

NR 1 (231)  
styczeń  
2018 r.  
miesięcznik  
Rok XXI  
ISSN-1505-523X  
15,75 w tym 5%VAT

# wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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





## Recenzenci czasopisma Wiadomości Naftowe i Gazownicze

|                        |                                |                                    |
|------------------------|--------------------------------|------------------------------------|
| dr inż.                | Barczyński Andrzej             | Polska Spółka Gazownictwa          |
| dr inż.                | Bednarz Stanisław              | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| dr inż.                | Blicharski Jacek               | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| dr inż.                | Capik Marek                    | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| dr inż.                | Dudek Alfons                   | niezależny ekspert                 |
| prof. dr hab.          | Ernst Tomasz                   | Polska Akademia Nauk               |
| dr inż.                | Gebhardt Zdzisław              | Instytut Nafty i Gazu PIB          |
| prof.dr hab. inż.      | Gonet Andrzej                  | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| dr inż.                | Herman Zdzisław                | PGNiG Oddział Zielona Góra         |
| dr inż.                | Janowski Mirosław              | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| prof. ndzw.dr hab.     | Jarosiński Marek               | Państwowy Instytut Geologiczny PIB |
| prof. dr hab. inż.     | Jarzyna Jadwiga                | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| prof.ndzw.dr hab.inż   | Jędrzejowska-Tyczkowska Halina | Instytut Nafty i Gazu PIB          |
| dr inż.                | Kasza Piotr                    | Instytut Nafty i Gazu PIB          |
| dr inż.                | Kiełt Marian                   | Geofizyka Toruń                    |
| dr inż.                | Kossowicz Ludwik               | Instytut Nafty i Gazu PIB          |
| prof. dr hab. inż.     | Kostecki Andrzej               | Instytut Nafty i Gazu PIB          |
| prof. dr hab. inż.     | Kotarba Maciej                 | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| prof.dr.               | Krasodomski Michał             | Instytut Nafty i Gazu PIB          |
| dr hab. inż.           | Łaciak Mariusz                 | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| dr hab. inż.           | Macuda Jan                     | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| dr inż.                | Matyasik Irena                 | Instytut Nafty i Gazu PIB          |
| prof.zw.dr hab. inż.   | Nagy Stanisław                 | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| dr inż.                | Oleksiak Stanisław             | Instytut Nafty i Gazu PIB          |
| dr inż.                | Pałuchowska Martynika          | Instytut Nafty i Gazu PIB          |
| dr inż.                | Papiernik Bartosz              | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| prof. dr hab. inż.     | Pietsch Kaja                   | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| prof. dr hab. inż.     | Pilecki Zenon                  | IGSMiE PAN                         |
| dr hab. inż.           | Rybicki Czesław                | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| dr inż.                | Rzepka Marcin                  | Instytut Nafty i Gazu PIB          |
| dr hab. inż.           | Sechman Henryk                 | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| dr inż.                | Semyrka Roman                  | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| prof.zw.dr hab.inż.    | Siemek Jakub                   | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| dr                     | Sienkiewicz Marcin             | Uniwersytet Wrocławski             |
| dr inż.                | Słupczyński Kazimierz          | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| dr inż.                | Solecki Tadeusz                | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| dr inż.                | Sowiżdżał Anna                 | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| dr inż.                | Sowiżdżał Krzysztof            | Instytut Nafty i Gazu PIB          |
| prof. zw.dr hab. inż.  | Stopa Jerzy                    | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| prof. ndzw.dr hab.     | Such Piotr                     | Instytut Nafty i Gazu PIB          |
| dr hab. inż.           | Szurlej Adam                   | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| prof. dr hab. inż.     | Ślusarczyk Ryszard             | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| prof.ndzw.dr hab. inż. | Tarkowski Radosław             | IGSMiE PAN                         |
| prof. dr hab. inż.     | Tarnawski Zbigniew             | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| dr inż.                | Uliasz Małgorzata              | Instytut Nafty i Gazu PIB          |
| dr inż.                | Witek Maciej                   | niezależny ekspert                 |
| dr hab. inż.           | Więclaw Dariusz                | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| dr hab. inż.           | Wojnarowski Paweł              | Akademia Górniczo-Hutnicza         |
| dr inż.                | Zajezińska Anna                | Instytut Nafty i Gazu PIB          |



Piotr Dziadzio  
Redaktor naczelny

## Szanowni Czytelnicy

Stopniowo rozpędzający się rok przynosi nowe i ważne informacje o branży naftowo-gazowniczej w Polsce. Niniejsze wprowadzenie zacząć od, jak sądzę, najważniejszej gorącej informacji, jaka w styczniu obiegła wszystkie media. PGNiG i duński operator systemu przesyłowego Energinet podpisali umowę na świadczenie usług przesyłu gazu, jaki ma być od 2022 r. transportowany z Norwegii połączeniem gazowym Baltic Pipe. Umowa ma obowiązywać do 2037 roku. Aby mogła być ona realizowana podobną umowę niedawno podpisały pomiędzy sobą PGNiG i Gaz-System. Takiej kwoty jeszcze nie było w umowach międzynarodowych. Opiewa ona bowiem na ok. 8,1 mld zł. Umowa ta otwiera nam drogę do realizacji tej ogromnej inwestycji, inwestycji o strategicznym znaczeniu. Zakłada się, że gazociągami ma być transportowane do 10 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Inwestycja ma być gotowa do października 2022 r. Również w styczniu Gaz-System złożył do Ministerstwa Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej oraz Urzędu Morskiego w Szczecinie i Słupsku wnioski o wydanie decyzji administracyjnych uzgadniających warunki układania i utrzymywania podmorskiego gazociągu Baltic Pipe. Dokumenty dotyczą wyznaczenia trzech alternatywnych wariantów przebiegu korytarza gazociągu o szerokości 1 km, w polskim obszarze morskim. Jego przebieg będzie uzgadniany również z szeregiem instytucji i właściwymi ministrami. Wnioski będą także opiniowane przez gminy: Rewal, Trzebiatów i Mielno, na terenie których rozważane jest wprowadzenie gazociągu na ląd.

Tego typu działania, podobnie jak i budowa Gazoportu powodują, że jesteśmy w coraz mniejszym stopniu zależni od gazu z Rosji, którego zresztą import systematycznie spada. Po zakończeniu budowy Baltic Pipe i rozbudowie terminala w Świnoujściu Polska będzie mogła importować oba drogami 17,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie.

Ważną, głównie dla tych, co upatrują postępu w odkryciu nowych złóż węglowodorów w Polsce,

jest informacja, że Geofizyka Toruń rozpoczęła realizację największego, jeśli chodzi o powierzchnię, w Polsce i zapewne w Europie, zdjęcia sejsmicznego 3D. Obszar zdjęcia wynosi ok. 345 km<sup>2</sup>. Jest ono realizowane w rejonie Rybotycze – Fredropol i ma za zadanie rozpoznać strefy perspektywiczne w utworach mioceńskich zapadliska przedkarpackiego przed i pod Karpatami.

W tym miejscu krótko wspomnę o działalności operacyjnej PGNiG w 2017 r. Otóż spółka wyeksploatowała ok. 4,5 mld m<sup>3</sup> (o ponad 70 mln m<sup>3</sup> więcej niż w 2016 r.) oraz zaimportowała więcej gazu do Polski o ok. 2,2 mld więcej niż w roku 2016 (w 2017 r. - 13,71 mld m<sup>3</sup>) gazu który nie tylko konsumowaliśmy w Polsce ale też reimportowaliśmy. Od Rosji kupiliśmy 9,66 mld m<sup>3</sup> gazu, co w porównaniu z 2016 rokiem oznacza jednak spadek o niemal 600 mln m<sup>3</sup>. W 2017 roku PGNiG wprodukuje ponad 1,257 mln ton (o 61 tys. ton mniej niż w 2016 roku). Wydobyte zwiększyła natomiast PGNiG Norway Upstream o 30 mln m<sup>3</sup> gazu w stosunku do 2016 r., czyli 550 mln m<sup>3</sup>.

Postęp w rozwoju prezentuje również Polska Spółka Gazownictwa, której URE zatwierdził projekt Planu Rozwoju na lata 2018 – 2022. W najbliższych dwóch latach spółka planuje zainwestować 2,86 mld złotych, a na cały okres inwestycyjny – 11,3 mld złotych. Te ogromne sumy pieniędzy będą głównie przeznaczone na poprawę infrastruktury gazowej i szerszego dostępu do gazu ziemnego odbiorców indywidualnych.

Na koniec kilka słów o wyniku PKN Orlen, który wypracował w 2017 roku rekordowy wynik EBITDA LIFO na poziomie 10,4 mld zł i osiągnął rekordowy przerób ropy na poziomie 33,2 mln ton oraz najwyższą w historii firmy sprzedaż w wysokości 42,4 mln ton, a w segmencie detalicznym wypracował rekordowy wynik ponad 2 mld zł.

Dla zainteresowanych działalnością Lotosu podaję, że w styczniu spółka LOTOS Exploration and Production Norge AS otrzymała od władz norweskich, w ramach rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej APA 2017 (Awards in Predefined Areas), ofertę 2 nowych licencji poszukiwawczo-wydobywczych. Łączna liczba koncesji w portfelu spółki w Norwegii wzrosła do 28. LOTOS na obszarach objętych nowymi licencjami będzie współpracował m.in. z firmą Statoil.

Spółka zapowiada również dobre wyniki finansowe za 2017 r. Czekamy na oficjalne ich potwierdzenie.

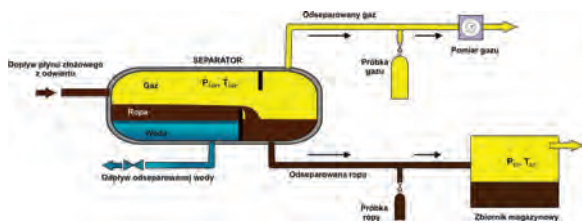
*Robert Dubalio*





## NAUKA I TECHNIKA.

- Pobór próbek węglowodorowych płynów złożowych do badań właściwości fazowych – PVT 4

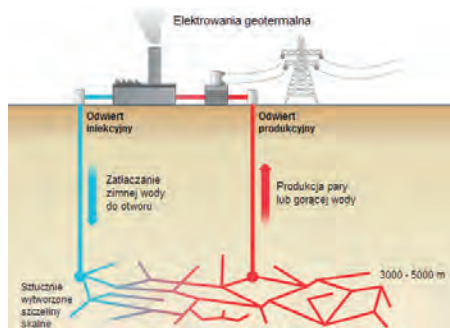


- Co robią bakterie z grupy SRB w Podziemnym Magazynie Gazu? 8



## ENERGIA I GEOTERMALNA.

- Pierwsze dofinansowania dla projektów geotermalnych w Polsce 10
- Włoski ENEL wycofuje się z projektu elektrowni geotermalnej w bawarskim Weilheim 10
- Szansa na rozwój energii z niekonwencjonalnych zasobów geotermalnych w Meksyku 10



## WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.

- PGNiG, PGG, JSW i Tauron będą współpracować przy wydobyciu metanu z pokładów węgla 11



- Zarząd LOTOS Asfalt w pełnym składzie 12
- Modelowa marża rafineryjna w grudniu 2017 12
- LOTOS ma 2 nowe licencje w Norwegii 13



- LOTOS i Remontowa LNG Systems chcą współpracować przy dystrybucji LNG 14
- Nowe stacje LOTOSU na mapie Polski 15
- ABB zwiększy niezawodność i dostępność systemu wyciągowego w kopalni KGHM 16



**WYDAWCA:** STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO  
31-429 Kraków, ul. I. Łukasiewicza 1/110, 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](mailto:redakcja@wnig.pl), <http://www.wnig.pl>

**REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO**  
dr Piotr Dziadzio  
mgr inż. Jolanta Likus  
mgr inż. Dominika Bernaś

**SKŁAD DTP:**  
Konrad Korona

**DRUK:**  
Drukarnia Aplis s.c. tel. 500 158 314

Wersja pierwotna (referencyjna)

**NAKŁAD:** 2000 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. – Kiwony w Krygu. Fot. Gabriela Woźniak

- Połączenie spółek stało się faktem.  
Większy i silniejszy PERN S.A. 17
- Mateusz Wodejko wiceprezesem PERN 17
- Nowy podział kompetencji członków Zarządu PERN S.A. 17
- Ponad 5 mln m<sup>3</sup> LNG dostarczono do polskiego terminalu 18
- Rozpoczęto procedury w sprawie lokalizacji gazociągu Baltic Pipe 18
- Gazociąg Polska-Litwa – południowy odcinek zaprojektuje PANGAZ sp. z o.o. 19

## KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- Rekordowa sprzedaż gazu ziemnego na Ukrainę  21
- PGNiG odkryło nowe złoża gazu na Podkarpaciu 21
- Jakie zmiany zapowiadają się w tym roku? 21
- Protesty przeciwko eksploatacji złoża Groningen 22
- Gujana jako nowy rejon produkcyjny na Atlantyku 22
- Reforma podatkowa korzystna dla amerykańskiego przemysłu naftowego 22
- Cztery odwierty poziome z jednego stanowiska 23
- Kolejny rekord PKN ORLEN – wynik za 2017 rok wyższy o 1 mld zł 23
- Innowacyjne projekty PKN ORLEN z dofinansowaniem NCBiR  24
- PKN ORLEN partnerem strategicznym IATA 25
- Kluczowa inwestycja w ramach Strategii Kawernowej zakończona 25
- Małgorzata Niezgodą została powołana do składu Rady Nadzorczej PKN ORLEN S.A. 25
- Wsparcie finansowe Unii Europejskiej dla projektu Baltic Pipe w ramach CEF Energy 2017 26
- GAZ-SYSTEM przygotowuje teren pod budowę gazociągu do EC Żerań 26
- GAZ-SYSTEM rozpoczyna budowę gazociągu Tworóg – Kędzierzyn-Koźle 27
- Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju na lata 2018-2027 uzgodniony z prezesem URE i zaakceptowany przez WZA  27

## WSPOMNIENIE

- Pożegnanie Profesora Józefa Raczkowskiego 28



## BIULETYN INFORMACYJNY.

- Kalendarium 29
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 29
- Spotkanie noworoczne Oddziału SITPNiG 29
- Seminarium na temat zamian strukturalnych w SITPNiG w roku 2017 i przyszłości Stowarzyszenia 31



## KONFERENCJE I SYMPOZJA, TARGI.

- VIII edycja Konferencji Naukowo-Technicznej FORGAZ 2018 33

## WITRYNA WYDAWNICZA.

- Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego nr 218 35
- Album „Krakowskie Gazownictwo – to już ponad 160 lat...” 36



### RADA PROGRAMOWA WNiG

Ryszard Chylarecki – przewodniczący

#### Członkowie:

Mirosław Janowski  
Andrzej Koźlecki  
Magdalena Kudła  
Rafał Kudrewicz  
Mirosław Majchrzak  
Stanisław Nagy  
Stanisław Rychlicki  
Jan Sęp  
Jerzy Stopa  
Erwin Szawast

### 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 hab. inż. Mariusz Łaciak  
Zastępca redaktora naczelnego – prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski  
Sekretarz redakcji – Konrad Korona

### Redaktorzy tematyczni:

dr hab. inż. Mariusz Łaciak – 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

# Pobór próbek węglowodorowych płynów złożowych do badań właściwości fazowych – PVT



Mirosław Wojnicki



Marcin Warnecki

## Hydrocarbon reservoir fluid sampling for phase behavior (PVT) analysis

### Abstract

In the article issues related to the sampling of hydrocarbon reservoir for the studies of phase properties was presented. The importance of the representativeness of collected samples for the performance of reliable research having a measurable impact on the process of hydrocarbon production from a given reservoir was discussed. Different sampling methods were listed and characterized along with an explanation of the rules of their applicability. The criteria for choosing proper sampling method was also presented.

### Streszczenie

W artykule przedstawiono zagadnienia związane z poborem próbek węglowodorowych płynów złożowych do badań właściwości fazowych (PVT). Omówiono znaczenie reprezentatywności pobranych próbek dla wykonania wiarygodnych badań mających wymierny wpływ na proces prowadzenia wydobywania węglowodorów z danego złoża. Wymieniono i scharakteryzowano poszczególne metody poboru wraz z wyjaśnieniem zasad ich stosowalności. Przedstawiono również kryteria wyboru właściwej metody.

### Wprowadzenie

Maksymalne wykorzystanie zasobów ze złóż węglowodorów jest możliwe jedynie przy zachowaniu racjonalnej i efektywnej gospodarki złożem. Niezbędna w tym celu jest dokładna znajomość parametrów płynów występujących w złożu. Nieodpowiedni sposób poboru próbek węglowodorowych płynów złożowych może

znacząco zniekształcić obraz sytuacji złożowej, co w efekcie prowadzi do podjęcia nieprawidłowych decyzji negatywnie rzutujących na efektywność wydobywania. Dlatego też niezwykle istotna, choć często marginalizowana, jest kwestia poboru reprezentatywnych próbek płynów złożowych do badań PVT – z ang. Pressure, Volume, Temperature (ciśnienie, objętość, temperatura). Testy PVT polegają na zbadaniu parametrów płynu złożowego doprowadzonego w komorze badawczej do warunków ciśnienia, temperatury i objętości dokładnie odpowiadających warunkom in situ panujących w złożu. Wyjątkowość opisywanych badań polega na tym, iż prowadzone są one z użyciem oryginalnego, niczym niezmiennego (pod względem fizycznym i chemicznym) węglowodorowego płynu złożowego przy odtworzeniu stricte termobarycznych warunków złożowych.

Jeżeli procedura poboru próbek jest przeprowadzona niepoprawnie lub próbki są pobierane z nieprawidłowo przygotowanego odwiertu, to nie będą one reprezentatywne dla występującego w złożu płynu. Wykorzystanie takich próbek, nawet w przypadku prawidłowo przeprowadzonych pomiarów laboratoryjnych prowadzi do błędnej charakterystyki płynów złożowych, a tym samym do podejmowania błędnych decyzji w zakresie gospodarowania złożem. Dokładność badań PVT nie jest tożsama z reprezentatywnością próbki. Dokładne badania PVT można przeprowadzić zarówno na próbkach reprezentatywnych jak i na próbkach niereprezentatywnych. Niemal wszystkie ekonomiczne i techniczne aspekty wydobywania węglowodorów są ściśle powiązane z jakością danych uzyskanych na podstawie analizy pobranych próbek płynów złożowych. Do najważniejszych zastosowań takich danych zalicza się określenie:

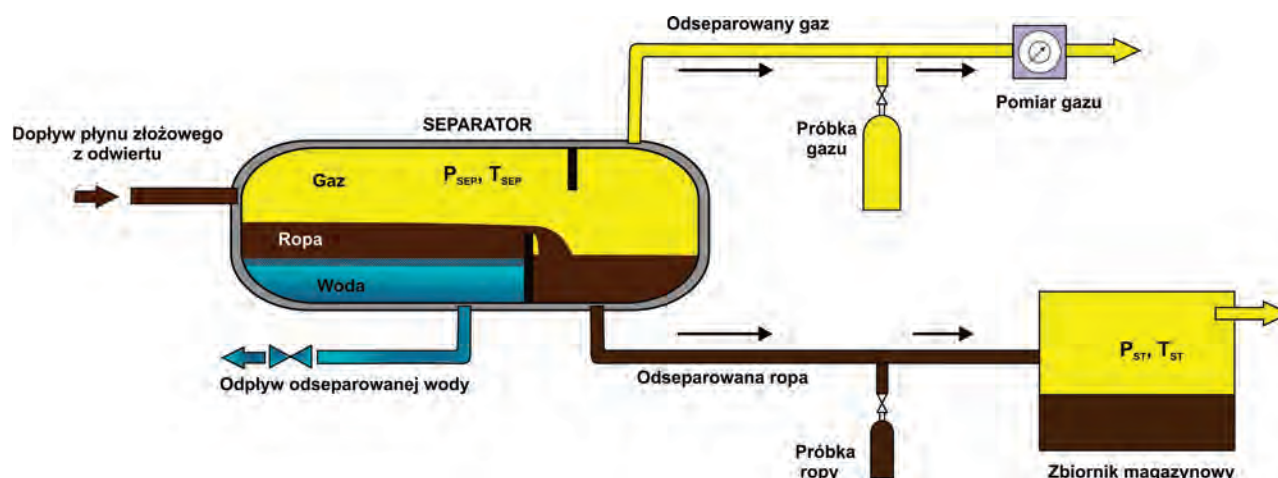
- zasobów ropy i gazu, współczynnika szcerpania i programu zagospodarowania złoża,

- prognozy wydobywania, czasu życia odwiertów, sposobu uzbrojenia odwiertów i metody wydobywania,
- projektu infrastruktury napowierzchniowej,
- projektów instalacji obróbki, przetwarzania, rafinacji itp.,
- metod wspomagania wydobywania.

Płyn węglowodorowy może występować w złożu w postaci jednolitej fazy gazowej lub ciekłej lub częściej jako dwie współwystępujące ze sobą w różnych stosunkach fazy. W przypadku złóż ropy próbki są reprezentatywne, gdy w pobranej próbce ropy znajduje się taka sama ilość rozpuszczonego gazu, jaka jest obecna w rzeczywistym płynie złożowym. Dla złóż gazowych i kondensatowych reprezentatywne próbki to takie, w których pobrany gaz zawiera całkowitą ilość cięższych składników węglowodorowych, obecnych w rzeczywistym płynie złożowym. Skąły zbiornikowe zawierające płyny złożowe mogą również różnić się znacznie pod względem składu, własności fizycznych i parametrów przepływu. Powyższe czynniki wraz z innymi elementami systemu naftowego (np. obszarem wydobywania, wysokością słupa cieczy węglowodorowej w odwiercie, zeszcelinowaniem lub zuskokowaniem) warunkują właściwy wybór metody poboru próbek płynów złożowych oraz sposób przygotowania odwiertu/złoża do poboru.

W przypadku stosunkowo małego złoża, odpowiednio pobrana próbka z pojedynczego odwiertu może być reprezentatywna w odniesieniu do całego złoża. Dla większych złóż lub złóż o bardziej skomplikowanej budowie, dla poprawnego zobrazowania sytuacji złożowej, niejednokrotnie zachodzi potrzeba poboru próbek z wielu odwiertów i z różnych głębokości. Znaczące różnice w składzie płynu występują często w formacjach złożowych o znacznej miąższości, bardzo rozległych powierzchniowo złożach oraz w złożach poddanych niedawnym zaburzeniom tektonicznym. Często prowadzi się również dodatkowe opróbowanie złoża w późnym stadium eksploatacji, gdy dane z wydobywania wskazują, że sytuacja złożowa jest bardziej skomplikowana niż wynikałoby to z danych początkowych. Co więcej, na skutek spadku ciśnienia złożowego





Rys. 1. Schemat poboru próbek powierzchniowych z separatora

w trakcie eksploatacji zmianie ulega skład chemiczny i fazowy strumienia wydobywanych węglowodorów, co również skłania do dodatkowego opróbowania.

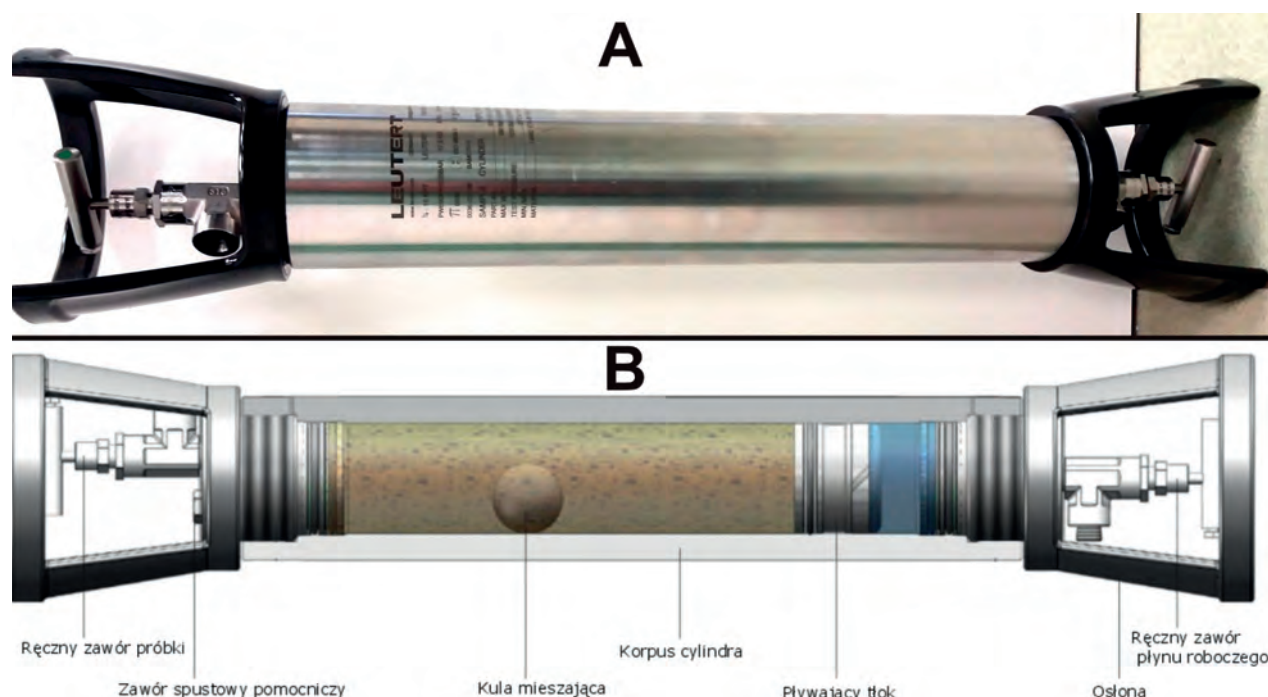
Większość odwiertów musi zostać przygotowana do procesu poboru próbek PVT. Depresja ciśnienia panującego w odwiercie (wynikająca z wydobywania) zmienia naturę płynu złożowego w strefie przyodwiertowej. Celem przygotowania odwiertu jest uzyskanie pewności, że strumień płynu wpływającego do odwiertu podczas poboru jest tożsamy z oryginalnym płynem złożowym. Realizuje się to poprzez sukcesywne obniżanie wydatku aż do osiągnięcia stabilnego wykładnika gazowego.

Metody poboru próbek płynów złożowych dzielą się na wgłębne i powierzchniowe, które jak ich nazwa wskazuje odnoszą się do lokalizacji, w której zachodzi proces poboru.

### Pobór powierzchniowy

Pobór powierzchniowy wykonuje się poprzez jednoczesne pozyskanie gazu i ropy z separatora powierzchniowego (rys. 1) do butli i pojemników ciśnieniowych (rys. 2). Takie próbki są następnie rekombinowane w laboratorium PVT dla uzyskania reprezentatywnej postaci oryginalnego płynu złożowego nadającego się do badań. Rekombinacja (fizyczna) płynu złożowego dobywa się zazwyczaj w laboratorium PVT. Polega ona na odpowiednim połączeniu ciekłej i gazowej fazy węglowodorowej w komorze ciśnieniowej aparatury PVT. To właściwe połączenie gazu separatorowego i cieczy separatorowej musi zapewniać uzyskanie rzeczywistych proporcji łączonych frakcji węglowodorowych, odpowiadających oryginalnemu płynowi złożowemu nasycającemu skałę zbiornikową. Istotnym jest, by podczas

poboru próbek powierzchniowych odnotować wartość wykładnika gazowego oraz warunki termobaryczne panujące w separatorze. Zazwyczaj pobiera się 2÷4 butle (20 litrowe) gazu (w zależności od ilości planowanych badań i wykładnika gazowego) oraz 2 pojemniki (600 ml) cieczy separatorowej. Zaletą poboru powierzchniowego jest możliwość łatwego pozyskania znacznych objętości próbek mediów złożowych jednak warunkiem jest dokonywanie poboru przy ustalonym i precyzyjnie zmierzonym wykładniku gazowym. Jakiegokolwiek błędy w pomiarach wykładnika gazowego zostaną odzwierciedlone w obliczeniach rekombinacji i mogą uniemożliwić zespołowi badawczemu właściwe odtworzenie płynu złożowego. Kolejnym warunkiem uzyskania reprezentatywnej próbki powierzchniowej jest uniemożliwienie przedostania się do



Rys. 2. Pojemnik tłokowy do poboru próbek płynów złożowych, A – widok zewnętrzny pojemnika, B – przekrój podłużny wraz z opisem ważniejszych elementów [2]



Rys. 3. Schemat próbnika węglanego z otwartym przepływem – typu PNL [3]

wydobytch płynów niepowiązanej fazy (np. wody), ciał stałych (np. wosków lub asfaltów) oraz utworzenia się emulsji. Dla przykładu pomiar przepływu z wykorzystaniem zwężki o nieprawidłowej średnicy, może prowadzić do błędów rzędu 50% w pomiarze ciśnienia punktu pęcherzyków rekombinowanej próbki ropy [1].

Pobór próbek płynów złożowych bezpośrednio z głowicy odwiertu jest rzadziej stosowaną metodą powierzchniową. Jest wykorzystywana, gdy płyn złożowy w warunkach głowicowych ciśnienia i temperatury znajduje się w stanie jednofazowym. Zazwyczaj stosuje się ją w przypadku rop, w których warunki na głowicy znacznie przekraczają jej ciśnienie punktu pęcherzyków lub w przypadku gazów suchych. Bezpośredni pobór próbek z głowicy odwiertu jest również uzasadniony, gdy w separatorze dodawane są środki chemiczne i nie ma innej lokalizacji by pobrać niezanieczyszczoną próbkę do badań. Problematiczną kwestią w przypadku poboru próbek płynu złożowego bezpośrednio z głowicy odwiertu jest znajomość rzeczywistego stanu fazowego przepływającego płynu [1].

Zalety powierzchniowego poboru próbek:

- stosunkowa łatwość i niższe koszty w porównaniu do poboru węglanego (np. nie ma potrzeby mobilizowania specjalistycznej jednostki linowej z wy-

ciągami, służą itp.),

- uniknięcie strat związanych z przesto-  
jem w wydobywaniu (dotyczy złóż będą-  
cych w eksploatacji),
- uniknięcie potencjalnych problemów  
związanych z przechwyceniem lub ze-  
rwaniem węglanego próbnika w przy-  
padku uszkodzonych lub skrzywionych  
rurek wydobywczych w odwiercie,
- możliwość zastosowania w przypad-  
kach, gdy spodziewana jest obecność  
wody w odwiercie na głębokości for-  
macji produktywnej, co utrudnia użycie  
próbnika węglanego,
- jest to preferowana metoda dla złóż  
kondensatowych poniżej pierwotnego  
punktu rosy.

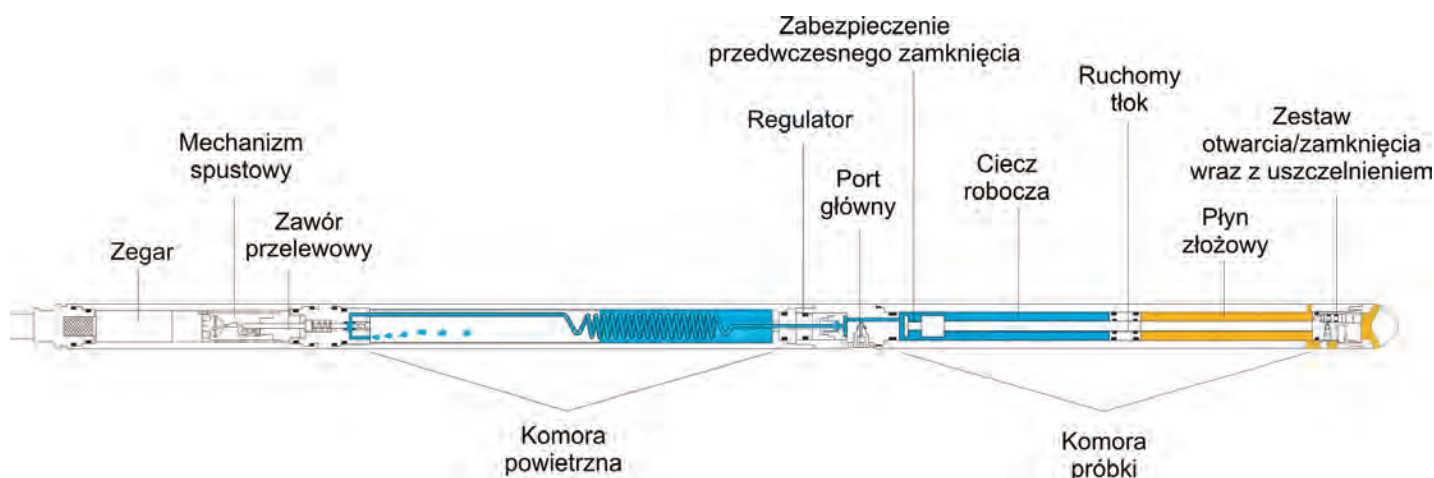
### Pobór węglany

Do węglanego poboru próbek węglowo-  
dorów używany jest specjalny próbnik zapus-  
zczany do odwiertu, na zadaną głębokość, na  
lince stalowej/drucie (slickline) lub na kablu  
wiertniczym (wireline). Istnieje wiele rodzajów  
próbników węglanych różniących się elemen-  
tami konstrukcyjnymi np. mechanizmem ste-  
rującym otwieraniem/zamykaniem próbnika,  
rozmieszczeniem komór itp. Jednym z pierw-  
szych, lecz do tej pory często używanych ro-  
dzajów próbników węglanych (ze względu na  
swoją prostotę) są próbki z otwartym prze-

pływem (np. typu PNL). Charakteryzują się  
one tym, że w trakcie zapuszczania próbnika  
komora próbki pozostaje otwarta, co pozwala  
na swobodny przepływ płynu przez próbnik.  
Zastosowany w próbniku mechanizm zega-  
rowy odpowiada za zamknięcie próbnika po  
upłynięciu nastawionego czasu umożliwia-  
jącego zapuszczenie go do pożądanej głębo-  
kości.

Głównym powodem stosowania bardziej  
skomplikowanych próbników np. wyporowych  
typu PDS (rys. 4.) jest dążenie do rezygnowa-  
nia ze stosowania rtęci – niezbędnej do wy-  
tłoczenia próbki z próbnika starszego typu.  
Próbniki PDS posiadają dwie komory (przez  
co są zdecydowanie dłuższe) i są zamknięte  
podczas zapuszczania na głębokość poboru.  
Ich zasada działania opiera się na wypełnianiu  
przestrzeni komory próbki przez płyn złożowy  
na skutek przepływu płynu roboczego do dru-  
giej komory.

Często korzystnym rozwiązaniem jest złą-  
czenie dwóch próbników węglanych w tan-  
dem, a optymalnym dołączenie jeszcze do ta-  
kiego zestawu rejestratora ciśnienia. Próbniki  
węglane mogą być zapuszczane zarówno do  
otworów zarurowanych jak i niezarurowanych  
oraz do rurek wydobywczych w uzbrojonych  
odwiertach. Po zapuszczeniu bezrtęciowego  
próbnika (typu PDS) na zadaną głębokość, za-  
wyczaj jest to strop warstwy produktywnej,



Rys. 4. Schemat próbnika węglanego typu PDS będącego w trakcie poboru próbki [4]



próbnik zostaje otwarty poprzez mechanizm zegarowy (zapuszczanie na lince) lub poprzez elektryczny impuls pochodzący z powierzchni (zapuszczanie na kablu). Następnie ropa wolno wypełnia komorę próbnika poprzez układ zwężek umożliwiający utrzymanie stałego ciśnienia przepływu. Dzięki temu zapobiega się wydzieleniu gazu z ropy, które mogłoby nastąpić w przypadku chwilowej depresji ciśnienia poniżej ciśnienia nasycenia pobieranej mieszaniny złożowej. Podsumowując, próbka musi zostać pobrana w jednorodnym stanie jednofazowym – ciecz nasycona gazem. Zaleca się by wgłębny pobór próbek był realizowany, gdy ciśnienie denne dynamiczne jest większe od ciśnienia punktu pęcherzyków wydobywanej ropy [1], [5], [6].

Po wypełnieniu komory próbki, próbnik zostaje zamknięty i wyciągnięty z odwiertu. Na powierzchni próbka może zostać przetłoczona z próbnika do odpowiedniego pojemnika ciśnieniowego (rys. 2) lub może być przetransportowana do laboratorium PVT w odpowiednio zabezpieczonym próbniku.

Zalety wgłębego poboru próbek:

- bezpośredni pobór pożądanej próbki (in situ),
- możliwość zachowania oryginalnego ciśnienia próbki (w przypadku niektórych próbników),
- wyeliminowanie potencjalnych błędów związanych z rekombinacją próbek gazu i ropy, która wymagana jest dla poboru powierzchniowego,
- próbki niektórych płynów (tj.: posiadających temperaturę mętnienia większą od temperatury powierzchniowej, mających skłonność do wytrącania fazy stałej oraz płynów mających skłonność

do tworzenia emulsji) będą bardziej reprezentatywne w przypadku poboru wgłębego niż przy poborze powierzchniowym,

- uniknięcie konieczności używania urządzeń do pomiaru wydatku przepływu, ich odpowiedniego doboru i kalibracji (dla określenia wykładnika gazowego).

Wybór odpowiedniej metody poboru węglowodorowych płynów złożowych do badań PVT jest determinowany przez konieczność uzyskania reprezentatywnej próbki płynu złożowego nadającej się do badań fazowych. Jednym z najważniejszych czynników mających wpływ na wybór właściwej metody jest typ pobieranego płynu złożowego. Do pozostałych uwarunkowań, które należy wziąć pod uwagę zalicza się: wymaganą do planowanych badań objętość próbki, dostępność i rodzaj instalacji napowierzchniowych, całkowity koszt poboru, stopień szczypania złoża oraz stan techniczny odwiertu.

Pobór reprezentatywnych próbek węglowodorów ze złoża może być realizowany zarówno metodami powierzchniowymi jak i wgłębnymi. W obu przypadkach wyniki w postaci diagramu fazowego (lub jego części) powinny być odniesione do termobarycznych warunków złożowych i powierzchniowych (głowicowych, separatorowych, magazynowych) w celu sprawdzenia zgodności i wykluczenia ewentualnych błędów przy poborze, rekombinacji lub w badaniach.

#### Przypisy:

- [1] American Petroleum Institute (API): *Sampling Petroleum Reservoir Fluids*. API RECOMMENDED PRACTICE, vol. 44, 2003,
- [2] Friedrich Leutert GmbH & Co. KG: *Piston*

*Type Sample Cylinder PDC. Product Specification* 2017.

- [3] Friedrich Leutert GmbH & Co. KG: *Subsurface Sampler PNL. Product Specification* 2006.
- [4] Friedrich Leutert GmbH & Co. KG: *Positive Displacement Sampler PDS. Product Specification* 2015.
- [5] Nagarajan N., Honarpour M.M., Sampath K.: *Reservoir Fluid Sampling and Characterization—Key to Efficient Reservoir Management*. *Proceedings of Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference* 2006.
- [6] Strong J., Thomas F.B., Bennion D.B.: *Reservoir Fluid Sampling And Recombination Techniques For Laboratory Experiments*. In *Annual Technical Meeting 1993*. Petroleum Society of Canada.

mgr inż. Mirosław Wojnicki  
Asystent w Zakładzie  
Badania Złóż Ropy i Gazu  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy  
Instytut Badawczy

dr inż. Marcin Warnecki  
Adiunkt, kierownik  
Zakładu Badania Złóż Ropy i Gazu  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy  
Instytut Badawczy

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 8.01.2018 r.  
Artykuł przyjęto do druku: 19.01.2018 r.

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

## Z TERENU

# Co robią bakterie z grupy SRB w Podziemnym Magazynie Gazu?

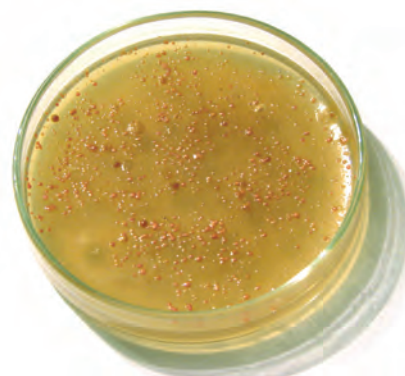


Rafał Bisset

*Wielokrotnie spotkałem się z zapytaniem „w jakim celu stosuje się środki antybakteryjne w trakcie eksploatacji Podziemnych Magazynów Gazu”, dlatego zdecydowałem się w kilku zdaniach przybliżyć problematykę związaną z tworzeniem się biogenego siarkowodoru w podziemnych magazynach gazu złożonych w szcherpanych złożach gazu ziemnego.*

### Naturalne dla bakterii

Podziemne magazyny gazu ziemnego, jak również złoża ropy naftowej i gazu ziemnego są naturalnym środowiskiem bytowania różnego rodzaju bakterii. Jednym z nich są mikroorganizmy z grupy SRB – bakterie redukujące siarczany (tworzące siarkowodor) charakteryzujące się dużą odpornością na warunki panujące w złożu, m.in. na wysokie ciśnienie i temperaturę. Rozwój bakterii tworzących siarkowodor w strukturze magazynowej prowadzi do zmiany składu deponowanego w nim gazu, a pojawienie się biogenego siarkowodoru o właściwościach korozyjnych ma negatywny wpływ na infrastrukturę magazynową. W skrajnych przypadkach rozwój mikroorganizmów w podziemnym ma-



Fot. archiwum Oddziału

gazynie gazu może doprowadzić do kolmatacji (zapchania) kolektora skalnego, w którym magazynowany jest gaz ziemny w skutek nadmiernej i niekontrolowanego wzrostu biomasy. W sytuacjach, gdy w złożu stwierdza się procesy bioredukcyjne z udziałem bakterii tworzących siarkowodor, powstaje konieczność stosowania preparatów antybakteryjnych i neutralizujących siarkowodor.

### Bio Monitoring

Badania mikrobiologiczne płynów złożowych i gazu ziemnego pod kątem obecności bakterii redukujących siarczany i zawartości związków siarki są niezbędne dla prawidłowej eksploatacji obiektów PMG. Przykładem badań monitoringowych i działań prewencyjnych polegających na ochronie struktury magazynowej są badania wykonane przez Instytut Nafty i Gazu na obiekcie PMG Swarzędz, który jako jeden z pierwszych objęty został biomonitoringiem.

### W Wierchowicach

Kolejnym przykładem ochrony struktury złożowej przed skażeniem mikrobiologicznym i tworzeniem się  $H_2S$  jest PMG Wierchowice. Biomonitoring zawartości siarkowodoru w gazie ziemnym i wodach złożowych PMG Wierchowice realizowany jest od pierwszego cyklu eksploatacji magazynu. Instytut Nafty i Gazu na podstawie prowadzonego biomonitoringu, w tym badań mikrobiologicznych i chemicznych mediów złożowych opracowuje na kolejne cykle pracy magazynu metody ochrony złoża przed skażeniem mikrobiologicznym oraz dobiera preparaty antybakteryjne i neutralizujące siarkowodor.

Te preparaty na podstawie opracowanego przez INiG projektu zatłaczane są do złoża z gazem. Taki sposób przeciwdziałania procesom tworzenia się biogenego  $H_2S$  w podziemnych magazynach gazu pozwala prowadzić bezpieczną eksploatację PMG.

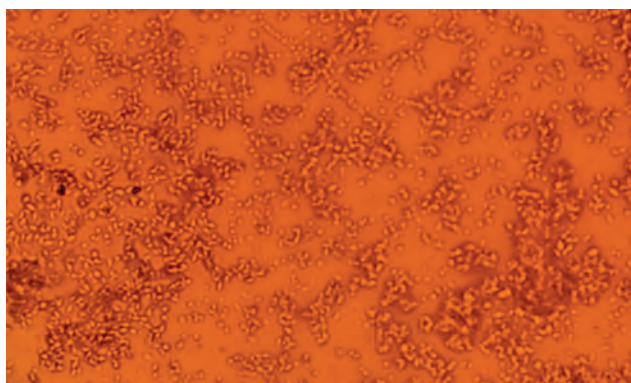
### Literatura:

*Prace naukowo-badawcze oraz opracowania INiG-PIB z prowadzonego biomonitoringu zawartości siarkowodoru w gazie ziemnym i wodach złożowych PMG Wierchowice wraz z opracowaniem metod ochrony struktury złożowej przed skażeniem mikrobiologicznym i tworzeniem się  $H_2S$  (Turkiewicz A., Steliga T., Kapusta P., Brzeszcz J. i wsp.).*

*Fotografie przedstawiają przykładowe kultury mikroorganizmów wyizolowanych ze złóż węglowodorów, w szczególności z obiektów PMG.*

Rafał Bisset

Dział Podziemnego Magazynowania Gazu  
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Fotografie przedstawiają przykładowe kultury mikroorganizmów wyizolowanych ze złóż węglowodorów, w szczególności z obiektów PMG. Fot. archiwum Oddziału





# EAGE

EUROPEAN  
ASSOCIATION OF  
GEOSCIENTISTS &  
ENGINEERS

## Siódme międzynarodowe warsztaty EAGE na temat Sejsmiki Pasywnej 2018 w Krakowie

Siódmy międzynarodowy workshop EAGE odbędzie się w dniach od 27 do 29 marca 2018 w Krakowie. Zgromadzi on czołowych ekspertów w dziedzinie projektowania, pozyskiwania, przetwarzania i interpretacji danych mikrosejsmicznych. Warsztaty pozwolą uczestnikom pracować nad rozwiązaniami dla konkretnych i aktualnych problemów w stosowaniu danych mikrosejsmicznych.

Zaproszeni prelegenci poruszą istotne problemy i dostarczą podstawowych informacji. Odbędzie się także sesja posterowa która będzie okazją do bardziej szczegółowego omówienia tych tematów. Poniżej podajemy informacje oraz link do szczegółów oraz rejestracji.

## Seventh EAGE Workshop on Passive Seismic 2018

The beautiful Polish city of Krakow is the host for the Seventh EAGE Workshop on Passive Seismic. The workshop. This highly interactive workshop will take place from 27 - 29 March 2018 and brings together some of the leading experts in the fields of planning, acquisition, processing and interpretation of microseismic data. The workshop allows the participants to work on specific solutions for concrete and current problems in the application of microseismic data.

Invited keynote speakers and discussions in the morning will introduce the different problems and provide some background information. The poster session during an extended lunch break then provides an opportunity to explore and discuss these topics in more detail. In order to tap into the combined knowledge of the participants, the afternoon will be dedicated to discussions of specific problems in very small groups before concluding the day with a summary that clearly captures the learning and problem solutions.

Why you should attend

- Strong focus on practical solutions;
- Direct access to world-class experts from academia, service providers and operators;
- Online pre- and post-workshop follow-up discussions.

The value of microseismic and other passive seismic data is measured by their capability to impact business critical decisions. Although microseismic data have been used extensively to this effect, often the decision makers receive mixed messages from their technical experts with respect to the validity and accuracy of processing and interpretation results from microseismic projects. This workshop focuses on topics and problem solutions that have a direct impact on the cost-effective application of microseismic data.

We look forward meeting you in Kraków at this workshop. For more information please visit

[https://events.eage.org/en/2018/seventh\\_eage\\_workshop\\_on\\_passive\\_seismic](https://events.eage.org/en/2018/seventh_eage_workshop_on_passive_seismic)





Michał Kruszewski

## Pierwsze dofinansowania dla projektów geotermalnych w Polsce

Pod koniec 2017 roku, pierwsze projekty geotermalne otrzymały dofinansowanie ze środków unijnych oraz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Wśród beneficjentów znalazła się m.in. Geotermia Podhalańska (fig. 1), która otrzymała dofinansowanie w wysokości ponad 12 mln zł na cele rozbudowy oraz zwiększenia mocy ciepłowni o ponad 15 MW poprzez m.in. intensyfikację produkcji wód geotermalnych z istniejących już otworów (tj. zabieg kwasowania) oraz zakup sprężarkowej pompy ciepła. W planach Geotermia Podhalańska ma również projekt elektrowni produkującej prąd przy temperaturze wody około 60 °C. Ponad 19 mln zł zostało przekazane Geotermii Toruń, której otwarcie planuje się na rok 2018. NFOŚiGW podpisał również pięć umów na poszukiwanie zasobów wód geotermalnych m.in. w Sochaczewie, Sieradzu, Łądku Zdrój, Szafarach oraz gminie Koło (źródło: Polska Agencja Prasowa).



Fig. 1. Głowica odwiertu geotermalnego na Podhalu. Źródło: geotermia.pl

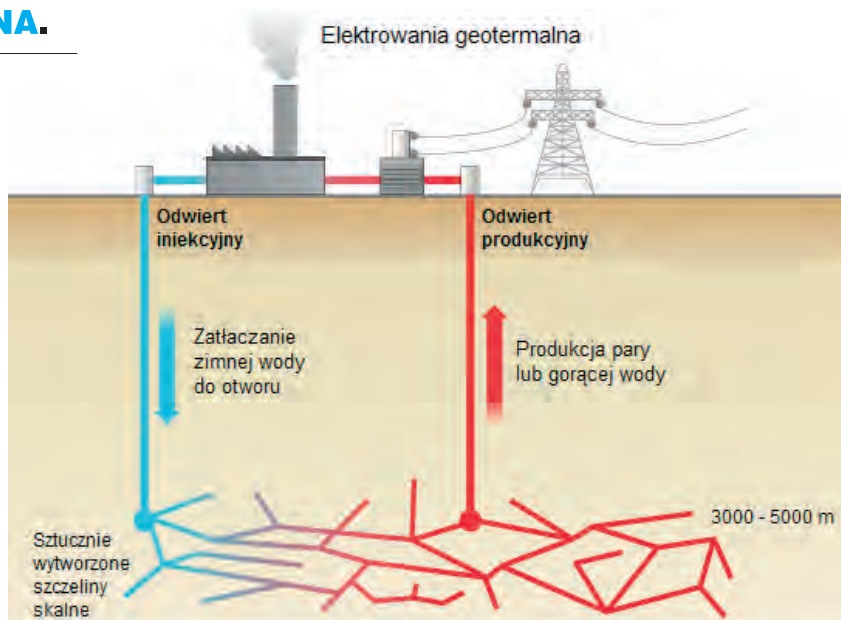


Fig. 2. Schemat produkcji energii elektrycznej z suchych skał

## Włoski ENEL wycofuje się z projektu elektrowni geotermalnej w bawarskim Weilheim

Zaskakująco niskie natężenie przepływu wód geotermalnych podczas testów próbnikiem złoża z nowo odwierconego otworu o głębokości 5 km w bawarskim Weilheim (Niemcy) zmusiło włoskiego inwestora (ENEL) do wycofania się z projektu budowy elektrowni geotermalnej. Mimo niskiego natężenia przepływu, w otworze zarejestrowano wyższe niż się spodziewano temperatury na dnie o wysokości 165°C (spodziewane 140°C). Decyzję podjęto pomimo braku testów produkcyjnych oraz zabiegów intensyfikacji wydobywania. Podczas wiercenia zarejestrowano pokłady gazu ziemnego. Odwiert ma zostać zlikwidowany, a teren zrehabilitowany. Otwarcie elektrowni geotermalnej, która miała zapewniać energię elektryczną dla 60

tyś. domostw, planowane było na rok 2019 (źródło: www.merkur.de).



## Szansa na rozwój energii z niekonwencjonalnych zasobów geotermalnych w Meksyku

GEMex to międzynarodowa inicjatywa pomiędzy licznymi jednostkami badawczymi oraz rządem meksykańskim mająca na celu rozwój energetyki geotermalnej w Meksyku, z którą obecnie zapewnia 3% zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju. Projekt bada potencjalne zasoby geotermalne z systemów hydrotermalnych z naturalnie występującymi pokładami wód o warunkach przewyższających punkt krytyczny wody (374 °C oraz 221 barów) oraz systemów petrotermalnych (fig. 2) z ograniczoną ilością występujących naturalnie pokładów wód (Energia Geotermalna Suchych Skał). Dwa pola geotermalne w południowej części kraju zostały wybrane w celu analizy potencjalnego wykorzystania niekonwencjonalnych zasobów geotermalnych tj. Los Humeros, gdzie obecnie eksploatowane są konwencjonalne otwory ze średnią temperaturą pary nieprzewyższającą 350 °C oraz mało rozpoznany pole Acoculco nieopodal stolicy, gdzie nie zarejestrowano naturalnie występujących wód geotermalnych (źródło: www.gemex-h2020.eu)

Mgr inż. Michał Kruszewski  
(michal.kruszewski@hs-bochum.de)  
Pracownik naukowy, International Geothermal Centre Bochum (Niemcy)



# PGNiG, PGG, JSW i Tauron będą współpracować przy wydobyciu metanu z pokładów węgla



*Przedstawiciele zarządów spółek górniczych i energetycznych podpisali w Katowicach list intencyjny, który pozwoli na rozwój programu Geo-Metan. Współpraca pomoże zwiększyć krajowe wydobycie gazu ziemnego, zmniejszyć koszty wydobycia węgla i poprawić bezpieczeństwo górników pracujących pod ziemią.*

Celem programu Geo-Metan jest rozwijanie i udoskonalanie krajowych technologii poszukiwania i wydobycia metanu z pokładów węgla przed rozpoczęciem eksploatacji górniczej. Dzięki współpracy Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, Polskiej Grupy Górniczej, Jastrzębskiej Spółki Węglowej SA i Tauron Polska Energia SA możliwe będzie przeprowadzenie prac poszukiwawczych i wydobywczych na terenach górniczych, na których planowane jest wydobycie węgla.

– Metan z pokładów węgla może stać się ważnym elementem bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju. Jednocześnie odmetanowanie kopalń znacznie poprawi bezpieczeństwo pracy górników i może przyspieszyć tempo wydobycia węgla. Cieszę się, że wspólnie z innymi polskimi spółkami górniczymi i energetycznymi PGNiG będzie rozwijać technologie pozwalające na pozyskiwanie metanu z pokładów węgla – mówi Piotr Woźniak, prezes Zarządu PGNiG SA.

– Grupa TAURON posiadająca trzy własne kopalnie węgla kamiennego jest naturalnie zainteresowana rozwijaniem innowacyjnych technologii pozyskiwania metanu z pokładów węgla połączonego z odmetanowaniem kopalń. Rozwijanie i udoskonalanie takich krajowych technologii związanych z górnictwem, wpisuje się w Strategię na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju – podkreśla Filip Grzegorzczak, prezes Zarządu TAURON Polska Energia. – Wdrażanie tego typu innowacji wynika z naszej polityki poprawiania bezpieczeństwa pracowników i podnoszenia efektywności pracy

naszych kopalni – dodaje.

– Kopalnie PGG od wielu lat prowadzą odmetanowanie złóż węgla w ramach realizowanej profilaktyki zwalczania zagrożenia metanowego oraz zapewnienia bezpieczeństwa załogi i prowadzonych robót górniczych. Obecnie pozyskiwany metan wykorzystywany jest jako źródło energii w instalacjach ciepłowniczych oraz kogeneracyjnych dla skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła w silnikach gazowych. PGG w ramach dalszej współpracy zainteresowana jest również wzrostem efektywności odmetanowania poprzez zastosowanie technologii wiercenia otworów kierunkowych, wykonywanych z wyrobisk dołowych nad planowane rejonory eksploatacyjne – mówi Tomasz Rogala, prezes Zarządu PGG.

– Metan jest niezwykle niebezpiecznym gazem towarzyszącym pokładowi węgla kamiennego. Im więcej gazu ujmimy i wykorzystamy do produkcji energii elektrycznej, tym większe korzyści odniesie z tego środowisko naturalne dzięki ograniczeniu emisji gazów cieplarnianych do powietrza. Grupa JSW stawia na proekolo-

giczne rozwiązania, dlatego chcemy maksymalnie zwiększać wykorzystanie metanu w trakcie robót górniczych. W naszej strategii do roku 2030 planujemy szereg inwestycji związanych z jego gospodarczym wykorzystaniem, dzięki którym zwiększymy produkcję energii elektrycznej przez silniki gazowe z obecnych 90 tys. MWh do 490 tys. MWh po roku 2022 – podkreśla Daniel Ozon, prezes Zarządu JSW.

PGNiG wraz z Państwowym Instytutem Geologicznym – Państwowym Instytutem Badawczym prowadzi już testowe wydobycie metanu z pokładów węgla w Gilowicach (woj. śląskie). W ciągu trwającej od lutego 2017 r. próbnej produkcji uzyskano blisko 900 tys. m<sup>3</sup> gazu ziemnego o wysokiej zawartości metanu. Według szacunków PIG-PIB wydobywalne zasoby metanu w złożach węgla na terenie Górnośląskiego Zagłębia Węglowego wynoszą ok. 170 mld m<sup>3</sup>.

Departament Public Relations  
PGNiG SA



Fot. arch. PGNiG SA

# Zarząd LOTOS Asfalt w pełnym składzie



Cezary Godziuk

Cezary Godziuk został powołany na stanowisko prezesa Zarządu LOTOS Asfalt przez Radę Nadzorczą spółki i pełni tę funkcję od 29 grudnia 2017 r. W Zarządzie LOTOS Asfalt od 20 listopada ub.r. zasiada również Marek Zdrojewski, wiceprezes ds. finansowych.

Postępowanie kwalifikacyjne na wiceprezesa ds. inwestycyjnych spółki zakończono bez wyłonienia kandydata. Rada Nadzorcza LOTOS Asfalt zrezygnowała z obsadzania tego stanowiska i zarząd spółki będzie pracować w obecnym, 2-osobowym składzie.

Cezary Godziuk jest absolwentem Wydziału Matematyki, Fizyki i Chemii Uniwersytetu Gdańskiego (1989). W 2016 roku uzyskał stopień naukowy doktora nauk ekonomicznych na Wydziale Ekonomicznym Uniwersytetu Gdańskiego.

W latach 1989-2001 prezes Zarządu w Zakładach Graficznych Atext S.A. w Gdańsku, 2003-2009 członek Rady Nadzorczej Międzynarodowych Targów Gdańskich S.A., 2003-2016



Marek Zdrojewski

członek Zarządu ds. rozwoju spółki Aplitt S.A. (branża IT), 2012-2016 członek Zarządu ASK Invest S.a.r.l (firmy prowadzącej działalność securityzacyjną), od 2016 członek Rady Nadzorczej KGHM Polska Miedź S.A., w latach 2016-2017 członek Zarządu ds. finansów i inwestycji Totalizatora Sportowego.

Wyróżniony odznaką Zasłużony Działacz Kultury (2001), Krzyżem Oficerskim Orderu Odrodzenia Polski (2011), Krzyżem Wolności i Solidarności (2016).

Marek Zdrojewski jest absolwentem Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Gdańskiego, po czym do 1987 r. pracował na tej uczelni.

W latach 1990-1991 pełnomocnik wojewody gdańskiego ds. prywatyzacji, 1992-1993 podsekretarz stanu w Ministerstwie Przekształceń Własnościowych, 1994-1996 dyrektor Biura Ekonomiczno-Finansowego TVP S.A.,



1996-1997 konsultant prezesa Banku Przemysłowo-Handlowego S.A., 1997-1999 minister łączności, 1999-2000 członek Zarządu Agencji Rozwoju Przemysłu S.A., 2000-2001 prezes Urzędu Regulacji Telekomunikacji, 2004-2011 członek Zarządu – zastępca dyrektora TNS OBOP, od 2011 roku wiceprzewodniczący Fundacji Dzieło Nowego Tysiąclecia, 2014-2016 doradca Zarządu Polskiej Wytwórni Papierów Wartościowych S.A.

Powoływany w skład organów nadzorczych m.in. Huty Katowice (1993-1994), Kopalni Anhydrytów „Nowy Łąd” Sp. z o.o. w Niwnicach (1993-1997), PZL Mielec (1999-2000), Polskie e Płatności S.A. (2014-2016).

LOTOS Asfalt powstała w Gdańsku. W czerwcu 2004 roku przejęła pracowników i aktywa asfaltowe rafinerii w Jasle, a w lipcu 2005 r. kupiła wydział asfaltowy dawnej rafinerii w Czechowicach-Dziedzicach. Dziś spółka dysponuje trzema zakładami produkcyjnymi. Jest czołowym producentem asfaltów drogowych klasycznych i modyfikowanych, a także emulsji oraz specyfików asfaltowych, które dostarcza klientom zarówno w Polsce, jak i za granicą.

Biuro Komunikacji  
Grupa LOTOS S.A.

## Modelowa marża rafineryjna w grudniu 2017

**5,36 dolara na baryłce wyniosła w grudniu br. modelowa marża rafineryjna LOTOSU. Z kolei w całym IV kwartale 2017 marżę spółki oszacowano na 7,07 dolara na baryłce.**

Do kalkulacji marży przyjęto poniższą strukturę uzysków, której przypisano następujące indeksy cenowe:

- 14,14% benzyna (PRM UNL 10 ppm ARA)
- 4,24% benzyna surowa (Naphtha CIF NWE)
- 4,53% LPG (50% Propan FOB NWE, 50% Butan FOB NWE)

- 49,57% diesel (ULSD 10 ppm CIF NWE)
- 5,34% paliwo lotnicze (Jet CIF NWE)
- 18,11% ciężki olej opałowy (HFO 3,5% SARA)
- 4,07 % stanowi zużycie własne rafinerii

Kalkulację marży pomniejszono o szacowany modelowy koszt zużycia gazu ziemnego na przerobioną modelową baryłkę ropy naftowej - obliczany jako iloczyn współczynnika 0,075 oraz notowań indeksu gazu ziemnego z rynku dnia następnego (RDNg) na Towarowej Giełdzie Energii (indeks TGEgasDA) przeliczonego na

koszt w USD za MWh (dla danych od początku 2016 roku).

Ponieważ prezentowany model nie uwzględnia różnic w cenach osiągniętych poprzez sprzedaż produktów na różnych geograficznych rynkach zbytu, wielkość prezentowanej marży modelowej jest przybliżona, nie zaś tożsama z rzeczywistą wielkością marży rafineryjnej uzyskiwanej w rafinerii Grupy LOTOS S.A.

Biuro Komunikacji  
Grupa LOTOS S.A.



# LOTOS ma 2 nowe licencje w Norwegii



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

**16 stycznia br. spółka LOTOS Exploration and Production Norge AS (dalej LOTOS Norge) otrzymała od władz norweskich, w ramach rozstrzygnięcia rundy koncesyjnej APA 2017 (Awards in Predefined Areas, dalej: APA), ofertę 2 nowych licencji poszukiwawczo-wydobywczych.**

Ostatnim etapem procesu przyznawania licencji w LOTOS Norge jest ich akceptacja przez władze spółki.

Po przyjęciu nowych licencji, ich liczba w portfelu spółki w Norwegii wzrosła do 28.

— Po raz kolejny LOTOS udowadnia, że jest w stanie sprostać oczekiwaniom norweskiego Ministerstwa Ropy Naftowej i Energii. Nowe licencje wpisują się w naszą strategię rozwoju działalności w Norwegii — mówi Piotr Statkiewicz, dyrektor zarządzający spółki LOTOS Exploration and Production Norge AS.

LOTOS na obszarach objętych nowymi licencjami będzie współpracował m.in. z firmą Statoil.

Nowe licencje mają potwierdzone zasoby węglowodorów i są położone w bliskiej odległości od obszarów, na których spółka prowadzi działalność poszukiwawczo-wydobywczą. Na terenach tych wciąż pozostają zasoby ropy i gazu, których wydobycie jest możliwe m.in.

dzięki istniejącej lub budowanej infrastrukturze technicznej.

Warto przypomnieć, że spółki planujące rozwój wydobycia na Norweskim Szelfie Kontynentalnym miały czas na złożenie wniosków licencyjnych do 1 września 2017. Od tego momentu, aż do ogłoszenia wyników postępowania kwalifikacyjnego (APA) władze norweskie analizowały złożone projekty i na podstawie tego 16 stycznia br. zaproponowały 75 nowych licencji, 34 firmom, spośród 39 aplikujących. Nigdy wcześniej ministerstwo nie otrzymało tak wielu aplikacji.

## APA 2017

Podczas APA 2017 norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii przyznało LOTOS Norge dwie licencje:

1. PL918S, blok 24/6, Partner: LOTOS Norge: 25%; Operator: Statoil Petroleum ASA: 75%
2. PL 910, blok 9/2,3, Partner: LOTOS Norge: 22,22% i OKEA: 16,66% Operator: Repsol Norge AS: 61,11%

W ubiegłorocznej rundzie APA 2016 norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii przyznało LOTOS Norge pięć licencji.

## Strategia 2017-2022

LOTOS planuje dalszą rozbudowę segmentu wydobywczego w oparciu o posiadane

już koncesje oraz potencjalne uzupełnianie portfela aktywów. Priorytetem rozwoju segmentu wydobywczego pozostaje Morze Bałtyckie i Morze Północne. Spółka podkreśla, że podstawowym elementem rozwoju i realizacji nowych projektów w segmencie wydobycia będzie ekonomiczne uzasadnienie każdej decyzji inwestycyjnej. Zgodnie ze strategią, do 2022 r., LOTOS zakłada wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego na poziomie od 30 tys. boe/d do 50 tys. boe/d.

LOTOS Norge powstało w 2007 roku (siedziba spółki mieści się w Stavanger) w celu rozwoju segmentu wydobywczego Grupy LOTOS na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W 2008 roku spółka została zakwalifikowana jako operator koncesji poszukiwawczo-wydobywczych przez władze norweskie. LOTOS Norge dąży do dalszego rozwoju między innymi poprzez czynne uczestnictwo w rundach APA. Pierwszy otwór poszukiwawczy został wywiercony przez spółkę jako operatora w 2012 roku. W 2013 roku spółka nabyła udziały w obszarze Heimdal, a w 2015 roku w obszarze Sleipner. Obecnie trwają prace nad zagospodarowaniem złóż: Utgard, Yme, Frigg Gamma Delta oraz Trel i Trine. Wydobycie węglowodorów z Heimdal i Sleipner oraz nowe projekty będące w trakcie zagospodarowania będą podstawą do zbudowania silnej pozycji LOTOS w obszarze działalności poszukiwawczo-wydobywczej.

LOTOS to polska grupa kapitałowa, której działalność ma strategiczne znaczenie dla krajowego i europejskiego bezpieczeństwa w sektorze energii oraz polskiej gospodarki. LOTOS wydobywa gaz ziemny i ropę naftową w Polsce, Norwegii oraz na Litwie. Należy do niego, zlokalizowana w Gdańsku, jedna z najnowocześniejszych europejskich rafinerii, gdzie surowiec przerabiany jest głównie na wysokiej jakości paliwa, w tym paliwa premium — LOTOS Dynamic. LOTOS to także sieć ponad 480 stacji paliw, dogodnie zlokalizowanych przy autostradach i drogach ekspresowych, we wszystkich aglomeracjach i wielu miejscowościach na terenie całego kraju. LOTOS, jako sprzedawca detaliczny i hurtowy, zaopatruje w paliwa blisko 1/3 polskiego rynku. Dzierży też pozycję drugiego spedytora kolejowego w kraju. LOTOS to także czołowy producent asfaltów drogowych, olejów silnikowych oraz smarów do samochodów, samolotów, pociągów, statków, a nawet pojazdów techniki wojskowej.

Biuro Komunikacji  
Grupa LOTOS S.A.

# LOTOS i Remontowa LNG Systems chcą współpracować przy dystrybucji LNG



*Grupa LOTOS i Remontowa LNG Systems podpisały 22 stycznia br. list intencyjny w sprawie budowy pilotażowego systemu dystrybucji LNG.*

Program będzie współfinansowany ze środków UE w ramach programu „Łącząc Europę” (ang. Connecting Europe Facility – CEF), a obejmuje zaprojektowanie, budowę i przeprowadzenie badań pilotażowej stacji dokującej, której głównym zadaniem będzie długoterminowe utrzymywanie bezpiecznych parametrów technicznych intermodalnych, kriogenicznych zbiorników LNG. Niezależnie od dotacji Remontowa LNG Systems opracowała koncepcję wykorzystania kontenerów LNG do bunkrowania statków poprzez kompleks zaworów i pomp zabudowany w ramie o rozmiarach kontenera 40-stopowego.

– Szukaliśmy partnera strategicznego, który ma niezbędne kompetencje i jest za-

interesowany realizacją dostaw, sprzedażą i dystrybucją LNG do klientów końcowych oraz pełnieniem roli operatora tego systemu – mówi Krzysztof Gerowski, prezes Zarządu Remontowa LNG Systems sp. z o.o.

– Grupa LOTOS S.A. jest zainteresowana realizacją projektów wykorzystania oraz dystrybucji LNG na rynek lądowy i morski – powiedział Mateusz Aleksander Bonca, wiceprezes Zarządu ds. strategii i rozwoju., Grupy LOTOS S.A. – takie przedsięwzięcie wpisuje się w strategię rozwoju naszej grupy kapitałowej. LOTOS dąży do uzyskania pozycji lidera we wdrażaniu paliw alternatywnych nowej generacji, do których zalicza się CNG i LNG – dodaje wiceprezes M.A. Bonca.

Współpraca umożliwi dalszą dystrybucję LNG, przy wykorzystaniu wszystkich możliwych środków transportu, włączając nieeksploatowany do tej pory w tych celach transport kolejowy, śródlądowy i morski. Do-

datkową funkcjonalnością stacji będzie możliwość tankowania L-CNG.

Remontowa LNG Systems sp. z o.o. należy do grupy kapitałowej REMONTOWA Holding. Firma powstała w 1945 roku, a od 2013 roku specjalizuje się w produkcji systemów zasilania LNG. Jest jedną z nielicznych na świecie produkujących paliwowe systemy LNG przeznaczone do instalacji na statkach. Produkuje także wymienniki ciepła, kotły parowe i wodne, zbiorniki, chłodnice, podgrzewacze, skraplacze oraz konstrukcje stalowe. Spółka wykonała i dostarczyła kompletny system zasilania LNG m.in. na prom Samso (obecna nazwa: Prinsesse Isabella) – pierwszy prom z napędem LNG w Unii Europejskiej, zbudowany w stoczni Remontowa Shipbuilding S.A.

Biuro Komunikacji  
Grupa LOTOS S.A.



Tankowanie LNG przez statek. Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.



# Nowe stacje LOTOSU na mapie Polski



*Sieć stacji paliwowych LOTOS liczy obecnie 490 obiektów. W ciągu ostatnich dni grudnia LOTOS powiększył się o 5 lokalizacji w: Pruszkowie, Sandomierzu, Piotrkowie Trybunalskim, Praszce (woj. opolskie) oraz w samym Opolu.*

23 grudnia otwarto nową stację w Pruszkowie, która jest położona przy drodze wojewódzkiej nr 718 (ul. Poznańska). Jest to 73. obiekt działający w sieci LOTOS w województwie mazowieckim.

28 grudnia dołączyły kolejne dwie stacje. Pierwsza z nich to stacja uruchomiona

w Sandomierzu, przy drodze krajowej nr 77 (ul. Kwiatkowskiego 140), będąca 11. stacją paliwową sieci LOTOS w województwie świętokrzyskim.

Drugim obiektem otwartym 28 grudnia jest stacja położona u zbiegu dróg krajowych nr 42 i 45 w miejscowości Praszka (ul. Listopadowa 14) na Opolszczyźnie. Nowa stacja jest położona pomiędzy Kluczborkiem, Wieluniem i Krzepicami, a dystans pomiędzy każdą z tych miejscowości a Praszka wynosi od 20 do 27 km.

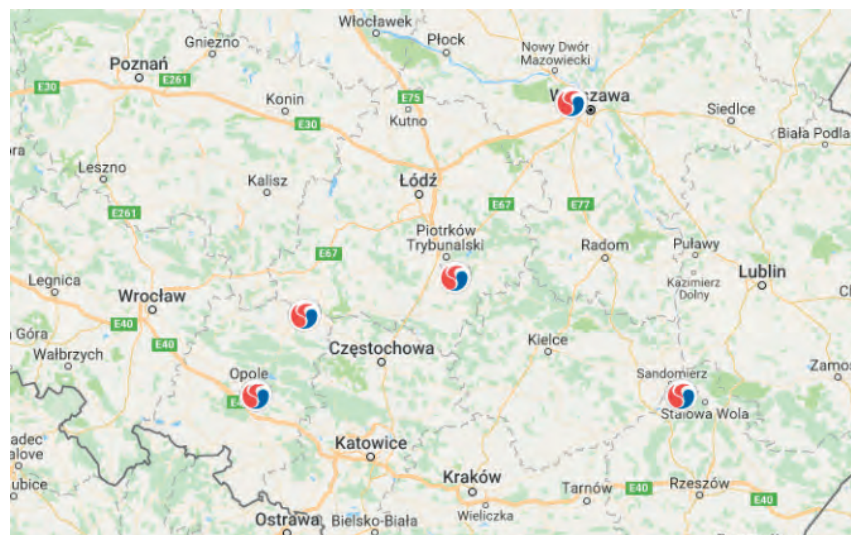
29 grudnia w sieci LOTOS otwarto również stację w Opolu (ul. Opolska 1b). Tym samym w województwie opolskim działają już 22 obiekty sieci LOTOS.

30 grudnia uruchomiono również nową stację w Piotrkowie Trybunalskim. Stacja sieci LOTOS zlokalizowana jest przy ul. Sulejowskiej 49A, tuż przy drodze ekspresowej S74.

Wśród 490 stacji LOTOSU 185 to stacje franczyzowe. Pozostałe to stacje własne, w tym 20 Miejsc Obsługi Podróżnych (MOP) przy autostradach i drogach ekspresowych.

Jednym z kluczowych parametrów strategii rozwoju Grupy Kapitałowej LOTOS realizowanej w latach 2017-2022 jest zwiększenie sieci LOTOS do 550 stacji paliw.

Biuro Komunikacji  
Grupa LOTOS S.A.



Arch. Grupa LOTOS S.A.

WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.



## GULDEN ŁUKASIEWICZOWSKI W SPRZEDAŻY

W grudniu 2010 roku na zamówienie Zarządu Głównego SITP NiG Mennica Polska wyemitowała z okazji Jubileuszu 65 – lecia SITP NiG pamiątkowy numizmat „1 GULDEN ŁUKASIEWICZOWSKI”. Żeton był rozprowadzany wśród członków Stowarzyszenia przez oddziały SITP NiG i jest dostępny w sprzedaży w cenie 15.99 (brutto).

### Awers:

Centralnie, w podwójnym otoku logo SITP NiG; u dołu napis w poziomie w dwóch wierszach: 65 LAT / 1946-2011; w otokach napisy kołowo od lewej strony, ku górze i do prawej strony żetonu: w zewnętrznym – STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW, w wewnętrznym – PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO.

### Rewers:

Po prawej stronie żetonu odwzorowanie lampy naftowej skonstruowanej przez Ignacego Łukasiewicza; u góry stylizowane światło lampy; u dołu napis w poziomie, w dwóch wierszach: 1 GULDEN (po lewej stronie żetonu) / ŁUKASIEWICZOWSKI (symetrycznie, część wyrazu od ...OWSKI nałożona wizerunek lampy).

### Bok: gładki

Rok na monecie: 2011

Rok emisji: 2011

Nominał: 1 gulden łukasiewiczowski

Tworzywo / metal: mosiądz (M)

Stempel: zwykły

Średnica (mm): 27 mm

Masa (g): 8,4 g

Nakład: 5 000

Rzadkość: R2

Projektant: Robert Kraszewski

Mennica: Mennica Polska S.A. – Warszawa

Emitent: SITP NiG

Miasto: Zarząd Główny SITP NiG



### KONTAKT / ZAMÓWIENIA:

ul. Łukasiewicza 1, 31-429 Kraków, tel. +48 12 421 32 47, e-mail: sitpnig@sitpnig.pl, www.sitpnig.pl



# ABB zwiększy niezawodność i dostępność systemu wyciągowego w kopalni KGHM



*ABB zmodernizuje maszynę wyciągową szybu L-II ZACH w Zakładach Górniczych „Lubin” – najstarszej kopalni w polskim Zagłębiu Miedziowym. Dzięki kompleksowej realizacji kopalnia podniesie poziom bezpieczeństwa, a także niezawodności i dyspozycyjności maszyny, obniżając koszty cyklu pracy.*

Maszyna wyciągowa jest kluczowym elementem wyciągu szybowego. Służy do transportu urobku, więc jej awaria może wiązać się ze stratami finansowymi dla operatora. Górniczy wyciąg szybowy szybu L-II ZACH pracuje od początku lat 70. Ostatnią modernizację, po-

- Projekt kompleksowej modernizacji maszyny wyciągowej obejmuje układ elektryczny oraz cyfrową automatykę
- System sterowania oparty na cyfrowych technologiach ABB Ability pomoże usprawnić proces wydobywania rudy i zwiększyć poziom bezpieczeństwa

nad 20 lat temu, przeprowadziła ABB. Te dwie dekady były okresem intensywnego rozwoju w górnictwie. Nowe technologie zwiększają wydajność maszyn wyciągowych i usprawniają pracę w czasach, gdy kopalnie borykają

się z coraz głębszym wydobyciem i rosnącymi kosztami produkcji.

ABB zmodernizuje układ elektryczny oraz system sterowania maszyny wyciągowej. Dostawa obejmuje silnik główny, układ napędowy DCS800, transformator, rozdzielnicę, zespół sterowniczo-zasilający hamulca oraz sygnalizację szybową. Zmodernizowany układ sterowania będzie wykorzystywał moduły AC 800, które stanowią część systemu ABB Ability 800xA. Umożliwi to szybką, cyfrową komunikację, poprawiona zostanie kompatybilność, a sterowanie maszyną będzie mogło odbywać się z pulpitu maszynisty lub zdalnie.

Ponieważ wysoka temperatura stanowi istotny element w pracy napędu maszyny wyciągowej, ważną częścią prac będzie budowa specjalnych pomostów, na których znajdą się wydajne i niezależne systemy chłodzenia, przystosowane do pracy w ekstremalnych warunkach.

ABB przeprowadzi prace modernizacyjne w II kwartale 2018 roku, podczas planowanego przestoju produkcji. Właściwa realizacja zostanie przeprowadzona w ciągu zaledwie kilkudziesięciu godzin. – Realizując zamówienie w tak krótkim czasie i wdrażając najnowocześniejsze cyfrowe technologie, pokazujemy jak dużą wagę ABB przykładają do zapewniania najlepszych rozwiązań, technologii i wiedzy eksperckiej, co przyczynia się do sukcesu naszych klientów – mówi Maciej Janowicz z Dywizji Automatyki Przemysłowej ABB w Polsce.

Modernizacja w ZG „Lubin” jest kolejnym dużym projektem realizowanym przez ABB w polskim górnictwie. Wcześniej firma nie tylko remontowała, ale także dostarczała kompletne maszyny wyciągowe w ramach projektów „pod klucz”, m.in. w ZG „Rudna” w Polkowicach.

ZG „Lubin” należy do spółki KGHM Polska Miedź S.A. i działają na Dolnym Śląsku od 1968 r. Kopalnia dysponuje łącznie siedmioma szybami, w tym jednym wydobywczym, których głębokość sięga nawet 963 m. Złoża są na tym obszarze bogate w polimetaliczną rudę, która zawiera miedź, srebro oraz w małych ilościach nikiel, kobalt i molibden. Obecny poziom wydobywania to 8 mln Mg urobku, składającego się z 68, 334 tys. Mg miedzi i 319 Mg srebra. Rocznie wydajność produkcyjna zakładu osiąga 8 mln ton rudy miedzi.

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



Fot. arch. ABB



# Połączenie spółek stało się faktem. Większy i silniejszy PERN S.A.

PERN

WIEŚCI Z POLSKICH FIRM

*3 stycznia 2018 roku Sąd dokonał wpisu połączenia PERN S.A. i OLPP sp. z o.o. do Krajowego Rejestru Sądowego.*

Wpis do KRS kończy stronę formalną procesu integracji PERN S.A. – krajowego i regionalnego lidera logistyki naftowej z OLPP sp. z o.o. – liderem magazynowania i przeładunku paliw płynnych.

Skala działania, jaką uzyskamy po połącze-

niu, postawi nas na równi z innymi europejskimi operatorami energetycznymi, co stworzy naszym klientom szansę na podjęcie wspólnych działań biznesowych na równorzędnych, partnerskich zasadach. Integracja oznacza również szerokie kontakty handlowe i możliwość świadczenia bardziej kompleksowych usług, co przełoży się na pozyskanie nowych klientów oraz zdobycie nowych i większych kontraktów – powiedział Igor Wasilewski, prezes Zarządu PERN S.A.

Efektom procesu integracji jest wzmocnienie wewnętrzne Grupy Kapitałowej PERN, zwiększenie jej wartości dla właściciela, tj. Skarbu Państwa, a także polepszenie pozycji PERN S.A. na rynku. Połączenie pozwoli na wykorzystanie efektu synergii w wielu aspektach, w tym m.in. technicznym, rynkowym i finansowym, a jednocześnie przyczyni się do realizacji polityki energetycznej państwa.

PERN S.A.

## Mateusz Wodejko wiceprezesem PERN

*3 stycznia 2018 roku w skład Zarządu PERN S.A. powołany został Mateusz Wodejko, dotychczasowy członek Zarządu ds. finansowych OLPP.*

Mateusz Wodejko jest absolwentem Szkoły Głównej Handlowej na kierunku Finanse i Bankowość oraz Uniwersytetu Warszawskiego. Ukończył również studia podyplomowe Rachunkowości i Finansów Przedsiębiorstwa w Szkole Głównej Handlowej. Do czasu powołania na funkcję wiceprezesa Zarządu PERN S.A. pełnił funkcję członka Zarządu ds. finansowych w Spółce „Operator Logistyczny Paliw Płynnych” sp. z o.o. Wcześniej w roku 2016 i w latach 2006-2007 pracował w Grupie Kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa.

Ponadto pracował m.in. w GK BOŚ, UKNF, NBP i Urzędzie m.st. Warszawy. Zasiadał w ra-



Mateusz Wodejko

dach nadzorczych i zarządach spółek kapitałowych. Ukończył wiele kursów i szkoleń, w tym z zakresu rachunkowości finansowej, rewizji

finansowej, prawa podatkowego, zamówień publicznych, ochrony informacji.

PERN S.A.

## Nowy podział kompetencji członków Zarządu PERN S.A.

Zarząd PERN 5 stycznia br. dokonał nowego podziału kompetencji pomiędzy Członków Zarządu. W związku z połączeniem PERN z OLPP, wprowadzeniem nowego Regulaminu Organizacyjnego Spółki oraz powołaniem przez Walne Zgromadzenie Spółki PERN Mateusza Wodejko na stanowisko wiceprezesa, przyjęto nowy podział kompetencji:

Igor Wasilewski – prezes Zarządu Spółki nadzoruje:

- Pion Personalny,
- Dział Audytu i Kontroli,

Rafał Miland – wiceprezes Zarządu Spółki nadzoruje:

- Pion Strategii,
- Pion Handlowy,

Sławomir Stachowicz – wiceprezes Zarządu Spółki nadzoruje:

- Pion Bezpieczeństwa i BHP,
- Obszar infrastruktury krytycznej,
- Obszar ochrony informacji niejawnych,

Mateusz Wodejko – wiceprezes Zarządu Spółki

nadzoruje:

- Pion Finansowy,
- Pion IT,

Tadeusz Zwierzyński – wiceprezes Zarządu Spółki nadzoruje:

- Pion Techniczny,
- Pion Eksploatacji,
- Przedstawicielstwo PERN S.A. w Szwedztwie w Niemczech.

PERN S.A.

# Ponad 5 mln m<sup>3</sup> LNG dostarczono do polskiego terminalu



*Licząc od pierwszej dostawy, która miała miejsce w grudniu 2015 r., drogą morską do Terminalu im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu sprowadzono ponad 5 mln m<sup>3</sup> skroplonego gazu ziemnego.*

Zakończył się rozładunek kolejnego zbiornikowca LNG, który przypłynął 8 stycznia 2018 r. do terminalu. Statek dostarczył ponad 200 tys. m<sup>3</sup> LNG. To zbiornikowiec LNG typu Q-flex. Jednostki do tej pory pojawiały się przy wybrzeżu Świnoujścia mniej więcej raz w miesiącu. W tym roku będą rozładowywane dwa razy częściej.

Jednocześnie wdrażany jest w życie projekt rozbudowy terminalu LNG, który stanowi część kompleksowej strategii rozwoju grupy kapitałowej GAZ-SYSTEM.

Po rozbudowie istniejącego układu regazyfikatorów SCV o kolejne jednostki, gdzie zachodzi proces zmiany stanu skupienia gazu z płynnego na gazowy, wzrosną moce regazyfikacyjne terminalu z obecnych 5 mld m<sup>3</sup> do 7,5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie. Takie ilości pozwolą zaspokoić połowę polskiego zapotrzebowania na surowiec.

Dodatkowo projekt rozbudowy zakłada powstanie kolejnego nabrzeża, które umożliwi realizację następnych usług, tj.: załadunek i rozładunek zbiornikowców małej i średniej skali, przeładunek LNG typu transshipment (ze statku przy nabrzeżu rozładunkowym na statek przy

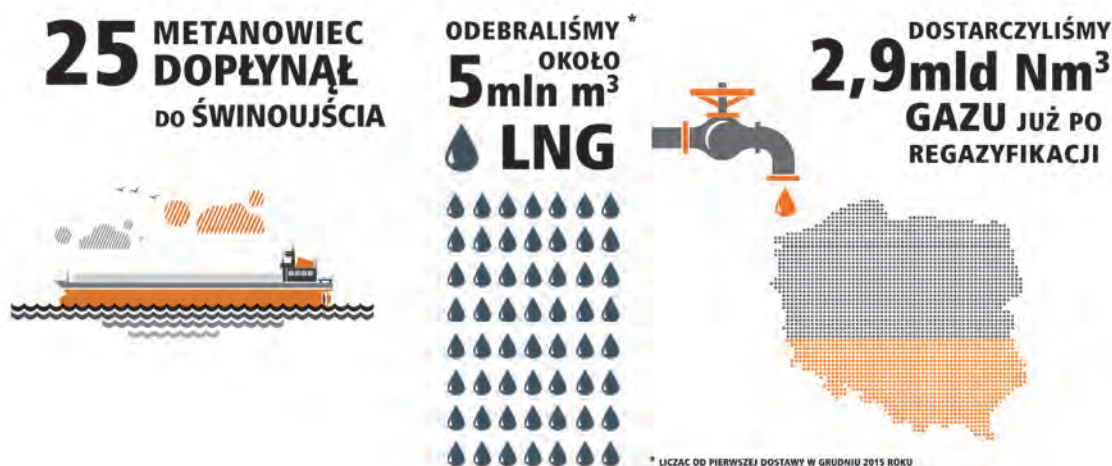
nabrzeżu przeładunkowym), załadunek jednostek bunkrujących skroplony gaz ziemny oraz bunkrowanie gazu ziemnego.

Zarząd GAZ-SYSTEM wydał również spółce Polskie LNG rekomendację dotyczącą rozpoczęcia prac projektowych i przygotowawczych, których realizacja umożliwi przeładunek skroplonego gazu ziemnego do kriogenicznych kontenerów ISO i cystern kolejowych. W ramach planowanej inwestycji na terenie terminalu powstanie również bocznicą kolejowa wraz z infrastrukturą przeładunkową skroplonego gazu.

Projekt rozbudowy zakłada wykorzystanie środków unijnych.

Mariusz Kozłowski

Rzecznik prasowy, GAZ-SYSTEM S.A.



## Rozpoczęto procedury w sprawie lokalizacji gazociągu Baltic Pipe

*GAZ-SYSTEM złożył do Ministerstwa Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej oraz Urzędu Morskiego w Szczecinie i Słupsku wnioski o wydanie decyzji administracyjnych uzgadniających warunki układania i utrzymywania podmorskiego gazociągu Baltic Pipe.*

Złożone 24 i 25 stycznia 2018 r. dokumenty obejmują korytarze o szerokości 1 km określone dla trzech alternatywnych wariantów przebiegu gazociągu w polskich obszarach morskich.

W ramach rozpoczętych procedur przebieg rurociągu będzie uzgadniany z szeregiem instytucji, w tym z ministrami właściwymi do spraw: energii, gospodarki, środowiska,

gospodarki wodnej, rybołówstwa, kultury i ochrony dziedzictwa narodowego, administracji oraz obrony narodowej. Wnioski będą także opiniowane przez władze trzech gmin (Rewal, Trzebiatów, Mielno), na terenie których rozważane jest wyprowadzenie gazociągu na ląd.

Wyznaczone w pozwoleniach lokalizacyjnych korytarze zostaną poddane szczegółowym badaniom oraz analizom środowiskowym, technicznym i społecznym. Na ich podstawie zostanie wybrana ostateczna, optymalna trasa przebiegu gazociągu oraz wykonany projekt budowlany. Do czasu zakończenia badań i analiz wszystkie warianty przedsięwzięcia traktowane są równorzędnie.

Bezpieczeństwo środowiska, a także minimalizowanie wpływu na innych użyt-

kowników morza są kluczowe przy realizacji inwestycji takich jak Baltic Pipe. Wszczęte procedury pozwolą już na wstępnym etapie przygotowania projektu potwierdzić, czy rozważane trasy przebiegu gazociągu nie kolidują z innymi sposobami wykorzystania zasobów morza – mówi Tomasz Stępień, prezes zarządu GAZ-SYSTEM.

Wydanie pozwoleń lokalizacyjnych nie oznacza jeszcze ostatecznej zgody na realizację inwestycji. Na kolejnych etapach inwestor będzie musiał uzyskać decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, decyzję o wskazaniu lokalizacji przebiegu rurociągu w wyznaczonym korytarzu oraz pozwolenie na budowę.

Mariusz Kozłowski

Rzecznik prasowy, GAZ-SYSTEM S.A.



# Gazociąg Polska-Litwa – południowy odcinek zaprojektuje PANGAZ sp. z o.o.



WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.

**GAZ-SYSTEM 12 stycznia 2018 r. zawarł umowę z Górnictwem Biurem Projektów PANGAZ Sp. z o.o. na opracowanie dokumentacji projektowej dla zadania „Budowa między-systemowego gazociągu stanowiącego połączenie systemów przesyłowych Rzeczypospolitej Polskiej i Republiki Litewskiej wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi”.**

Wykonawca zaprojektuje gazociąg i zobowiązany jest do uzyskania wszystkich niezbędnych uzgodnień, zgód, opinii, pozwoleń, decyzji i przekazania kompletnej dokumentacji projektowej inwestorowi w II połowie 2019 r. Spółka będzie również sprawować nadzór autorski nad realizacją prac budowlano-montażowych.

Południowy odcinek gazociągu będzie miał długość ok. 153 km i średnicę 700 mm. Zlokalizowany jest na terenie dwóch województw:

podlaskiego i mazowieckiego. Trasa przechodzi przez obszar 7 powiatów i teren 18 gmin.

Powstanie gazociągu pozytywnie wpłynie na szanse rozwoju gospodarczego regionu, wzrost jego konkurencyjności i polepszenie standardów życia mieszkańców, dzięki możliwości zastąpienia paliw stałych paliwem gazowym i zmniejszeniu emisji szkodliwych substancji do otoczenia. Nowa infrastruktura przesyłowa umożliwi odbiór paliwa gazowego przez odbiorców indywidualnych oraz odbiorców przemysłowych, co może zainicjować w tym rejonie lokalizację ośrodków produkcyjnych różnych branż i stworzenie nowych miejsc pracy.

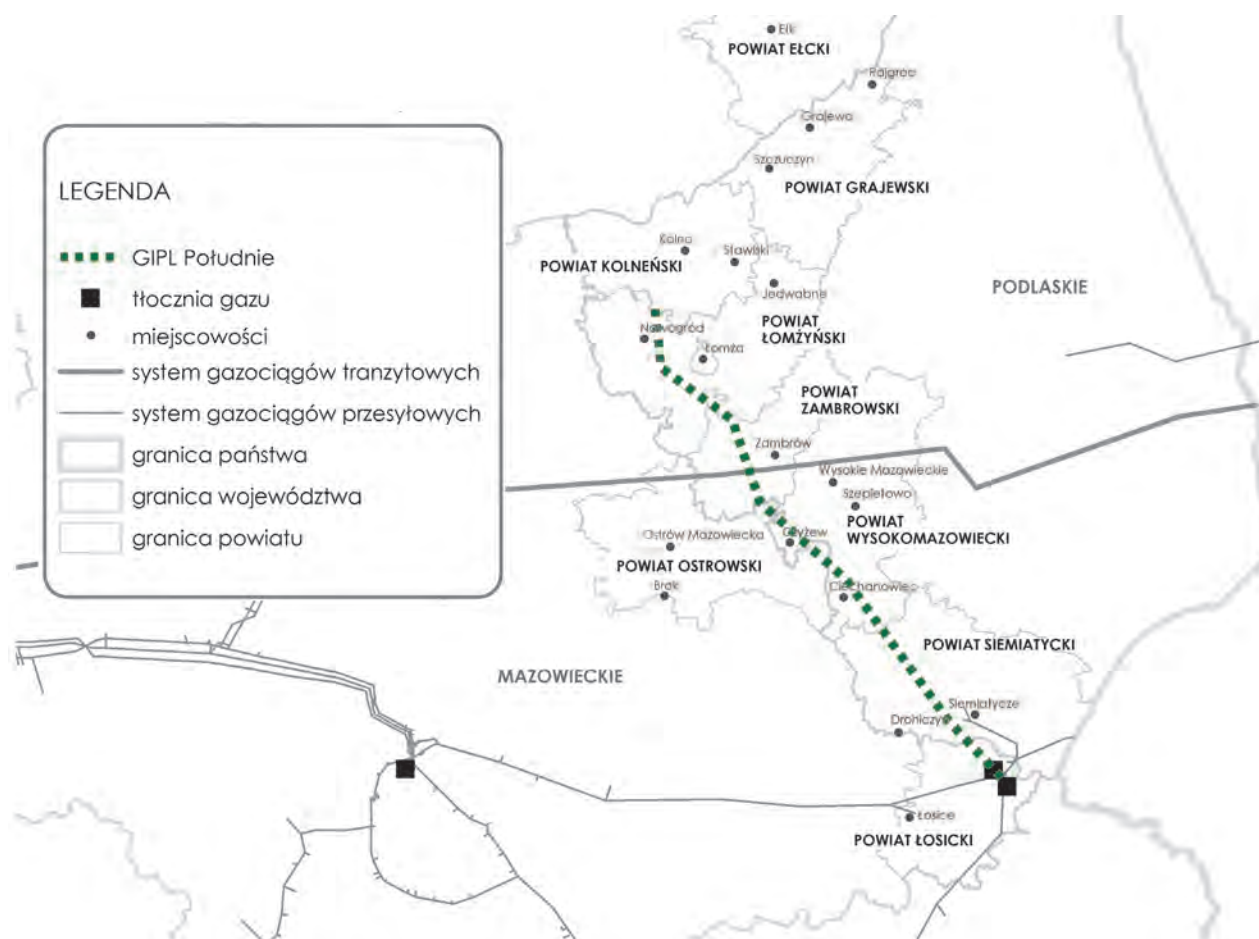
Szczególne korzyści odniesie województwo podlaskie i wschodni rejon Mazowsza, które obecnie charakteryzują się niskim poziomem zużycia gazu w porównaniu do innych regionów kraju, a wynika to z niedostatecznego dostępu do infrastruktury dostarczającej gaz ziemny.

Dzięki realizacji inwestycji możliwy będzie:

- rozwój systemu przesyłowego na nowych terenach oraz poprawa parametrów technicznych sieci w skali całego kraju;
- podniesienie atrakcyjności północno-wschodnich regionów Polski dla nowych inwestycji;
- promocja wykorzystania gazu ziemnego jako niskoemisyjnego paliwa do realizacji celów środowiskowych i klimatycznych Unii Europejskiej.

Istotną korzyścią dla społeczności lokalnej będzie corocznie odprowadzany przez GAZ-SYSTEM podatek od nieruchomości w wysokości do 2% wartości odcinka gazociągu zlokalizowanego na terenie danej gminy. Będzie to kwota regularnie wpływająca do budżetu gminy, którą będzie można przeznaczyć na potrzeby społeczności lokalnych.

Mariusz Kozłowski  
Rzecznik prasowy, GAZ-SYSTEM S.A.



Arch. GAZ-SYSTEM S.A.

Diamantowi partnerzy kongresu:



# 12 POLSKI KONGRES NAFTOWCÓW I GAZOWNIKÓW KRAKÓW, 16-18 MAJA 2018

## Szanowni Państwo

Rozpoczęła się rejestracja na:

**12 Polski Kongres Naftowców i Gazowników:** „Przyszłość upstreamu i downstreamu w Polsce na tle zmian zachodzących na europejskim rynku ropy i gazu”

**12th Polish Congress of Oil and Gas Industry Professionals:** "The future of upstream and downstream in Poland in the context of the changes occurring on the European oil and gas market"

To **największe wydarzenie branży nafty i gazu** w Polsce, odbędzie się w maju 2018 roku, w Krakowie.

Już dziś zarejestruj się, aby uzyskać niższą opłatę oraz zarezerwować miejsce w hotelu Qubus, gdzie odbędzie się kongres.

Studenci, doktoranci i młodzi pracownicy przemysłu będący członkami SITPNiG udział w kongresie będą mieli za darmo, po spełnieniu określonych kryteriów (informacja na stronie www).

Po raz pierwszy podczas Kongresu, za najlepszy wygłoszony referat w Sesji młodzieży i innowacyjności zostanie przyznana nagroda pieniężna 1st Youth Polish Petroleum Award, w ramach rozpoczęcia działalności WPC Youth Professionals Poland przy SITPNiG.

**Bieżące informacje oraz karta zgłoszenia:**

<https://www.sitpnig.pl/12-pknig-pl>



Patronat:



Partnerzy kongresu:



Patronat medialny:







Jerzy  
Zagórski

## Rekordowa sprzedaż gazu ziemnego na Ukrainę

W ciągu niespełna półtora roku – od sierpnia 2016 r. do grudnia 2017 r. – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo dostarczyło na ukraiński rynek łącznie ponad 1 mld m<sup>3</sup>. Sprzedaż gazu przez PGNiG na Ukrainę w 2017 r. wzrosła dwukrotnie tj. do ponad 700 mln m<sup>3</sup> rocznie. To potwierdza rosnącą rolę PGNiG na rynku gazowym w regionie Europy Środkowo-Wschodniej.



– Jesteśmy zadowoleni z tego wyniku. Sprzedaż gazu ziemnego na Ukrainę rośnie dzięki umiejętnie prowadzonej przez PGNiG polityce cenowej – powiedział Maciej Woźniak, wiceprezes PGNiG SA ds. handlowych. – Nasze dostawy są atrakcyjne ze względu na konkurencyjną ofertę handlową, ale są także pewne i stabilne, co ma ogromne znaczenie dla Ukrainy. Nasze portfolio gazowe, które możemy zaoferować, jest dobrze zdywersyfikowane – surowiec pochodzi zarówno z krajowego wydobycia, ale też importujemy go z różnych kierunków. Po 3 kwartałach 2017 r. 12 proc. całego importu do Polski stanowiły dostawy z Kataru, Norwegii i USA poprzez Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Nie planujemy importu gazu ziemnego z Rosji po 2022 roku – dacie zakończenia bieżącego długoterminowego kontraktu z Gazpromem. Dla PGNiG bezpieczeństwo energetyczne jest priorytetem i oznacza zdywersyfikowane geograficznie dostawy gazu, po konkurencyjnych cenach, a dostawy z Gazpromu nie spełniają tych warunków – dodał.

PGNiG dostarcza gaz do ukraińskich odbiorców od sierpnia 2016 roku poprzez bezpośredni interkonektor gazowy. Maciej Woźniak: – Jesteśmy w stanie dalej wspierać ukraińską politykę dywersyfikacji energetycznej poprzez zwiększenie eksportu gazu ziemnego na tamtejszy rynek. Niestety musimy czekać na powiększenie

fizycznej przepustowości polsko-ukraińskiego interkonektora. Istniejąca przepustowość transgraniczna mogłaby być w każdej chwili wykorzystywana do dodatkowych usług takich jak wirtualny rewers. Taka opcja jest jednak cały czas blokowana przez Gazprom w taki sam sposób jak w przypadku ukraińsko-słowackiego interkonektora – poprzez odmowę dostępu do kodów dostawców (shipper codes).

W październiku 2017 r. spółka podpisała umowy ramowe z operatorem Ukrtransgaz na magazynowanie i na przesył gazu w ukraińskim systemie, co otwiera przed PGNiG nowe możliwości handlowe.

Według danych firmy Argus w trzecim kwartale 2017 r. PGNiG było 9. największym eksporterem gazu na ukraiński rynek oraz największym polskim eksporterem gazu w tym kierunku. Strategia spółki zakłada dalszy rozwój działań handlowych na rynkach europejskich.



## PGNiG odkryło nowe złoża gazu na Podkarpaciu

Z otworów w powiatach dębickim i ropczycko-sędziszowskim na Podkarpaciu uzyskano przemysłowe przypiły gazu ziemnego. Spółka planuje dalszą intensyfikację prac poszukiwawczych na południu kraju.

Na początku roku Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA wykonało dwa otwory poszukiwawcze, które pozwoliły odkryć nowe złoża gazu w utworach miocenu niekonwencjonalnego na Podkarpaciu. Spółka szacuje, że po podłączeniu do infrastruktury wydobywczej przypiły gazu z otworu Sędziszów-38K wyniosą ok. 68 tys. m<sup>3</sup> na dobę, natomiast z otworu Korzeniówek-1K – ok. 22 tys. m<sup>3</sup> na dobę. W obu przypadkach jest to gaz wysoko-metanowy.

– PGNiG SA wydobywa gaz ziemny na Podkarpaciu od ponad 60 lat, ale wciąż odkrywamy tu nowe złoża surowca. To między innymi zasługa niedawno opracowanej metody poszukiwań, która pozwala z dużą trafnością wyznaczać miejsca wykonywania odwiertów – wyjaśnił Piotr Woźniak, prezes Zarządu PGNiG SA. – Liczymy, że nowe odwierty pozwolą nam zwiększyć wydobycie gazu na południu Polski.

Decyzja o dalszym wierceniu na terenie koncesji zostanie podjęta po analizie uzyskanych wyników geologiczno-złożowych. Otwory

są zlokalizowane w rejonie złóż już eksploatowanych, co zdecydowanie obniży koszty ich zagospodarowania.

Otwór Sędziszów-38K znajduje się na koncesji Nosówka, w miejscowości i gminie Iwierzycy w powiecie ropczycko-sędziszowskim. Drugi otwór położony jest na terenie koncesji Mielec-Bojanów, w miejscowości Korzeniów w gminie Żyraków w powiecie dębickim. W obu koncesjach PGNiG posiada 100 proc. udziałów i samodzielnie prowadzi prace poszukiwawcze.

Jednym z elementów intensyfikacji poszukiwań gazu na Podkarpaciu jest realizacja największego zdjęcia sejsmicznego 3D, jakie do tej pory powstało w Europie. Będzie ono obejmować obszar prawie 350 km<sup>2</sup> i posłuży do zbadania m.in. utworów miocenu niekonwencjonalnego. Wykonanie zdjęcia potrwa do czerwca tego roku, a za jego realizację odpowiada Geofizyka Toruń, spółka zależna PGNiG.

Obecnie PGNiG posiada w kraju 23 koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz 25 koncesji łącznych (poszukiwane, rozpoznawanie oraz wydobywanie). Spółka dysponuje również 213 koncesjami eksploatacyjnymi, z czego 151 to koncesje na wydobywanie gazu ziemnego, 14 – ropy naftowej a 48 – ropy i gazu.

Departament Public Relations  
PGNiG SA



## Jakie zmiany zapowiadają się w tym roku?

Przełom roku jak zwykle przynosi rozważania na temat przyszłości branży naftowej w następnym roku i związanych z tym perspektyw rozwoju i ograniczeń. Analitycy finansowi wskazują na czynniki, które w największym stopniu mogą pobudzać rozwój, jak też go opóźniać. Należą do nich liczne w 2017 przejęcia i fuzje firm naftowych, gazowniczych i serwisowych. Tendencje te powinny się nasilać, gdyż większe firmy łatwiej będą sobie mogły poradzić z wprowadzaniem na szerszą skalę niezbędnych ulepszeń technologicznych. Ważnym zjawiskiem jest szybki wzrost sprzedaży samochodów elektrycznych. W 2017 r. w USA było to o 47% więcej niż w roku poprzednim i zauważalny jest wpływ na sprzedaż paliw konwencjonalnych. Ponadto coraz więcej właścicieli stacji benzynowych jest zainteresowanych rozszerzeniem usług i wyposażeniem w instalacje ładowania pojazdów elektrycznych. Istotnym problemem jest rozbudowa infrastruktury – ru-

ciągów, rafinerii, zbiorników i terminali połączona z odnowieniem wyeksploatowanych elementów. Opóźnienia w realizacji tych inwestycji powodują dysproporcje w zaopatrzeniu poszczególnych regionów w surowce energetyczne i wyższe ceny. Kolejnym zadaniem jest uporządkowanie regulacji, nadzoru i kontroli dotyczących paliw alternatywnych, ponieważ duże zróżnicowanie stosowanych rozwiązań utrudnia wprowadzanie innowacji technologicznych. Bardzo ważne są zmiany w opodatkowaniu wynikające z podwyższenia wymagań dotyczących ochrony środowiska, przy czym obok regulacji ogólnokrajowych wprowadzone są również lokalne obciążenia mogące poważnie wpłynąć na kalkulację kosztów w projektach zagospodarowania nowych stref złożowych. Aczkolwiek powyższe analizy opierają się głównie na obserwacjach z rynku amerykańskiego, to jednak biorąc pod uwagę jego wielkość i powiązania globalne można się spodziewać, że podobne zjawiska i procesy będą miały szerszy zasięg.



## Protesty przeciwko eksploatacji złoża Groningen

Eksploatacja największego europejskiego złoża gazu Groningen, odkrytego w 1959 r., rozpoczęła się w 1963 r. Występując w 2009 r. na obchodach 50 rocznicy odkrycia, dyrektor generalny NAM (Nederlandse Aardolie Maatschappij BV) zapowiadał, że wydobycie gazu będzie kontynuowane przynajmniej przez następne 50 lat. Odwiercono tam ponad 300 otworów i zainstalowano tłocznie w celu podtrzymania ciśnienia złożowego, które początkowo wynosiło 350 barów. Stopień szczypania złoża wynosił 60% i 1-1,1 bln m<sup>3</sup> gazu mogło być jeszcze wydobyte. Jednak wieloletnia eksploatacja spowodowała osiadanie terenu, zarejestrowano też wstrząsy, które mogły być przyczyną wielu uszkodzeń budynków. Dlatego też w 2015 r. grupa mieszkańców wystąpiła z powództwem o wstrzymanie eksploatacji. Sąd administracyjny w Hadze wydał decyzję o zawieszeniu produkcji w strefie Loppersum, z której pochodzi 10% wydobycia ze złoża Groningen. Ministerstwo gospodarki zaleciło firmie NAM zmniejszenie wydobycia do minimalnego poziomu, obniżając limit wydobycia ze złoża Groningen w 2015 r. z 42,5 mld m<sup>3</sup> do 39,4 mld m<sup>3</sup>. Kolejne ograniczenie zmniejszyło produkcję złoża Groningen w 2016 r. do 27 mld m<sup>3</sup>. Z kolei zwiększenie krajowego zapotrzebowania na ten surowiec spowodowało, że Holandia będąca największym producentem gazu ziemnego w Unii

stała się importem. We wrześniu 2016 r. deficyt osiągnął 3,5 mld m<sup>3</sup> i konieczne były dodatkowe dostawy gazu z Norwegii. Te trudności będą się pogłębiać, bo wydobycie gazu w Holandii spada – w 2014 r. wynosiło 67,9 mld m<sup>3</sup>, w 2015 r. 53,2 mld m<sup>3</sup> i w 2016 r. 51,8 mld m<sup>3</sup> gazu. Deficyt gazu ma też wpływ na bilans handlowy, bo Holandia w przeciwieństwie do Norwegii nie wykorzystwała wysokich dochodów z eksploatacji gazu w okresie 1960-2013 do stworzenia rezerwy na przyszłość.

Teraz presja na ograniczenie wydobycia zwiększyła się z powodu silnych wstrząsów, jakie nastąpiły 5 stycznia br. w pobliżu wsi Zeerijp, 20 km na północny wschód od Groningen (obok Loppersum). Było to trzęsienie ziemi o magnitudzie 3,4, najsilniejsze od 5 lat. Eksploatacja gazu ziemnego naruszyła stabilność warstw porowatych piaszczystych zalegających 3000 m pod powierzchnią i powstanie pęknięć i dyslokacji. Wstrząsy spowodowały uszkodzenia ok. 300 budynków i zmobilizowały mieszkańców Groningen do zorganizowania 19 stycznia masowych protestów ulicznych przeciwko zagrożeniom wywołanym przez długotrwałe wydobycie gazu. Protestujący domagali się rekompensaty za szkody i dalszego ograniczenia produkcji gazu. Zarząd NAM obniżył w październiku ub. roku limit wydobycia gazu do 21,6 mld m<sup>3</sup>, ale to nie zapobiegło kolejnym wstrząsom. Wcześniejsze zapowiedzi NAM mówiły o zmniejszeniu produkcji do 20 mld m<sup>3</sup> do roku 2021. Całkowite wstrzymanie eksploatacji nie jest możliwe, bo Groningen dostarcza 61% produkcji holenderskiej. Shell i ExxonMobil będący udziałowcami NAM sprzeciwiają się dalszemu ograniczaniu produkcji i argumentują, że szybkie zmiany w intensywności pompowania gazu nie tylko nie zapobiegną kolejnym wstrząsom, lecz przeciwnie, mogą zwiększyć ryzyko sejsmiczne. Rozstrzygnięciem tego problemu zajmie się krajowy urząd górniczy, który wykona badania bezpiecznych metod zmniejszenia produkcji i przedłoży odpowiednie rekomendacje ministrowi energii. Jednym z takich rozwiązań może być obniżanie produkcji co roku o 10%, co mogłoby zapobiec dwóm lub trzem trzęsieniom ziemi o magnitudzie przekraczającej 1,5.



## Gujana jako nowy rejon produkcyjny na Atlantyku

Kolejne, szóste odkrycie na wodach Gujany w obrębie bloku koncesyjnego Stabroek być może potwierdza określenie tej strefy jako

„odkrycia klasy światowej” wypowiedziane w czerwcu ub. roku przez przedstawiciela ExxonMobil, operatora tego bloku po zakończeniu opróbowania wiercenia Lisa-2, w którym przewiercono horyzont roponośny w piaszczystych górnej kredy o miąższości 58 m. Otwór osiągnął głębokość 5475 m przy głębokości wody 1692 m.

Pierwszym sukcesem poszukiwawczym w obrębie bloku Stabroek było wiercenie Lisa-1 wykonane w 2015 r., w którym stwierdzono interwał roponośny o miąższości 90 m. Następne wiercenia potwierdzały perspektywiczność obszaru – w lipcu ub. roku był to otwór Payara, w październiku Turbot-1 (piąte odkrycie) i ostatnie, szóste odkrycie w styczniu br., którym był otwór Ranger-1. Wiercenie Turbot-1 zostało zakończone na głębokości 5622 m przy głębokości wody 1802 m, a horyzont roponośny o bardzo dobrych własnościach zbiornikowych miał miąższość 23 m. Otwór Ranger-1 przewiercił poziom produktywny o miąższości 70 m i osiągnął głębokość 6450 m przy głębokości wody 2735 m. Łączne zasoby złóż Lisa, Payara, Snoek, Lisa Deep i Turbot oszacowano na 435 mln t równoważnika ropy naftowej. Rozpoczęcie eksploatacji planowane jest pod koniec 2019 r. lub na początku 2020 r. Należy podkreślić, że sukces poszukiwawczy w obrębie bloku Stabroek został osiągnięty dzięki nowemu podejściu do badania skał węglanowych i zwiększeniu możliwości pracy w warunkach głębokowodnych i ultragłębokowodnych (głębokość morza przekraczająca 2700 m). Wiercenia Turbot-1 i Ranger-1 zostały wykonane ze statku wiertniczego „Stena Caron”, który obecnie rozwierca obiekt Pacora oddalony ok. 6 km od złoża Payara. Partnerami ExxonMobil na bloku Stabroek są Hess Guyana Exploration i CNOOC Nexen.



## Reforma podatkowa korzystna dla amerykańskiego przemysłu naftowego

Ustawa obniżająca podatki i zwiększająca ulgi podatkowe przyniesie znaczne korzyści całemu sektorowi energetycznemu, została więc przyjęta z zadowoleniem jako spełnienie obietnic przedwyborczych. Nowe przepisy zostały uchwalone stosunkiem głosów 224:201 przez Izbę Reprezentantów, a następnie przez Senat stosunkiem głosów 51:49. Partia demokratyczna argumentowała, że zwiększy to zadłużenie USA o 1,5 bln dolarów. Najważniejszą zmianą



jest obniżka podatku dla przedsiębiorstw z 35% do 21% i obniżka podatku od dochodów osobistych o 2%, przy czym redukcja dla firm jest wprowadzona na stałe, a dla podatników indywidualnych do roku 2025. Ponadto podwójono ulgę na dzieci i podniesiono kwotę wolną od podatku z 6350 USD do 12000 USD. Po 10 latach funkcjonowania Obamacare następuje zwrot w przeciwnym kierunku – znosi się obowiązek posiadania ubezpieczenia medycznego. Te regulacje wejdą w życie w 2019 r.

Dla firm naftowych szczególnie znaczenie mają te odpisy podatkowe, które w latach ubiegłych ograniczały podejmowanie kapitałochłonnych i długoterminowych projektów poszukiwawczych. Dotyczyło to nawet największych koncernów. Teraz według wstępnych szacunków odpisy dla *Shella* i *BP* mogą przynieść im korzyść w wysokości 4 mld dolarów. Kolejna poprawka, bardzo korzystna dla operatorów eksploatujących gaz i ropę z łupków, to inny sposób rozliczania amortyzacji w kosztach poszukiwań. Inną zmianą to ograniczenia w transferze zysków poza USA dla koncernów międzynarodowych. Komentator portalu *Bloomberg* zauważa, że jest to pierwszy przypadek, gdy firmy krajowe w USA będą w lepszej sytuacji niż zagraniczne. Niekorzystna dla przemysłu rafineryjnego jest likwidacja od podatku od produkcji sklasyfikowanej jako zgodna z profilem przedsiębiorstwa (rafinacja, przeróbka, transport i dystrybucja ropy, gazu i produktów naftowych).

Odpowiadając na apel prezydenta Donalda Trumpa o zwiększenie inwestycji, skierowany do przemysłu naftowego, prezes *ExxonMobil* Darren Woods oznajmił, że w ciągu następnych 5 lat koncern przeznaczy dodatkowo na inwestycje w USA 50 mld dolarów, niezależnie od nakładów w wysokości 20 mld dolarów planowanych wcześniej. Inwestycje będą skierowane na zwiększenie produkcji w basenie permskim (Teksas i Nowy Meksyk), budowę nowych fabryk i rozszerzenie. „Te przedsięwzięcia są możliwe dzięki potencjałowi *ExxonMobil*, ale również dzięki wzmocnieniu tego potencjału przez historyczną reformę podatkową” – powiedział D. Woods.

Międzynarodowy Fundusz Walutowy szacuje, że zmiany podatkowe spowodują ożywienie wzrostu gospodarczego i wzrost z przewidywanych wcześniej 2,3% do 2,7% w 2018 r. i z 1,9% do 2,5% w 2019 r. Ocenia też, że decyzje prezydenta Trumpa będą miały wpływ na globalne tempo wzrostu podnosząc je do 3,9%.

## Cztery odwierty poziome z jednego stanowiska

Spółka *Gazprom Nieft* poinformowała na początku br. o sukcesie wiertniczym na złożu Nowoportowskoje na półwyspie Jamał. Wykonano tam odwiert rozgałęziony o głębokości 6756 m z 4 odgałęzieniami poziomymi, z których każde udostępniło odcinek 4411 m w interwale złożowym. Wiercenie trwało 39 dni.

Złoże gazowo-ropno-kondensatowe Nowoportowskoje zostało odkryte w 1960 r. i do roku 1987 wykonano 117 wierceń poszukiwawczych. Dopiero w 2010 r. po przekazaniu złoża przez *Gazprom* na rzecz *Gazprom Niefti* nastąpiło zagospodarowanie i w czerwcu 2014 r. rozpoczęła się eksploatacja prowadzona z 8 odwiertów. W celu intensyfikacji wydobywania w nich 10 wieloetapowych zabiegów szczelinowania.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Associated Press, Baker Hughes, Gazprom Nieft, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Journal, Oil & Gas Financial Journal, OPEC, Pennenergy, Rigzone, Upstream, World Oil.*



## Kolejny rekord PKN ORLEN – wynik za 2017 rok wyższy o 1 mld zł

Do osiągnięcia rezultatu EBITDA LIFO za 2017 r. na poziomie 10,4 mld zł, przyczyniły się wszystkie segmenty działalności, w tym rekordowy wynik segmentu detalicznego. W minionym roku koncern odnotował rekordowy przerób ropy, a także historycznie najwyższą sprzedaż. W omawianym okresie koncern realizował inwestycje rozwojowe, w zakresie petrochemii w Polsce i Czechach, a także umacniał swoją pozycję w obszarze energetyki, uruchamiając blok parowo-gazowy we Włocławku oraz realizując podobną inwestycję w Płocku. PKN ORLEN zabezpieczył dostawy ropy naftowej na rok 2018, współpracując z największymi światowymi producentami surowca, a także pozostając otwartym na różne kierunki dostaw i wykorzystywanie okazji rynkowych. W segmencie wydobywczym, zgodnie z założeniami strategicznymi, koncern zwiększył łączne zasoby

gazu i ropy (2P). W ramach wzmocnienia struktury własnościowej ogłosił w grudniu wezwanie na dobrowolny wykup akcji Unipetrol. W minionym roku osiągnął najwyższy rating w historii od Moody's, na poziomie Baa2 z perspektywą stabilną, a także wypłacił najwyższą dywidendę w historii, wynoszącą łącznie 1,3 mld zł, czyli 3,00 zł na akcję. Rada Nadzorcza Koncernu powołała w tym okresie Zarząd na nową 3-letnią kadencję.

### W 2017 roku PKN ORLEN:

- Wypracował rekordowy wynik EBITDA LIFO na poziomie 10,4 mld zł
- Osiągnął rekordowy przerób ropy na poziomie 33,2 mln ton oraz najwyższą w historii firmy sprzedaż 42,4 mln ton
- Wypracował rekordowy wynik ponad 2 mld zł w segmencie detalicznym

– Osiągnięte już kolejny rok z rzędu rekordowe wyniki koncernu pokazują, że dzięki dobrze skonstruowanej i konsekwentnie realizowanej strategii, a także elastyczności w działaniach i trafnym decyzjom biznesowym, w pełni wykorzystujemy nasz potencjał. Co istotne nie zapominamy o ciągłym umacnianiu naszej pozycji konkurencyjnej. Inwestujemy w nowe aktywa produkcyjne oraz prowadzimy działania mające na celu efektywniejsze wykorzystywanie tych, którymi już dysponujemy. Przełom osiągnięty na Litwie oraz plan przejścia pełnej kontroli nad Unipetrolelem, są tego najlepszym przykładem. Chcemy dalej integrować nasze aktywa, tak aby w pełni wykorzystywać możliwe synergie i być bardziej odpornym na negatywny wpływ czynników makroekonomicznych – powiedział Wojciech Jasiński, prezes Zarządu PKN ORLEN.

– To co powinno cieszyć nas szczególnie to fakt, że udział w rekordowych wynikach koncernu mają wszystkie segmenty działalności. To pokazuje, że nawet w okresie pogorszenia warunków makroekonomicznych, potrafimy doskonale wykorzystywać naszą przewagę. Ma to szczególne znaczenie na niezwykle dynamicznie zmieniającym się i konkurencyjnym rynku, na którym funkcjonujemy – powiedział Mirosław Kochalski, wiceprezes Zarządu PKN ORLEN.

W 2017 roku koncern niezmiennie cieszył się zaufaniem gremiów eksperckich, po raz kolejny uzyskując tytuł *The World's Most Ethical Company*, a także *Top Employer Polska*. W 2017 roku PKN ORLEN znalazł się na globalnej liście Thomson Reuters *Top 100 Energy Leaders* wśród 100 wiodących firm energetycznych oraz 25 czołowych przedsiębiorstw z sektora oil&gas.

Spółka otrzymała również wyróżnienia za raport zintegrowany, w ramach konkursu *The Best Annual Report 2016*, a także nagrody *Best in Central & Eastern Europe* oraz *Best ESG com-*



munications od IR Magazine. PKN ORLEN zajął również 43. miejsce wśród największych koncernów energetycznych na świecie notowanych w rankingu Platts TOP250, awansując w ciągu roku o 15 pozycji.

W IV kwartale 2017 roku PKN ORLEN odnotował wynik EBITDA LIFO na poziomie 2 mld zł. Na rezultat pozytywny wpływ miał wzrost przychodów o 8% (r/r), osiągnięty przy wzroście ceny ropy i wolumenów sprzedaży, którego efekt został ograniczony wpływem zmiany czynników makro względem IV kwartału 2016 r. Wpływ na rezultat porównania rok do roku miał również fakt, iż w IV kwartale 2016 odnotowano pozytywny efekt odszkodowania z tytułu awarii Steam Cracker w Unipetrol. W omawianym okresie (r/r) odnotowano spadek modelowej marży downstream o (-) 0,5 USD/bbl, przy wzroście średniej ceny ropy o 12 USD/bbl, do poziomu 61 USD/bbl.

Na wszystkich rynkach, na których obecny jest koncern, w IV kwartale 2017 roku odnotowano wzrost konsumpcji oleju napędowego, w tym w Polsce o 12% r/r. Na wspomnianych rynkach odnotowano również wzrost konsumpcji benzyn, z wyjątkiem rynku czeskiego, gdzie utrzymał się on na stabilnym poziomie.

Segment detaliczny PKN ORLEN odnotował kolejny rekordowy kwartał osiągając wynik EBITDA LIFO na poziomie 491 mln zł. Rezultat został osiągnięty przy wzroście łącznych wolumenów sprzedaży o 11% (r/r) i wzroście udziałów rynkowych w Niemczech, na Litwie i w Czechach, gdzie w minionym roku włączono do sieci stacje przejęte od OMV. Marże paliwowe w tym okresie wzrosły na rynku czeskim i niemieckim, przy porównywalnych marżach na rynku litewskim oraz niższych marżach na rynku polskim (r/r). Koncern kontynuował rozwój oferty pozapaliwowej, na koniec IV kwartału funkcjonowały 1793 punkty Stop Cafe, w tym 1571 w Polsce, z czego 180 w nowym formacie OISHOP, 199 w Czechach i 23 na Litwie. W I kwartale 2018 koncern rozpoczął postępowanie przetargowe na zakup 23 ładowarek elektrycznych, które w ramach projektu pilotażowego do 2019 roku mają zostać zainstalowane na stacjach paliw PKN ORLEN przy trasach tranzytowych w całej Polsce.

W IV kwartale 2017 roku segment downstream wypracował wynik EBITDA LIFO na poziomie 1,6 mld zł. Rezultat został osiągnięty przy wyższym o 5% (r/r) przerobie, oraz wzroście łącznych wolumenów sprzedaży o 4% (r/r). Efekt tych czynników został ograniczony przez pogorszenie czynników makro (r/r), w tym między innymi efekt niższego dyferencjału Ural/Brent, wyższych kosztów zużyciu surowców na własne potrzeby energetyczne oraz umocnie-

nia kursu PLN względem walut obcych. W IV kwartale blok parowo-gazowy w Płocku osiągnął moc maksymalną ok. 600 MWe, po raz pierwszy dostarczył także parę technologiczną do zakładu. W tym okresie prowadzony był szereg czynności eksploatacyjnych niezbędnych do otrzymania pozwolenia na użytkowanie, które uzyskano w styczniu 2018 roku.

W obszarze wydobywania, zgodnie z założeniami strategii, zwiększono zasoby ropy i gazu (2P) do poziomu 152 mln boe na koniec roku 2017, co oznacza wzrost o 38 mln boe w porównaniu z końcem roku ubiegłego. Wynik segmentu EBITDA LIFO wynosił 78 mln zł, a średnie wydobywanie w IV kwartale 2017 roku osiągnęło poziom 16,2 tys. boe/d i było wyższe o 17% w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego. W ramach krajowych koncesji zakończono wiercenie 2 otworów poszukiwawczych na obszarze Karpaty oraz Edge, a także rozpoczęto wiercenie 3 kolejnych otworów. Kontynuowano też akwizycje oraz analizy danych sejsmicznych, a także prace przygotowawcze dla kolejnych otworów. W ramach działań na aktywach kanadyjskich wraz z partnerami w minionym kwartale rozpoczęto wiercenie 5 odwiertów, zabiegowi szczelinowania poddano 7 odwiertów. Do produkcji podłączono 5 kolejnych otworów. W rejonie Kakwa kontynuowano między innymi przygotowania do rozbudowy instalacji do wstępnego przerobu gazu. Na obszarze Ferrier zakończono prace związane z budową rurociągu do sprzedaży węglowodorów ciekłych oraz wykonano akwizycję danych sejsmicznych 3D.

W 2017 roku koncern utrzymywał bardzo dobrą sytuację finansową m.in. obniżając poziom długu netto i dźwigni finansowej, a także dywersyfikując źródła finansowania. Na koniec 2017 roku zadłużenie netto koncernu wynosiło 800 mln zł, natomiast dźwignia finansowa utrzymywała się na poziomie 2,2%. W grudniu koncern zakończył z sukcesem sprzedaż drugiej serii emisji obligacji detalicznych na kwotę 200 mln zł.



## Innowacyjne projekty PKN ORLEN z dofinansowaniem NCBiR

Opracowanie innowacyjnej metody produkcji biokomponentów oraz unikalnego systemu monitoringu korozji w przemyśle to dwa z pięciu projektów Grupy ORLEN, które otrzymały dofinansowanie w ramach programu INNOCHEM realizowanego przez Narodo-

we Centrum Badań i Rozwoju. Łączna wartość dofinansowania przyznana PKN ORLEN to ponad 5,6 mln PLN.

Pierwszy z projektów koncentruje się na opracowaniu nowej technologii jednoczesnego przetwarzania frakcji ropy z olejami roślinnymi lub tłuszczami zwierzęcymi. Produkt pochodzący z procesu stanowić ma źródło biokomponentów dla oleju napędowego i może wspomóc realizację ustawowego obowiązku w postaci Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) – Koncern podobnie jak inni operatorzy rynku zobowiązany jest do zapewnienia minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw i biopaliw ciekłych zużywanych w transporcie. Zaletą procesu będącego przedmiotem prac jest możliwość uzyskania biokomponentu o lepszych właściwościach, niż stosowany obecnie w olejach napędowych biokomponent w postaci FAME (estry metylowe kwasów tłuszczowych). Istotnym założeniem projektu jest wykorzystanie do produkcji biokomponentu już istniejących instalacji rafineryjnych, co znacznie obniża niezbędne nakłady inwestycyjne.

Celem drugiego projektu jest opracowanie, budowa i wdrożenie innowacyjnego na skalę światową systemu dualnych czujników będących elementem zintegrowanego systemu monitorowania korozji w czasie rzeczywistym (on-line). Pozwolą one na jednoczesną ocenę szybkości korozji równomiernej (ogólnej) i podatności na pękanie korozyjne i kruchość wodorową (korozja wodorowa). Najczęściej stosowana obecnie metoda pomiaru korozji w rafineriach, nie daje informacji o bieżącym zagrożeniu korozyjnym, a tym samym możliwości wczesnego przeciwdziałania jego skutkom. Pomiaru prowadzone w czasie rzeczywistym umożliwią natychmiastowe reagowanie na wahania szybkości korozji. Przyczyniają się tym samym do podniesienia bezpieczeństwa procesowego, minimalizacji zagrożenia awariami i umożliwiają optymalizację stosowanych środków antykorozyjnych. W przypadku skutecznej realizacji projektu rozwiązania będą mogły zostać wdrożone we wszystkich zakładach rafineryjnych należących do Grupy ORLEN. Ich zastosowanie w praktyce ma szansę przyczynić się do redukcji kosztów remontowych i wydłużenia żywotności instalacji.

INNOCHEM to krajowy program sektorowy, zainicjowany przez Polską Izbę Przemysłu Chemicznego, a koordynowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Jego celem oraz poprawa pozycji konkurencyjnej polskiego sektora chemicznego na rynkach światowych przez wsparcie przedsiębiorców w generowaniu innowacyjnych rozwiązań. W ramach II edycji kon-



kursu wpłynęło 40 wniosków, a do dofinansowania zostało ostatecznie zakwalifikowane 20 z nich. W tegorocznej edycji wśród wszystkich zakwalifikowanych do realizacji projektów, znalazło się aż 5 zgłoszonych przez spółki wchodzące w skład Grupy ORLEN.



## PKN ORLEN partnerem strategicznym IATA

Koncern, będący największym w kraju dostawcą paliwa lotniczego, wraz z początkiem 2018 roku uzyskał status Partnera Strategicznego Międzynarodowego Zrzeszenia Przewoźników Powietrznych IATA. Dzięki temu PKN ORLEN będzie uczestniczył w tworzeniu standardów na rynku lotniczym, zyska również nową platformę komunikacji z wiodącymi przedstawicielami branży z całego świata.

Międzynarodowe Zrzeszenie Przewoźników Powietrznych (ang. International Air Transport Association) to światowa organizacja handlowa z siedzibą w Montrealu i Genewie, skupiająca około 270 przewoźników lotniczych z ponad 100 krajów, odpowiadających za ponad 80% przewozów lotniczych na świecie. Głównym zadaniem organizacji jest wsparcie dla przemysłu lotniczego w sprawach uczciwej konkurencji. Zrzeszenie nadaje m.in. lotnikom kod IATA, liniom lotniczym powszechnie obowiązujący dwuznakowy kod, a także wprowadza regulacje w zakresie transportu. Program Partnerstwa Strategicznego jest platformą zrzeszającą linie lotnicze oraz dostawców rozwiązań dla lotnictwa, umożliwiającą wzmocnienie relacji pomiędzy kluczowymi podmiotami z branży.

– Zmiany, zarówno gospodarcze, jak i społeczne, sprawiają, że rynek lotniczy ma przed sobą znakomite perspektywy. Już teraz jesteśmy jego ważnym uczestnikiem i chcemy rozwijać się wraz z nim. Partnerstwo z IATA, kluczową organizacją lotniczą na świecie, to kolejny krok na tej drodze, umożliwiający nam aktywny udział w wypracowywaniu rozwiązań obejmujących całą branżę i umacnianie naszej pozycji rynkowej – powiedział Zbigniew Leszczyński, członek Zarządu PKN ORLEN ds. Sprzedaży.

PKN ORLEN jest największym w Polsce dostawcą paliw lotniczych, realizuje też dostawy do samolotów na lotnisku Vaclava Havla w Pradze. W skład Grupy Kapitałowej wchodzi również spółka ORLEN Aviation, do której zadań należy obsługa naziemna statków powietrznych w zakresie tankowania paliwem lotniczym.

Spółka działa na największych krajowych lotniskach, m.in. w Warszawie, Krakowie, Gdańsku, Katowicach i Modlinie. Za usługę tankowania klientów PKN ORLEN na lotnisku w Pradze odpowiada Czech Airlines Handling.



## Kluczowa inwestycja w ramach Strategii Kawernowej zakończona

Stacja poboru wody z Noteci, najważniejsza w 2017 roku inwestycja Solino S.A. z Grupy ORLEN, została oddana do użytku. Inwestycja ta zapewnia możliwość przechowywania zasobów interwencyjnych w kavernach solnych zgodnie z wymaganiami znowelizowanej ustawy o zasobach obowiązkowych.

Budowa nowego ujęcia wraz z pompownią pozwoli spółce na zwiększenie ilości wody przesyłanej do Podziemnego Magazynu Ropy i Paliw „Góra”. Zapasy ropy i paliw przechowywane są tam w podziemnych kavernach – wyeksploatowanych komorach solnych zlokalizowanych na terenie kopalni soli. Do ich wytlóczenia używa się solanki, która dzięki swoim właściwościom wypycha ropę naftową i paliwa na powierzchnię. Inwestycja znacząco poprawi funkcjonalność i operacyjność magazynu, pozwalając na podawanie wody do produkcji solanki z wydajnością 1400 m<sup>3</sup>/h. Dzięki temu magazyny spełniają wymagania ustawy o zasobach obowiązkowych, wchodzącej w życie z początkiem 2018 roku, określającej limity czasowe, w których powinny one zostać wytlócone. Nowe prawodawstwo zakłada obowiązek wytlóczenia zasobów obowiązkowych paliw w 90 dni, a ropy naftowej w 150 dni.

– Budowa pompowni w ramach realizacji Strategii Kawernowej jest kolejnym krokiem wzmacniającym bezpieczeństwo energetyczne państwa. Tak jak wielokrotnie deklarowaliśmy, inwestycja została oddana do użytku zgodnie z założonymi terminami. Jej skalę dobrze obrazuje fakt, że przepustowość pompowni w ciągu doby pozwoliłaby na wypełnienie wodą 15 basenów olimpijskich – zapewnia Dariusz Kusiak, prezes Zarządu Solino S.A.

W najbliższym czasie Solino odda do użytku także nadbrzeże kajakowe, zlokalizowane w najbliższym sąsiedztwie pompowni, które będzie obiektem ogólnodostępnym i umożliwi wygodne korzystanie z rzeki mieszkańcom Inowrocławia. Tym samym spółka przyczynia się do poprawy infrastruktury turystycznej w Inowrocławiu, popularnej miejscowości uzdrowiskowej.



## Małgorzata Niezgoda została powołana do składu Rady Nadzorczej PKN ORLEN S.A.

PKN ORLEN S.A. informuje, że 5 stycznia 2018 roku Minister Energii w imieniu akcjonariusza Skarbu Państwa, działając na podstawie § 8 ust. 2 pkt 1 Statutu Spółki powołał Małgorzatę Niezgodę do składu Rady Nadzorczej PKN ORLEN S.A.

Małgorzata Niezgoda ukończyła Szkołę Główną Gospodarstwa Wiejskiego na kierunku inżynieria środowiska.

Od 21 lat jest związana z administracją publiczną, w tym od 2005 roku jest urzędnikiem mianowanym w służbie cywilnej. Obecnie jest dyrektorem Departamentu Nadzoru i Polityki Właścielskiej w Ministerstwie Energii, gdzie wykonywany jest nadzór nad kluczowymi spółkami z udziałem Skarbu Państwa z sektora ropy, gazu i energetyki. W okresie od lutego 2015 roku do grudnia 2015 roku była zatrudniona w Ministerstwie Skarbu Państwa na stanowisku zastępcy dyrektora w Departamencie Restrukturyzacji i Pomocy Publicznej, a następnie w Departamencie Spółek Kluczowych, gdzie była odpowiedzialna w szczególności za nadzór nad realizacją procesów restrukturyzacji w sektorze górnictwa węgla kamiennego. Od listopada 2014 roku do lutego 2015 roku kierowała Departamentem Górnictwa w Ministerstwie Gospodarki.

W latach 1996 – 2014 zatrudniona w Ministerstwie Skarbu Państwa. Od roku 2008 pracowała w departamentach odpowiedzialnych za nadzór właścielski nad spółkami z udziałem Skarbu Państwa, w tym od 2009 roku jako Naczelnik Wydziału (Departament Nadzoru Właścielskiego II, Departament Spółek Kluczowych, Departament Projektów Strategicznych). Nadzorowała głównie spółki sektora energetycznego (tj. TAURON Polska Energia S.A., ENERGA S.A., ENEA S.A. oraz PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.), ale również sektora budownictwa, przemysłu metalowego, stoczniowego, wydawnictwa i poligrafii oraz podmioty takie jak Mennica Polska S.A., KGHM Polska Miedź S.A., ARP S.A., PWPW S.A. Była odpowiedzialna za nadzorowanie całości zagadnień ekonomicznych i prawnych związanych z wykonywaniem praw z akcji w tych podmiotach, w tym za analizę dokumentacji i przygotowywanie rekomendacji oraz decyzji właścielskich w stosunku do nadzorowanych spółek.

Bezpośrednio po ukończeniu studiów w roku 1996 została zatrudniona w Ministerstwie Przekształceń Własnościowych.

Od roku 2001 zasiadała w radach nadzorczych następujących spółek z udziałem Skarbu Państwa: ENEA S.A. (przewodnicząca), Kompania Węglowa S.A. (przewodnicząca), RADIO GDAŃSK S.A. w Gdańsku (wiceprzewodnicząca), Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica S.A., PERN S.A., Lurgi Bipronaft S.A., Wydawnictwo Poznańskie Sp. z o.o. (wiceprzewodnicząca).

Obecnie jest członkiem Rady Nadzorczej PGE TFI S.A.

Małgorzata Niezgoda złożyła pisemne oświadczenie, że poza PKN ORLEN S.A. nie wykonuje innej działalności konkurencyjnej, ani też nie jest współnikiem konkurencyjnych spółek cywilnych, osobowych, nie jest członkiem organów konkurencyjnych spółek kapitałowych, nie uczestniczy w innych konkurencyjnych osobach prawnych jako członek ich organów.

Małgorzata Niezgoda złożyła również oświadczenie, że nie figuruje w Rejestrze Dłużników Niewypłacalnych, prowadzonym na podstawie ustawy z dnia 20 sierpnia 1997 r. o Krajowym Rejestrze Sądowym (tj. Dz. U. z 2017 r. poz. 700 z późn. zm.).

Biurowie Prasowe  
PKN ORLEN



## Wsparcie finansowe Unii Europejskiej dla projektu Baltic Pipe w ramach CEF Energy 2017

Projekt Baltic Pipe otrzymał dofinansowanie w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (Connecting Europe Facility - CEF). Propozycję Komisji Europejskiej o przyznaniu pomocy finansowej zaakceptowały 25 stycznia 2018 r. państwa członkowskie UE.

W ramach ogłoszonego w 2017 r. przez Komisję Europejską, konkursu grantowego CEF Energy, przyznano wsparcie dla projektu o znaczeniu wspólnotowym PCI 8.3: Połączenie międzysystemowe Polska-Dania [obecnie nazwane Baltic Pipe] na działanie pod nazwą: Prace przygotowawcze do Projektu Baltic Pipe aż do uzyskania niezbędnych pozwoleń na budowę w Polsce oraz w Danii. Powyższe działanie będzie realizowane przez polskiego i duńskiego operatora systemu przesyłowego, tj.: GAZ-SYSTEM i Energinet.

Maksymalna wysokość przyznanego wsparcia finansowego UE dla proponowanego działania wynosi 33,1 mln EUR.

Instrument „Łącząc Europę” (Connecting Europe Facility – CEF) jest kluczowym unijnym instrumentem finansowania na rzecz wspierania wzrostu gospodarczego, zatrudnienia i konkurencyjności poprzez ukierunkowane inwestycje infrastrukturalne na poziomie europejskim. Wspiera rozwój wydajnych, zrównoważonych i dobrze połączonych transeuropejskich sieci w zakresie transportu, energii oraz telekomunikacji. Wcześniej, w 2015 r. projekt Baltic Pipe otrzymał wsparcie finansowe w ramach programu CEF na prace analityczne oraz opracowanie studium wykonalności.

Główne cele projektu Baltic Pipe to wzmocnienie dywersyfikacji dostaw, integracji rynku gazu, ujednolicenia cen i zapewnienia bezpieczeństwa dostaw przede wszystkim w Polsce i Danii, a w dalszej kolejności w Szwecji, Europie Środkowo-Wschodniej oraz w regionie Morza Bałtyckiego.

W listopadzie 2017 r. projekt Baltic Pipe został uznany przez Komisję Europejską jako „Projekt o znaczeniu wspólnotowym” (PCI). Status ten jest przyznawany projektom infrastrukturalnym mającym na celu wzmocnienie europejskiego wewnętrznego rynku energii, realizującym cele polityki energetycznej UE, polegające na zapewnieniu niedrogiej, bezpiecznej i odnawialnej energii. Status PCI został przyznany już po raz trzeci, wcześniej projekt został uwzględniony na listach PCI przyjętych kolejno w 2013 r. oraz w 2015 r.

Status PCI wraz z przyznanymi funduszami w ramach programu CEF podkreśla wagę oraz regionalne znaczenie projektu Baltic Pipe, jak również potwierdza konieczność jego realizacji.



## GAZ-SYSTEM przygotowuje teren pod budowę gazociągu do EC Żerań

Spółka przystępuje do realizacyjnego etapu prac, które mają na celu doprowadzenie gazu do Elektrociepłowni Żerań do 2020 roku. Została podpisana umowa na wycinkę drzew i krzewów, aby właściwie zabezpieczyć miejsce przyszłych robót.

GAZ-SYSTEM 11 stycznia 2018 r. podpisał z konsorcjum firm: w roli lidera - Sebastian Kluczyński F.H.U. Kluczyński z Warszawy z partnerem: Arkadiusz Skarżyński Firma Usługowo-Handlowa „ARTUS” z Warszawy umowę na wycinkę drzew i krzewów w pasie budowy gazociągu.

Termin realizacji umowy obejmuje okres od stycznia do 30 kwietnia 2018 r.

Wykonawca opracował i uzgodnił harmonogram prac. GAZ-SYSTEM zatwierdził plan organizacji robót, szczególną wagę przykładając do odpowiedniego zabezpieczenia i nadzoru obszaru wycinki oraz prowadzenia prac w sposób najmniej uciążliwy dla otoczenia. W trosce o bezpieczeństwo pracujących ludzi oraz mieszkańców terenów położonych wzdłuż Kanału Żerańskiego stosowne informacje zostały również przesłane lokalnym organom administracji i mieszkańcom oraz właścicielom działek.

W pierwszej kolejności, przy udziale nadzoru przyrodniczego odbędzie się znakowanie geodezyjne trasy, a następnie do 28 lutego 2018 r. wykonana zostanie wycinka. Karczowanie pozostałości drzew i krzewów oraz podszycia, wraz z uporządkowaniem terenu, zostanie w terminie do 30 kwietnia 2018 r.

Podczas inwentaryzacji roślinności przeprowadzonej przez dendrologów w 2016 r. na terenie przyszłych prac budowlanych zidentyfikowano łącznie ponad 7200 drzew w pasie decyzji lokalizacyjnej (zgodnie z decyzją wojewody mazowieckiego wydaną 13 kwietnia 2016 r.). Obszar ten obejmuje teren dzielnicy Białoleka m. st. Warszawy oraz gminy Nieporęt.

Pozwolenie na budowę, które wydał następnie wojewoda 19 września 2016 r., objęło obowiązkowym zezwoleniem na wycinkę mniejszą liczbę tj. 3999 szt. drzew i ponad 21 tys. m<sup>2</sup> krzewów.

GAZ-SYSTEM pozostawi prawie 2000 szt. drzew, które nie będą kolidować bezpośrednio z pracami ziemnymi, a znajdują się w pasie decyzji lokalizacyjnej, objętym inwentaryzacją dendrologiczną.

Pozostałe obiekty roślinne (krzewy, młody, drzewa owocowe, itp.) w liczbie ok. 1200 szt. nie wymagają pozwolenia, ale muszą zostać również usunięte ze względów bezpieczeństwa i zapewnienia możliwości przeprowadzenia robót polegających na ułożeniu w wykopie gazociągu.

W grudniu 2017 r. GAZ-SYSTEM zakończył konsultacje społeczne w sprawie renowacji terenu po budowie gazociągu. Celem tych działań było opracowanie spójnej koncepcji zagospodarowania, uwzględniającej oczekiwania mieszkańców Białoleki. Profesjonalna firma wraz z mieszkańcami pracowała nad zaplanowaniem przestrzeni w sposób umożliwiający po budowie realizację potrzeb rekreacyjnych i środowiskowych użytkowników tego obszaru.

Priorytetowym zadaniem projektu było dobranie zieleni w sposób gwarantujący przywrócenie naturalnej roślinności nad brzegiem kanału. W koncepcji przewidziane zostały nasadzenia



drzew i krzewów, dopasowanych gatunkowo optymalnie do istniejących tam warunków glebowych, a te zlokalizowane przy drogach będą miały właściwości pochłaniające zanieczyszczenia. Rozmieszczenie nasadzeń zostało zapisane w sposób uwzględniający w przyszłości realizację placu zabaw czy innych miejsc dla rekreacji. W efekcie końcowym po zakończeniu inwestycji teren pasa montażowego będzie przywrócony mieszkańcom Warszawy, dając możliwość różnych form odpoczynku w otoczeniu zieleni.

Proces konsultacji oraz finalna koncepcja zagospodarowania terenu po budowie gazociągu do EC Żerań są dostępne na stronie: [www.kanalzeranski.pl](http://www.kanalzeranski.pl).

Film obrazujący pomysły na renowację terenu, wypracowane wspólnie z mieszkańcami znajduje się pod adresem:

<https://www.youtube.com/watch?v=OE9vawjo8d4>.

Budowa gazociągu z Tłocznicy Gazu w Rembelszczyźnie wzdłuż Kanału Żerańskiego jest konieczna do uruchomienia powstającego bloku parowo-gazowego w Elektrociepłowni Żerań. Inwestycja ta podniesie poziom bezpieczeństwa energetycznego w aglomeracji warszawskiej oraz poprawi jakość powietrza (zmniejszenie emisji pyłów z EC-Żerań o ponad 60%).

Za budowę gazociągu odpowiedzialny jest GAZ-SYSTEM. Prace przy budowie gazociągu rozpoczną się na początku 2018 roku i prowadzone będą na odcinku ok. 10,5 km, z czego na terenie dzielnicy Białoleka (ok. 9 km) oraz gminy Nieporęt (ok. 1 km).

Inwestycja będzie polegać na ułożeniu stalowego rurociągu o średnicy 500 mm na głębokości minimum 1,7 m, a następnie renowacji miejsca budowy, w tym odtworzeniu elementów małej architektury i nasadzeniu drzew. Przeszkody uniemożliwiające bezkolizyjne ułożenie gazociągu w wykopie, np. mosty, wiadukty i tory kolejowe, nadbrzeże portu, infrastruktura ciepłownicza, będą pokonywane z wykorzystaniem metod bezwykopowych, tzw. przecisków lub przewiertów sterowanych HDD.



## GAZ-SYSTEM rozpoczyna budowę gazociągu Tworóg – Kędzierzyn-Koźle

W siedzibie Oddziału GAZ-SYSTEM w Świerklanach 11 stycznia 2018 r. odbyło się spotkanie przedstawicieli podmiotów biorących udział w inwestycji, które zainaugurowało

budowę gazociągu Tworóg – Kędzierzyn-Koźle. Spotkanie było następstwem podpisanej 28 grudnia 2017 r. umowy na realizację tej inwestycji pomiędzy GAZ-SYSTEM a IDS-BUD S.A.

Generalnym wykonawcą robót budowlanych będzie IDS-BUD S.A., z kolei nadzór inwestorski pełnić będzie SGS Polska Sp. z o.o. Natomiast wykonawcą dokumentacji projektowej oraz nadzoru autorskiego nad inwestycją jest MGPP S.A.

– Gazociąg Tworóg – Kędzierzyn-Koźle jest jednym z kluczowych projektów w planie rozwoju sieci przesyłowej kraju i jednocześnie wraz z innymi połączonymi gazociągami będzie elementem zachodniej nitki Korytarza gazowego Północ-Południe. Z tego względu oczekujemy od wszystkich podmiotów zaangażowanych w proces budowy sprawnego i terminowego zakończenia inwestycji – powiedział Piotr Kurzawa, dyrektor Pionu Inwestycji GAZ-SYSTEM.

Uczestnicy spotkania podkreślili, że mają świadomość strategicznego znaczenia inwestycji i wyrazili chęć wzajemnej współpracy w ramach realizacji zadania.

Gazociąg relacji Tworóg – Kędzierzyn-Koźle o długości 43,4 km i średnicy 1000 mm zostanie wybudowany na terenie województwa śląskiego i opolskiego w gminach: Tworóg, Wielowieś, Toszek, Rudziniec oraz Kędzierzyn-Koźle.

W ramach inwestycji powstanie również węzeł gazowy w Tworogu. Zaprojektowano na nim słuzy nadawcze i odbiorcze tłoka, które umożliwią czyszczenie i konserwację gazociągów. Nowy gazociąg będzie połączony z projektowanymi gazociągami: Tworóg – Tworzeń oraz Zdieszowice – Kędzierzyn-Koźle.

Gazociąg Tworóg – Kędzierzyn-Koźle stanowi element zachodniej nitki korytarza gazowego Północ-Południe, który ma w przyszłości połączyć Terminal LNG w Świnoujściu oraz projektowany gazociąg Baltic Pipe z planowanym terminalem Adria LNG w Chorwacji.

Projekt został wpisany do katalogu inwestycji towarzyszących inwestycjom w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu. Natomiast Komisja Europejska nadała tej inwestycji status projektu o znaczeniu wspólnotowym (PCI). Inwestycja jest dofinansowana ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014 - 2020.

Dzięki realizacji tego projektu nastąpi zwiększenie zdolności przesyłowych oraz uatrakcyjnienie terenów pod nowe inwestycje w regionie, natomiast w skali kraju efektem realizacji inwestycji będzie poprawa bezpieczeństwa i dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego do Polski.

Ważną korzyścią dla społeczności lokalnej będzie corocznie odprowadzany przez GAZ-SYSTEM podatek od nieruchomości w wysokości 2

proc. wartości odcinka gazociągu zlokalizowanego na terenie danej gminy.

Zakończenie budowy planowane jest w 2020 r.



## Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju na lata 2018-2027 uzgodniony z prezesem URE i zaakceptowany przez WZA

Pod koniec grudnia 2017 r. Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy GAZ-SYSTEM zatwierdziło Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju (KDPR) na lata 2018-2027, który w październiku 2017 r. zaakceptował prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Realizacja planowanych przez GAZ-SYSTEM zamierzeń infrastrukturalnych ukierunkowana jest przede wszystkim na zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na gaz ziemny odbiorców krajowych przy zapewnieniu stabilnych dostaw tego surowca.

Konsekwentnie realizując strategię spółki i cele polityki energetycznej państwa, KDPR na lata 2018-2027 definiuje nowy strategiczny program inwestycyjny, którego działania skupiają się na realizacji koncepcji projektów infrastrukturalnych wchodzących w skład tzw. Bramy Północnej. Program o nazwie Brama Północna to przede wszystkim połączenie z norweskimi złożami gazu z wykorzystaniem gazociągu podmorskiego pomiędzy Polską a Danią (Baltic Pipe) oraz rozbudowa zdolności regazyfikacyjnych istniejącego terminalu LNG.

Równolegle z działaniami dotyczącymi Bramy Północnej i pozostałych połączeń międzysystemowych kontynuowana jest rozbudowa krajowej sieci przesyłowej. Projekty te będą miały kluczowe znaczenie dla zapewnienia stabilnych dostaw gazu do kraju, a także dla dostaw gazu do Europy Środkowej i Wschodniej.

Do 2022 r. przygotowane i zrealizowane zostaną najbardziej istotne zadania inwestycyjne w polskim systemie przesyłowym w tym przede wszystkim Baltic Pipe i inne, stanowiące kontynuację rozpoczętych programów inwestycyjnych zdefiniowanych w Planie Rozwoju na lata 2016-2025.

W perspektywie do 2027 r. zostały uwzględnione zadania inwestycyjne, których realizacja będzie zależna od stopnia rozwoju rynków gazu w Polsce i w regionie.

Mariusz Kozłowski  
Rzecznik prasowy, GAZ-SYSTEM S.A.

# Pożegnanie Profesora Józefa Raczkowskiego



12 stycznia 2018 roku na cmentarzu salwatorskim w Krakowie pożegnaliśmy profesora i wieloletniego dyrektora Instytutu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa Józefa Raczkowskiego, który całe swe życie zawodowe i naukowe związał z polską naftą.

Prof. Józef Raczkowski urodził się 10 września 1930 r. w Sanoku. W mieście tym ukończył szkołę powszechną, gimnazjum i liceum matematyczno-fizyczne. Następnie podjął studia wyższe na Wydziale Górniczym Akademii Górniczo-Hutniczej, ukończone w 1955 r. Doświadczenie zawodowe zdobywał pracując w Biurze Projektów, Przedsiębiorstwie Geologicznym oraz na Akademii Górniczo-Hutniczej, gdzie uzyskiwał kolejne stopnie i tytuły naukowe. W roku 1969 powołany został na funkcję dziekana niedawno powstałego Wydziału Wiertniczo-Naftowego, którą pełnił do roku 1975. W okresie tym był wychowawcą wielu pokoleń studentów i młodej kadry pracowników Akademii Górniczo-Hutniczej.

Od roku 1976 związał swe losy z Instytutem Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, któremu pozostał wierny do końca swej jakże długiej aktywności zawodowej, zakończonej zaledwie przed kilku laty. Funkcję dyrektora naczelnego pełnił przez 25 lat, do 2001 r. W kolejnych latach do 2007 r. Prof. Józef Raczkowski był Przewodniczącym Rady Naukowej Instytutu.

Jego specjalnością zawodową było projektowanie otworów wiertniczych, reologia i technologia płynów wiertniczych oraz problematyka inżynierii naftowej. Był wybitnym specjalistą z tej dziedziny i wielce zasłużył się dla rozwoju górnictwa naftowego, zarówno lądowego jak i morskiego. To za jego staraniem w Polsce pozostał sprzęt i urządzenia po rozwiązanej pod koniec lat 80-tych międzynarodowej organizacji WO Petrobaltic. Stanowił on później podstawową bazę dla rozwoju polskiego, morskiego górnictwa naftowego.

Był również członkiem Rady Naukowo-Technicznej Ministerstwa Przemysłu w Warszawie.

Profesor J. Raczkowski był zwolennikiem i realizatorem zjednoczenia ośrodków badawczych całego przemysłu nafty i gazu.

Położył ogromne zasługi w rozwoju Instytutu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, a szczególnie jego bazy badawczej. Dbał bardzo o rozwój kadry Instytutu, był promotorem kilkunastu prac doktorskich, również recenzentem dorobku naukowego wielu późniejszych profesorów. Obejmując funkcję dyrektora naczelnego dokonał istotnych i trudnych zmian organizacyjnych, usprawniających działalność naszego Instytutu.

Profesor J. Raczkowski zapisał również piękną kartę dorobku wydawniczego. Jego publikacje i podręczniki były i są wielokrotnie cytowane w literaturze krajowej i zagranicznej, a wiele z jego pomysłów zostało wdrożonych w przemyśle naftowym. Na podkreślenie zasługuje również jego działalność międzynarodowa. To za jego staraniem powstała w języku polskim i ukraińskim monografia przedstawiająca całokształt osiągnięć geologiczno-poszukiwawczych przemysłu naftowego Podkarpacia pt. „Nafta i Gaz Podkarpacia. Zarys historii”. Przez szereg lat był redaktorem naczelnym czasopism naukowych, miesięcznika „Nafta-Gaz”, „Prac Naukowych IGNiG” oraz kwartalnika „Wiek Nafty”.

Prof. Józef Raczkowski udzielał się aktywnie w organizacjach naukowych i technicznych; Polskiej Akademii Nauk, Stowarzyszeniu Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, Polskim Komitecie Normalizacyjnym. Był przewodniczącym kapituły Nagrody im. I. Łukasiewicza.

Profesor J. Raczkowski był uhonorowany wieloma wyróżnieniami i odznaczeniami w tym: Krzyżem Komandorskim Orderu Odrodzenia Polski, Złotą Odznaką Zasłużony dla Górnictwa Naftowego, Zasłużony dla Polskiej Geologii i innymi.

Prof. J. Raczkowski przejawiał niepospolite zdolności organizacyjne, cieszył się poważaniem i szacunkiem. Jego prawość charakteru, serdeczność i pracowitość zjednywały mu wielu przyjaciół. Pięknie przeszedł przez swe życie.

Jego postać znajdzie poczesne miejsce w historii polskiego przemysłu naftowego.





Piotr Dziadzio



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



## Kalendarium

**12.01.2018 r.** odbyło się uroczyste dyplomatorium na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, podczas którego wręczono Honorową Szpadę SITP NiG najlepszemu absolwentowi wydziału oraz dyplomy wyróżnienia czterem absolwentom zajmującym kolejne miejsca w rankingu na najlepszego absolwenta w 2017 roku.

**17.01.2018 r.** w Sali Fundacji Krakus w Krakowie odbyło się posiedzenie Zarządu Oddziału SITP NiG w Krakowie połączone z noworocznym spotkaniem koleżeńskim członków oddziału, podczas którego:

- przedstawiono sprawozdanie z działalności oddziału w roku 2017,
- wręczono odznaki honorowe SITP NiG i NOT zasłużonym działaczom oddziału.

**26.01.2018 r.** odbyło się uroczyste dyplomatorium na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, podczas którego wręczono Honorową Szpadę SITP NiG najlepszej absolwentce wydziału oraz dyplomy wyróżnienia czterem absolwentom zajmującym kolejne miejsca w rankingu na najlepszego absolwenta w 2017 roku.

## Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

### 70 urodziny

Ryszard Białczyk z Oddziału w Poznaniu  
Józef Kudła z Oddziału w Zielonej Górze  
Jolanta Kuszał z Oddziału w Warszawie II  
Zdzisław Leszczyński z Oddziału w Pile  
Roman Modzelewski z Oddziału w Warszawie II  
Wojciech Przedpełski z Oddziału w Warszawie II  
Ryszard Zemrak z Oddziału w Łodzi

### 75 urodziny

Andrzej Durlak z Oddziału w Gorlicach  
Bohdan Krawczyk z Oddziału w Warszawie II  
Paweł Sznajder z Oddziału w Łodzi  
Aleksandra Żołnierczuk z Oddziału w Zielonej Górze

### 80 urodziny

Mieczysław Bury z Oddziału w Krakowie  
Andrzej Froński z Oddziału w Krakowie  
Maria Gajewska z Oddziału w Krośnie  
Witalis Ratasiewicz z Oddziału w Tarnowie  
Kazimierz Słowik z Oddziału w Krośnie  
Jadwiga Tarapacka z Oddziału w Sanoku

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

## Spotkanie noworoczne Oddziału SITP NiG

*17.01.2018, podobnie jak w ubiegłych latach, w sali koncertowej Fundacji Krakus w Krakowie odbyło się noworoczne poszerzone zebranie Zarządu Oddziału SITP NiG z udziałem członków honorowych, delegatów kół zakładowych oraz szefów zakładów pracy, w których funkcjonują koła terenowe naszego Oddziału.*

Spotkanie rozpoczął prezes naszego oddziału Dominik Staśko, który powitał wszystkich zebranych. Następnie odbyło się uroczyste wręczenie honorowych odznaczeń SITP NiG oraz NOT.

Odznaczenia otrzymali:

- diamentową honorową odznakę NOT
  - Maria Rudzik
  - Lucjan Rudzik
  - Albin Wojnar
- złotą honorową odznakę NOT
  - Andrzej Michniewski
- srebrną honorową odznakę NOT
  - Krzysztof Wesołowski



Fot. arch. Oddział SITP NiG w Krakowie

- złotą honorową odznakę SITPNiG
  - Krystian Liszka
  - Leszek Szymański
- srebrną honorową odznakę SITPNiG
  - Paweł Kołodziej

W imieniu odznaczonych głos zabrał Albin Wojnar, który podziękował za otrzymane odznaczenia oraz nawiązał do początków swojej działalności w stowarzyszeniu wspominając m.in. legendarną prezes Oddziału śp. Zofię Hełbicką oraz wieloletnią członkinię SITPNiG Marię Knapczyk.



Maria Knapczyk. Fot. arch. Oddział SITPNiG w Krakowie

Dominik Staśko złożył wszystkim uczestnikom spotkania serdeczne życzenia noworoczne, a lampka szampana uświetniła wszystkim to miłe wydarzenie.

Następnie prezes oddziału złożył sprawozdanie z działalności oddziału za rok 2017 oraz przedstawił plan pracy oddziału na rok 2018. Z kolei o głos poproszony został sekretarz generalny SITPNiG Piotr Dziadzio, który omówił wyzwania stojące obecnie przed stowarzyszeniem oraz nakreślił główne zamierzenia zarządu



Albin Wojnar dziękuje za otrzymane odznaczenia. Fot. arch. Oddział SITPNiG w Krakowie



Fot. arch. Oddział SITPNiG w Krakowie



Fot. arch. Oddział SITPNiG w Krakowie

głównego SITPNiG w roku 2018 ze szczególnym uwzględnieniem, mającego się odbyć w maju br., Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników. Ponadto głos zabrali: Ludwik Kosowicz, Andrzej Gonet, Paweł Firlej – dyrektor Oddziału PSG Zakład Gazowniczy w Krakowie, Michał Płatosz oraz Jan Artymiuk.

Po zakończeniu części oficjalnej odbyło się spotkanie towarzyskie uczestników zebrania. Spotkanie umilał występ Kapeli góralskiej „Kartaryna” z Żywca.

Był czas na wspólne koledowanie, na piosenki biesiadne oraz na kularową wymianę poglądów. Pod koniec spotkania, najbardziej wytrzymała już grupa biesiadowała przy gitarze.

Albin Wojnar  
Wiceprezes Zarządu Oddziału  
SITPNiG w Krakowie



# Seminarium na temat zmian strukturalnych w SITPNiG w roku 2017 i przyszłości Stowarzyszenia



**ODDZIAŁ W KROŚNIE**

*26 stycznia 2018 r. w Kompleksie Rekreacyjno-Rozrywkowym „Dwa Serca” w Krośnie odbyło się zorganizowane przez nasz oddział seminarium, którego celem było zapoznanie członków SITPNiG ze zmianami, które zaszły w roku ubiegłym i planami na przyszłość.*

Seminarium otworzył Krzysztof Knap – wiceprezes oddziału w Krośnie. Po przywitaniu Waldemara Wójcika – wiceprezesa SITPNiG – oraz wszystkich uczestników, wygłosił referat, w którym wyczerpująco zaprezentował szereg działań władz stowarzyszenia w ubiegłym roku. Omówił cały proces tworzenia, konsultacji, uchwalenia i rejestracji nowego Statutu SITPNiG. Przedstawił zmiany organizacyjne, które wprowadzono



Fot. arch. SITP NiG Oddział w Krośnie

w ubiegłym roku oraz skutki tych zmian, których efektem była rezygnacja części członków i likwidacja Koła Zakładowego BDG. Przedstawił nowe podejście władz, w którym skupiamy się na aktywizacji (a nie ilości) członków oraz działań zarządów oddziałów. W dalszej części seminarium referat wygłosił Waldemar Wójcik. Omówił zamierzenia Zarządu Głównego SITPNiG na najbliższy rok, zmierzające do szerszego otwarcia stowarzyszenia również na forum międzynarodowym. Zakończeniem części seminaryjnej była ożywiona dyskusja dotycząca przedstawionych przez prelegentów zagadnień.

Następnie wiceprezes SITPNiG odznaczył Adama Janasa i Stanisława Józefczyka odznakami Członka Honorowego SITPNiG, nadanymi na ostatnim NWZD.

Po części seminaryjnej przyszła pora na część integracyjną, wymianę poglądów oraz doświadczeń wśród uczestników reprezentujących wszystkie gałęzie szeroko pojętego przemysłu naftowego.

Robert Wrzask  
SITP NiG Oddział w Krośnie



Fot. arch. SITP NiG Oddział w Krośnie



Fot. arch. SITP NiG Oddział w Krośnie



Fot. arch. SITP NiG Oddział w Krośnie



Fot. arch. SITP NiG Oddział w Krośnie



# Zaproszenie

Katedra Ekonomii Wydziału Zarządzania Politechniki Rzeszowskiej im. Ignacego Łukasiewicza,  
Instytut Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza  
oraz Studenckie Koło Naukowe „Eurointegracja”  
serdecznie zapraszają do udziału:



III Ogólnopolska Konferencja Naukowa

## **Bezpieczeństwo energetyczne**

filary i perspektywa rozwoju

Konferencja odbędzie się w dniach **16-17 kwietnia 2018 r.**  
na Politechnice Rzeszowskiej im. Ignacego Łukasiewicza.

Podczas paneli plenarnych poruszone zostaną zagadnienia odnoszące się do dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego (terminal LNG, Baltic Pipe, eksport gazu na Ukrainę, znaczenie ukraińskich magazynów gazu) na Ukrainę. Przewiduje się w panelach plenarnych dyskusję nad kształtem rozwoju projektu elektromobilności, a w szczególności budowanie pozycji konkurencyjnej polskich firm na rynku krajowym oraz zagranicznym.

Rozwój elektromobilności w sposób bezpośredni łączy się z elektroenergetyką, ogniwami paliwowymi, wodorem, sektorem IT oraz rozbudową infrastruktury energetycznej. Natomiast podczas paneli tematycznych podjęte zostaną zagadnienia związane z: bezpieczeństwem energetycznym, transformacją energetyczną, rynkiem energii, wydobywaniem surowców energetycznych, polskimi kompetencjami w sektorze usług energetycznych, przyszłością paliw kopalnych (węgiel kamienny, węgiel brunatny, ropa naftowa, gaz ziemny), odnawialnymi źródłami energii, elektroenergetyką, nowymi technologiami, digitalizacją sektora energii oraz elektromobilnością.

**Zgłoś udział**  
lub **referat naukowy**  
do **19.03.2018**



INSTYTUT  
POLITYKI  
ENERGETYCZNEJ  
IM. IGNACEGO ŁUKASIEWICZA



POLITECHNIKA  
RZESZOWSKA  
IM. IGNACEGO ŁUKASIEWICZA

Więcej informacji:  
[www.institutpe.pl/konferencja2018](http://www.institutpe.pl/konferencja2018)

Formularz zgłoszeniowy:  
[www.institutpe.pl/konferencja2018/formularz-zgloszeniowy-2018](http://www.institutpe.pl/konferencja2018/formularz-zgloszeniowy-2018)



# VIII edycja Konferencji Naukowo-Technicznej FORGAZ 2018



W dniach 10–12 stycznia 2018 r. INiG – PIB był organizatorem VIII edycji Konferencji Naukowo-Technicznej FORGAZ 2018 pt.: „Techniki i technologie dla gazownictwa – pomiary, badania, eksploatacja”, która odbyła się w Muszynie k. Krynicy.

Tematyka konferencji dotyczyła zagadnień związanych z wymaganiami jakościowymi dla przyrządów pomiarowych, wprowadzaniem wyrobów budowlanych do obrotu w systemie krajowym, materiałami kompozytowymi oraz polimerowymi do budowy sieci gazowych, oceną zgodności wyrobów do budowy sieci w trybie dobrowolnym (Rekomendacje oraz Opinie Techniczne), działaniami prośrodowiskowymi przemysłu gazowniczego, wprowadzaniem paliw alternatywnych do sieci gazowych. Zagadnienia te zostały przedstawione w postaci



Fot. arch. INiG – PIB

referatów w trakcie sześciu sesji tematycznych.

Patronat honorowy nad konferencją objęli: prezes Zarządu EuRoPol GAZ S.A. Piotr Tutak, prezes Zarządu PGNiG S.A. Piotr Woźniak oraz Izba Gospodarcza Gazownictwa.

Głównym Partnerem Wydarzenia był Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.

Złotym sponsorem został System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. Sponsorami Konferencji byli również: Apator Metrix S.A., COMMON S.A., PLUM oraz RADIATY.

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy



Fot. arch. INiG – PIB





## **Stan i perspektywy współpracy gazowej USA – Trójmorze.**

7-9 maja 2018, MIĘDZYDROJE, HOTEL AMBER BALTIC

### **Tematyka i problematyka XXI Konferencji Gazterm 2018:**

#### TEMATY MIĘDZYNARODOWE

- Strategia energetyczna USA
- Światowy rynek LNG
- Potencjał eksportowy amerykańskiego LNG
- Hurtowy handel gazem w USA, huby gazowe a giełdy towarowe
- Stan i rozwój infrastruktury LNG w USA
- Miejsce gazu ziemnego w regionalnej inicjatywie współpracy państw Trójmorza
- Potencjał rynków gazu obszaru Trójmorza
- Perspektywy integracji rynków państw Trójmorza – kluczowe inwestycje infrastrukturalne
- Czy powstanie rynek podziemnych magazynów gazu w regionie Trójmorza?
- Brama Północna – stan realizacji projektu

#### TEMATY KRAJOWE

- Znaczenie rynku detalicznego dla rozwoju gazownictwa w Polsce
- Nowe strategie marketingowe na rynku detalicznym gazu
- CNG i LNG – kółka zamachowe rozwoju rynku detalicznego gazu?
- „Gazomobilność” – aspekt regulacyjny
- Walka ze smogiem – szansa dla gazu ziemnego?
- Rola gazu ziemnego w polityce energetycznej Polski
- Perspektywy energetyki gazowej w Polsce
- 5 lat polskiej giełdy gazu i perspektywy dalszego jej rozwoju

PARTNER GŁÓWNY KONFERENCJI



PARTNER MERYTORYCZNY KONFERENCJI



BRANŻOWY PARTNER KONFERENCJI



PATRON MEDIALNY



ORGANIZATOR

**studio | 4u**

BIURO ORGANIZACYJNE KONFERENCJI

Studio 4u, 70-332 Szczecin, Al. Piastów 69/5, tel. 91 485 17 10, fax: 91 485 17 17  
tel.kom.: 607 220 470, 602 365 879, e-mail: [gazterm@gazterm.pl](mailto:gazterm@gazterm.pl)

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



# Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego nr 218



*Z serii Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego nr 218 ukazała się praca autorstwa zespołu: Marek Czupski i Piotr Kasza pod tytułem „Zabiegi kwasowania w stymulacji wydobywania z odwiertów – projektowanie oparte na badaniach laboratoryjnych”.*

Kwasowanie jako metoda stymulacji wydobywania ma zastosowanie zarówno w forma-

cjach piaskowcowych, jak i węglanowych. Bardzo dużą zaletą tej technologii jest fakt, że zwrot kosztów poniesionych na przeprowadzenie zabiegu i poprawę produktywności odwiertu następuje dużo szybciej, niż dzieje się to w przypadku wykonania zabiegu hydraulicznego szczelinowania. W formacjach piaskowcowych zabieg ma na celu głównie rozpuszczenie lub usunięcie uszkodzenia strefy perforacji oraz przestrzeni porowej formacji w pobliżu odwiertu. Kwas, przepływając przez system porów, rozpuszcza zalegające w nim

ciała stałe oraz minerały i ziarna uwięzione w zwężeniach porów [29]. Tego typu zabieg ma szansę powodzenia, jeżeli uszkodzenie formacji jest spowodowane przez minerały i ciała stałe, które mogą być usunięte przez kwas. W większości przypadków nie można jednak oczekiwać znacznego wzrostu produkcji po przeprowadzeniu kwasowania matrycowego nieuszkodzonej strefy przyodwiertowej.

Natomiast w formacjach węglanowych kwas rozpuszcza skałę w sposób niejednorodny, tworząc kanały o dużej przepuszczalności, zwane otworami robaczkowymi. Powstają one z powodu naturalnej niejednorodności przepuszczalności matrycy skalnej, w związku z którą również przepływ cieczy kwasującej jest zróżnicowany w każdym jej elemencie. W obszarach o większej szybkości przepływu następuje większe rozpuszczanie matrycy, a to powoduje dodatkowy wzrost przepływu w tych strefach. Kanały mogą tworzyć się bardzo szybko, ponieważ opór przepływu jest w nich nieznaczny w porównaniu z otaczającą je (oryginalną) przestrzenią porową.

Celem zabiegu kwasowania jest w tym przypadku zmniejszenie współczynnika „skin efektu” poprzez obejście uszkodzonej strefy przyodwiertowej i wzrost efektywnego promienia odwiertu. W naturalnie szczelinowatych złożach węglanowych otwory robaczkowe łączą ze sobą istniejące szczeliny, tworząc długie i głęboko penetrujące w formację kanały przepływowe. W formacjach pozbawionych naturalnych szczelin, długość otworów robaczkowych może wynosić około 1–2 m, natomiast przepuszczalność strefy przyodwiertowej, zawierającej otwory jest zwykle kilka rzędów wielkości większa od oryginalnej przepuszczalności skały.

Prezentowana monografia stanowi kompendium informacji na temat zabiegów kwasowania, wykorzystywanych do stymulacji wydobywania z odwiertów.

Cena egzemplarza: 60 zł netto (plus 5% VAT)

Koszt przesyłki:

5 zł brutto za sztukę – list polecony

Zamówienia prosimy składać e-mailowo:

nafta-gaz@inig.pl

lub telefonicznie 12 617 76 32.

Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu  
Państwowego Instytutu Badawczego

Nr 218

Marek Czupski, Piotr Kasza

Zabiegi kwasowania w stymulacji  
wydobywania z odwiertów – projektowanie  
oparte na badaniach laboratoryjnych



Instytut Nafty i Gazu  
Państwowy Instytut Badawczy

ISSN 2353-2718

# Album „Krakowskie Gazownictwo – to już ponad 160 lat...”

Po dziesięciu latach od wydania przez Krakowską Gazownię albumu „150 lat Krakowskiej Gazowni”, w nasze ręce trafia drugie rozszerzone wydanie pt.: „Krakowskie Gazownictwo – to już ponad 160 lat...” Wielobarwny, bogato ilustrowany, w twardej obwolucie, ponad 100 stronicowy album napisany został przez wieloletniego pracownika krakowskiej gazowni- Grzegorza Mleczko.



Paweł Firlej dyrektor Oddziału Zakładu Gazowniczego w Krakowie w swojej przedmowie do książki zaznacza... „Publikacja jest swoistą barwną opowieścią o dziejach krakowskiego gazownictwa. Album ukazuje w chronologicznym ujęciu zmiany organizacyjne oraz gospodarcze zachodzące w firmie i jej otoczeniu.”

Opowieść o Gazowni Krakowskiej rozpoczyna się wstępem o praktycznym zastosowaniu gazu.



W albumie zamieszczono wiele archiwalnych dokumentów znajdujących się w zbiorach Gazowni Krakowskiej tj; map, szkiców, roczników statystycznych a także artykułów prasowych, kartek pocztowych i elementów reklamowych. Olbrzymim walorem tej publikacji są fotografie dawnego Krakowa, na których między innymi dopatrzyć możemy się gazowych latarni ulicznych – pierwszego komercyjnego zastosowania gazu.

Monografia ta może być świetnym prezentem dla odchodzących kadr pracowniczych jak i doskonałym dokumentem rzetelnie informującym o dziejach Krakowskiej Gazowni.

Anna Hudzik







**Serdecznie zapraszamy na**  
**XVIII Mistrzostwa Polski**  
**Branży Gazowniczej i Naftowej**  
**w Narciarstwie Alpejskim**

**22-25 Lutego**  
**2018**

**Rytro - Hotel**  
★★★  
**Perła Południa**  
**Stacja Narciarska**  
**"RyterSKI Raj"**



Więcej informacji na **[www.alpejczyk.pl](http://www.alpejczyk.pl)**



Kierunek  
**ORLEN**

o! SHOP



Prezentowane produkty i usługi  
dostępne są na wybranych stacjach ORLEN.

## Chwila ODPOCZYNKU?

Dla przejezdnych i przechodniów.  
By złapać kawę lub zasięg.  
Po nastrój i atmosferę.  
Dla wszystkich i o każdej porze.

Kierunek jest jeden...



**ORLEN**