: x, y i z.

OPIS ZADAŃ WYKONYWANYCH NA STANOWISKACH				
Liczbę zadań			33	
Nr Zadania	Nazwa Zadania	Nr stanowiska	Czas pracy [min]	Nr p-ktu pom.
1	Dozór prac w szybie wiertniczym (kierownik)	1	120	2
2	Prace w strefie obsługi sit wibracyjnych (kierownik)	1	30	3
3	Prace w strefie obsługi mieszalników płuczki (kierownik)	1	30	4
4	Dozór prac w szybie wiertniczym (asystent)	2	60	2
5	Prace w strefie obsługi sit wibracyjnych (asystent)	2	30	3
6	Prace w strefie obsługi mieszalników płuczki (asystent)	2	30	4
7	Prace przy pulpicie sterowniczym (wiertacz)	3	300	1
8	Prace przy pulpicie sterowniczym (pomocnik)	4	180	1
9	Prace w strefie obsługi sit wibracyjnych (pomocnik)	4	30	3
10	Prace w strefie obsługi mieszalników płuczki (pomocnik)	4	30	4
11	Prace w strefie obsługi pomp płuczkowych (pomocnik)	4	30	5
12	Prace przy stole obrotowym (pomocnik otworowy)	5	120	2
13	Prace w strefie obsługi sit wibracyjnych (pomocnik otworowy)	5	60	3
14	Prace w strefie obsługi mieszalników płuczki (pomocnik otworowy)	5	60	4
15	Prace w szybie wiertniczym (wieżowy)	6	60	2
16	Prace w strefie obsługi sit wibracyjnych (wieżowy)	6	30	3
17	Prace w strefie obsługi mieszalników płuczki (wieżowy)	6	30	4
18	Prace w strefie obsługi pomp płuczkowych (wieżowy)	6	60	5
19	Prace w szybie wiertniczym (mechanik)	7	60	2
20	Prace w strefie obsługi sit wibracyjnych (mechanik)	7	30	3
21	Prace w strefie obsługi mieszalników płuczki (mechanik)	7	30	4
22	Prace w strefie obsługi agregatów prądotwórczych (mechanik)	7	15	6
23	Prace w szybie wiertniczym (maszynista)	8	60	2
24	Prace w strefie obsługi sit wibracyjnych (maszynista)	8	15	3
25	Prace w strefie obsługi mieszalników płuczki (maszynista)	8	15	4
26	Prace w strefie obsługi agregatów prądotwórczych (maszynista)	8	15	6
27	Prace w szybie wiertniczym (elektromonter)	9	30	2
28	Prace w strefie obsługi sit wibracyjnych (elektromonter)	9	15	3
29	Prace w strefie obsługi mieszalników płuczki (elektromonter)	9	15	4
30	Prace w strefie obsługi agregatów prądotwórczych (elektromonter)	9	10	6
31	Prace w pomieszczeniu PCR (elektromonter)	9	30	7
32	Prace w strefie obsługi sit wibracyjnych (płuczkowy)	10	30	3
33	Prace w strefie obsługi mieszalników płuczki (płuczkowy)	10	30	4

Rys. 5. Arkusz „Zadania”

**Pomiar natężenia drgań mechanicznych dla kierunku X**

Lp.	Pkt 1. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 2. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 3. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 4. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 5. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 6. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 7. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 8. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 9. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 10. [m/s <sup>2</sup> ]
1	0.052	0.054	0.080	0.692						
2	0.048	0.060	0.072	0.682						
3	0.047	0.052	0.077	0.686						
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										

Rys. 6. Arkusz „Dane\_x”

**Pomiar natężenia drgań mechanicznych dla kierunku Z**

Lp.	Pkt 1. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 2. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 3. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 4. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 5. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 6. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 7. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 8. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 9. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 10. [m/s <sup>2</sup> ]
1	0.164	0.224	0.269	0.407	0.264	0.216	0.101			
2	0.166	0.226	0.271	0.405	0.266	0.214	0.103			
3	0.168	0.228	0.273	0.409	0.268	0.218	0.105			
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										

Rys. 7. Arkusz „Dane\_y”

Pomiar natężenia drgań mechanicznych dla kierunku Z.

Lp.	Pkt 1. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 2. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 3. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 4. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 5. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 6. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 7. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 8. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 9. [m/s <sup>2</sup> ]	Pkt 10. [m/s <sup>2</sup> ]
1	0.164	0.224	0.269	0.407	0.264	0.216	0.101			
2	0.166	0.226	0.271	0.405	0.266	0.214	0.103			
3	0.168	0.228	0.273	0.409	0.268	0.218	0.105			
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										

Rys. 8. Arkusz „Dane\_z”

Wszystkie wzory obliczeniowe zawarte są albo w odpowiednich komórkach arkusza, albo wykonywane są za pomocą procedur zaimplementowanych w makrze o nazwie „Licz”. Makro to uruchamiane jest poprzez wybranie z klawiatury kombinacji klawiszy: Ctrl+m.

### Wnioski

- 1) Drgania mechaniczne emitowane do środowiska przez urządzenia techniczne badanej wiertnicy Drillmec 2000 HP nie przekraczają dopuszczalnych wartości określających granicę szkodliwości przy podanych czasach ekspozycji.
- 2) Miejsca, w których poziom drgań przekracza dopuszczalne wartości należy oznaczyć tablicami ostrzegawczymi o ryzyku zagrożenia wibracją.
- 3) Wykonanie arkusza kalkulacyjnego dostosowanego do bieżących potrzeb pozwala w stosunkowo krótkim terminie przesłać wyniki zleceniodawcy zgodnie z wymaganiami Unii Europejskiej oraz posiadanego certyfikatu.
- 4) Arkusz kalkulacyjny umożliwia tworzenie jednolitego banku danych o przebadanych obiektach górnictwa nafty i gazu pod względem warunków pracy i narażenia pracowników na drgania mechaniczne.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt.: *Dostosowanie oprogramowania komputerowego drgań mechanicznych w środowisku pracy obsługi wiertnic do wymagań Unii Europejskiej*. – praca INiG na zlecenie MNiSW; nr archiwalny: DK-4100-72/13; nr zlecenia: 0072/KA/13.

### Literatura

1. Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 02.02.2011 r. w sprawie badań i pomiarów czynników szkodliwych dla zdrowia w środowisku pracy (Dziennik Ustaw Nr 33 poz. 166 z dnia 16.02.2011 r.).
2. Rozporządzenie Ministra Pracy i Polityki

mechanicznych na stanowiskach pracy w urządzeniach wiertniczych” Materiały niepublikowane. INiG 2012 r.

5. Directive 2002/44/WE of the European Parliament and of the Council of 25 June 2002 on the minimum health and safety requirements regarding the exposure of workers to the risks arising from physical agents (vibration) OJ L177, 06.07.2002.
6. Bednarz S., Urba R.: „Drgania mechaniczne w środowisku obsługi urządzeń wiertniczych górnictwa naftowego” Wiertnictwo, Nafta Gaz, Tom 20, z. 1. 2003 r.
7. Urba R.: „Niepewność pomiaru fizykomechanicznych czynników środowiskowych w zakładach górnictwa nafty i gazu”. Nafta-Gaz 2010, nr 7, s. 573-576.

Roman Urba  
Instytut Nafty i Gazu O/Krosno

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 27.11.2013

Artykuł przyjęto do druku: 8.01.2014

## 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](mailto:redakcja.wnig@interia.pl), [redakcja@wnig.pl](mailto: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>

# Zastosowanie nowoczesnych dodatków uszlachetniających do lekkiego oleju opałowego sposobem na poprawę właściwości eksploatacyjnych i ograniczenie emisji toksycznych składników gazów spalinowych



Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy w Krakowie, we współpracy z Uniwersytetem Jagiellońskim i przedsiębiorstwem Pachemtech Sp. z o.o., w ramach Programu Badań Stosowanych w ścieżce B, realizuje projekt badawczo – rozwojowy współfinansowany ze środków NCBiR zatytułowany „Opracowanie wielofunkcyjnego pakietu dodatków zawierającego innowacyjny modyfikator procesu spalania typu FBC (Fuel Born Catalyst) do lekkiego oleju opałowego”. Projekt jest realizowany od października 2012 r. do września 2015 r. Wartość projektu wynosi 2 480 000 PLN.

Od kilkunastu lat problem emisji cząstek stałych w gazach spalinowych pochodzących ze spalania lekkich olejów opałowych wzbudza duże zainteresowanie. Znajduje to odzwierciedlenie w progresywnie zwiększającej się ilości prowadzonych na całym świecie prac naukowo-badawczych dotyczących szkodliwości, jak i sposobów ograniczania emisji cząstek stałych. Począwszy od drugiej połowy lat osiemdziesiątych ubiegłego wieku, na całym świecie wprowadzane są i systematycznie zaostrzane przepisy ograniczające emisję szkodliwych składników spalin do atmosfery z uwzględnieniem wielkości emisji cząstek stałych (PM). Celem projektu jest opracowanie technologii wytwarzania pakietu dodatków uszlachetniających zawierającego innowacyjny modyfikator procesu spalania typu FBC do lekkiego oleju opałowego, przeznaczonego do zasilania nowoczesnych kotłów grzewczych. Realizacja niniejszego projektu obejmuje syntezę i badania modyfikatorów spalania oraz opracowanie składu i technologii wytwarzania wielofunkcyjnego pakietu dodatków do lekkiego oleju opałowego. Nowoczesny dodatek modyfikujący proces spalania będzie stabilną dyspersją metaloorganicznych związków kompleksowych metali przejściowych, metali alkalicznych lub ziem alkalicznych oraz substancji bezpopiołowych, które ulegną pirolitycznej transformacji in-situ, tworząc nanocząstki katalizatora. Przewiduje się, iż zastosowanie nowoczesnego dodatku typu FBC do uszlachetnienia lekkiego oleju opałowego ograniczy ilość toksycznych składników gazów spalinowych

w sektorze komunalno-bytowym i pozwoli na spełnienie wymagań Dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady oraz Rozporządzenia Ministra Środowiska (Dyrektywa 2008/1/WE dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli, Dyrektywa 2008/50/WE w sprawie jakości powietrza i czystszy powietrza dla Europy, Rozporządzenie Ministra Środowiska 3 marca 2008 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu). Zastosowanie dodatku do uszlachetniania lekkiego oleju opałowego, którego technologię wytwarzania autorzy opracują we wnioskowanym projekcie, w połączeniu z realizacją przyjętego Uchwałą nr XXXIX/612/09 Sejmiku Województwa Małopolskiego z 21 grudnia 2009 r. Programu Ochrony Powietrza dla Województwa Małopolskiego (obejmującego między innymi dofinansowanie do wymiany tradycyjnych kotłów węglowych w gospodarstwach domowych i kotłowniach lokalnych na nowoczesne kotły retortowe, gazowe i olejowe) skutkować będzie obniżeniem w powietrzu stężenia toksycznych składników spalin pochodzących z sektora komunalno – bytowego (w szczególności emisji pyłów zawieszonych oraz benzo(a)pirenu). Wielofunkcyjny pakiet dodatków będący przedmiotem projektu, będzie zawierał ponadto dodatek detergentowy, dodatek smarociowy, dodatki demulgująco-przeciwpienne i inne. Zastosowanie pakietu spowoduje obniżenie emisji cząstek stałych oraz ograniczy osadzanie się niespalonych substancji na elementach pieców grzewczych oraz zapewni dobre właściwości użytkowe lekkiego oleju opałowego wg wymagań norm PN-C-96024 i DIN 516031.

Kierownik projektu dr Grażyna Żak  
Zakład Dodatków i Nowych Technologii Chemicznych  
INIG-PIB  
tel. 12 61 73 590  
e-mail: zak@inig.pl

# Normy opublikowane w roku 2013

opracowane przez Komitety Techniczne PKN, których sekretariaty prowadzi Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy



## Normy z zakresu prac KT 31 ds. Górnictwa Nafty i Gazu

1.	PN-EN ISO 3183:2013-05E	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Rury stalowe do rurociągowych systemów transportowych
2.	PN-EN ISO 10416:2010P	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Płyny wiertnicze -- Badania laboratoryjne
3.	PN-EN ISO 10426-1:2010P	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Cementy i materiały do cementowania otworów -- Część 1: Specyfikacja
4.	PN-EN ISO 11961:2009P	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Stalowe rury płuczkowe
5.	PN-EN ISO 12211:2013-02E	Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy -- Spiralne płytowe wymienniki ciepła
6.	PN-EN ISO 12212:2013-02E	Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy -- Szpilkowe wymienniki ciepła
7.	PN-EN ISO 13705:2013-06E	Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy -- Grzejniki płomieniowe ogólnego zastosowania przeznaczone do pracy w rafineriach
8.	PN-EN ISO 14998:2013-12E	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Wyposażenie wgłębne -- Wyposażenie uzupełniające
9.	PN-EN ISO 15156-1:2010P	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Materiały stosowane przy wydobywaniu ropy i gazu w środowisku zawierającym H <sub>2</sub> S -- Część 1: Ogólne zasady doboru materiałów odpornych na pęknięcie
10.	PN-EN ISO 15156-2:2010P	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Materiały stosowane przy wydobywaniu ropy i gazu w środowisku zawierającym H <sub>2</sub> S -- Część 2: Stale niestopowe i niskostopowe odporne na pęknięcie oraz stosowanie żeliw
11.	PN-EN ISO 15156-3:2010P	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Materiały stosowane przy wydobywaniu ropy i gazu w środowisku zawierającym H <sub>2</sub> S -- Część 3: Stopy odporne na pęknięcie CRA (stopy odporne na korozję) i inne stopy
12.	PN-EN ISO 17078-4:2010P	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Wyposażenie do wierceń i eksploatacji -- Część 4: Zasady użytkowania łączników posadowych z kieszenią boczną i związanego z nimi wyposażenia
13.	PN-EN ISO 19901-7:2013-09E	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Szczególne wymagania dotyczące konstrukcji morskich -- Część 7: Skoordinowane systemy dla pływających konstrukcji i ruchomych zespołów przybrzeżnych
14.	PN-EN ISO 19905-1:2013-02E	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Ocena dostosowania mobilnych urządzeń morskich do warunków miejscowych -- Część 1: Platformy wiertnicze samopodnośne typu jack-up
15.	PN-EN ISO 25457:2009P	Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy -- Dane szczegółowe dotyczące pochodni używanych w przemyśle rafineryjnym i petrochemicznym
16.	PN-EN ISO 27509:2013-06E	Przemysł naftowy i gazowniczy -- Zespalone połączenia kołnierzowe z pierścieniem uszczelniającym IX

## Normy z zakresu prac KT 222 ds. Przetworów Naftowych i Cieczy Eksploatacyjnych Podkomitet ds. Paliw Płynnych

1.	PN-C-04375-1:2013-07P	Badanie paliw stałych i ciekłych -- Oznaczenie ciepła spalania w bombie kalorymetrycznej i obliczanie wartości opałowej -- Część 1: Postanowienia ogólne, aparatura, metody
2.	PN-C-04375-2:2013-07P	Badanie paliw stałych i ciekłych -- Oznaczenie ciepła spalania w bombie kalorymetrycznej i obliczanie wartości opałowej -- Część 2: Metoda z zastosowaniem kalorymetru izoperibolicznego lub kalorymetru z płaszczem statycznym
3.	PN-C-04375-3:2013-07P	Badanie paliw stałych i ciekłych -- Oznaczenie ciepła spalania w bombie kalorymetrycznej i obliczanie wartości opałowej -- Część 3: Metoda z zastosowaniem kalorymetru z płaszczem adiabatycznym
4.	PN-C-04426:2013-07P	Ciekłe przetwory naftowe -- Spektrofotometryczne metody oznaczania znacznika Solvent Yellow 124 oraz czerwonego i niebieskiego barwnika w lekkich olejach opałowych i olejach napędowych
5.	PN-EN 228:2013-04P	Paliwa do pojazdów samochodowych -- Benzyna bezołowiowa -- Wymagania i metody badań
6.	PN-EN 589+A1:2012P	Paliwa do pojazdów samochodowych -- LPG -- Wymagania i metody badań
7.	PN-EN 590:2013-12E	Paliwa do pojazdów samochodowych -- Oleje napędowe -- Wymagania i metody badań
8.	PN-EN 14214:2012P	Ciekłe przetwory naftowe -- Estry metylowe kwasów tłuszczowych (FAME) do użytku w silnikach samochodowych o zapłonie samoczynnym (Diesla) i zastosowań grzewczych -- Wymagania i metody badań
9.	PN-EN 14274:2013-06P	Paliwa do pojazdów samochodowych -- Ocena jakości benzyny i oleju napędowego -- System monitoringu jakości paliwa (FQMS)
10.	PN-EN 14275:2013-06P	Paliwa do pojazdów samochodowych -- Ocena jakości benzyny i oleju napędowego -- Pobieranie próbek z dystrybutorów detalicznych i zakładowych
11.	PN-EN 15492:2012P	Etanol jako komponent benzyny -- Oznaczenie zawartości nieorganicznych jonów chlorkowych i siarczanowych -- Metoda chromatografii jonowej
12.	PN-EN 15721:2013-10E	Etanol jako komponent benzyny -- Oznaczenie zawartości wyższych alkoholi, metanolu i innych zanieczyszczeń -- Metoda chromatografii gazowej
13.	PN-EN 15779+A1:2013-12E	Przetwory naftowe oraz produkty przetwarzania olejów i tłuszczów -- Estry metylowe kwasów tłuszczowych (FAME) do silników o zapłonie samoczynnym (Diesla) -- Oznaczenie estrów metylowych wielonienasyconych kwasów tłuszczowych (≥ 4 wiązania podwójne) (PUFA) metodą chromatografii gazowej



14.	PN-EN 15984:2011P	Przemysł naftowy i przetwory naftowe -- Oznaczanie składu rafineryjnego gazu opałowego i obliczanie zawartości węgla i wartości opałowej -- Metoda chromatografii gazowej
15.	PN-EN 16143:2013-06E	Przetwory naftowe -- Oznaczanie zawartości benzo(a)pirenu (BaP) i wybranych wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (WWA) w plastyfikatorach -- Procedura z zastosowaniem podwójnego oczyszczania techniką LC i analizy GC/MS
16.	PN-EN 16144:2012P	Ciekle przetwory naftowe -- Oznaczanie opóźnienia zapłonu i pochodnej liczby cetanowej (DCN) średnich destylatów naftowych -- Okres wtrysku w ustalonym przedziale, metoda komory spalania o stałej objętości
17.	PN-EN 16270:2013-03P	Paliwa do pojazdów samochodowych -- Oznaczanie wysokowrzących składników, w tym estrów metylowych kwasów tłuszczowych w benzynie -- Metoda chromatografii gazowej
18.	PN-EN 16294:2013-05E	Przetwory naftowe i produkty przetwarzania olejów i tłuszczów -- Oznaczanie zawartości fosforu w estrach metylowych kwasów tłuszczowych (FAME) -- Metoda optycznej spektrometrii emisyjnej plazmy wzbudzonej indukcyjnie (ICP OES)
19.	PN-EN 16329:2013-07E	Oleje napędowe i oleje opałowe lekkie -- Oznaczanie temperatury zablokowania zimnego filtra -- Metoda z liniowym przebiegiem chłodzenia łaźni
20.	PN-EN 16423:2013-12E	Skroplone gazy węglowodorowe -- Oznaczanie rozpuszczonej pozostałości -- Metoda chromatografii gazowej z bezpośrednim dozowaniem cieczy na kolumnę
21.	PN-EN ISO 4264:2010/A1:2013-07E	Przetwory naftowe -- Obliczanie indeksu cetanowego paliw ze średnich destylatów metodą równania czterech zmiennych
22.	PN-EN ISO 7536:2011P	Przetwory naftowe -- Oznaczanie odporności benzyn na utlenianie -- Metoda okresu indukcyjnego
23.	PN-EN ISO 13032:2012P	Przetwory naftowe -- Oznaczanie niskich zawartości siarki w paliwach do pojazdów samochodowych -- Metoda spektrometrii fluorescencji rentgenowskiej z dyspersją energii
24.	PN-EN ISO 13736:2013-06E	Oznaczanie temperatury zapłonu -- Metoda zamkniętego tygla Abla

### Normy z zakresu prac KT 222 ds. Przetworów Naftowych i Cieczy Eksploatacyjnych Podkomitet ds. Olejów Smarowych

1.	PKN-ISO/TS 11366:2013-10P	Przetwory naftowe i produkty podobne -- Wytyczne eksploatacji olejów smarowych do turbin parowych, gazowych i skojarzonych układów gazowo-parowych
2.	PN-EN ISO 12922:2013-05E	Środki smarowe, oleje przemysłowe i produkty podobne (klasa L) -- Grupa H (Układy hydrauliczne) -- Wymagania dla cieczy hydraulicznych kategorii HFAE, HFAS, HFB, HFC, HFDR i HFDU
3.	PN-ISO 6617:2013-03P	Mineralne oleje smarowe -- Odporność na utlenianie -- Oznaczanie zmiany pozostałości po koksowaniu metodą Conradsona po utlenianiu
4.	PN-ISO 6743-6:2013-03P	Środki smarowe, oleje przemysłowe i produkty podobne (klasa L) -- Klasyfikacja -- Część 6: Grupa C (Przekładnie)
5.	PN-ISO 6743-13:2013-03P	Środki smarowe, oleje przemysłowe i produkty podobne (klasa L) -- Klasyfikacja -- Część 13: Grupa G (Prowadnice ślizgowe)

### Normy z zakresu prac KT 222 ds. Przetworów Naftowych i Cieczy Eksploatacyjnych Podkomitet ds. Asfaltów

1.	PN-EN 58:2012P	Asfalty i lepiszcza asfaltowe -- Pobieranie próbek lepiszczy asfaltowych
2.	PN-EN 1429:2013-07E	Asfalty i lepiszcza asfaltowe -- Oznaczanie pozostałości na sicie emulsji asfaltowych oraz trwałości podczas magazynowania metodą pozostałości na sicie
3.	PN-EN 13074-1:2012P	Asfalty i lepiszcza asfaltowe -- Odzyskiwanie lepiszcza z emulsji asfaltowych lub asfaltów upłynnionych lub fluksowanych -- Część 1: Odzyskiwanie metodą odparowania
4.	PN-EN 13614:2011P	Asfalty i lepiszcza asfaltowe -- Oznaczenie przyczepności emulsji asfaltowych przez zanurzenie w wodzie
5.	PN-EN 13808:2013-10E	Asfalty i lepiszcza asfaltowe -- Zasady klasyfikacji kationowych emulsji asfaltowych
6.	PN-EN 14769:2012P	Asfalty i lepiszcza asfaltowe -- Przyspieszone starzenie długoterminowe/kondycjonowanie w komorze starzenia ciśnieniowego (PAV)
7.	PN-EN 15322:2013-07E	Asfalty i lepiszcza asfaltowe -- Zasady klasyfikacji asfaltów upłynnionych i fluksowanych

### Normy z zakresu prac KT 277 ds. Gazownictwa Podkomitet ds. Pomiarów i Oceny Jakości Paliw Gazowych

1.	PN-EN 6145-4:2008P	Analiza gazu -- Sporządzanie gazowych mieszanin wzorcowych z zastosowaniem dynamicznych metod objętościowych -- Część 4: Metoda ciągłego wstrzykiwania z użyciem strzykawki
2.	PN-EN ISO 10723:2013-06E	Gaz ziemny -- Ocena działania dotycząca układów analitycznych
3.	PN-EN ISO 13686:2013-11E	Gaz ziemny -- Określanie jakości
4.	PN-ISO 15971:2013-11P	Gaz ziemny -- Pomiar właściwości -- Wartość kaloryczna i liczba Wobbego
5.	PN-ISO 17089-1:2013-05P	Pomiar przepływu płynu w przewodach zamkniętych -- Gazomierze ultradźwiękowe -- Część 1: Gazomierze do pomiarów rozliczeniowych i bilansowych

**Normy z zakresu prac KT 277 ds. Gazownictwa  
Podkomitet ds. Dystrybucji Paliw Gazowych**

1.	PN-EN 12007-1:2013-02E	Systemy dostawy gazu -- Rurociągi o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 16 bar włącznie -- Część 1: Ogólne zalecenia funkcjonalne
2.	PN-EN 12007-2:2013-02E	Systemy dostawy gazu -- Rurociągi o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 16 bar włącznie -- Część 2: Szczególne zalecenia funkcjonalne dotyczące polietylenu (MOP do 10 bar włącznie)
3.	PN-EN 12007-4:2013-02E	Systemy dostawy gazu -- Rurociągi o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 16 bar włącznie -- Część 4: Szczegółowe zalecenia funkcjonalne dotyczące renowacji
4.	PN-EN 12327-2013-02E	Systemy dostawy gazu -- Procedury próby ciśnieniowej, uruchamiania i unieruchamiania -- Wymagania funkcjonalne
5.	PN-EN 12732-2013-10E	Infrastruktura gazowa -- Spawanie stalowych układów rurowych -- Wymagania funkcjonalne
6.	PN-EN ISO 28460:2011P	Urządzenia zabezpieczające dla stacji redukcji ciśnienia gazu i instalacji -- Gazowe zabezpieczające urządzenia zamykające dla ciśnień wejściowych do 100 bar

**Normy z zakresu prac KT 277 ds. Gazownictwa  
Podkomitet ds. Przesyłu Gazu**

1.	PN-EN 15001-1:2009P	Infrastruktura gazowa -- Orurowanie instalacji gazowych o ciśnieniu roboczym większym niż 0,5 bar dla instalacji przemysłowych i większym niż 5 bar dla instalacji przemysłowych i nieprzemysłowych -- Część 1: Szczegółowe wymagania funkcjonalne dotyczące projektowania, materiałów, budowy, kontroli i badania
2.	PN-EN 16314:2013-11E	Gazomierze -- Dodatkowe funkcjonalności
3.	PN-EN 16348:2013-10E	Infrastruktura gazowa -- System Zarządzania Bezpieczeństwem (SMS) dla infrastruktury przesyłowej gazu i System Zarządzania Integralnością Rurociągu (PIMS) dla gazociągów przesyłowych -- Wymagania funkcjonalne
4.	PN-EN ISO 14382+A1:2009/AC:2009P	Urządzenia zabezpieczające dla stacji redukcji ciśnienia gazu i instalacji -- Gazowe zabezpieczające urządzenia zamykające dla ciśnień wejściowych do 100 bar

**Normy z zakresu prac KT 277 ds. Gazownictwa  
Podkomitet ds. Użytkowania Gazu**

1.	PN-EN 30-1-1+A3:2013-07E	Domowe urządzenia do gotowania i pieczenia spalające paliwa gazowe -- Część 1-1: Bezpieczeństwo -- Postanowienia ogólne
2.	PN-EN 257:2010P	Termostaty mechaniczne do urządzeń spalających paliwa gazowe
3.	PN-EN 525:2009P	Gazowe bezprzeponowe ogrzewacze powietrza z wymuszoną konwekcją do ogrzewania pomieszczeń niemieszkalnych o obciążeniu cieplnym nieprzekraczającym 300 kW
4.	PN-EN 621:2010P	Gazowe ogrzewacze powietrza z wymuszoną konwekcją do ogrzewania pomieszczeń niemieszkalnych o obciążeniu cieplnym nieprzekraczającym 300 kW, bez wentylatora wspomagającego doprowadzenie powietrza do spalania i/lub odprowadzenie spalin
5.	PN-EN 1020:2010P	Gazowe ogrzewacze powietrza z wymuszoną konwekcją do ogrzewania pomieszczeń niemieszkalnych o obciążeniu cieplnym nieprzekraczającym 300 kW z wentylatorem wspomagającym doprowadzenie powietrza do spalania lub odprowadzenie spalin
6.	PN-EN 1319:2010P	Gazowe ogrzewacze powietrza z wymuszoną konwekcją do ogrzewania pomieszczeń mieszkalnych z palnikami wspomagany wentylatorem o obciążeniu cieplnym nieprzekraczającym 70 kW
7.	PN-EN 1854:2010P	Czujniki ciśnienia do palników gazowych i urządzeń spalających paliwa gazowe
8.	PN-EN 1949+A1:2013-07E	Wymagania dotyczące instalacji układów LPG w pojazdach kempingowych i innych pojazdach przeznaczonych do celów mieszkalnych
9.	PN-EN 13611+A2:2011P	Urządzenia zabezpieczające i sterujące do palników gazowych i urządzeń spalających paliwa gazowe -- Wymagania ogólne
10.	PN-EN 15502-2-1:2013-04E	Kotły grzewcze opalane gazem -- Część 2-1: Szczegółowa norma dotycząca urządzeń typu C i typu B2, B3 oraz urządzeń B5 o obciążeniu cieplnym nieprzekraczającym 1 000 kW
11.	PN-EN 16129:2013-11E	Regulatory ciśnienia, automatyczne przełączniki, o maksymalnym nastawianym ciśnieniu 4 bar, o maksymalnej przepustowości 150 kg/h, towarzyszące urządzenia zabezpieczające i przyłącza do butanu, propanu i ich mieszanin
12.	PN-EN 16304:2013-08E	Automatyczne zawory odpowietrzające do palników gazowych i urządzeń spalających paliwa gazowe

# Multi stage fracking i proppanty ceramiczne



**baltic  
ceramics**

Piotr Woźniak



**INDYGOTECH  
MINERALS**

Dariusz Janus

Niedługo potem jak do Polski zawitało określenie „shale gas” czyli gaz z łupków oraz „ceramic proppants” (które przez autora niniejszego artykułu zamiast „ceramiczny materiał podsadzkowy” po raz pierwszy w Polsce zostały określone jako „proppanty ceramiczne” na tyle skutecznie, że określenie to przyjęło się powszechnie), w polskim języku pojawiło się sformułowanie „multi stage fracking”. Nie wnikając w polskie tłumaczenie tego terminu, należy zwrócić uwagę, że od kilku tygodni sformułowanie „multi stage fracking” robi furorę nie tylko w branży oil & gas ale i w branży inwestycyjnej, po tym jak jeden z operatorów zapowiedział, że być może w tym roku przeprowadzi pierwszy taki proces w polskich formacjach geologicznych. Spójrzmy więc czym jest „multi stage fracking” i omówmy niektóre, najważniejsze jego aspekty. Zanim jednak zaczniemy warto dodać, że pragmatycy Amerykanie określają ten proces mianem: „massive multi stage fracking” co pokazuje dramatyzm całego procesu.

## Nie tylko urządzenia wiertnicze...

Nie będę się w niniejszym artykule skupiał na innych aspektach, jednak warto zaznaczyć, że tak jak przy wydobywaniu gazu metodami konwencjonalnymi kluczowe znaczenie ma (1) liczba urządzeń w regionie, to w przypadku metod niekonwencjonalnych dodatkowo istotne są także: (2) liczba i łączna moc pomp generujących wysokie ciśnienie przy szczelinowaniu oraz (3) nieograniczona dostępność do wysokiej jakości proppantów ceramicznych. Jeśli mamy (1) a nie mamy (2) i (3), nic z tego nie wyjdzie.

## Kiedy się zdecydujemy?

Multi stage fracking to sposób postępowania w procesie wiercenia i wydobywania „gazu łupkowego” z formacji posiadających znaczne zasoby tego gazu, mający na celu zwiększenie efektywności jego wydobywania, tak ze względu na efektywność złoża jak i na efektywność inwestycji. Multi stage fracking stworzył zupełnie nowe możliwości w technologii wierceń horyzontalnych, które stosuje się podczas wydobywania węglowodorów.

Wyobraźmy sobie, że poszukujemy „gazu łupkowego” i po wykonaniu odwiertu pionowego (wertykalnego) na pewnej głębokości znaleźliśmy formację bogatą w węglowodory (wysoki wskaźnik TOC). Po przeprowadzeniu testów i badań rdzeni pobranych z tego odwiertu postanowiliśmy przeprowadzić szczelinowanie wertykalne w horyzoncie o wysokiej zawartości TOC, a po pozytywnych wynikach wyrażających się m.in. uzyskaniem trwałego i znacznego przepływu gazu planujemy wykonanie właśnie „multi stage fracking”. Dzięki rozwojowi techniki, w tym technik obrazowych 2D i 3D z powodzeniem i z dużą dokładnością można wybrać właściwe miejsce a następnie wytworzyć szczelinę w konkretnym miejscu górotworu. Dzięki takiemu działaniu możliwe stało się znaczne zwiększenie efektywności procesu wydobywania ropy i gazu, ale także zmniejszenie obszaru zajmowanego podczas takiego przedsięwzięcia – co wpływa korzystnie na proces ze względów ekonomicznych oraz środowiskowych.

## Ile tych szczelinowań i czemu tak dużo?

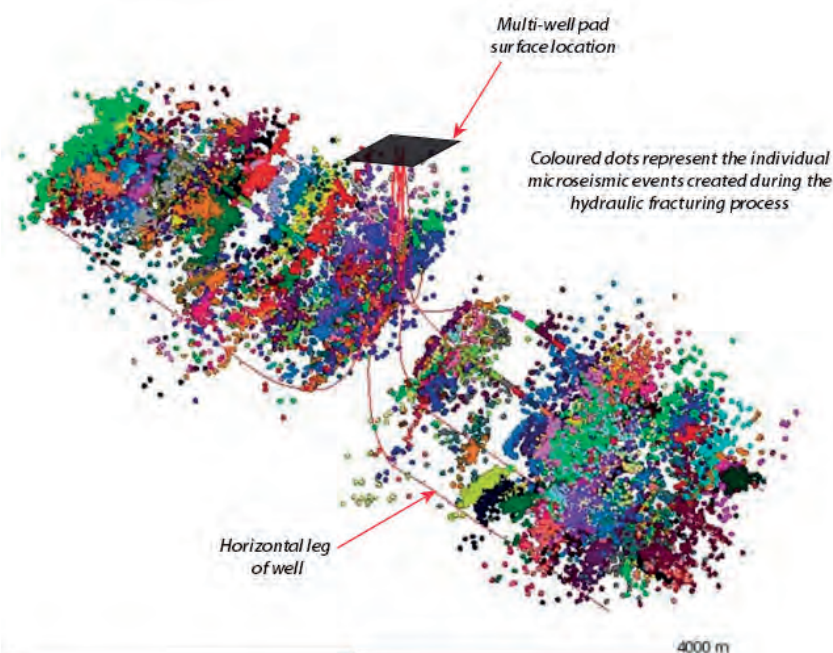
Na rysunku 1 przedstawiono zasadę wykonywania wielostopniowych, rozbudowanych odwiertów oraz schematycznie przedstawione zostały pola zasięgu poszczególnych wierceń.

W przypadku przedstawionym na rysunku 1 powyżej mamy do czynienia z jednym tzw. „padem” który posłużył, by zrealizować dwa razy po cztery odwierty horyzontalne, każdy z nich o długości około 2 km, oddalone od siebie o około 400 m każdy, przy czym na czterech z nich zrobiono po około 12 szczelinowań, a na kolejnych czterech przeprowadzono po około 18 szczelinowań. W tym konkretnym przypadku przeprowadzono więc łącznie około 90 do 100 szczelinowań i zużyto w tym celu około 7.000 do 9.000 ton proppantów!

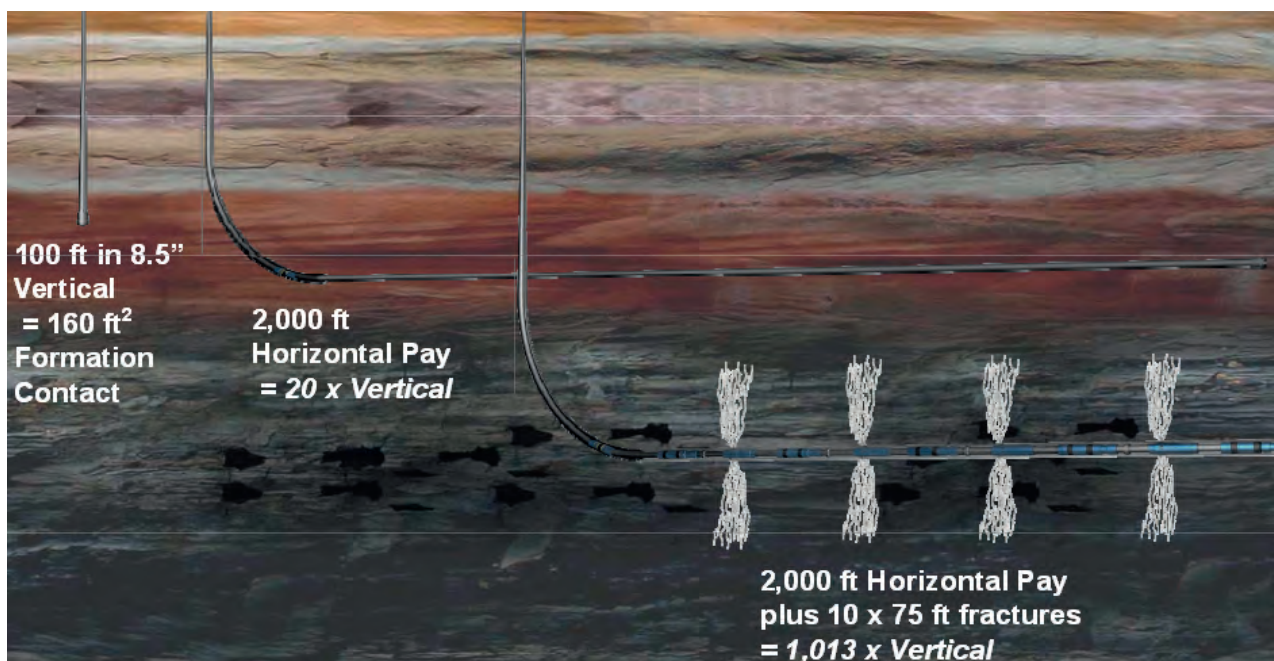
W praktyce można powiedzieć, że multi stage fracking to wykonywanie odwiertów produkcyjnych w skałach łupkowych tak, aby zwiększyć ilość wydobytego gazu przez jeden odwiert pionowy, który stanowi istotną część kosztów. Nie tylko z powodu kosztów realizacji samego odwiertu, ale także z powodu kosztów utrzymywania ogromnie kosztownej infrastruktury naziemnej, jaka jest niezbędna do jego przeprowadzenia, a także z powodu czasu jaki jest potrzebny, by wykonać odwiert pionowy.

## Bez proppantów ani rusz

Tak więc, jeśli skała łupkowa z odpowiednim TOC > 2-4% i o odpowiedniej porowatości, większej niż 5-10% ma grubość nie większą niż 250 metrów, z jednego odwiertu pionowego



Rys. 1. Sposób rozmieszczenia odwiertów w MSF. [źródło: Modi-ed from ESG, 2010]



Rys. 2. Porównanie rodzaju odwiertów i szczelinowania. [źródło: Packer Plus]

wykonuje się od 1 do 2, 4, 6, a nawet do 8 odwiertów poziomych, w dwóch różnych kierunkach, w znacznej części równoległe do siebie, w taki sposób, aby żadne z wierceń horyzontalnych nie były bliżej niż 300 – 400 metrów od siebie. Dodatkowo, każdy z takich odwiertów może mieć długość 1 km, 2 km, a nawet 4 kilometry. Najdłuższy znany odwiert poziomy czyli horyzontalny ma długość ponad 6 km! Na każdym z tych poziomych odwiertów dokonuje się w odstępach 150-200 metrów tzw. szczelinowań, które tworzą mikroszczeliny w skale łupkowej, przez które wydobywa się gaz. Na najdłuższych znanych odwiertach horyzontalnych dokonano łącznie do 45 pojedynczych szczelinowań!

Oznacza to, że na odwiercie o długości około 2 km do 3 km będzie około 12 do 18 szczelinowań, z których każde zużyje około 70-120 ton proppantów.

Dodatkowo, jeśli złożę gazu łupkowego odznacza się grubością min 500 m lub więcej, takie odwierty horyzontalne będą realizowane na dwóch głębokościach, z różnicą głębokości wynoszącą około 250-300 m, co może podwoić ilość do 8, 12, a nawet 16 czyli odwiertów horyzontalnych, z których każdy, jeśli posiada długość około 2 km, zużyje około 900 ton proppantów, czyli łącznie maksymalnie 14.400 ton proppantów.

W warunkach dojrzałego rynku (czyli posiadającego spółki serwisowe posiadające operacyjne doświadczenie i znajomość złóż), jakim jest rynek amerykański, taka procedura trwa od jednego do dwóch a maksymalnie do czterech miesięcy (póki co w Polsce przygotowanie i realizacja odwiertu pionowego trwa dłużej). Oznacza to,

że aby zaopatrzyć jedną tworzącą się kopalnię gazu łupkowego, trzeba w ciągu maksymalnie 4 miesięcy dostarczyć maksymalnie 14 tys. ton proppantów, czyli około 100 – 120 ton dziennie. To implikuje minimalne moce produkcyjne producenta proppantów na poziomie 100 ton dziennie, czyli ponad 30.000 ton rocznie. A dodatkowo, w przypadku przyjęcia takiego zlecenia produkcyjnego taki zakład produkcyjny nie będzie mógł w tym czasie przyjąć żadnego innego zlecenia, bo nie będzie w stanie go obsłużyć. Pomijam przy tym znaczenie jakie ma rodzaj używanych proppantów, np. ze względu na rozmiar, wytrzymałość, recepturę i inne wymagania operatora, jak np. gwarancję dostaw w uzgodnionym terminie na „pad” itd. Oznacza to, że sprawne prowadzenie operacji z firmami serwisowymi w zakresie dostarczania proppantów ceramicznych wymaga mocy produkcyjnych na poziomie około 60.000 ton rocznie.

### Nasze łupki nie są takie złe

Na marginesie naszych rozważań należy wskazać, że typowa porowatość skał łupkowych, które są poddawane procesowi „multi stage fracking” wynosi około 5-15% i jest to wartość jaka jest znajdowana również w polskich skałach łupkowych, zaś TOC znajduje się na poziomie 2% i wyższym, i to również jest poziom jaki znajduje się w polskich łupkach. Problemem jest natomiast odpowiednia grubość takich horyzontów.

### Więcej szczelinowań to więcej gazu

W świetle powyższych wyliczeń jasne się również staje, że dzięki zastosowaniu multi sta-

ge fracking znacznie zwiększyła się powierzchnia styku z wydobywanymi węglowodorami. Na rysunku 2 pokazano poglądowe różnice pomiędzy poszczególnymi rodzajami wiercenia. Doskonale widać, iż powierzchnia kontaktu jest największa w przypadku wielu szczelinowań.

Oczywiście, jak już wiemy nasze polskie doświadczenia ze szczelinowaniem nauczyły nas przynajmniej jednego. Nie wszystko jest tak proste jak się nam wydawało. Pomijam przy tym problem cementowania, który w niektórych przypadkach stał się przysłowiowym „gwoździem do trumny”, a skupiam się na piasku stosowanym do tej pory dość powszechnie, głównie z powodu jego ceny w myśl zasady „lepsze bo tańsze”. Okazuje się bowiem, że stosowane na początku piaski, znane w Polsce jako najlepszy materiał podsadzkowy, nie dały oczekiwanego rezultatu. Okazało się również że „piasek piaskowi nierówny”, i choć niby ten sam, to jednak nie „taki sam” i może dawać różne wyniki, a w końcu okazało się, że stosowanie „materiału ceramicznego” czyli proppantów ceramicznych daje wyniki znacząco lepsze niż stosowanie piasku, co znalazło odzwierciedlenie w jednym z ostatnich komunikatów jednej z firm posiadających koncesje w Polsce. W ten sposób wiedza teoretyczna zastąpiona została wiedzą praktyczną.

### Jeśli chcesz strzelać załaduj rewolwer nabojami....

Potwierdziła się tym samym teoria autora artykułu, która mówi, że proppanty ceramiczne to „naboje w rewolwerze”. Bez nich rewolwer wygląda równie groźnie, ale nie strzela...

**Szczelinować ale jak?**

Jest jeszcze jedna komplikacja, która wykracza poza treść tego artykułu, ale która zostanie przybliżona w kolejnym. Otóż, dopóki nie nabierzemy doświadczenia nie będzie jasne jaki sposób realizacji samego szczelinowania da lepsze wyniki: duże wolumeny płynu, czy jak najwyższe ciśnienia, długi czas szczelinowania, czy może poprzedzenie przez dłuższy czas działania wodą pod ciśnieniem przed wprowadzeniem proppantów? Są to jednak pytania, na które odpowiedzi dopiero szukamy,

a im szybciej ją znajdziemy, tym szybciej osiągniemy przemysłowy przepływ gazu. Póki co nie wiemy, czy lepiej jest pompować płyn szczelinujący zawierający proppanty bardzo szybko i pod maksymalnym ciśnieniem przez kilka-kilkanaście godzin, czy też może prowadzić ten proces znacznie dłużej, przez co najmniej kilka dni, najpierw używając tylko płynu bez proppantów i dopiero później je dołączać? Jest wciąż wiele pytań na jakie musimy odpowiedzieć, jednak znaleźć właściwą odpowiedź można tylko dokonując kolejnych prób i każdą

z nich poddawać szczegółowej i wiarygodnej analizie, a następnie dokonywać zmian, które doprowadzą nas do przemysłowej produkcji gazu z formacji łupkowych w Polsce.

Piotr Woźniak  
Prezes Zarządu BALTIC CERAMICS S.A.

Dariusz Janus  
CEO  
IndygoTech Minerals SA



**baltic  
ceramics**

**Baltic Ceramics SA, informuje o Seminarium**

**pt. „Gaz ze skał łupkowych w Polsce. Perspektywy”**

**Zapraszamy do udziału w otwartej dyskusji na ten ten temat przedstawicieli firm posiadających koncesje w Polsce i planujących prace szczelinowania w otworach.**

**Termin spotkania: 31 marca 2014 roku, godz. 11<sup>00</sup>. Udział jest bezpłatny.**

**Miejsce spotkania: Warszawa, Hotel Marriott, sala Wawel.**

**Prosimy o potwierdzenie udziału do 19 marca 2014 pod nr tel. 728 961 047**

**Zapewniamy tłumacza PL-EN**

**wiomości**  
NAFTOWE | GAZOWNICZE

Patronat medialny WNiG. Wnioski ze spotkania zostaną zaprezentowane w „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych” w wydaniu kwietniowym.

# PGNiG i Orlen – sytuacja ekonomiczna i przekształcenia własnościowe (cz. 2)



Jerzy Papuga

Sejmowa komisja Skarbu Państwa na dwóch swoich posiedzeniach szczegółowo przeanalizowała sytuację poszczególnych spółek paliwowo-energetycznych. Jak wynika z danych ministerstwa i informacji samych spółek, ich sytuacja jest dobra bądź nawet znakomita.

## PGNiG-u świetna ostatnia prosta

Dyrektor Departamentu Ekonomicznego PGNiG Piotr Sudoł oznajmił posłom, że sytuacja finansowa koncernu jest dobra, wyniki za trzy kwartały 2013 roku w porównaniu do 2012 roku pokazały wzrost przychodów aż o 15% – z 20 do 23 mld zł, przy niezmiennym poziomie kosztów. Jeśli wynik operacyjny za 9 miesięcy 2012 roku wyniósł tylko 21 mln zł, to za ten sam okres 2013 roku aż 3 055 mln zł. Podobną relację wykazuje zysk netto: 122 mln zł w 2012 roku do 2 082 mln zł w 2013 roku. Złożył się na to wzrost sprzedaży gazu wysokometanowego o 1,6 mld zł i ropy naftowej o ponad 800 mln zł „co najbardziej cieszy, gdyż jest to produkt o bardzo wysokiej marżowości”. PGNiG oddał do eksploatacji złoża LMG w zachodniej Polsce, jak również sfinalizował projekt Scarva na norweskim szelfie kontynentalnym, dający zarówno ropę i gaz. Dyrektor ds. strategii PGNiG Marcin Lewenstein powiedział, iż Norwegia wydaje się być najlepszym z projektów, realizowanych za granicą, Egipt, Libia, czy Pakistan nie były realizowane z takim powodzeniem. „Będziemy szukać możliwości w upstreamie zagranicznym raczej w obszarze OECD, czy to w basenie Morza Północnego, czy w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie”. Jeżeli chodzi o Norwegię PGNiG będzie obecny zarówno w rundach licencyjnych, które są tam cyklicznie organizowane, jak i „rozważa fuzje i przejęcia”. Działania te rozwijają segment „Poszukiwania i wydobycia”, który w 2012 roku dał wynik na poziomie 1,3 mld zł a w 2013 roku aż 2,2 mld zł. Złożyła się na to „ropa z LMG oraz ropa i gaz ze Scarva”, który PGNiG odsprzedaje do Niemiec „a konkretnie do spółki obrotowej, która dokonuje redystry-

bucji gazu już do finalnego klienta”. Dyr. Sudoł podkreślił, iż prognozy wydobycia gazu na poziomie prawie 4,5 mld m<sup>3</sup> i 1,1 mln ton ropy na 2013 rok nie są w żaden sposób zagrożone. Spółce udało się utrzymać na niezmiennym poziomie koszty operacyjne rok do roku „ale gdyby uwzględnić amortyzację dwóch dużych projektów ropo-gazowych spadłyby one o ponad 2 %, czyli o 400 mln zł”. W 2013 roku PGNiG zredukował zadłużenie o 3,6 mld – z 9,2 mld do 5,6 mld zł. W październiku 2013 roku wypłacił prawie 800 mln zł dywidendy „z czego 72% zasililo rachunki Skarbu Państwa”.

## Duża górka w magazynowaniu i wytwarzaniu

Podobnie wyglądają wyniki finansowe segmentu „Obrót i magazynowanie” gdzie nastąpiło odwrócenie niekorzystnej tendencji: o ile przez 9 miesięcy 2012 roku strata operacyjna wyniosła prawie 2 mld zł, o tyle za 2013 roku zysk sięgnął 100 mln zł. Stało się tak mimo niedostosowania – zatwierdzonej przez prezesa URE – taryfy cenowej do wysokich kosztów pozyskania gazu. Dodatkowo po podpisaniu w listopadzie 2012 roku aneksu z Gazprom-Export, obniżeniu uległy ceny sprzedaży gazu: taryfa od stycznia 2013 roku była niższa średnio o 3%, a dla gospodarstw domowych nawet o 10%. „Pomimo tego wynik w tym trudnym segmencie na poziomie operacyjnym jest pozytywny” – podkreślał dyr. Sudoł. Trwa ciągła rozbudowa magazynów gazu, co jeszcze przed sezonem zimowym 2013/2014 pozwoliło zakumulować 2,5 mld m<sup>3</sup> paliwa – najwięcej w historii. W 2012 roku było to 1,9 mld m<sup>3</sup>, a w 2011 roku ledwie 1,6 mld m<sup>3</sup>. Pod segmentem „Wytwarzanie” kryje się PGNiG Termika, która także notuje poprawę wyników: ze straty 33 mln zł w 2012 roku do ponad 100 mln zł zysku w 2013 roku. „Z całą pewnością IV kwartał 2013 roku i I kwartał 2014 roku powinny istotnie poprawić te wyniki” – przekonywał dyr. Sudoł – „gdyż są to dla ciepłownictwa najlepsze miesiące”. Natomiast w segmencie „Dystrybucja” następuje „zamykanie luki kosztowej” a PGNiG „jest coraz bliżej konsensusu w zakresie ponoszonych kosztów, które uznaje prezes URE”. Jeszcze trzy lata temu rozbieżności wynosiły ponad 250 mln zł, obecnie na stole negocjacji pozostało już tylko 90 mln zł „i do 2016 roku zostaną zredukowane”.

## Upstream

Dyr. Marcin Lewenstein tłumaczył posłom, iż wiele firm paliwowych budowało do tej pory swoje portfele surowcowe na kontraktach długoterminowych, w oparciu o stary model kontraktacji. Kontrakty takie, zarówno rurociągowo jak i wykorzystujące gaz skroplony, często indeksowane np. do rynków ropy, stanowią dziś duże obciążenie „szczególnie kiedy konkurencja nie jest nimi obciążona”. Nie jest to jednak przypadłość, z którą boryka się tylko PGNiG, ale także takie europejskie tuzy, jak Gaz de France, E.ON, RWE czy Eni. „Będziemy świadomie pracować ręką w rękę z naszymi dostawcami, aby sprowadzić te kontrakty jak najbliżej poziomów benchmarków rynkowych”. Temu pośrednio służyła wizyta prezydenta Bronisława Komorowskiego w Katarze, która dla PGNiG była okazją do wzmocnienia współpracy z firmą Qatargas, która rozpocznie dostawy LNG do terminalu w Świnoujściu. PGNiG stawia jednak na segment „Poszukiwań i wydobycia”, ze szczególnym wskazaniem wydobycia „gdzie tam kreowana jest wartość”. Poszukiwania są co prawda obciążone istotnym ryzykiem, ale chodzi teraz o szybkie wprowadzanie do eksploatacji złóż, które zidentyfikowano już na terenie kraju. „Trzeba też wprowadzić lepsze technologie, które w większym stopniu pozwolą szczyrywać złoża” – mówił Lewenstein. PGNiG dowierca się do gazu łupkowego, jak i gazu zaciśniętego „chodzi jednak o to, żebyśmy byli skuteczni i nie patrzyli na to tylko i wyłącznie poprzez pryzmat wywierconej liczby otworów”. Nie może być ona jedynym punktem odniesienia realizacji strategii poszukiwań, skoro chodzi o ich skuteczność i sensowność. „Co tak naprawdę stoi za każdym z poszczególnych wierceń, jakie informacje udaje nam się dzięki temu pozyskać?” Celem PGNiG jest zidentyfikowanie i rzetelna ocena zasobów węglowodorów niekonwencjonalnych w Polsce oraz możliwości ich komercjalizacji w najszybszym możliwym terminie. „Trzeba to czynić – mówił dyr. Lewenstein – zachowując odpowiednie podejście do ryzyka i kosztów, ponoszonych w związku z tymi poszukiwaniami”. Chodzi też o otwartość na wymianę doświadczeń z liderami poszukiwań i eksploatacji z USA i Kanady. „Zmienia się również podejście do badań i rozwoju jako priorytetu strategicznego spółki” – poinformował Lewenstein. Chodzi o udział w programie Blue Gas, który ma być początkiem dużo większego zaangażowania PGNiG w badania i rozwój. Lewenstein sądzi, iż współpraca obejmie środowiska akademickie i polskich naukowców, a dotyczyć będzie także energetyki, magazynowanie energii i odnawialnych jej źródeł.

## Portfel towarowy i przekształcenia

PGNiG to oczywiście gaz, ale również energia elektryczna i pozycja największego w Polsce

gracza na rynku ciepła sieciowego. A to oznacza m.in. walkę o pozyskanie innych paliw, jak choćby węgla czy biomasy, choć nadal kluczowe znaczenie będzie mieć gaz. „Zmiany – zapowiedział Lewenstein – będą szły w kierunku jak najelastyczniejszego wykorzystania pozycji lidera w Polsce i istotnego gracza w regionie”. Dla przykładu, PGNiG chce zaistnieć jako sprzedawca gazu dla klientów końcowych na rynku niemieckim. „Rozumiemy to jako okazję do nauki a także możliwość rozwinięcia działalności na rynku bardziej rozwiniętym niż polski oraz jako pewnego rodzaju odpowiedź na zagrożenie konkurencją”. Chodzi o przedstawianie klientom bardziej kompleksowej usługi – dostarczania np. gazu i energii elektrycznej po to, by zminimalizować ryzyko ich odejścia do konkurencji. PGNiG dąży przy tym do jak najbardziej zrozumiałej i przejrzystej struktury by takie segmenty koncernu, jak „Poszukiwanie i wydobywanie”, „Dystrybucja”, „Obrót i magazynowanie”, „Sprzedaż” oraz „Wytwarzanie energii” stały się „skonsolidowane i poukładane”. Oznacza to koniec ze strukturą silosową i rozpoczęcie działalności typu projektowego, która stwarza lepsze możliwości gospodarowania posiadanymi zasobami. Dyr. Lewenstein poinformował, że 6 dotychczasowych spółek dystrybucyjnych zastąpiono jednym podmiotem. Połączono również Operatora Systemu Magazynowania ze spółką inwestorską Investgas, która do tej pory zajmowała się inwestycjami, obsługą i eksploatacją magazynów gazu. „Majątek magazynowy przenoszony jest obecnie do OSM”. Wewnątrz PGNiG powstała struktura obrotu hurtowego, zajmująca się zarządzaniem portfelem paliwowym i działalnością kontraktową – zarówno po stronie zakupów, jak i sprzedaży na rynkach hurtowych. Tworzona jest spółka obrotu detalicznego, która będzie konkurować z innymi podmiotami na rynku sprzedaży detalicznej gazu w Polsce. Zmieniony został kształt segmentu energetycznego: PGNiG Termika stało się centrum kompetencyjnym, do którego wniesiono akcje Elektrociepłowni Stalowa Wola. Skonsolidowano mniejsze zakłady w podmiotach Exalo Drilling zajmującej się usługami wiertniczymi i serwisowymi oraz PGNiG Technologie odpowiedzialnej za infrastrukturę powierzchniową oraz budowę i projektowanie gazociągów.

### Okręt flagowy Orlen

Prezes kolejnego krajowego giganta Jacek Krawiec stwierdził na posiedzeniu komisji Skarbu Państwa, iż realizacja strategii koncernu w latach 2009-2012 przypadła w wyjątkowo trudnym okresie spowolnienia gospodarczego, kryzysu finansowego na świecie i głębokiego pogorszenia warunków działalności rafinerijnej, szczególnie w Europie. Mimo to Orlen nadal jest „okrętem flagowym” polskiej gospodarki i jedyną

polską firmą, notowaną w Global Fortune 500. Co prawda na 297 miejscu, ale w ciągu ostatniego roku awans wyniósł pięćdziesiąt pozycji. Orlen ma największe pod względem wartości aktywa zagraniczne spośród spółek spoza sektora finansowego w Polsce, od 2008 roku parokrotnie był uznawany za najlepiej zarządzaną firmę w Europie Środkowo-Wschodniej w kategorii oil/gas magazynu finansowego Euromoney. Zajmuje pierwsze miejsce w rankingu Platts, wśród 250 najbardziej znaczących globalnych firm energetycznych w kategorii przetwórstwa ropy naftowej w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Przekłada się to na kurs akcji, który w porównaniu do WIG 20 dał o wiele wyższy zwrot, niż najważniejszy indeks giełdy warszawskiej. Orlen zakończył program inwestycyjny o wartości blisko 15 mld zł, w tym najnowocześniejszy i drugi pod względem wielkości w Europie kompleks PX/PTA we Włocławku, wzniesiony za 3,7 mld zł. Koncern znacznie obniżył zadłużenie; w pierwszym kwartale 2009 roku, czyli tuż po przyjściu nowej ekipy do zarządu Orlenu, sięgało ono 14 mld zł, będąc dźwignią finansowaną na poziomie 66%. „Taką spółkę „odziedziczyliśmy po okresie dość nietrafionych i ekstensywnych akwizycji zagranicznych” – mówił Krawiec. W I kwartale 2009 roku Orlen musiał negocjować z bankami dalsze finansowanie, ponieważ był na krawędzi utraty płynności finansowej. Natomiast dzisiejszy poziom dźwigni finansowej to niecałe 18%, zadłużenie netto poniżej 5 mld zł, czyli tyle, ile wynoszą zapasy obowiązkowe. „Gdyby nie było zapasów obowiązkowych to praktycznie Orlen byłby bez długu zewnętrznego” – mówił Krawiec. Dobra sytuacja jest także z finansowaniem dłużnym, gdyż Orlen zdedyfikował strukturę tych źródeł – do 76% całości zadłużenia. Stało się tak dzięki pierwszej w historii emisji obligacji detalicznych, która w 2013 roku wyniosła 700 mln zł. Wyemitowano trzy transze po 200 mln zł i jedną 100 mln zł „i były one sprzedawane przez jeden, góra dwa dni, co świadczy o tym, jak silną pozytywną percepcję ma Orlen wśród przeciętnych obywateli” – podsumowywał Krawiec. Po pięciu latach Orlen odzyskał rating inwestycyjny ze stabilną perspektywą w dwóch agencjach ratingowych.

### Ale sytuacja rynkowa nieciekawa...

Niestety, zapotrzebowanie na paliwa w Europie spada nieprzerwanie od roku 2008 i w roku 2013 było niższe o około 10% niż 5 lat wcześniej. Prognozy na przyszłość też nie są optymistyczne, w 2014 roku spadek popytu na paliwa wyniesie 1%. Jest to spowodowane wieloma czynnikami, w tym obniżeniem realnego wzrostu gospodarczego a „nasz biznes jest z nim bardzo skorelowany”. Coraz gorsza, nie są rynkowi na rękę zła struktura demograficzna i wysoki poziom urbanizacji w Europie. O ile średnia wieku na starym

kontynencie wynosi 40 lat, to reszty świata nie przekracza 30 lat, przy czym prawie 50% Europejczyków mieszka w miastach. „Ludzie w sytuacji kryzysu przesiadają się na środki komunikacji miejskiej lub na rowery, jak ma to miejsce w Warszawie”. Krawiec stwierdził, iż jeden tylko warszawski program rowerowy „z perspektywy sprzedającego paliwa” oznacza stratę liczoną w setkach tysięcy litrów paliwa rocznie. Do tego dokłada się postęp technologiczny w motoryzacji: w 2005 roku przeciętny samochód potrzebował na przejechanie 100 km ponad 8 litrów paliwa, obecnie jedynie 6, a w 2030 mniej niż 4...

### Mapa zmian

Ale zmieniają się nie tylko przyzwyczajenia konsumentów, lecz geografia produkcji i handlu produktami rafinerijnymi. Stany Zjednoczone z importera produktów naftowych stały się ich eksporterem. Rzutuje to choćby na sytuację Możejek, które do tej pory bardzo dużo eksportowały do Stanów Zjednoczonych: w 2009 roku blisko 40% produkcji, w 2013 roku już tylko 15%. Ameryka po prostu nie wchłania produktów naftowych z Europy, gdyż są drogie i mało konkurencyjne. Koszt energetyczny rafinerii amerykańskiej w kosztach całkowitych produktów naftowych to 20%, podczas gdy koszt europejskich to aż 60%. W dół poszła marża rafinerijna: w IV kwartale 2013 roku osiągnęła poziom... 60 centów na baryłkę, choć w III było to 3,3 dolara, rok wcześniej 4,40 na nawet 8-9 dolarów. Malejący popyt osłabił kondycję całej branży rafinerijnej w Europie: w ciągu 4 lat 20% mocy rafinerijnej w Europie, czyli prawie 3 mln baryłek paliw na dzień „zamknięto lub sprzedano”. W latach 2012-2013 zniknęło z mapy 11 rafinerii, w tym jedna należąca do Grupy Orlen w czeskim Paramo. Poważnym zagrożeniem dla europejskich producentów paliw jest budowa na Bliskim Wschodzie kolejnych 3 wielkich rafinerii, co podniesie moce przerobowe do poziomu 3 mln baryłek dziennie. „Jest to mniej więcej 20% konsumpcji w Europie, co odpowiada dziesięciu rafineriom w Płocku”. Presja na marżę w Europie będzie jeszcze większa, gdyż Rosja zaczęła modernizować swoje rafinerie nie chcąc sprzedawać surowej ropy naftowej. „Sprzedając gotowe produkty w Europie chce zarabiać o wiele więcej niż na surowcu” – mówił Krawiec.

### Szara strefa niszczy Orlen?

Krawiec ostrzegł, iż szara strefa obrotu paliwami z poziomu 3-5% ogólnej sprzedaży jeszcze 2 lata temu wzrosła teraz nawet do 19%. „Realny problem dotyczy głównie oleju napędowego trafiającego do Polski z krajów bałtyckich”. Wysokość nieopłaconego z tego tytułu VAT to ok. 4 mld zł w 2013 roku. „Przedsiębiorca-opisywał Krawiec- który nie płaci VAT, oferuje naszym

klientom te same produkty naftowe, ale na papierach deklarujących przewóz do Niemiec, a 30 groszy taniej na litrze paliwa robi różnicę". Jak powiedział podczas posiedzenia komisji b. wiceminister transportu pos. Tadeusz Jarmuziewicz, PO, w wyniku „skutecznego lobbingu zmieniono w Polsce ilość wwożonego paliwa z 200 na 600 l, a koncerny samochodowe oferują homologowane ciężarówki z wozem 1,5 tys. l". Jeśli przeliczyć to na 180 tys. tirów (wielka Rosja ma np. 40 tys. tirów) jeżdżących w polskim transporcie międzynarodowym, to daje to miliony ton paliwa. Inną kwestią jest to, iż liczba zezwoleń, na przykład ukraińskich, na wyjazdy przez wschodnią granicę, jest praktycznie nieograniczona. Kierowcy wyjeżdżają na te zezwolenia za wschodnią granicę na pusto, by jedynie powrócić z paliwem zalanym po korek. „I nawet, gdyby przestrzegali tych 600 l, to przy tych tysiącach kursów zaczyna to rosnąć do niesamowitych ilości” – mówił Jarmuziewicz. Wtórował mu prezes Krawiec ostrzegając, iż „mamy do czynienia z mafią”. Może to zmienić uchwalenie ustawy przeciwdziałającej szarej strefie, najlepiej tzw. szybką poselską ścieżką. Miałyby ona zwiększyć limit wymagany do prowadzenia działalności poprzez wprowadzenie 5 mln zł kaucji, co ograniczyłoby ilość firm handlujących paliwami z blisko 9 tys. do kilkuset. „Dzisiejsza kaucja 200 tys. złotych jest śmiesznie niska i przedsiębiorcy z tego się śmieją”. Krawiec powiedział, iż w Czechach Orlen był głównym lobbującym za zmianami kaucji „a jeszcze rok temu mieliśmy tam do czynienia z 20 % szarą strefą”. Po podpisaniu w październiku 2012 roku czeskiej ustawy, szara strefa w listopadzie i grudniu przeniosła się do Polski, gdyż nikt nie chciał ryzykować kwoty 20 mln koron, czyli około 3 mln zł. „Ale liczba podmiotów handlujących paliwem natychmiast spadała tam do kilkuset”.

### Strategia na lata 2013-2017

Strategia Orlenu na lata 2013-2017 oparta jest na trzech filarach. Pierwszym z nich są akcjonariusze, którzy mają już regularne wypłaty z zysku; w 2013 roku wypłacono dywidendę za 2012 rok w wysokości 641 mln zł. Drugim filarem strategii jest wzrost wartości. „W obszarze rafinerii, petrochemii i sprzedaży oznacza to koncentrację na doskonaleniu efektywności i maksymalizacji wartości”. W obszarze energetyki i wydobywania zaś wykorzystanie lokalnego potencjału „jako dźwigni budowy wartości”. Trzecim filarem jest fundament finansowy. Orlen założył w swej strategii, że kryzys finansowy jeszcze potrwa a otoczenie makroekonomiczne będzie niestabilne. „W dalszym ciągu musimy zwracać szczególną uwagę na kwestię bezpieczeństwa finansowego, czyli nie zadłużać się nadmiernie”. Wydatki inwestycyjne zaplanowano „w wariantach głównym” na kwotę 15,6 mld

zł a „w wariantach optymistycznym” na 22,5 mld zł. Ważnym czynnikiem jest, iż 77% wydatków inwestycyjnych będzie wydanych na polskim rynku. Kluczowe cele strategiczne na lata 2013-2017 dotyczą rozwoju nowych segmentów; pierwszym z nich jest energetyka. Trwa budowa bloku parowo-gazowego CCGT we Włocławku za 1,8 mld zł, a w puli dodatkowej jest zagwarantowane 2,4 mld zł na podobny blok parowo-gazowy w Płocku oraz na elektrociepłownię w czeskim Litwinowie. Orlen zakłada dalszy rozwój działalności wydobywczej, ale skupionej na rejonach bezpiecznych politycznie: Europie Środkowej i Ameryce Północnej. „Opcjami dla poszerzenia działalności w tym zakresie są zakupy akwizycyjne oraz partnerstwo strategiczne”. Priorytetem w tym segmencie pozostaje poszukiwanie gazu łupkowego na posiadanych własnych koncesjach na Lubelszczyźnie. „Wykonano do tej pory 9 odwiertów, w tym 2 poziome oraz 2 zabiegi szczelinowania” – mówił Krawiec. Na 2014 rok przewidziane są 4 poziome i 1 pionowy odwiert a nawet „warunkowe zwiększenie liczby odwiertów, jeśli sytuacja ekonomiczna i administracyjna na to pozwoli”. Orlen zamknął transakcję przejęcia kanadyjskiej spółki wydobywczej TriOil za 184 mln dolarów kanadyjskich. Dzięki temu pozyskał technologie niezbędne do efektywnego prowadzenia poszukiwań gazu łupkowego w Polsce.

### Problem Możejek

Orlen umocnił pozycję w Czechach, odkupując od koncernu Shell udziały w Ceska Rafinerska, a trudne kiedyś relacje, po dojściu do władzy prezydenta Zemana, znacznie się ociepliły. Gorzej jest na Litwie, choć po dojściu socjaldemokratów do władzy relacje z rządem są niezłe, czego wyrazem było podpisanie listu intencyjnego w sprawie budowy rurociągu produktowego do Možejek. Jeżeli Litwini pozwolą go zbudować, to poprawi się sytuacja logistyczna i spadną koszty rafinerii. Niestety, Možejki to rafineria silnie uzależniona od sytuacji makroekonomicznej, położona w głębi łądu, bez znaczącego potencjału rynkowego. Była budowana z myślą o zaopatrywaniu wojsk radzieckich a nie normalnej produkcji. „Nie ma na nią żadnego nabywcy, gdyż jest źle położona, a logistyka wyjątkowo droga”. Istotną część wyprodukowanych paliw musi być eksportowana i sprzedawana drogą morską, a ujścia na produkty nie ma albo jest po bardzo nieatrakcyjnych cenach. Co prawda w 2012 roku Orlen osiągnął tam nawet 100 mln dolarów zysku operacyjnego, powiększonego o amortyzację, jednak dziś, przy słabych warunkach makroekonomicznych, rafineria znowu jest na krawędzi zyskowności. „Mamy do czynienia z sytuacją podobną do tej z 2009 roku, kiedy obawialiśmy się, że będzie

konieczność podnoszenia kapitału albo udzielenia pożyczek”. Naturalnym źródłem zaopatrzenia Možejek w ropę jest wyłącznie Bałtyk, kiedy w 2006 roku zamknięto z powodu 1400 usterek rurociąg „Przyjaźń Północna”. Od tego czasu zakupy realizowane są z portów morskich w Primorsku i Ust-Ludze na bazie kontraktów spot. Rurociąg produktowy w Možejkach ma pobiec do Klajpedy i transportować produkty lekkie.

### Bezpieczeństwo dostaw

Na politykę Orlenu w zakresie bezpieczeństwa dostaw wpływ mają zarówno uwarunkowania makroekonomiczne, takie jak podaż i dyferencjał między ropą słodką a ropą kwaśną, ale także sytuacja na poszczególnych kierunkach eksportowych oraz parametry jakościowe ropy. „Nie ma żadnych zakłóceń w dostawach surowca” – stwierdził Krawiec. Ubiegły rok był przełomowy dla dostaw ropy do rafinerii w czeskim Litwinowie, Rosnieft dostarczył tam do czerwca 2016 roku 8 mln ton surowca. W tej chwili ważne są aż trzy kontrakty na dostawy długoterminowe ropy do Płocka. Pierwszym jest kontrakt z firmą Rosneft na 6 mln ton rocznie do 2016 roku (łącznie 18 mln ton za 46 mld zł), kolejnymi: z firmą Souz, na 2,4 mln ton wygasający pod koniec 2014 roku i z firmą Mercuria na 3,6 mln ton do końca 2015 roku. „Kontrakty te zabezpieczają potrzeby przerobu w około 70%, resztę ropy Orlen dokupuje z kontraktów spot”. Kontrakt z Rosnieftem przewiduje również możliwość alternatywnych dostaw poprzez Naftoport w Gdańsku. „Umowa ta została zawarta przede wszystkim z pobudek ekonomicznych, gdyż jest to producent a nie pośrednik” – mówił Krawiec.

### B + R

W ostatnich 5 latach Orlen zainwestował w projekty rozwojowe oraz w badania blisko 8 mld zł, co stanowiło prawie 53% wydatków inwestycyjnych. „Ale w kolejnych 5 latach wydatki na tego typu projekty prawie się podwoją – mówił Krawiec – do poziomu 15,1 mld zł, co będzie stanowić 67% wszystkich wydatków inwestycyjnych”. Działalność naukowo-badawczą prowadzą zarówno spółki polskie jak i dwie czeskie należące do grupy Polymer Institute w Brnie, prowadzące projekty badawczo-rozwojowe w zakresie produkcji polimerów, oraz VÚAnCh prowadzące projekty badawczo-rozwojowe w zakresie procesów produkcyjnych petrochemicznych i rafineryjnych. Spółka Orlen Upstream bierze udział w programie Blue Gas, który jest wspólnym przedsięwzięciem Narodowego Centrum Badań i Rozwoju oraz Agencji Rozwoju Przemysłu.

Jerzy Papuga



## Geofizyka Kraków na Półwyspie Arabskim



Magdalena Pachocka-Kiecoń



**Geofizyka Kraków rozpoczyna działalność w Omanie. W lutym 2014 krakowska spółka przystąpiła do realizacji dużego kontraktu na prace sejsmiczne dla MOL Oman.**

Leżący na Półwyspie Arabskim Sułtanat Omanu zajmuje 20 miejsce wśród największych eksporterów ropy naftowej na świecie. Udokumentowane zasoby tego surowca szacowane są na około 5,5 miliarda baryłek, a dzienna produkcja przekracza 900 tys. baryłek. – Kraje arabskie są naturalnym kierunkiem w naszej branży, szczególnie te leżące na samym Półwyspie Arabskim. Dlatego też w roku ubiegłym podjęliśmy decyzję o próbie wejścia na ten rynek. Oman jest krajem nie tylko zasobnym w ropę, ale także bezpiecznym i otwartym dla przedsiębiorstw

z zagranicy – komentuje Leopold Sułkowski, prezes Zarządu Geofizyki Kraków.

Jesienią 2013 roku Geofizyka Kraków zarejestrowała w Omanie oddział firmy, z siedzibą w stolicy tego kraju, Muskacie. W lutym tego roku krakowska firma geofizyczna rozpoczęła realizację pierwszego kontraktu na tym rynku. Jest to duże zlecenie na badania geofizyczne dla firmy MOL Oman, spółki należącej do węgierskiego koncernu naftowego MOL. Kontrakt obejmuje wykonanie dwóch zdjęć sejsmicznych, zdjęcia 3D o wielkości ponad 1400 km<sup>2</sup> oraz blisko 800 km profili 2D. Prace zlokalizowane są w południowo – wschodniej części Pustyni Al-Rub Al-Khali, największej piaszczystej pustyni świata. Realizacja projektu potrwa do czerwca 2014 tego roku. – To zdecydowanie duże wy-

zwanie dla naszej firmy. Wchodzimy na nowy rynek i od razu startujemy z naprawdę dużym projektem. Zdjęcie 3D realizowane będzie przy użyciu rozstawu sejsmicznego składającego się z blisko 18 tys. kanałów – to rekord w naszym dotychczasowym doświadczeniu – wyjaśnia Marcin Stefański, dyrektor ds. Produkcji w Geofizyce Kraków.

Geofizyka Kraków jest polską firmą geofizyczną, należącą do Grupy Kapitałowej PGNiG. Realizuje usługi z zakresu badań sejsmicznych oraz pomiarów geofizycznych w otworach wiertniczych, głównie na potrzeby poszukiwania złóż ropy naftowej i gazu. Posiada wieloletnie doświadczenie w Polsce, a także na wielu rynkach zagranicznych, w Europie, Azji i Afryce Północnej. Oddziały zagraniczne spółki znajdują się na Słowacji, w Czechach, Pakistanie, Libii, Gruzji i Omanie.

MOL to największy węgierski koncern naftowy. Działalność podstawowa firmy obejmuje poszukiwania i eksploatację gazu ziemnego i ropy naftowej oraz produkcję i dystrybucję paliw płynnych. Posiada koncesje poszukiwawcze w 12 krajach.

Magdalena Pachocka-Kiecoń  
PR Manager / Rzecznik prasowy  
Geofizyka Kraków SA



Fot. arch. Geofizyka Kraków SA



Jerzy  
Zagórski

## PGNiG odkryło złożę gazu ziemnego na Podkarpaciu

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo odkryło złożę gazu ziemnego na koncesji Zalesie-Jodłówka-Skopów w województwie podkarpackim. Wstępnie szacuje się, że zasoby gazu w odkrytym złożu kształtują się na poziomie kilku mld m<sup>3</sup>.



Pierwszy etap prac na tym złożu zakończył odwiert Siedlecza 6K o głębokości 2016 m. Uzyskane wyniki okazały się lepsze od założeń projektowych. Odkryto gaz wysokometanowy, który nie zawiera substancji szkodliwych. Obecnie prowadzone są prace dokumentujące odkryte zasoby i przewiduje się wykonanie kilku otworów rozpoznawczo-eksploatacyjnych.

PGNiG planuje, że pierwsze otwory będą eksploatowane w drugiej połowie 2015 roku. Spółka zakłada, że w pierwszym roku eksploatacji wydobyte z nowych odwiertów wynosić będzie w granicach 100 000 m<sup>3</sup> na dobę.

Równolegle trwają również prace zmierzające do włączenia do eksploatacji istniejących już odwiertów Siedlecza-2, Siedlecza-3, Siedlecza-4, Siedlecza-5.

Na potrzeby eksploatacji wybudowany będzie ośrodek zbiorczy gazu Siedlecza.

Gaz wydobywany z podkarpackich złóż będzie przesyłany do sieci dystrybucyjnej Polskiej Spółki Gazownictwa.



## Upstream International operatorem na kolejnej koncesji w Norwegii

PGNiG Upstream International, spółka zależna Polskiego Górnictwa Naftowego



Marcin  
Zachowicz

i Gazownictwa SA, otrzymała 50% udziałów w koncesji operatorskiej PL756 na Morzu Norweskim.

Partnerami PGNiG UI w tej koncesji zostały firmy Idemitsu Petroleum Norge AS i Rocksource Exploration Norway AS, które otrzymały po 25% udziałów.

Koncesja PL756 zlokalizowana jest w obszarze dobrze rozpoznany geologicznie, w sąsiedztwie wielu eksploatowanych złóż, w tym dużego złoża Aasgard. Na obszarze tym istnieje prawdopodobieństwo występowania pułapek geologicznych nasyconych ropą naftową.

Partnerzy koncesyjni mają dwa lata na wykonanie stosownych analiz geologicznych i geofizycznych. Ich celem jest oszacowanie potencjału naftowego koncesji. Po tym okresie zostanie podjęta decyzja o wierceniu otworu poszukiwawczego lub odstąpieniu od koncesji (drill or drop decision).

Koncesja PL756 jest drugą koncesją operatorską PGNiG UI na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W planach firmy na najbliższe lata jest rozpoczęcie wierceń poszukiwawczych, jako operator, na Szelfie Norwegii.

Obecnie PGNiG UI posiada udziały w 14 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych w Norwegii. Na dwóch z nich PL648S i PL756, spółka jest operatorem.

Zespół prasowy PGNiG SA



## Wydobycie ropy w 2013 r. wzrosło nieznacznie

Cena ropy w koszyku OPEC jest niesłychanie uważnie obserwowanym wskaźnikiem. W posiadaniu członków kartelu znajduje się bowiem 73% zasobów ropy naftowej i kondensatu i 48% zasobów gazu ziemnego. Dla porównania rosyjskie zasoby ropy stanowią 29,5% zasobów światowych, a zasoby gazu 24%. W zestawieniu z rokiem 2012 w państwach OPEC nastąpił spadek wydobywania ropy (-2,2%), ale np. w Iranie spadek wyniósł aż 15%. Były

to konsekwencje sankcji USA i Unii Europejskiej. Z kolei w krajach członkowskich OPEC w Afryce przyczyną spadku produkcji była sytuacja polityczna i niepokoje wewnętrzne.

Statystyka wydobywania ropy naftowej i zasobów na świecie w okresie 2012-2013 pokazuje, że produkcja wzrosła tylko o 0,8%, zasoby ropy zwiększyły się tylko o 0,4%, nieco bardziej wzrosły zasoby gazu, bo o 2% (tab. 1). W ubiegłej dekadzie przyrost zasobów ropy wyniósł 28%, a przyrost zasobów gazu 16%. Niekorzystna sytuacja utrzymuje się w naszym regionie, ponieważ daje znać o sobie zużycie infrastruktury produkcyjnej na Morzu Północnym, co skutkuje ogólnym spadkiem wydobywania o 9,3%. Tylko nieco lepiej jest we wschodniej Europie, chociaż statystyka „Oil&Gas Journal” włącza do tej sekcji tabeli kraje b. ZSRR i wyniki Kazachstanu i Turkmenistanu poprawiają ogólne wskaźniki.

Na tle przytoczonych wyżej danych bardzo dobrze prezentują się wskaźniki dla Ameryki Północnej. W USA wzrost produkcji ropy wyniósł 16%, w Kanadzie 6%, jedynie w Meksyku wydobywanie było nieznacznie niższe w porównaniu w roku ubiegłym. Najwyższy przyrost zasobów ropy nastąpił w USA i wyniósł niemal 10%, zaś przyrost zasobów gazu wyniósł 6,7%. W części dotyczącej zasobów gazu w Afryce wyjaśnienia wymaga wzrost o 467,2% w rubryce „Pozostałe”. Jest to przede wszystkim wynik licznych odkryć podmorskich złóż gazu w Mozambiku, gdzie zasoby z roku na rok wzrosły ze 127 mld m<sup>3</sup> do 2,8 bln m<sup>3</sup> gazu.

Warto wspomnieć o wskaźniku R:P, czyli stosunku wielkości zasobów do aktualnego wydobywania. Z danych z tabeli wynika, że zasoby ropy w Arabii Saudyjskiej starczą na 77 lat, w Kuwejcie na 105 lat, w Rosji na 21 lat, w USA na 12 lat, a w Kanadzie (nie licząc piasków roponośnych) na 4 lata.



## Nowe złoża na Morzu Północnym i Morzu Barentsa

Sukcesy złożowe w brytyjskim sektorze Morza Północnego są ważne dla brytyjskiego przemysłu naftowego, ponieważ w 2012 r. wydobywanie spadło o 14,5% i wyniosło 209 tys. t/d równoważnika ropy naftowej. Obiecującym obiektem jest złożę gazu Pharos w utworach czerwonego spągowca, którego zasoby geologiczne ocenia się na 14 mld m<sup>3</sup> gazu. Piaszczyste utwory triasowe na złożu Laceywin okazały się dobrym poziomem gazonośnym – jego miąższość wynosi 30 m. Premier Oil plc ma na

Tabela 1

Kraj	Wydobycie ropy w tys.t/d			Zasoby ropy w tys. t		Zasoby gazu w mld m <sup>3</sup>	
	2012	2013	Zmiana 2012:2013 w %	2013	Zmiana 2012:2013 w %	2013	Zmiana 2012:2013 w %
<b>Ameryka Płn.</b>	<b>1653,6</b>	<b>1821,4</b>	<b>110,1</b>	<b>29246766</b>	<b>101,3</b>	<b>12904,1</b>	<b>105,0</b>
Kanada	425,3	452,6	106,4	23555200	100,1	1888,2	97,9
Meksyk	346,2	344,1	99,4	1369928	98,1	483,2	99,1
USA	882,1	1024,7	116,2	4321638	109,8	10532,7	106,7
<b>Ameryka Płd.</b>	<b>939,9</b>	<b>955,7</b>	<b>101,7</b>	<b>44391843,78</b>	<b>100,1</b>	<b>7786,1</b>	<b>102,3</b>
Argentyna	74,6	73,0	97,8	383520	100,5	378,6	113,9
Brazylia	280,3	284,5	101,5	1797824,8	100,5	388,5	98,3
Kolumbia	128,4	138,5	107,9	323272	108,0	97,9	100,0
Wenezuela	337,1	335,3	99,4	40492640	100,1	5558,4	100,7
Pozostałe	119,5	124,4	104,2	1394586,976	100,5	1362,7	107,9
<b>Europa Zach.</b>	<b>399,8</b>	<b>362,8</b>	<b>90,7</b>	<b>1536485,432</b>	<b>103,9</b>	<b>3719,7</b>	<b>97,5</b>
Dania	27,4	24,3	88,6	109492,784	100,0	43,0	100,1
Norwegia	216,4	202,5	93,6	792200	108,6	2088,7	101,0
W. Brytania	121,0	101,5	83,9	405155,016	95,4	243,8	99,2
Włochy	14,1	13,1	93,1	76228,544	107,5	59,4	95,3
Pozostałe	20,9	21,3	102,0	153409,088	106,4	1284,8	92,1
<b>Europa Wsch.</b>	<b>1811,0</b>	<b>1826,4</b>	<b>100,9</b>	<b>16323473,44</b>	<b>100,0</b>	<b>61941,4</b>	<b>100,0</b>
Azerbejdżan	118,8	117,7	99,0	952000	100,0	990,5	100,0
Kazachstan	215,2	220,2	102,3	4080000	100,0	2405,5	100,0
Inne kraje b. ZSRR	22,0	20,7	94,2	173264	100,0	2965,8	100,0
Polska	1,8	1,7	96,2	21286,72	100,0	91,9	100,0
Rosja	1403,2	1414,9	100,8	10880000	100,0	47776,9	100,0
Rumunia	11,2	11,0	98,3	81600	100,0	105,4	100,0
Turkmenistan	30,1	31,2	103,9	81600	100,0	7499,5	100,0
Pozostałe	8,7	9,0	103,4	53722,72	98,9	105,8	100,1
<b>Afryka</b>	<b>1179,8</b>	<b>1121,5</b>	<b>95,1</b>	<b>17235159,23</b>	<b>99,2</b>	<b>17147,3</b>	<b>117,7</b>
Algieria	158,4	155,6	98,2	1659200	100,0	4501,2	100,0
Angola	238,8	238,3	99,8	1232160	86,5	274,8	75,1
Egipt	90,8	91,1	100,4	598400	100,0	2184,8	100,0
Libia	190,6	167,8	88,0	6591920	101,0	1548,0	100,1
Nigeria	309,3	259,8	84,0	5051040	99,8	5114,9	99,3
Sudan	13,3	13,5	101,0	680000	100,0	84,9	100,0
Pozostałe	178,6	195,5	109,5	1422439,232	100,0	3438,6	467,2
<b>Bliski Wschód</b>	<b>3145,6</b>	<b>3121,8</b>	<b>99,2</b>	<b>109361280,2</b>	<b>100,2</b>	<b>80046,2</b>	<b>100,2</b>
Arabia Saudyjska	1293,7	1275,6	98,6	36155600	100,2	8230,0	101,0
Irak	396,9	438,7	110,5	19080800	99,3	3156,1	100,0
Iran	408,0	347,5	85,2	21392800	101,8	33759,3	100,5
Katar	100,7	98,9	98,2	3432640	99,4	25053,6	99,5
Kuwejt	333,8	348,4	104,4	13804000	100,0	1782,9	100,0
Oman	124,9	129,2	103,4	748000	100,0	849,0	100,0
Strefa Neutralna	73,4	70,7	96,3	680000	100,0	28,3	100,0
Syria	22,9	17,8	77,6	340000	100,0	240,6	100,0
Zjedn. Emiraty Arab.	360,5	367,7	102,0	13300800	100,0	6085,5	100,0
Pozostałe	30,7	27,4	89,4	426640,16	100,0	861,1	102,0
<b>Daleki Wschód</b>	<b>967,1</b>	<b>973,0</b>	<b>100,6</b>	<b>6007703,032</b>	<b>101,1</b>	<b>13856,9</b>	<b>103,8</b>
Chiny	560,6	572,7	102,2	3315081,6	102,8	4397,3	110,0
Indie	105,1	103,1	98,0	768998,4	103,3	1329,2	107,2
Indonezja	117,3	112,0	95,5	488318,88	89,1	2953,7	96,3
Malezja	70,0	69,3	99,0	544000	100,0	2348,9	100,0
Wietnam	44,9	44,9	100,0	598400	100,0	699,0	100,0
Pozostałe	69,3	71,1	102,7	292904,152	104,4	2128,8	106,4
<b>Australia i Oceania</b>	<b>59,6</b>	<b>55,1</b>	<b>92,4</b>	<b>231279,424</b>	<b>101,9</b>	<b>1402,5</b>	<b>100,0</b>
Australia	50,1	46,2	92,2	194922	100,0	1217,9	100,0
Pozostałe	9,5	8,9	93,4	36357,424	113,4	184,6	100,0
<b>Ogółem świat</b>	<b>10156,5</b>	<b>10237,8</b>	<b>100,8</b>	<b>223653990,4</b>	<b>100,3</b>	<b>198775,9</b>	<b>102,0</b>
w tym OPEC	4269,8	4174,6	97,8	163314240	100,1	95070,7	100,0

swoim koncie w br. odkrycie dwóch akumulacji ropy: Bonneville i Catcher. Inne pozytywne wyniki poszukiwań to złożo gazu Tolmount i złożo ropno-gazowe Austen.

Jednym z najważniejszych odkryć w sektorze norweskim było złożo Johan Sverdrup z zasobami szacowanymi na 230-450 mln t ropy. W czasie próbnej eksploatacji uzyskano przyływ 816 t/d ropy. Inne istotne nowe akumula-

cje węglowodorów to Wisting Central na Morzu Barentsa z zasobami wydobywalnymi 8-21 mln t ropy i 280-1130 mln m<sup>3</sup> gazu i horyzontem produktywnym o miąższości do 60 m oraz Svale North na Morzu Norweskim z zasobami wydobywalnymi do 2,5 mln t ropy i dwoma poziomami ropnośnymi o miąższości 45 m każdy. Pozostałe to złożo gazowe Trym i ropne Volve. Na Morzu Norweskim w utworach środko-

wej jury odkryto złożo gazowo-kondensatowe Smørbukk North z horyzontem produktywnym o miąższości 40 m, a w listopadzie Statoil informował o złożu Smilehorn w pobliżu złoża Njord z kilkoma poziomami ropnośnymi w utworach jurajskich. Główny otwór został przegłębiany i stwierdzono w nim występowanie produktywnych serii także w utworach triasowych. Kolejne odkrycia potwierdzają wysoką perspektywicz-

ność Morza Barentsa. Są to złoża Hoop (ropa), Gohta (ropa i kondensat), Iskryll (gaz) z horyzontem produktywnym o miąższości 200 m i Nunatak (gaz).



## Odkrycia w Afryce Wschodniej

Nowe akumulacje węglowodorów odkryte w Kenii, Tanzanii i Mozambiku pobudziły zainteresowanie podjęciem poszukiwań naftowych w sąsiednich rejonach na Oceanie Spokojnym. Najpierw rozpoczęto badania sejsmiczne 3D na wodach Madagaskaru, a teraz do uczestników coraz bardziej intensywnej kampanii poszukiwawczej mają dołączyć Seszele i Mauritius. Najwięcej odkryć nastąpiło w Tanzanii, gdzie dominują złoża gazowe. Najnowszym osiągnięciem jest otwór Mronge-1 położony 20 km na północ od wcześniej odkrytego złoża gazu Zafarani. Gaz występuje w dwóch oddzielnych interwałach, a jego szacunkowe zasoby określono na 56 do 84 mld m<sup>3</sup>. Jest to piąte kolejne odkrycie *Statoilu* w obrębie bloku 2. Kolejne ważne wiercenie rozpoznawcze to Mzia-3, w którym stwierdzono horyzont gazonośny o miąższości 56 m. Wyniki tego wiercenia wraz z danymi z otworów Mzia-1 i 2 pozwalają na podwyższenie szacunkowych wydobywalnych zasobów gazu w tym rejonie do 147 mld m<sup>3</sup>. W innym otworze, Pweza-1 znajdującym się w obrębie bloku 4, przewiercono w utworach paleogenu horyzont produktywny o bardzo dobrych własnościach zbiornikowych. W czasie prób złożowych uzyskano wydajność 1,6 mln m<sup>3</sup>/d gazu. Pozostałe otwory z gazem w Tanzanii to Chewa, Ngisi, Ntorya-1 i Mlinzi Mbali-1 – wszystkie w strefie głębokowodnej, na wodach o głębokości od 2300 do 2600 m.

W Kenii nowe złoża są zlokalizowane głównie na lądzie, w basenie Turkana na pograniczu Kenii i Sudanu. Po odkryciach Etuko-1 i Ekales-1 kolejnym sukcesem jest otwór Agete-1 z piaszczystym horyzontem roponośnym o dobrych własnościach i miąższości netto 100 m. Wiercenie zakończono na głębokości 1929 m. Wiek produktywnych formacji Lokone i Auwerwer zawiera się w przedziale paleogen-środkowy miocen.

W Mozambiku obiekty złożowe znajdują się na morzu w basenie Rovuma. Zachętą do poszukiwań były wyniki wiercenia Mamba South-1, gdzie najpierw przewiercono piaszczysty gazonośny horyzont oligoceński o miąższości 212 m, a po pogłębieniu otworu dowiercono się do drugiego, mioceńskiego horyzontu. Gazonośność obiektu potwierdziły otwory rozpo-

znawcze Mamba South-2 i 3. Kolejne odwierty z pozytywnymi wynikami to Orca-1 (gaz) i Kubwa-1 (ropa).



## Iran przewodzi grupie GECF

Sankcje gospodarcze nałożone na Iran przez USA i Unię Europejską spowodowały zmniejszenie o połowę eksportu ropy naftowej i zahamowanie inwestycji związanych z eksportem gazu ziemnego. Konsekwencją był 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 m<sup>3</sup> gazu, którego wartość według cen na rynkach Azji południowo-wschodniej wynosiła 7,3 mld dolarów. Tymczasem w Teheranie odbyło się 5 listopada ub. roku spotkanie ministrów grupy GECF-*Gas Exporting Countries Forum*, na którym dotychczasowego sekretarza generalnego organizacji – Leonida Bochanowskiego zastąpił Hossein Adeli, b. wiceminister spraw zagranicznych Iranu. Dokonano oceny sytuacji na międzynarodowym rynku gazowniczym i potwierdzono zawarte w Deklaracji Moskiewskiej zobowiązania do współpracy w udostępnianiu i wykorzystaniu zasobów gazu ziemnego posiadanych przez państwa członkowskie. Komunikat końcowy jak zwykle podkreśla 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.

W spotkaniu oprócz 13 państw członkowskich GECF uczestniczyli jako obserwatorzy przedstawiciele Holandii i Norwegii. Następne posiedzenie odbędzie się w 2014 r. w stolicy Kataru Ad-Dauha.



## Repsol traci koncesje w Argentynie

Rząd Argentyny w 2012 r. zdecydował o przejściu 51% akcji koncernu *YPF* należących do hiszpańskiej grupy *Repsol* i anulowaniu 15 koncesji na wydobycie ropy i gazu. *Repsol* wyliczył wartość utraconych akcji na 10,5 mld dolarów. Teraz spór dobiega końca i ostatecznie, po negocjacjach, w których jako mediator brał

udział także meksykański *Pemex*, Argentyna zaproponowała 5 mld dolarów. Jest to porażka *Repsolu*, który utracił sporo ważnych aktywów. Najwięcej korzyści odniósł *YPF* wzmacniając swoją pozycję finansową i zwiększając możliwości realizacji bardzo ambitnych planów inwestycyjnych określanych na 35 mld dolarów w ciągu 5 lat. Stało się tak m. in. dzięki poparciu *Chevronu*, który z kolei przejął udziały w koncesjach w ważnym rejonie Vaca Muerta, należących poprzednio do *Repsolu*. Porozumienie było także sukcesem prezydent Cristiny Fernandez.

Jerzy Zagórski

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



## Nowe koncesje LOTOSU w Norwegii

Spółka LOTOS Exploration and Production Norge otrzymała dwie nowe koncesje poszukiwawcze na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

– Jesteśmy bardzo zadowoleni z tej decyzji – mówi Gerhard Bauer, prezes LOTOS E&P Norge. – Koncesje znajdują się na obszarach, którymi interesujemy się już od pewnego czasu. Decyzja norweskich władz jest zgodna z naszymi oczekiwaniami i ambicjami. Potwierdza ona, że w norweskim przemyśle naftowym spółka LOTOS Norge jest uważana za kompetentnego operatora.

Obie koncesje położone są w południowej części Morza Północnego. Koncesja 503 C znajduje się na wschód od pola Sleipner (gdzie Statoil, ExxonMobil i Total wydobywają gaz i kondensat). Koncesja 498 B jest położona na północny zachód od pola Ula (gdzie BP i DONG wydobywają ropę naftową). Partnerami LOTOSU na obu koncesjach są firmy Edison International, North Energy, Lime Petroleum i Skagen44.

Jak zapowiada prezes Bauer, decyzje dotyczące działań spółki na nowych koncesjach zapadną na przełomie lat 2014/2015.

Po podpisaniu dokumentów koncesyjnych, co ma nastąpić w lutym br., LOTOS Norge będzie miała udziały w 26 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Na ośmiu z nich spółka będzie pełnił funkcję operatora.

Norweskie władze wydały decyzje (o przyznaniu koncesji) po ocenie aplikacji 50 firm, które wzięły udział w rundzie APA 2013 (Awards in Pre-defined Areas). Łącznie w tej rundzie 48 firm otrzymało 65 nowych koncesji.

Biuro Komunikacji  
Grupa LOTOS S.A.



## Nowe umowy gazowe ORLENU

PKN ORLEN zawarł umowy na zakup gazu ziemnego z sześcioma dostawcami: ENOI SpA, RWE Supply & Trading GmbH, VITOL SA, Vattenfall Energy Trading GmbH, Mercuria Energy Trading SA oraz z PGNiG Sales & Trading GmbH. Kontrakty uzupełnią dotychczasowy portfel dostaw realizowanych na potrzeby koncernu.

Szacunkowa wartość umów przekracza 1,7 mld zł. Mają one charakter krótkoterminowy i są zgodne z praktyką kontraktową na płynnych rynkach Europy Zachodniej. PKN ORLEN, poprzez dywersyfikację dostawców paliwa gazowego dąży do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw do swoich instalacji. Podejmowane działania spółki w tym zakresie są zgodne z przyjętą strategią i mają na celu budowę silnej pozycji w sektorze energetyki.

– PKN ORLEN jest jednym z największych konsumentów paliwa gazowego w Polsce. W związku z naszym zaangażowaniem w sektor energetyki gazowej, znaczenie tego surowca dla koncernu będzie rosnąć w kolejnych latach. Dlatego zależy nam, aby aktywnie uczestniczyć w procesie zmian na rynku gazu i posiadać relacje z dostawcami tego paliwa zarówno w kraju, jak i za granicą – powiedział Jacek Krawiec, prezes Zarządu PKN ORLEN.

W tym roku PKN ORLEN został także członkiem Towarowej Giełdy Energii, co umożliwi bezpośredni udział w obrocie hurtowym, a także zwiększy gotowość spółki do wykorzystania potencjału płynącego z procesu liberalizacji sektora gazowego w Polsce. Członkostwo TGE to kolejny, po uzyskaniu w ubiegłym roku członkostwa niemieckiej giełdy EEX, przykład aktywnego poszukiwania przez koncern alternatywnych rozwiązań handlowych w obszarze gazu ziemnego.

– Z naszego punktu widzenia kolejnym warunkiem niezbędnym dla dalszej liberalizacji sektora gazowego jest rozwój infrastruktury,

a w szczególności połączeń transgranicznych, a także rozwiązanie kwestii kontraktów długoterminowych poprzez wprowadzenie zapisów umożliwiających uzupełnienie części zapotrzebowania na giełdzie, poza obowiązującą umową – dodał Jacek Krawiec.



## Trzeci otwór horyzontalny ORLENU

Zespół ORLEN Upstream wykona kolejny odwiert poziomy w miejscowości Kisielsk w gminie Stoczek Łukowski.

Stoczek-OU1K to już dziesiąty odwiert koncernu wykonywany w poszukiwaniu niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. Zlokalizowany jest on na terenie koncesji „Wodynie-Łuków”, znajdującej się na granicy województw lubelskiego i mazowieckiego.

Całkowita długość otworu Stoczek-OU1K, wraz z wykonywanym odcinkiem horyzontalnym, wyniesie około 4200 m. Poziomy odcinek otworu, ma na celu zbadanie perspektywicznej warstwy łupków gazonośnych, zalegającej na głębokości przekraczającej 3100 m p.p.t i osiągnie długość 1100 m. Prace nad otworem horyzontalnym Stoczek-OU1K potrwać około 30 dni i zakończą się jeszcze w I kwartale 2014 roku.

PKN ORLEN wykonał dotychczas 9 otworów w poszukiwaniu gazu ziemnego z łupków, w tym 2 horyzontalne w miejscowościach Syczyn i Berejów na Lubelszczyźnie. Równolegle do prac wiertniczych w gminie Stoczek Łukowski, trwają także przygotowania do wykonania kolejnego otworu w powiecie świdnickim (woj. lubelskie). Koncern, w oparciu o przyjęty harmonogram prac, planuje wykonać w 2014 roku co najmniej 4 otwory poszukiwawcze.



## Wygaśnięcie umowy ze spółką Whirlwind

PKN ORLEN dokonał 28 stycznia 2014 r. transakcji wykupu puli zapasów obowiązkowych od spółki Whirlwind, sprzedanych w grudniu 2012 r. Wartość transakcji wynosząca około 400 mln USD wraz z rozliczeniem zabezpieczenia ceny zakupu ropy kontraktem terminowym jest zbliżona do sumy uzyskanej rok temu ze sprzedaży tej transzy.

Zgodnie z zapisami umowy, koncern odkupił od spółki Whirlwind zapasy i przejmuje prawo ich własności. W efekcie, w pozycji „zapasy”

za pierwszy kwartał 2014 roku zostanie ujęta wartość około 1,2 mld zł. Dodatkowo, w trakcie trwania umowy gromadzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych ropy naftowej Whirlwind ponosił opłatę na rzecz PKN ORLEN z tytułu gwarantowania przechowywania zapasów, co przyczyniło się do zmniejszenia kosztów utrzymywania zapasów obowiązkowych przez koncern. Z kolei do 29 stycznia 2015 roku obowiązuje zawarta w czerwcu ubiegłego roku umowa z firmą Neon, która świadczy na rzecz PKN ORLEN usługę utrzymywania 490,8 tys. ton ropy REBCO o wartości około 314 mln USD (ok. 1 044 mln zł).

Centrum Prasowe PKN Orlen



## GAZ-SYSTEM S.A. i Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych rozpoczynają współpracę ws. zabezpieczenia rozliczeń niezbilansowania

GAZ-SYSTEM S.A. i Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych (IRGIT) podpisały dziś list intencyjny dotyczący oceny możliwości zabezpieczenia rozliczeń związanych z niezbilansowaniem handlowym pomiędzy GAZ-SYSTEM S.A. i użytkownikami systemu przez Izbę Rozliczeniową i podjęcia w tym zakresie współpracy. Efektem wspólnej analizy ma być zdefiniowane zakresu współpracy rozliczeniowej oraz określenie optymalnego sposobu wymiany informacji związanych z niezbilansowaniem i przydziałami przepustowości, w tym zakresu niezbędnych prac.

GAZ-SYSTEM S.A. realizuje swój wkład w liberalizację rynku gazu poprzez uruchomienie nowych technicznych możliwości dostaw fizycznych oraz poprzez uruchomienie elastycznych narzędzi rynkowych, pozwalających na efektywne reagowanie na potrzeby przesyłowe uczestników rynku.

Wzrost liczby aktywnie korzystających z sieci uczestników rynku oraz uruchomienie Rynku Usług Bilansujących (RUB), a co za tym idzie potrzeba obsługi niezbilansowania coraz większej ilości podmiotów przez GAZ-SYSTEM S.A., są podstawą rozważenia zabezpieczenia dokonywanych transakcji we współpracy z IRGIT. Może to zaowocować uproszczeniem zasad zabezpieczeń finansowych związanych z przesyłem gazu.

Małgorzata Polkowska  
Rzecznik prasowy GAZ-SYSTEM S.A.

21-23 maja 2014

# IX POLSKI KONGRES NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW

POD PATRONATEM:

- WICEPREZESA RADY MINISTRÓW, MINISTRA GOSPODARKI – Janusza Piechocińskiego
- MINISTRA SKARBU PAŃSTWA – Włodzimierza Karpińskiego
- MINISTRA ŚRODOWISKA – Macieja H. Grabowskiego



**WZROST ZASOBÓW KRAJOWYCH ZŁÓŻ  
WĘGLOWODORÓW KLUCZEM ROZWOJU POLSKIEGO  
PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO**

**ZAPROSZENIE do udziału w Kongresie**

**Bóbrka**





Stanisław Szafran



## Posiedzenie Rady Krajowej Federacji Stowarzyszeń Naukowo- Technicznych NOT

20 stycznia 2014 r. w Warszawskim Domu Technika odbyło się III posiedzenie XXIV kadencji Rady Krajowej Federacji Stowarzyszeń naukowo-Technicznych NOT. Obradom przewodniczyło Prezydium w składzie: kol. Ewa Mańkiewicz-Cudny – prezes FSNT NOT oraz kol. Wiesław Blaschke (SITG) i kol. Michał Szota – (SPWiR).

## Kalendarium

**25.02.2014 r.** w Krakowie, w siedzibie Krakowskiego Zakładu Oddziału Tarnowskiego PSG, odbyło się posiedzenie Komitetu Organizacyjnego i Rady Programowej IX Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników. Podczas spotkania Rada Programowa zatwierdziła zgłoszone referaty, które zostaną wygłoszone podczas sesji plenarnych, omówiono również stan przygotowań organizacyjnych do kongresu.

**25.02.2014 r.** w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Głównej Komisji Finansowo-Budżetowej. Przedmiotem posiedzenia było:

- ocena wykonania planu finansowego SITP NiG za rok 2013,
- zaopiniowanie projektu budżetu stowarzyszenia na rok 2014.

## Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

- 70 urodziny Mirosława Pietrzyk z Oddziału w Warszawie I w dniu 04.02.2014 r.
- 70 urodziny Bronisław Plewa z Oddziału w Pile w dniu 11.02.2014 r.
- 70 urodziny Jolanta Ropelewska z Oddziału w Poznaniu w dniu 14.02.2014 r.
- 70 urodziny Ryszard Godziewski z Oddziału w Krośnie w dniu 15.02.2014 r.
- 70 urodziny Krzysztof Nowak z Oddziału w Łodzi w dniu 20.02.2014 r.
- 70 urodziny Krystyna Czopek z Oddziału w Krakowie w dniu 27.02.2014 r.
- 75 urodziny Zbigniew Brzostowski z Oddziału w Pile w dniu 02.02.2014 r.
- 75 urodziny Bertram Klawitter z Oddziału w Gdańsku w dniu 09.02.2014 r.
- 75 urodziny Jan Klukowski z Oddziału w Warszawie II w dniu 15.02.2014 r.
- 75 urodziny Elwira Pruszkowska z Oddziału w Warszawie II w dniu 20.02.2014 r.
- 75 urodziny Mieczysław Jastrząb z Oddziału w Warszawie II w dniu 22.02.2014 r.
- 80 urodziny Turek Tadeusz z Oddziału w Krośnie w dniu 04.02.2014 r.
- 80 urodziny Jerzy Makowski z Oddziału w Warszawie I w dniu 23.02.2014 r.
- 80 urodziny Stanisław Drozdowski z Oddziału w Sanoku w dniu 24.02.2014 r.

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



Ewa Mańkiewicz-Cudny – prezes FSNT NOT otwiera obrady Rady Krajowej. Fot. S. Szafran



Jacek Kubielski – sekretarz generalny FSNT NOT przedstawia budżet na 2014 r. Fot. S. Szafran

Głównymi tematami obrad Rady Krajowej było:

1. Przyjęcie protokołu nr 2/XXIV z posiedzenia Rady Krajowej 18 czerwca 2013 r.;
2. Informacja o pracach Zarządu Głównego FSNT NOT w okresie od 18.06.2013 do 20.01.2014 r.;
3. Budżet Zarządu Głównego FSNT-NOT na rok 2014 r.:
  - a. informacja o zakładanym wykonaniu budżetu za rok 2013;
  - b. podjęcie uchwał w sprawie: opłaty organizacyjnej i majątkowej wnoszonej przez TJO w 2014 r.;
  - c. przyjęcia budżetu Zarządu Głównego FSNT-NOT na 2014 r.;
4. Sprawa sprzedaży lokalu w Domu Technika we Włocławku;
5. Sprawa sprzedaży nieruchomości FSNT-NOT w Koszalinie;
6. Sprawa ulgi w opłacie majątkowej dla FSNT-NOT Rady Regionalnej w Pile;
7. Zmiany w Regulaminach:
  - a. Rady Krajowej FSNT NOT,
  - b. Wyboru delegatów do Rady Krajowej w TJO FSNT NOT;
8. Informacje o:
  - a. Pracach nad nowelizacją Ustawy „Prawo o stowarzyszeniach”,
  - b. Stanie Muzeum Techniki i Przemysłu NOT,
  - c. Możliwości kontynuacji programu projektów celowych MŚP.
9. Sprawy wnoszone przez SNT;
10. Sprawy wnoszone przez TJO.

Po przeprowadzeniu spraw proceduralnych (powołanie Prezydium obrad, zatwierdzenie porządku obrad, powołanie komisji mandatowej i skrutacyjnej oraz stwierdzenie prawomocności zebrania) kol. Ewa Mańkiewicz-Cudny – prezes FSNT NOT, przedstawiła informację o pracach Zarządu Głównego FSNT NOT od ostatniego posiedzenia Rady Krajowej, akcentując najważniejsze wydarzenie ubiegłoroczne, jakim był II



Włodzimierz Hausner przedstawia informację nt. postępu prac nad Ustawą „Prawo o stowarzyszeniach”. Fot. S. Szafran



Zarząd Główny FSNT NOT na sali obrad Rady Krajowej. Fot. S. Szafran



Głosowanie nad uchwałą budżetową. Fot. S. Szafran

Światowy Zjazd Inżynierów Polskich.

Najważniejszym punktem posiedzenia Rady było przyjęcie budżetu na 2014 r. Projekt budżetu oraz informację o przewidywanym wykonaniu budżetu za 2013 r. przedstawił sekretarz generalny FSNT NOT kol. Jacek Kubielski. Po dyskusji Rada Krajowa przyjęła budżet w zakresie działalności własnej Zarządu Głównego FSNT NOT na 2014 rok obejmujący:

- po stronie przychodów kwotę 4.580,0 tys. zł.,
- po stronie wydatków kwotę 4.580,0 tys. zł.

Rada podjęła decyzje w sprawach majątkowych Terenowych Jednostek Organizacyjnych FSNT NOT: sprzedaży lokalu w Domu Technika we Włocławku, sprzedaży nieruchomości FSNT-NOT w Koszalinie i przyznania ulgi w opłacie majątkowej dla Rady Regionalnej FSNT NOT w Pile, a następnie uchwaliła poprawki Regulaminu Rady Krajowej FSNT NOT i Regulaminu wyboru delegatów do Rady Krajowej w TJO FSNT NOT.

Rada przyjęła do wiadomości informację o stanie prac nad nowelizacją Ustawy „Prawo o Stowarzyszeniach” prowadzonych pod auspicjami Kancelarii Prezydenta RP, którą przekazał doradca prezes FSNT NOT kol. Włodzimierz Hausner.

Problemy związane z funkcjonowaniem Muzeum Techniki i Przemysłu NOT oraz działania dotyczące zapewnienia muzeum systemowego finansowania przedstawił kol. Jacek Kubielski – sekretarz generalny FSNT NOT, natomiast kol. Józef Suchy przedstawił postępy we wprowadzaniu w Polsce Europejskiej Karty Zawodowej, eksponując korzyści wynikające z posiadania takiego dokumentu.

Zamykając posiedzenie kol. Ewa Mańkiewicz-Cudny – prezes FSNT NOT złożyła wszystkim życzenia dobrego Nowego 2014 Roku.

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPNIg



# Spotkanie konsultacyjne Zarządu Głównego FSNT NOT z prezesami Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych

19 stycznia 2014 r. odbyło się w sali im. Ignacego Łukasiewicza Warszawskiego Domu Technika spotkanie konsultacyjne Zarządu Głównego FSNT NOT z prezesami Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych zrzeszonych w federacji.

Głównymi tematami spotkania były sprawy dotyczące:

- informacji nt. zaawansowania prac nad nowelizacją ustawy „Prawo o stowarzyszeniach”;
- prezentacji programu działania Muzeum Techniki i Przemysłu NOT;
- informacji nt. organizacji posiedzenia Zgromadzenia Ogólnego FEANI w Polsce w dniach 9 – 10 października 2014 r. w Gdańsku;
- informacji nt. XXV Kongresu Techników Polskich i obchodów jubileuszy;
- spraw SNT do Zarządu Głównego FSNT NOT.

Spotkania liderów Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych z Zarządem Głównym FSNT NOT na początku każdego roku mają wieloletnią tradycję. Grono osób najmocniej związanych z naukowo-technicznym ruchem stowarzyszeniowym w Polsce podsumowuje miniony rok i nakreśla ramy kierunków programowych nowego roku i dalszych lat kadencji.

Na początku 2014 roku akcentem szczególnym spotkania była wymiana poglądów nt. funkcjonowania SNT w zmieniających się warunkach gospodarczych i politycznych kraju, a w szczególności sprawa zaawansowania prac nad nowelizacją ustawy „Prawo o stowarzyszeniach”. Temat referował kol. Włodzimierz Hausner reprezentujący FSNT NOT w Grupie Roboczej ds. zmian ustawy Prawo o stowarzyszeniach pracującej pod przewodnictwem Henryka



Ewa Mańkiewicz-Cudny – prezes FSNT NOT otwiera spotkanie konsultacyjne z prezesami SNT. Fot. S. Szafran

Wujca – doradcy prezydenta RP. Grupa Robocza została powołana z inicjatywy prezydenta RP, a jej stałym i aktywnym członkiem był kol. Włodzimierz Hausner. W wyniku intensywnych prac Grupy Roboczej, podczas których zauważalna była gra interesów różnych środowisk i prezentowanie różnych koncepcji kształtu ustawy, przyjęto projekt ustawy skierowany do dalszego procesu legislacyjnego na ścieżkę przyspieszonego procedowania. Istotnym ustaleniem grupy był założenie, że zmiany ustawy mają charakter nie tworzenia nowej wersji lecz mają charakter nowelizacji obecnie obowiązującej. W projekcie przyjęto kilka głównych ustaleń, a m.in.:

- podział na stowarzyszenia rejestrowe i zwykłe,
- wpis stowarzyszeń rejestrowych do KRS przy ograniczeniu roli Sądu Rejestrowego (KRS),
- obcokrajowcy mogą być członkami stowarzyszeń,

- zarejestrowany Statut stowarzyszenia lub związku stowarzyszeń musi obowiązywać wszystkie jego struktury (musi być tylko jeden Statut),
- każde stowarzyszenie jest obowiązane posiadać:
  - zarząd – jedno- lub wieloosobowy,
  - oraz organ kontroli wewnętrznej.
- Stowarzyszenie, które zamierza utworzyć terenowe jednostki organizacyjne jest obowiązane dodatkowo określić w Statucie:
  - strukturę organizacyjną terenowej jednostki organizacyjnej,
  - zasady tworzenia i likwidacji terenowej jednostki organizacyjnej,
  - wewnętrzne organy terenowej jednostki organizacyjnej, w tym zarząd reprezentujący ją na zewnątrz,
  - tryb powoływania organów terenowej jednostki organizacyjnej.
- Stowarzyszenie może powoływać w te-



Prezesi i przedstawiciele SNT podczas spotkania. Fot. S. Szafran



Fot. S. Szafran



Członkowie Zarządu Głównego i prezesi honorowi FSNT NOT na spotkaniu noworocznym 2014. Fot. S. Szafran

renowych jednostkach organizacyjnych zarząd komisaryczny, jeśli Statut tak stanowi.

- Przesłanki wprowadzenia i zakres kompetencji zarządu komisarycznego określa Statut.
- Członkowi stowarzyszenia pracującemu społecznie na rzecz stowarzyszenia przysługują uprawnienia wolontariusza określone w przepisach o działalności pożytku publicznego i wolontariacie.
- Zaproponowano w ustawie z dnia 7 kwietnia 1989 r. Prawo o stowarzyszeniach wprowadzenie następujących zmian:

- Dodaje się w art. 2 ust. 4 i 5 w brzmieniu:

1. Ust. 4. Stowarzyszenia i ich związki mają prawo reprezentowania wobec organów władzy publicznej interesów zbiorowych swoich członków i grup społecznych, na których rzecz działają.
2. Ust. 5. Członkowi w ramach jego pracy społecznej na rzecz stowarzyszenia przysługują uprawnienia wolontariusza określone w przepisach o działalności pożytku publicznego i wolontariacie.

- Dodaje się art. 24 b w brzmieniu:

1. Stowarzyszenia rejestrowe i ich związki o ogólnokrajowym zasięgu działania, zrzeszające osoby wyłącznie określonego zawodu lub zawodów pokrewnych, prowadzące bezpośrednio działalność wymagającą specjalistycznego przygotowania, określają w swoich statutach zakres i formy tej działalności.
2. Stowarzyszenia i ich związki, o których mowa w ust. 1 mogą na podstawie przepisów odrębnych oraz wydawanych na ich podstawie regulaminów wykonywać zadania w zakresie świadczenia kompetencji i poziomu kwalifikacji zawodowych we właściwych dla siebie dziedzinach, jeżeli jest to przewidziane w ich statutach.

Projekt Ustawy został przekazany do Sejmu RP do dalszego procedowania.

Prezes FSNT NOT zwróciła uwagę na ważne rocznice, które federacja będzie obchodziła w 2015 roku:

- 215 rocznica założenia Warszawskiego Towarzystwa Królewskiego Przyjaciół Nauk,
- 180 rocznica założenia Towarzystwa Politechnicznego Polskiego w Paryżu,
- 70 rocznica założenia Naczelnej Organi-



Ewa Mańkiewicz-Cudny – prezes FSNT NOT wręcza prof. dr hab. inż. Józefowi Suchemu pierwszą w Polsce Europejską Legitymację Zawodową z numerem 1. Fot. S. Szafran

zacji Technicznej,

- 110 rocznica wzniesienia Warszawskiego Domu Technika,
- 110 rocznica wybudowania Domu Technika w Krakowie.

Ważnymi tematami poruszonymi na spotkaniu były również: kolejny jubileuszowy XXV Kongres Techników Polskich planowany na 2015 r. oraz sprawa organizacji posiedzenia Zgromadzenia Ogólnego FEANI w Polsce w dniach 9 – 10 października 2014 r. w Gdańsku.

W spotkaniu wzięło udział 23 prezesów Stowarzyszeń N-T lub ich upoważnionych przedstawicieli. W dyskusji akcentowano potrzebę ściślejszej współpracy i współdziałania całego ruchu stowarzyszeniowego dla realizacji wspólnych celów środowiska technicznego oraz budowy jego prestiżu w życiu publicznym.

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPNIg



Członkowie Rady Krajowej FSNT NOT na spotkaniu noworocznym 2014. Fot. S. Szafran



Fot. S. Szafran

# Noworoczne spotkanie Oddziału SITPNIg w Krakowie

Nowy 2014 Rok Oddział Krakowski SITPNIg powitał na uroczystym spotkaniu Zarządu Oddziału z członkami honorowymi, przedstawicielami członków wspierających i najaktywniejszymi działaczami kół zakładowych i klubu seniora. Spotkanie odbyło się w sali koncertowej Fundacji Krakus w Krakowie. Zgodnie z tradycją noworocznych spotkań Oddziału Krakowskiego SITPNIg na wstępie uczestnicy spotkania obejrzeli występ zespołu dziecięcego, który przed-



Chwila odznaczania Ryszarda Cygana Diamentową Honorową Odznaką SITPNIg. Fot. arch. S. Szafran

stawił krakowskie tradycje kolednicze. Podczas posiedzenia kol. Krzysztof Dybaś – prezes Zarządu Oddziału SITPNIg w Krakowie podsumował dokonania Oddziału w minionym roku oraz przedstawił plan pracy na rok 2014, a na zakończenie swojego wystąpienia złożył wszystkim uczestnikom spotkania i za ich pośrednictwem członkom SITPNIg z Oddziału Krakowskiego najlepsze życzenia noworoczne. W czasie spotkania liczne grono działaczy Stowarzyszenia zostało uhonorowane odznakami honorowymi. Wyrazem wysokiego szacunku i uznania było wyróżnienie kol. Ryszarda Cygana honorowym tytułem Zasłużonego Seniora SITPNIg oraz Diamentową Honorową Odznaką SITPNIg. Podczas spotkania uczestnicy wymienili koleżeńskie, serdeczne życzenia noworoczne, a w dyskusji zwracali uwagę na nowe zadania stojące w bieżącym roku przed stowarzyszeniem oraz wiele wydarzeń rocznicowych, które godne są przypomnienia i upamiętnienia w 2014 r.

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPNIg



Spotkanie otworzył Krzysztof Dybaś – prezes Oddziału SITPNIg w Krakowie. Fot. S. Szafran



Uczestnicy spotkania. Fot. S. Szafran



Tradycje kolednicze przedstawił zespół dziecięcy Krakowskiego Domu Kultury. Fot. S. Szafran

# Karta Zawodowa Inżyniera

Podczas spotkania konsultacyjnego Zarządu Głównego FSNT NOT z prezesami Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych 19 stycznia 2014 r. kol. Ewa Mankiewicz-Cudny wręczyła prof. dr. hab. inż. Józefowi Suchemu pierwszą w Polsce Europejską Legitymację Zawodową z nr 1. Polska, jako jeden z 9 pierwszych krajów, podjęła prace związane z wydawaniem inżynierom Karty Zawodowej Inżyniera.

Zgodnie z Dyrektywą Rady i Parlamentu Europejskiego „legitymacja ta jest niezbędna do ułatwienia czasowej mobilności i czasowego uznawania kwalifikacji w ramach systemu automatycznego uznawania kwalifikacji, a także do promowania uproszczonego procesu uznawania kwalifikacji w ramach systemu ogólnego. Legitymacja powinna być wydawana na wniosek specjalisty oraz po przedstawieniu niezbędnych dokumentów i przeprowadzeniu związanych z nimi procedur w zakresie przeglądu i weryfikacji przez właściwe organy”.

Art. 4a zmienionej dyrektywy:

„Państwa członkowskie wyznaczają właściwe organy do wydawania europejskich legitymacji zawodowych. Organ te zapewniają bezstronne, obiektywne i terminowe rozpatrywanie wniosków o wydanie europejskiej legitymacji zawodowej. Ośrodki wsparcia (...) również mogą pełnić funkcję właściwego organu do celów wydania europejskiej legitymacji zawodowej. Państwa członkowskie dopilnują, aby właściwe organy informowały obywateli, w tym ewentualnych wnioskodawców, o korzyściach związanych z posiadaniem europejskiej legi-

macji zawodowej w przypadkach, w których jest ona dostępna”.

Federacja Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT podpisała stosowne umowy z Europejską Federacją Narodowych Stowarzyszeń Inżynierów (FEANI), na podstawie której można wydawać polskim inżynierom powyższy dokument.

Ma on ujednoliconą dla wszystkich krajów członkowskich postać opracowaną przez FEANI.

Na plastikowej legitymacji wielkości dowodu osobistego zapisane zostaną następujące informacje:

1. nazwisko i imię,
2. kraj,
3. data urodzenia,
4. numer karty i data jej wydania,
5. data ważności legitymacji,
6. przyznane kategorie:
  - A1, A2, A3 – w zależności od stopnia ukończonych studiów,
  - B1, B2, B3 – w zależności od doświadczenia zawodowego zdobytego w przedsiębiorstwie produkcyjnym prywatnym lub państwowym, w usługach albo we własnej firmie
  - C1, C2, C3 – potwierdzające rodzaj zaliczonego kształcenia uzupełniającego,
7. logo FEANI oraz logo NOT.

Wszystkie dane będą przechowywane w specjalnie utworzonym Narodowym Rejestrze Inżynierskim, który jest zobowiązany do przekazywania uaktualnionych informacji do bazy danych FEANI w Brukseli.



Osoby ubiegające się o wydanie Karty Zawodowej Inżyniera powinny wypełnić formularz aplikacyjny dostępny na stronie FSNT NOT (<http://www.not.org.pl>).

W FSNT NOT sprawami karty zajmują się będzie Główna Komisja Karty Zawodowej Inżyniera i Specjalizacji Inżynierów pod przewodnictwem prof. dr. hab. inż. Józefa Suchego – wiceprezesa FSNT NOT.

Natomiast osobami do kontaktu w sprawie karty są:

- Aleksandra Golańska - tel. 22 336 14 30, e-mail: [a.golanska@centruminnowacji.org](mailto:a.golanska@centruminnowacji.org)
- Waldemar Konieczny - tel. 22 336 12 79, e-mail: [waldemarkonieczny@not.org.pl](mailto:waldemarkonieczny@not.org.pl)

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPNIg

## Podstawowe informacje o wolontariacie

W nowelizowanej Ustawie „Prawo o stowarzyszeniach” wprowadza się możliwość działalności członków stowarzyszeń w ramach przepisów o wolontariacie. W celu przybliżenia członkom SITPNIg uprawnień wynikających z tego rodzaju działalności, podajemy najważniejsze informacje o „wolontariacie”.

### Wolontariat

Większość definicji podkreśla, że wolontariat to dobrowolna, bezpłatna, świadoma działalność na rzecz innych, wykraczająca poza związki rodzinne, koleżeńskie lub przyjacielskie. Nazwa pochodzi od łacińskiego słowa voluntarius, które można przetłumaczyć jako „dobrowolny” lub „chętny”.

Ustawa z dnia 24 kwietnia 2003 r. o działalności pożytku publicznego i o wolontariacie (DZ. U. nr 96, poz. 873 ze zm.) wprowadziła

definicję wolontariusza. Zgodnie z art. 2 pkt.3 ustawy wolontariuszem jest osoba, która ochotniczo i bez wynagrodzenia wykonuje świadczenia na zasadach określonych w ustawie.

Wolontariat jest korzystny nie tylko dla wolontariusza i instytucji, która go przyjęła. Aktywność wolontariusza służy również społeczności lokalnej, określonym grupom społecznym, i w efekcie całemu społeczeństwu.

### Kto może zostać wolontariuszem

Wolontariuszem może zostać każdy. Mogą nimi być zarówno osoby pełnoletnie, jak i niepełnoletnie (wymagana jest wobec tych drugich pisemna zgoda opiekuna prawnego) oraz cudzoziemcy legalnie przebywający na terenie Rzeczypospolitej Polskiej (nie muszą do tego rodzaju aktywności posiadać pozwoleń na pracę w Polsce). Nie ma też przeciwwskazań, by pracę

wolontariuszy świadczyli bezrobotni, bowiem nie tracą oni przez to statusu bezrobotnego, ani prawa do zasiłku.

### Kto może korzystać ze świadczeń wolontariusza

Ze świadczeń wolontariusza mogą korzystać:

- Organizacje pozarządowe. Większość organizacji pozarządowych korzysta z pomocy wolontariuszy. Działają oni dla dobra publicznego w ramach szeroko rozumianej pomocy społecznej, ochrony zdrowia, edukacji i ekologii. Ze świadczeń wolontariuszy mogą korzystać również międzynarodowe organizacje pozarządowe działające w Polsce.

- Organy administracji publicznej oraz jednostki im podległe lub przez nie nadzorowane. Wolontariusz w instytucji publicznej może poznać zasady funkcjonowania państwa i dużych instytucji. Taki wolontariat to także okazja do pracy w zespole ludzi o dużym doświadczeniu zawodowym. Dzięki pracy ochotników będzie

można rozszerzyć zakres usług pomocy społecznej, służby zdrowia, rehabilitacji, poradnictwa pracy, kultury, wymiaru sprawiedliwości, oświaty, sportu i turystyki czy resocjalizacji. Absolwenci, którzy chcą spróbować swoich sił jako wolontariusze, będą mieli okazję zdobyć doświadczenia zawodowego. Wolontariusz może wykonywać świadczenie między innymi na rzecz ośrodka pomocy społecznej, szpitala, muzeum, przedszkola i ministerstwa.

- Stowarzyszenia jednostek samorządu terytorialnego.
- Podmioty kościelne prowadzące działalność pożytku publicznego.

Nie mogą korzystać ze świadczeń wolontariuszy podmioty w zakresie prowadzonej przez siebie działalności gospodarczej.

#### Obowiązki korzystającego wobec wolontariusza

• Wolontariuszowi z mocy ustawy przysługuje ubezpieczenie z tytułu wypadku przy wykonywaniu świadczeń, pod warunkiem, że wykonuje on świadczenia na podstawie porozumienia zawartego na czas określony dłuższy niż 30 dni;

• Korzystający zobowiązany jest wykupić ubezpieczenie od następstw nieszczęśliwych wypadków, dla wolontariuszy, z których świadczeń korzysta przez okres nie dłuższy niż 30 dni lub przez czas nieokreślony;

• Korzystający może fakultatywnie zgłosić wolontariusza do ubezpieczenia zdrowotnego na zasadach przewidzianych w przepisach o powszechnym ubezpieczeniu zdrowotnym, jeśli dany wolontariusz nie podlega mu z innego tytułu;

• Na żądanie wolontariusza korzystający potwierdza na piśmie treść porozumienia, wydaje pisemne zaświadczenie oraz opinię o wykonaniu świadczeń;

• Korzystający informuje wolontariusza o przysługujących mu prawach i ciążących obowiązkach oraz zapewnia dostępność tych informacji;

• Organizacja informuje o ryzyku dla zdrowia i bezpieczeństwa związanym z wykonywanymi świadczeniami oraz o zasadach ochrony przed zagrożeniami;

• Korzystający zapewnia bezpieczne i higieniczne warunki wykonania przez wolontariusza świadczeń, w tym w zależności od rodzaju świadczeń i zagrożeń z nimi związanych zapewnia odpowiednie środki ochrony indywidualnej;

• Organizacja pokrywa koszty podróży służbowych i diet, chyba że wolontariusz zwolni ją z tego obowiązku (tylko w formie pisemnej);

• Korzystający może pokryć inne niezbędne koszty ponoszone przez wolontariusza oraz koszty szkoleń, w zakresie wykonywanych przez niego świadczeń.

#### Obowiązki wolontariusza

Wolontariusz powinien posiadać kwalifikacje i spełniać wymagania odpowiednie do rodzaju i zakresu świadczonej pomocy (jeżeli taki obowiązek wynika z przepisów prawa, np. w przypadku pomocy medycznej osobom bezdomnym lub w przypadku wolontariuszy na stanowisku nauczyciela). Wolontariusz również jest zobligowany do wywiązania się z obowiązków określonych w porozumieniu, nawet jeśli nie przybrało ono formy pisemnej. Jest odpowiedzialny również za dbanie o powierzony majątek.

#### Porozumienie

Podstawą współpracy pomiędzy wolontariuszem a organizacją pozarządową jest porozumienie. Określa ono zakres, sposób wykonywania świadczeń oraz czas na jaki zostało zawarte. Porozumienie powinno zawierać postanowienie o możliwości jego rozwiązania. Jeżeli świadczenie wolontariusza wykonywane jest przez okres dłuższy niż 30 dni porozumienie powinno zostać sporządzone na piśmie. W przypadku porozumień zawartych na okres krótszy niż 30 dni, mogą one mieć formę ustną. Jeżeli porozumienie dotyczy wydelegowania wolontariusza w celu wykonywania przez niego świadczeń na terytorium innego państwa, na podstawie umowy międzynarodowej wiążącej Polskę, wolontariuszowi przysługuje prawo do świadczeń i pokrycia kosztów ogólnie przyjętych w stosunkach danego rodzaju, chyba że umowy międzynarodowe stanowią inaczej.

#### Ubezpieczenia wolontariusza

Ubezpieczenie od następstw nieszczęśliwych wypadków NNW: Podmiot korzystający ze świadczeń wolontariusza ma obowiązek wykupić ubezpieczenie od następstw nieszczęśliwych wypadków, w przypadku, gdy świadczenia te trwałoby krócej niż 30 dni. Jeżeli świadczenie wolontariusza trwa dłużej niż 30 dni, wówczas korzystający nie ma obowiązku wykupienia ubezpieczenia od następstw nieszczęśliwych wypadków, gdyż wolontariusz będzie podlegał ustawie z dnia 30 października 2002 r. o zaopatrzeniu z tytułu wypadków lub chorób zawodowych powstałych w szczególnych okolicznościach (Dz. U. Nr 199, poz. 1674 ze zm.).

Ubezpieczenie od odpowiedzialności cywilnej OC: Ustawa o działalności pożytku publicznego i o wolontariacie nie reguluje przedmiotu ubezpieczenia od odpowiedzialności cywilnej, ale ponieważ wolontariusz jest stroną umowy cywilnoprawnej jaką jest porozumienie, może odpowiadać on za niewykonanie lub nienależyte wykonanie zobowiązania wynikające z tej umowy bądź za czyny niedozwolone. W związku z powyższym warto rozważyć czy przy konkretnym świadczeniu korzystający nie powinien ubezpieczyć wolontariusza od odpowiedzialności

cywilnej. Ubezpieczyć może się także sam wolontariusz. Niemniej jednak decyzja o ubezpieczeniu od odpowiedzialności cywilnej jest decyzją fakultatywną stron porozumienia wolontariackiego.

Ubezpieczenie zdrowotne: Inaczej przedstawia się sytuacja z ubezpieczeniem zdrowotnym. W takim przypadku zgodnie z art. 46 ust. 1 wolontariuszowi mogą przysługiwać świadczenia zdrowotne na zasadach przewidzianych w przepisach o powszechnym ubezpieczeniu zdrowotnym. Stosownie do art. 11 ust. 1a ustawy z dnia 23 stycznia 2003 r. o powszechnym ubezpieczeniu w Narodowym Funduszu Zdrowia (Dz. U. 2003, Nr 45, poz. 391 ze zm.) korzystający może zgłosić wolontariusza do ubezpieczenia zdrowotnego, jeżeli nie jest on objęty ubezpieczeniem zdrowotnym z innego tytułu. Przepis ten oznacza, iż praktyce od woli korzystającego zależeć będzie czy składka na ubezpieczenie zdrowotne dla wolontariusza będzie odprowadzana. Pamiętaj jednak należy, że w przypadku, gdy korzystający zdecyduje się zgłosić wolontariusza do ubezpieczenia zdrowotnego, to on a nie wolontariusz będzie opłacał składki. Składki na ubezpieczenie zdrowotne opłaca korzystający od podstawy wymiaru odpowiadającej najniższemu miesięcznemu wynagrodzeniu. Zgodnie z art. 11 ust. 4a ustawy o powszechnym ubezpieczeniu w Narodowym Funduszu Zdrowia, wolontariusz zostanie objęty ubezpieczeniem zdrowotnym z dniem określonym w umowie zawartej przez korzystającego z Funduszem, a przestaje być nim objęty z dniem rozwiązania umowy lub po upływie miesiąca nieprzerwane zaległości w opłacaniu składek. Składka na ubezpieczenie zdrowotne jest odprowadzana do Narodowego Funduszu Zdrowia za pośrednictwem Zakładu Ubezpieczeń Społecznych. Jeżeli zatem korzystający zgadza się odprowadzać składkę na ubezpieczenie zdrowotne dla wolontariusza, wówczas to on, a nie wolontariusz, powinien zarejestrować wolontariusza w Narodowym Funduszu Zdrowia.

Ubezpieczenie społeczne (ZUS itp.): Zarówno podmiot korzystający jak i wolontariusz nie opłacają składek na ubezpieczenia społeczne (ubezpieczenie emerytalne, rentowe, wypadkowe, chorobowe). Świadczenie wolontariusza jest świadczeniem odpowiadającym świadczeniu pracy - a nie świadczeniem pracy. Ustawa z dnia 13 października 1998r. o systemie ubezpieczeń społecznych (Dz.U. 1998 r., Nr 137, poz. 887 ze zm.) nie przewiduje obowiązku ani nawet możliwości objęcia wolontariusza ubezpieczeniem emerytalnym, rentowym, chorobowym czy wypadkowym.

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPniG

# Uroczyste dyplomatorium na Wydziale Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH



Uroczystość rozpoczęła się od wysłuchania tradycyjnej pieśni "Gaude Mater Polonia". Fot. S. Szafran

31 stycznia 2014 r. odbyło się w auli AGH uroczyste dyplomatorium, na którym po złożeniu przepisane Statutem AGH "ślubowania" zostały wręczone dyplomy ukończenia studiów absolwentom Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH kończących studia w 2013 r. W 2013 r. na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH ukończyło studia 107 absolwentów na dwóch kierunkach studiów: Górnictwo i Geologia oraz Inżynieria Naftowa i Gazownicza. Spośród 107 absolwentów 16 uzyskało równocześnie dyplom ukończenia Narodowego Uniwersytetu Technicznego Nafty i Gazu w Iwano-Frankivsku.

Podczas uroczystości dr inż. Stanisław Szafran – kanclerz Kapituły Honorowej Szpady SITPNiG oficjalnie ogłosił wyniki VIII edycji



Uroczyste ślubowanie absolwentów. Fot. S. Szafran



Pamiętkowe zdjęcie pod monumentem patrona Uczelni Stanisława Staszica. Fot. S. Szafran



Chwila odbierania dyplomów ukończenia studiów. Fot. S. Szafran

Konkursu o Honorową Szpadę SITPNiG na najlepszego absolwenta Wydziału WNiG w roku 2013. Do Konkursu było nominowanych 10 absolwentów spełniających kryteria postawione absolwentom Wydziału przez regulamin konkursowy. W wyniku postępowania konkursowego najlepszym absolwentem Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH został mgr inż. Damian Janiga uzyskując Honorową Szpadę SITPNiG. Laureat ukończył studia o kierunku Górnictwo i Geologia ze średnią ocen 4,97. Pracę dyplomową pt.

„Analiza wpływu geometrii szczeliny na efektywność zabiegu szczelinowania hydraulicznego” przygotował pod kierunkiem dr inż. Pawła Wojnarowskiiego, a na egzaminie dyplomowym uzyskał ocenę bardzo dobrą.

Pozostałym absolwentom nominowanym do konkursu zostały wręczone dyplomy wyróżnienia z określeniem lokaty ukończenia studiów. Szczegóły Konkursu o Honorową Szpadę SITPNiG podano na stronie [www.sitpnig.pl](http://www.sitpnig.pl) w informacji z dnia 4 stycznia 2014 r. o rozstrzygnięciu VIII edycji Konkursu o Honorowa Szpadę SITPNiG.

Uroczystości „Dnia Dyplomanta na WWiNiG 2013” zostały zakończone wieczornym spotkaniem koleżeńskim przy kufłu piwa.

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPNiG

# Uroczyste dyplomatorium na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH

Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH została mgr inż. Magdalena Ładniak z kierunku Informatyka Stosowana, która tym samym zdobyła Honorową Szpadę SITPNiG. Pozostałym absolwentom nominowanym do konkursu zostały

17 stycznia 2014 r. odbyło się w Auli AGH uroczyste dyplomatorium, na którym po złożeniu przepisane Statutem AGH "ślubowania" zostały wręczone dyplomy ukończenia studiów absolwentom Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH kończących studia w 2013 r. Podczas uroczystości dr inż. Stanisław Szafran – kanclerz Kapituły Honorowej Szpady SITPNiG oficjalnie ogłosił wyniki VIII edycji Konkursu o Honorową Szpadę SITPNiG na najlepszego absolwenta Wydziału GGiOŚ w roku 2013. Do konkursu było nominowanych 12 absolwentów, a wyniku postępowania konkursowego najlepszą absolwentką Wydziału



Uroczystość rozpoczyna tradycyjna pieśń "Gaude Mater". Fot. S. Szafran



Uroczyste ślubowanie absolwentów. Fot. S. Szafran



Dyplomy i gratulacje odbierają z radością absolwenci WGGiOŚ. Fot. S. Szafran



Radość z otrzymanych dyplomów. Fot. S. Szafran

wręczone dyplomy wyróżnienia z określeniem lokaty ukończenia studiów. Szczegóły Konkursu o Honorową Szpadę SITPNiG podano na stronie [www.sitpnig.pl](http://www.sitpnig.pl) (zakładka Aktualności) w informacji z 4 stycznia 2014 r. o rozstrzygnięciu VIII edycji konkursu.

Stanisław Szafran  
Sekretarz generalny SITPNiG

## Gaz i prąd na Wierzchowicach



Magdalena Wajda



Prezentację pt. „Gaz i energia nowoczesnie skojarzona” poprowadził dla uczestników wyjazdu zastępca kierownika ds. utrzymania ruchu Mirosław Majchrzak, który przedstawił film dotyczący budowy nowej części magazynu, schemat technologiczny obiektu oraz wiele ciekawostek związanych z nowoczesnymi rozwiązaniami technologicznymi zastosowanymi na PMG.

Magdalena Wajda  
Sekretarz Koła Zielona Góra

Koło Zielona Góra zorganizowało dla swoich członków wyjazd naukowo-techniczny na PMG Wierzchowice 31 stycznia. Jest to największy w Polsce tego typu obiekt wykorzystujący jako pojemność magazynową dawne złożo gazu ziemnego. Magazyn zlokalizowany jest na terenie gmin Milicz i Krośnice, w sąsiedztwie jednego z największych węzłów krajowego systemu gazowniczego w Odolanowie. Zadaniem magazynu jest zatłaczanie i odbiór gazu wysokometanowego.



Mirosław Majchrzak zaprezentował grupie podstawowe informacje nt. złoża Wierzchowice, schemat blokowy magazynu, parametry pracy obiektu, jego główne instalacje i urządzenia oraz krótką charakterystykę typowych urządzeń branży mechanicznej, elektrycznej i AKPiA. Fot. Magdalena Wajda



Uczestnicy wyjazdu – członkowie Koła Zielona Góra udali się na teren PMG Wierzchowice, gdzie mogli zapoznać się z imponującą instalacją tego obiektu. Fot. Magdalena Wajda



# Posiedzenie Komisji ds. Młodzieży



*Oddział Zielona Góra był gospodarzem posiedzenia Głównej Komisji ZG SITP NiG ds. Młodzieży i Studentów.*

Spotkanie odbyło się 7 lutego na terenie Ośrodka Kopalń Drezdenko i KRNiGZ Lubiatów PGNiG SA Oddziału w Zielonej Górze. Głównym tematem posiedzenia był podział prac na 2014 r.

Członkowie Komisji planują stworzenie do końca I kwartału br. ulotki informacyjnej, która służyć będzie promocji Stowarzyszenia, utworzenie zakładki na stronie internetowej [www.sitpniG.pl](http://www.sitpniG.pl) pod roboczym tytułem „Forum Młodych”. Komisja planuje organizację spotkania naukowo-technicznego dla młodej kadry w Laboratorium Edukacyjno-Badawczym Odnawialnych Źródeł i Poszanowania Energii AGH w Miękinii. Wstępny termin ustalono na maj br. Członkowie Komisji planują również uczestnictwo i wystąpienie podczas marcowego X Sympozjum SITP NiG w Krynicy-Zdrój, które poświęcone będzie Młodzieży w Stowarzyszeniu.

Magdalena Wajda  
Zastępca Sekretarza Komisji  
ds. Młodzieży i Studentów



*Zadaniem Głównej Komisji ds. Młodzieży i Studentów jest m.in. promocja Stowarzyszenia oraz integracja i aktywizacja młodzieży w organach SITP NiG, w szczególności na poziomie Kół i Oddziałów. Fot. Magdalena Wajda*



*W posiedzeniu Komisji wzięło udział 11 jej członków. Fot. Magdalena Wajda*



*Członków Komisji po KRNiGZ Lubiatów oprowadził kierownik zmiany Andrzej Zegarowski. Fot. Magdalena Wajda*

**NASZE WSTAWIENIE.**

# Symposium Naukowo-Techniczne



Zarząd Koła nr 1 z OGP GAZ-SYSTEM S.A. w Oddziale SITP-NiG Warszawa II zorganizował w październiku 2013 roku, przy współpracy z Terenową Jednostką Eksploatacji GAZ-SYSTEM S.A. w Sandomierzu, Symposium Naukowo-Techniczne, w którym wzięli udział członkowie Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego.

Program symposium obejmował:

- zapoznanie uczestników z rolą regionu południowo-wschodniej Polski w rozwoju gazownictwa na przykładzie funkcjonowania Węzła Zarzekowice,
- wizytę techniczną w miejscu przekroczenia gazociągu wysokiego ciśnienia DN 500/700 przez rzekę San w Karnatach, prezentującą konstrukcję drugiego co do wielkości gazociągu nadziemnego w Europie,
- spotkanie techniczne na terenie budowy bloku gazowo-parowego Elektrociepłowni



Węzeł w Zarzekowicach. Fot. Sylwia Jarczyńska

- prezentację referatów nt.:
  - 1) roli Terenowej Jednostki Eksploatacji

- w Sandomierzu w krajowym systemie przesyłowym (Wojciech Łuszcz – SITP NiG O/Tarnów, który również pełni funkcję prezesa PZITS NOT O/Tarnów);
- 2) technik wiertniczych pozyskiwania gazu ze złóż łupkowych (Krzysztof Baniak – SITP NiG O/Tarnów);
- 3) budowy laboratorium wzorcowania gazomierzy przy wysokim ciśnieniu

- (Bartłomiej Szczepaniak – SITP NiG O/Warszawa II);
- 4) zasad zawierania umów służebności przesyłu na obszarach Lasów Państwowych, stanowiących specyficzny rodzaj nieruchomości (Ryszard Budek – SITP NiG O/Warszawa II)



Wspólne zdjęcie uczestników i wykładowców. Fot. Sylwia Jarczyńska



Drugi co do wielkości gazociąg nadziemny w Europie. Fot. Sylwia Jarczyńska



Nadziemne przekroczenie rzeki w Karnatach. Fot. Sylwia Jarczyńska



EC Stalowa Wola. Fot. Sylwia Jarczyńska

- 5) uwarunkowań związanych z budową zasilania bloku gazowego EC w Stalowej Woli (Kazimierz Płaza – SITPNiG O/Tarnów),
- prezentację o realizacji inwestycji Terminal LNG w Świnoujściu z uwzględnieniem najświeższych informacji z placu budowy, które przedstawił pan Wojciech Kowalski członek Zarządu ds. technicznych i eksploatacji GAZ-SYSTEM S.A. nadzorujący tę kluczową inwestycję.

nek Zarządu ds. technicznych i eksploatacji GAZ-SYSTEM S.A. nadzorujący tę kluczową inwestycję.

Poza intensywnym programem merytorycznym prezentowanym przez kolegów z Oddziału GAZ-SYSTEM S.A. w Tarnowie oraz z Centrali i EC Stalowa Wola uczestnicy

symposium zwiedzili piękne wnętrza Dworu w Śmiłowie wybudowanego w II połowie XVIII w. w stylu barokowym, Żywe Muzeum Porcelany w Ćmielowie, a w nim wystawę ukazującą historię produkcji porcelany, zmiany stylów, form, dekoracji oraz spacerowali z przewodnikiem po Sandomierskim Rynku, obok Colegium Gostomianum, Domu Długosza, Zamku Królewskiego, gdzie mieli okazję wstąpić i obejrzeć wystawę starych lamp naftowych, a z Bramy Opatowskiej podziwiać widok panoramy Sandomierza i okolic. Chętni mieli możliwość przejścia Podziemną Trasą Turystyczną słynnymi sandomierskimi lochami z XV, XVI wieku pod kamiennymi jezdniami ulic i płytą rynku staromiejskiego.

Organizacja sympozjum była aktywnie wspierana przez Marcina Gronowskiego dyrektora zarządzającego GAZ-SYSTEM S.A. oraz Ryszarda Rybę, dyrektora Oddziału w Tarnowie i członka Zarządu Głównego SITPNiG

Wspólne działanie wielu osób pozwoliło przygotować wydarzenie na wysokim poziomie zarówno merytorycznym jak i organizacyjnym. W opinii uczestników, sympozjum, miało bardzo atrakcyjny program pod względem naukowo-technicznym, jak też w zakresie prezentacji regionu południowo-wschodniej Polski



Artystyczne zdobienie porcelany. Fot. Sylwia Jarczyńska



Unikatowa różowa porcelana produkowana w Ćmielowie. Fot. Sylwia Jarczyńska



Muzeum w Ćmielowie. Fot. Sylwia Jarczyńska

oraz integracji gazowników z przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego.

Referaty przedstawiane przez prelegentów były interesujące a zdobyte informacje okazały się cenne i pożyteczne. Urzeczni dobrodziejstwami świętokrzyskiej ziemi oraz gościnnością mieszkańców Sandomierza, z żalem wracaliśmy do domu.

Przedstawiając informację o symposium serdecznie zapraszamy dotychczas niezdecydowanych do wstąpienia do stowarzyszenia,

włączenia się do współpracy i udziału w działalności pod szyldem SITPniG, które w swojej działalności statutowej bazuje na potencjale intelektualnym środowiska inżynierów i techników związanych profesjonalnie i emocjonalnie z przemysłem, przy inspirowaniu, inicjowaniu i popieraniu przedsięwzięć naukowo-technicznych, doskonaleniu kwalifikacji zawodowych członków, krzewieniu wiedzy i kultury technicznej, kształtowaniu etyki zawodowej oraz integrowaniu środowiska gazowników i tworzeniu



Lipa z II poł. XVIII wieku w Śmiłowie. Fot. Sylwia Jarczyńska

atmosfery koleżeństwa.

Za zaangażowanie przygotowanie symposium i jego realizację szczególne podziękowania należą się Sylwii Jarczyńskiej, przewodniczącej Koła nr 1 SITPniG w Oddziale SITPniG Warszawa II.

Ewa Kania

Wiceprzewodnicząca Koła nr I w Oddziale SITPniG Warszawa II



Uczestnicy symposium. Fot. Sylwia Jarczyńska

# Konferencja FORGAZ 2014



Fot. arch. Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

*W dniach 15-17 stycznia 2014 r. w Hotelu Klimek\*\*\*SPA w Muszynie odbyła się Konferencja Naukowo-Techniczna FORGAZ 2014 pt.: „Techniki i technologie dla gazownictwa – pomiary, badania, eksploatacja”, której organizatorem był Pion Gazownictwa Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego w Krakowie.*

Konferencja została poświęcona zagadnieniom związanym z pomiarami ilości i jakości gazu oraz, po raz pierwszy, zagadnieniom dotyczącym budowy i eksploatacji gazociągów. Program konferencji obejmował trzy bloki tematyczne, dotyczące emisji gazów cieplarnianych, pomiarów rozliczeniowych w gazownictwie oraz eksploatacji sieci gazowniczych. Szczególną uwagę poświęcono tematyce aktualnie nurtującej środo-

wisko gazownicze, związanej z rozliczaniem gazu w jednostkach energii, nowymi technologiami w pomiarach gazu oraz bezpieczeństwem transportu i użytkowania gazu ziemnego. Tematyka ta została poruszona w 22 wygłoszonych referatach oraz podczas panelu dyskusyjnego.

Konferencja adresowana była do przedstawicieli branży gazowniczej, środowiska naukowego prowadzącego badania w zakresie pomiarów jakości i ilości gazu oraz budowy i eksploatacji gazociągów, jak również do przedstawicieli firm oferujących aparaturę wykorzystywaną do prowadzenia badań jakości i ilości gazu. Konferencja zgromadziła około 120 osób. Wśród uczestników i zaproszonych gości byli przedstawiciele m.in. Ministerstwa Gospodarki, Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o., Izby Gospodarczej Gazownictwa, Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Systemu Gazociągów

Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. oraz Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o. W konferencji uczestniczyli również producenci i dostawcy urządzeń pomiarowych oraz spalających paliwa gazowe (m.in. Aparator Metrix S.A., COMMON S.A., CONTROL PROCESS IT Sp. z o.o., Elektrometal S.A., INTEGROTECH Sp. z o.o., INTERGAZ Sp. z o.o., ITRON Polska Sp. z o.o., MERAZET S.A., Nowatech Sp. z o.o., PerkinElmer Polska Sp. z o.o., PLUM Sp. z o.o., RADPOL S.A. oraz Trans-Quadro Sp. z o.o.). Udział w konferencji wzięli także przedstawiciele Physikalisch-Technische Bundesanstalt i Aparator GmbH z Niemiec oraz Iwano-Frankowskiego Narodowego Uniwersytetu Technicznego Nafty i Gazu, NPP Gaztehniki i PSA Energokontroli z Ukrainy.

Patronat honorowy nad wydarzeniem objął wiceprezes Rady Ministrów minister Gospodarki Janusz Piechociński, Izba Gospodarcza Gazownictwa oraz Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Patronem i głównym partnerem konferencji było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA. Konferencję sponsorowały również: COMMON S.A. oraz GAZ-SYSTEM S.A. Patronat medialny nad FORGAZ 2014 objęło natomiast Wydawnictwo Instytutu Nafty i Gazu Państwowego Instytutu Badawczego „Nafta-Gaz”.

Konferencja FORGAZ 2014 stanowiła doskonałą okazję do wymiany informacji, opinii oraz doświadczeń na ważne dla branży gazowniczej tematy, o czym świadczyły burzliwe dyskusje prowadzone zarówno podczas sesji naukowych, jak i w kuluarach.

Organizatorzy konferencji dziękują wszystkim, którzy przyczynili się do sukcesu konferencji – prelegentom za ciekawe referaty, uczestnikom za czynny udział w dyskusjach i imprezach towarzyszących oraz sponsorom za udział, przedstawienie swojej oferty i wsparcie finansowe. Już dziś zapraszamy serdecznie do wzięcia udziału w Konferencji FORGAZ 2016.

Instytut Nafty i Gazu  
Państwowy Instytut Badawczy

KONFERENCJE W SYMPOZJA, TARGI.



Fot. arch. Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy



Fot. arch. Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

## XIV Mistrzostwa Branży Gazowniczej i Naftowej w Narciarstwie Alpejskim

W dniach 16-19 stycznia 2014 roku odbywały się w pozbawionej śniegu Wiśle, organizowane przez Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji „ALPEJCZYK”, XIV Mistrzostwa Branży Gazowniczej i Naftowej w Narciarstwie Alpejskim. Tegoroczna edycja zawodów przebiegała zdecydowanie odmiennie niż dotychczasowe. Brak śniegu spowodował znaczne komplikacje w organizacji mistrzostw i mniejszą liczbę uczestników. Ostatecznie w ramach XIV Mistrzostw został rozegrany turniej bowlingu. Każdy uczestnik turnieju mógł rozegrać 4 tury rzutów po 10 kul. O ostatecznym rankingu

decydował wynik uzyskany w 3 turach. Rywalizacja odbywała się w 2 grupach wiekowych kobiet i 2 męskich. Całość rywalizacji wieńczyła klasyfikacja drużynowa. W tegorocznej edycji XIV Mistrzostwa Branży Gazowniczej i Naftowej w Narciarstwie Alpejskim w turnieju bowlingowym czołowe lokaty zajęli:

### Grupa Kobiet I:

- 1 miejsce – Małgorzata Szewczyk Zdebska – PGNiG SA w Warszawie KOH w Tarnowie – 274 pkt
- 2 miejsce – Gabriela Piątek – INNSOFT sp. z o.o. Warszawa – 250 pkt



Rywalizacja sportowa. Fot. KamPas Sport

- 3 miejsce – Grażyna Jarecka – PGNiG SA w Warszawie KOH w Tarnowie – 232 pkt

### Grupa Kobiet II

- 1 miejsce – Małgorzata Włodarczyk – Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Warszawa – 322 pkt
- 2 miejsce – Agata Latacz Straszak – PGNiG Termika SA w Warszawie – 310 pkt
- 3 miejsce – Karolina Krzemińska Odziemczyk – PGNiG Termika SA w Warszawie – 293 pkt

### Grupa Mężczyzn I

- 1 miejsce – Marek Bednarz – Viessmann sp. z o.o. Wrocław – 386 pkt
- 2 miejsce – Mariusz Perz – PGNiG SA w Warszawie Oddział Geologii i Eksploatacji – 379 pkt
- 3 miejsce – Bernard Łoboda – SGT EuRoPol Gaz SA w Warszawie – 368 pkt

### Grupa Mężczyzn II

- 1 miejsce – Norbert Smalera – PGNiG SA w Warszawie Oddział Geologii i Eksploatacji – 526 pkt
- 2 miejsce – Jacek Jaczewski – INNSOFT sp. z o.o. Warszawa – 419 pkt
- 3 miejsce – Rafał Dychtoń – Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Warszawa – 402 pkt

W klasyfikacji drużynowej zwyciężyła Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. w Warszawie, wyprzedzając PGNiG Termika SA Warszawa oraz PGNiG SA w Warszawie Oddział Geologii i Eksploatacji.

Organizatorzy bardzo dziękują wszystkim firmom, które pomimo braku śniegu zdecydowały się wysłać swoich przedstawicieli do wzięcia udziału w mistrzostwach.

Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji „ALPEJCZYK” przy PGNiG SA w Warszawie



PGNiG Termika SA. Fot. KamPas Sport



Zwycięskie drużyny. Fot. KamPas Sport

Szanowni Państwo,

serdecznie zapraszamy do uczestnictwa w Międzynarodowej Konferencji Naukowo-Technicznej ŚRODKI SMAROWE 2014 - Nowoczesne środki smarowe do specjalistycznych zastosowań w urządzeniach przemysłowych, transporcie i komunikacji, organizowanej w dniach 14 - 16 maja 2014 r. przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy oraz Stowarzyszenie Współpracy Przemysłu Naftowego i Samochodowego CEC POLSKA.



ŚRODKI SMAROWE

2 0 1 4

Tematy, na które szczególnie chcielibyśmy zwrócić Państwa uwagę podczas majowych obrad to m.in.:

- Najnowsze narzędzia badawcze stosowane w oznaczaniu parametrów fizyko-chemicznych i właściwości użytkowych środków smarowych;
- Nowoczesne środki smarowe do specjalistycznych zastosowań;
- Rynek środków smarowych wczoraj, dziś i jutro;
- Problemy użytkowników środków smarowych;
- Historia technik smarowniczych w drugiej połowie ubiegłego wieku w anegdocie.

Zapraszamy osoby zajmujące się produkcją i dystrybucją komponentów do środków smarowych, twórców technologii, producentów i użytkowników środków smarowych, przedstawicieli uczelni i instytutów badawczych oraz producentów i dostawców sprzętu laboratoryjnego.

Udział w konferencji będzie okazją do dyskusji, wymiany wiedzy i doświadczeń. Zachęcamy do aktywnego uczestnictwa w wykładach plenarnych oraz panelach dyskusyjnych.

Zapraszamy również do zapoznania się z ofertą producentów aparatury pomiarowo - badawczej, prezentowaną na stoiskach.

Koszt uczestnictwa w konferencji:

dla uczestników:

1550 zł netto + 23% VAT: pokój jednoosobowy

1300 zł netto + 23% VAT: pokój dwuosobowy

dla prelegentów:

1150 zł netto + 23% VAT: pokój jednoosobowy

Opłata konferencyjna obejmuje: koszty organizacyjne, materiały konferencyjne, przerwy kawowe, obiad/lunch, udział w uroczystej kolacji, udział w wieczorze regionalnym, dodatkowo atrakcje, 2 noclegi ze śniadaniem.

Termin zgłaszania uczestnictwa: 25.04.2014 r.

Termin zgłoszenia tematu referatu: 17.03.2014 r.

Termin nadsyłania referatów w formie prezentacji: 11.04.2014 r.

Kontakt w sprawach organizacyjnych/zgłaszanie uczestnictwa:

Magdalena Skórska-Sawina

Tel. 12 421 00 33 w.3206

Fax: 12 61 77 518

e-mail: [srodkismarowe2014@inig.pl](mailto:srodkismarowe2014@inig.pl)

Kontakt w sprawach merytorycznych/zgłaszanie referatów:

Agnieszka Skibińska

e-mail: [skibinska@inig.pl](mailto:skibinska@inig.pl)

Tel. 12 61 77 575

Więcej informacji na [www.srodkismarowe2014.inig.pl](http://www.srodkismarowe2014.inig.pl)



**CEC POLSKA**

Stowarzyszenie Współpracy Przemysłu  
Naftowego i Samochodowego





**XVII**

## Konferencja Gazterm

Międzyzdroje 12 - 14 maja 2014  
Hotel Amber Baltic

**Nowy kształt rynku gazu.  
Dokąd zmierza  
polskie gazownictwo?**

[www.gazterm.pl](http://www.gazterm.pl)

Patron Konferencji

Organizatorzy



Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo SA



studio | 4u

Patronat medialny



**Kontakt z biurem organizacyjnym:**

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