

NR 4 (234)
kwiecień
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



Special section in English inside,
includes interview with Piotr Woźniak,
CEO of PGNiG
Pages 4-13





Top exploration and production company

For years, PGNiG has ranked among the largest fuel companies in Central and Eastern Europe.

It supplies crude oil and natural gas to retail customers, institutions as well as the largest corporations. PGNiG has made a concerted effort to develop its upstream segment, focusing on diversification of oil and gas supply sources.

At present, PGNiG conducts drilling and production operations in Poland, Norway and Pakistan.



Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Kwietniowe wydanie „Wiadomości Naftowych i Gazowniczych” poprzedza największe wydarzenie w działalności Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, jakim jest 12. Polski Kongres Naftowców i Gazowników. Materiały, które są w nim prezentowane dotyczą kongresu, jego partnerów, jak również poświęcone są zagadnieniom naukowo-technicznym i informacjom o bieżącej aktywności w obrębie polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego.

Wszystkim partnerom składam serdeczne podziękowania za wsparcie przy organizacji kongresu oraz zapraszam do udziału w nim.

Za komitet organizacyjny

Piotr Dziadzio

Dear Readers

The April issue of Oil and Gas News precedes the largest event in the activities of the Scientific Association of the Oil and Gas Industry Engineers and Technicians, which is the 12th Polish Congress of Oil and Gas Industry Professionals. The materials that are presented in this issue concern the Congress, its Partners, as well as scientific and technical matters and information on current activity within the Polish oil and gas industry.

I would like to thank all Partners for their support in organizing the Congress and invite to participate in it.

On behalf of the organizing committee

Piotr Dziadzio

Pod patronatem:



Sekretarza Stanu, Głównego Geologa Kraju,
Pełnomocnika Rządu do spraw Polityki Surowcowej Państwa
prof. dr hab. Mariusza-Oriona Jędryska

Diaamentowi partnerzy kongresu:



Patronat medialny:



POLSKA AGENCJA PRASOWA

Złoty partner kongresu:



Partnerzy kongresu:



Srebrny partner kongresu:



Patronat Branżowy:



WYWIAD W DLA WNIg.

- Gaz z własnych źródeł jest zawsze najtańszy
Gas from own resources is always the cheapest 5



WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.

- PGNiG i ORLEN Upstream kontynuują poszukiwanie gazu ziemnego w Wielkopolsce
PGNiG and ORLEN Upstream continue exploration for natural gas in the region of Wielkopolska 8
- Plany zagospodarowania złóż Ærfugl i Skogul w Norwegii zatwierdzone
PGNiG: development plans for the Ærfugl and Skogul fields approved 9



- Rozwija się rynek LNG nad Bałtykiem
LNG market in the Baltic region continues to expand 11
- PGNiG nie zwalnia tempa na Podkarpaciu
PGNiG maintains momentum in Podkarpacie 13
- PGNiG dofinansuje wymianę pieców 14
- Zawodowe formy kształcenia szansą na zatrudnienie 16

- Powstał nowy ośrodek ABB Ability™ Collaborative Operations dla klientów z branży wydobywczej 18



- Electrify America wybrała ABB jako dostawcę szybkich ładowarek do pojazdów elektrycznych w Stanach Zjednoczonych 19
- GAZ-SYSTEM wspiera rozwój kształcenia zawodowego 21
- Gazociąg Polkowice – Żary został oddany do eksploatacji 21

NAUKA W TECHNIKA.

- Nowe obszary badawcze – mikroorganizmy – procesy biogenne 22

ENERGIA W GEOTERMALNA.

- Posiedzenie EITP-DG w Pizie 26
- Rozstrzygnięcie przetargu na nadzór i dozór geologiczny otworu geotermalnego w Sieradzu 26
- Rozwój energetyki geotermalnej w Belgii – Projekt Balmatt 26



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, <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 Aplus s.c. tel. 500 158 314

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKLAD: 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. – Fot. arch. PGNiG SA

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

- Wydobycie gazu ziemnego na świecie w 2017 r. nieco wzrosło 27
- Finlandia wydała zgodę na Nord Stream 2 28
- OPEC rozważa przedłużenie ograniczeń produkcji ropy 28
- „Za dużo ropy, za mało rurociągów” 28
- Odkrycie Rosniefti i ENI na Morzu Czarnym 28
- Ropa z łupków w Bahrajnie 28
- Nowa Zelandia wstrzymuje wydawanie koncesji na morzu 29
- ORLEN Lietuva „Inwestycją Stulecia” na Litwie 29
- Więcej ropy naftowej z Zatoki Perskiej w Polsce 29

BIULETYN **W** INFORMACYJNY

- Kalendarium 31
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 31
- Sympozjum w Cisnej, SIPTNiG Oddział w Sanoku 31



- „Wysztalcenie to dobro, którego nic nie jest w stanie nas pozbawić” 32



KONFERENCJE **W** SYMPOZJA, TARGI.

- Branża gazowa wspólnie tworzy silny rynek 34



- VI edycja Ogólnopolskiego Szczytu Energetycznego – OSE GDAŃSK 2018 36



KULTURA **W** KULTURA.

- Siła Rodziny przyciągnęła tłum 40



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 Szwast

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



12. Polski Kongres Naftowców i Gazowników pt. „Przyszłość upstreamu i downstreamu w Polsce na tle zmian zachodzących na europejskim rynku ropy i gazu” odbędzie się w dniach 16-18 maja 2018 r. w Krakowie. Wydarzenie zostało objęte patronatem Ministra Energii Krzysztofa Tchórzewskiego i Wiceministra Środowiska, Głównego Geologa Kraju Mariusza Oriona Jędryska, którzy wystąpią podczas Kongresu.

12th Polish Congress of Oil and Gas Industry Professionals entitled "The future of upstream and downstream in Poland in the context of the changes on the European oil and gas market" will be held between 16th and 18th May 2018 in Cracow. The Congress is taking place under the auspices of Krzysztof Tchórzewski, the Minister of Energy, and Mariusz Orion Jędrysek, Deputy Minister of Environment and Chief National Geologist, who will both take part in the Congress.



Mariusz Orion Jędrysek
Ministry of the Environment



Piotr Woźniak
PGNiG SA



Marian Żołyński
PSG sp. z o.o.



Tor Fjaeran
World Petroleum Council



Pedro Miras Salamanca
World Petroleum Council



Ulrike von Lonski
World Petroleum Council



Jean-Jacques Biteau
EAGE



François-Régis Mouton
IOGP



Tadeusz W. Patzek
King Abdullah University
of Science and Technology



Marcel van Loon
EAGE



Mark Skalinski
SPE



Janusz Radomski
ORLEN Upstream



Matt Rees
ORLEN Upstream Canada

Podczas kongresowych sesji będziemy dyskutować o przemyśle naftowym, jego dotychczasowym dorobku oraz kierunkach, które musimy podejmować, aby pozostać w czołówce nowoczesnego i innowacyjnego przemysłu w dobie szybkich zmian na globalnym rynku. Będziemy mieli okazję wysłuchać ekspertów ze Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego (SITPNIg), specjalistów z największych polskich spółek reprezentujących szeroko rozumianą branżę ropy i gazu, takich jak PGNiG, PKN ORLEN i LOTOS oraz inżynierów i naukowców z Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, a także z innych polskich i międzynarodowych firm i organizacji.

Będziemy też gościć przedstawicieli European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE), Society of Petroleum Engineers (SPE) oraz World Petroleum Council (WPC) i International Association of Oil & Gas Producers (IOGP). Przed Kongresem planowane jest posiedzenie Komitetu Wykonawczego World Petroleum Council – Światowej Rady Naftowej oraz posiedzenie Komitetu Programowego przygotowującego Światowy Kongres Naftowy, który odbędzie się w 2020 roku w Houston.

Kongres będzie łączył wiele elementów, takich jak tradycyjne wykłady, referaty specjalistów z branży, ale i szkolenia oraz sesję Młodzieży i Innowacji, podczas której zainaugurowana zostanie działalność WPC Youth Professionals Poland. Autor najlepszego referatu wygłoszonego podczas tej sesji otrzyma nagrodę 1st Youth Polish Petroleum Award.

Podczas Kongresu wygłoszonych zostanie ponad 100 referatów, a w sesji plenarnej weźmie udział ponad 200 osób.

During the congressional sessions we will discuss the state of oil and gas industry in Poland, its achievements and directions it must take in order to stay in the lead of modern and innovative industry in times of rapidly changing global market. We will have a unique opportunity to listen to many speakers such as experts representing the Scientific Association of the Oil and Gas Industry Engineers and Technicians, specialist from the largest Polish companies operating on the oil and gas market such as PGNiG, PKN ORLEN and LOTOS, engineers and scientists from the Oil and Gas Institute – National Research Institute and AGH University of Science and Technology in Cracow as well as from other national and international companies and organizations.

We will also host representatives of the European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE), Society of Petroleum Engineers (SPE), World Petroleum Council (WPC) and International Association of Oil & Gas Producers (IOGP). Before the Congress there will be a meeting of WPC Executive Committee and a session of Programme Committee which is preparing the World Petroleum Congress in 2020 in Houston.

The Congress will combine traditional lectures, presentations of papers by industry specialists and training sessions. During the Youth and Innovation session the WPC Youth Professionals Poland will be inaugurated and the 1st Youth Polish Petroleum Award will be given to a student or a young professional for the best speech.

Over 100 speeches are planned during the Congress and over 200 participants will take part in the plenary session.

Gaz z własnych źródeł jest zawsze najtańszy

Prezes PGNiG Piotr Woźniak wyjaśnia, dlaczego spółka nie przestanie inwestować w wydobywanie krajowe oraz podsumowuje ostatnie sukcesy związane z odkryciami gazu ziemnego na terenie Polski

Wydobywanie krajowe od kilku lat utrzymuje się na zbliżonym poziomie i nie przekracza 4 mld m³. Czy jest szansa na zwiększenie produkcji gazu w Polsce?

Dążymy do utrzymania tego poziomu. Według naszych prognoz w tym i w kolejnym roku powinniśmy powtórzyć wynik blisko 3,9 mld m³ wydobytego gazu. W tej chwili mamy udokumentowane wydobywalne krajowe zasoby na poziomie 83 mld m³.

Zwiększamy krajową produkcję poprzez optymalizację wykorzystania dotychczas odkrytych złóż. Dzięki nowym narzędziom badawczym, zastosowaniu nowych technologii wierceń, dobrze zaprogramowanym i zaplanowanym metodom wydobywania możliwe jest zwiększenie zasobów wydobywalnych nawet do 30%. W ciągu najbliższych kilku lat zgodnie ze strategią Grupy Kapitałowej PGNiG poszukiwania złóż węglowodorów w kraju będą intensywniejsze, co umożliwi utrzymanie poziomu nowych odkryć. To próba odwrócenia tendencji spadkowej w udokumentowanych zasobach wydobywanych.

Na poszukiwanie i wydobywanie krajowe w całym 2018 r. planujemy przeznaczyć ok. 1,5 mld zł. Nie obejmuje to akwizycji, a jedynie prace i inwestycje na już posiadanych przez nas koncesjach w Polsce. To dwukrotnie większa kwota niż nakłady na ten segment w 2017 r. Do końca roku planujemy rozpocząć prace na 32 odwiertach. Na koniec ubiegłego roku wyniki złożowe uzyskano z 28 odwiertów.

Wydobywanie krajowe jest i pozostanie dla nas niezmiernie ważne. Gaz z własnych źródeł zawsze jest i pozostanie najtańszy i najpewniejszy. Niezależnie od tego, czy mówimy o wydobywaniu tutaj w kraju czy naszym własnym wydobywaniu w Norwegii.

Niedawno ogłosiliście nowe odkrycie na złożu Przemysł, które jest eksploatowane już od prawie 60 lat. Czy to było zaskoczenie?

Dzięki nowym technologiom, przede wszystkim badaniom sejsmicznym 3D, odkrywamy złoża węglowodorów w głębszych strukturach, w nowych horyzontach. Tak było właśnie w przypadku złoża Przemysł, w którym odkryliśmy nowy horyzont złożowy. Rzeczywiście złożo Przemysł jest już eksploatowane bardzo długo. Do tej pory wydobyto z niego prawie 65 mld m³ przy szacowanych zasobach wydobywalnych na 72 mld m³ i od kilku lat mieliśmy do czynienia

Gas from own resources is always the cheapest

Piotr Woźniak, President of the PGNiG Management Board, explains why the Company will continue to invest in domestic gas production and sums up the latest successful gas exploration efforts in Poland

Volumes of gas produced in Poland have been stable in recent years, not exceeding 4 bcm. Can production be ramped up?

We are working to keep up the current production levels. In 2018 and 2019 each, we expect to produce close to 3.9 bcm of gas, as in previous years. Currently, our recoverable reserves in Poland total 83 bcm.

To increase domestic production, we focus on enhancing recovery from already discovered fields. By applying new survey tools, new drilling techniques, and well-planned and designed production methods, we can increase recoverable reserves by up to 30%. In line with our strategy, the PGNiG Group is to intensify its hydrocarbon exploration work in Poland over the coming years, which will help maintain new discoveries at current levels and thus is expected to reverse the downtrend in recoverable reserves.

In 2018, we plan to spend a total of approximately PLN 1.5bn on upstream operations and investment projects on Polish fields for which we already hold licences, excluding acquisitions. The amount is double that spent on the upstream segment in 2017. By the end of this year, we expect to start work on 32 wells. As at the end of 2017, formation test results were obtained from 28 boreholes.

Domestic production is and will remain extremely important to us. Gas from our own sources, regardless of whether they are located in Poland or in Norway, is always the cheapest and most reliable option.

Recently, you have announced a new discovery on the Przemysł field, which has been in production for close to 60 years. Did it come as a surprise?

Using new technologies, in particular 3D seismic surveys, we are able to discover hydrocarbon reservoirs in deeper formations. This was the case of the Przemysł field, where we discovered a new reservoir. Indeed, the field has been in production for decades. So far, it has produced close to 65 bcm out of its total recoverable reserves estimated at 72 bcm, and for a few years has shown signs of depletion. It was considered a mature field with a declining production profile.

However, having acquired a large 3D seismic profile over a total area of 955 km², we were able to re-estimate the size of the Przemysł field at almost 20 bcm of gas more than we had thought earlier. This means the field's recoverable reserves may be 25% larger than originally assumed.



Prezes PGNiG Piotr Woźniak. Fot. arch. PGNiG SA

z zauważalnym spadkiem produkcji. Uważano je za złożo w fazie schyłkowej.

Zrealizowaliśmy duże zdjęcie sejsmiczne 3D na łącznym obszarze 955 km kw. Jego analiza ukazała dodatkowy potencjał złoża Przemysł szacowany na prawie 20 mld m³ gazu więcej, niż do tej pory uważaliśmy. To znaczy, że zasoby wydobywalne złoża mogą być o 25% większe niż pierwotnie założono. Prace wiertnicze, które potwierdzą odkrycie, chcemy zacząć na przełomie 2018 i 2019 roku.

Podkarpacie jest w Polsce rejonem najbogatszym w złoża gazowe, ale PGNiG dokonało nowych odkryć i rozpoczęło także produkcję ze złóż w innych częściach kraju.

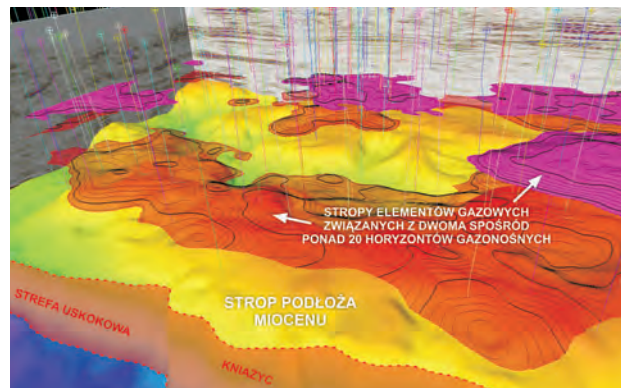
Pod tym względem zyskuje na znaczeniu Wielkopolska, której potencjał w zakresie powiększania zasobów gazu ziemnego w Polsce rośnie. Odkryliśmy w ubiegłym roku złożo gazu na terenie gminy Rokietnica – to koncesja Pniewy-Stęszew, na której PGNiG SA jest samodzielnym operatorem prac. Nowe złożo odkryliśmy także w okolicach Miłosławia, gdzie pracujemy razem z partnerami z Orleń. Wydobywanie gazu ze złoża Miłosław E rozpoczęło się w ubiegłym roku, a w przyszłym roku do produkcji zostanie włączony kolejny odwiert na tym złożu.

Ważna jest też dla nas intensyfikacja wydobywania za pomocą nowoczesnych, innowacyjnych metod stymulacyjnych pozwalających na zwiększenie produkcji, np. poprzez zastosowanie szczelinowania hydraulicznego. Po raz pierwszy w tej części Polski z sukcesem zastosowaliśmy technologię wierceń horyzontalnych w skałach piaskowca, w tzw. czerwonym spągowcu i przyniosło to bardzo pozytywne rezultaty.

Niewiele ponad rok temu zapłonęła flara w Gilowicach na Śląsku, gdzie PGNiG prowadzi projekt pozyskania metanu z pokładów węgla. Jak przebiega ten projekt?

To projekt badawczy, który realizujemy wraz z Państwowym Instytutem Geologicznym i który jest częścią większego programu Geo-Metan. Całe przedsięwzięcie ma pozwolić na rozwijanie technologii poszukiwania, wydobywania i komercyjnego wykorzystania metanu z pokładów węgla, w tym zastosowania metody odpowierzchniowej ujęcia metanu z pokładów planowanych do eksploatacji.

Rzeczywiście testowe wydobywanie w Gilowicach na koncesji „Międzyrzecze”, które przeprowadziliśmy w ubiegłym roku, przyniosło zadowalające rezultaty. Pozyskaliśmy w ciągu 11 miesięcy ok. 900 tys. m³ gazu o zawartości metanu 97%, a więc bardzo dobrej jakości.



Nowy model geologiczny dla złoża Przemysł z wybranymi elementami gazonośnymi. A new geological model for the Przemysł deposit with selected gas-bearing elements. Arch. PGNiG SA

To confirm the discovery, we are planning to commence drilling in late 2018 or early 2019.

The region of Podkarpacie may have more gas resources than any other region in Poland, but PGNiG has also discovered new reserves and launched production in other parts of the country.

In this respect, the region of Wielkopolska is gaining prominence as its gas potential is growing. Last year, we made a gas discovery in the municipality of Rokietnica, within the Pniewy-Stęszew licence area, whose sole operator is PGNiG SA. In partnership with Orlen, we also discovered a new reservoir near Miłosław. The Miłosław E field commenced production last year, with a new well there scheduled to be brought on stream next year.

We are committed to using state-of-the-art, innovative well stimulation techniques, including hydraulic fracturing, in order to increase recovery rates. For the first time in the region of Wielkopolska, we successfully used horizontal technique in sandstone formations known as Rotliegend, which produced very good results.

Not much longer than a year ago, a flare stack was lit in Gilowice in the region of Silesia, where PGNiG is running a coal-bed methane (CBM) project. How is that project going?

It is an R&D project, which is being carried out in partnership with the Polish Geological Institute (PGI) as part of the wider Geo-Metan programme. Its purpose is to develop CBM exploration and production technologies, including methods to extract CBM from the surface before mining, and enable its commercial use.



Fot. arch. PGNiG SA



Fot. arch. PGNiG SA

To, co zrealizowaliśmy razem z PIG, było dopiero pierwszym etapem programu Geo-Metan. Po pogłębionym pilotażu planujemy wejść na tereny górnicze i kopalnie. Kolejne prace zaplanowaliśmy na dwóch wiertniach odległych od siebie o blisko kilometr. Staramy się działać tak, żeby zakończyć nasz projekt komercyjnym wydobyciem gazu. Do współpracy przy drugiej fazie zaprosiliśmy Polską Grupę Górniczą, Jastrzębską Spółkę Węglową oraz Tauron. Spółki są właścicielami terenów przeznaczonych do eksploatacji górniczej i to one w ramach wspólnych grup roboczych wskażą obszary do dalszych prac. Ten etap rozłożony jest na 4-5 lat.

Przedekspluatacyjne odmetanowanie pokładów węgla ma cztery cele: zwiększenie postępu ścianowego, zwiększenie bezpieczeństwa robót, ludzi i urządzeń na dole, wydobycie samego gazu oraz ograniczenie jego emisji do atmosfery. Jeśli razem ze spółkami węglowymi wytypujemy kopalnie wysokometanowe i przeprowadzimy odmetanowanie od powierzchni, wówczas górnicy będą mogli przystąpić do swoich prac w środowisku ze znakomicie niższą zawartością metanu. Tempo przyspieszy postęp ścianowy, bo wzrost stężenia metanu powoduje obecnie częste przestoje robót. Korzyści są więc dla obu stron.

Wykorzystamy wydobyty metan, spalając go w instalacji do produkcji energii elektrycznej lub przekazemy do rurociągów dystrybucyjnych, a trzeba pamiętać, że większość Śląska jest dobrze zgazyfikowana pod względem dystrybucyjnym. W ten sposób metan nie wydostanie się do atmosfery. Liczymy na to, że dzięki metanowi wydobywanemu z pokładów węgla PGNiG będzie mogło w przyszłości zwiększyć swój krajowy potencjał wydobywczy.

Jaka przyszłość czeka krajowe wydobycie?

Nasza strategia dla segmentu poszukiwanie i wydobycie przewiduje zwiększenie do roku 2022 bazy udokumentowanych zasobów o ok. 35%, zwiększenie poziomu wydobycia węglowodorów o ok. 41%, istotne obniżenie jednostkowych kosztów poszukiwań i rozpoznania złóż, a także utrzymanie jednostkowych kosztów zagospodarowania złóż i wydobycia węglowodorów. Rozwój technologii poszukiwawczych i wydobywczych oraz analiza nowych informacji geologicznych pozwalają mieć nadzieję na nowe odkrycia, na udokumentowanie i w konsekwencji eksploataowanie nowych zasobów węglowodorów. Mam tu na myśli zarówno gaz ze złóż konwencjonalnych, jak na Podkarpaciu i w Wielkopolsce, jak i z zasobów niekonwencjonalnych – jak wspomniany metan z pokładów węgla.

Indeed, the results of last year's production tests in Gilowice, within the Międzyrzecze licence area, were quite satisfying. During 11 months, we produced approximately 900,000 cm of high quality gas with a 97% methane content.

The project we have carried out together with PGI is only the first step in the Geo-Metan programme. Having completed the thorough pilot stage, we are planning to extend our activities into mines and mining sites, starting with two drilling projects located nearly one kilometre apart. Our CBM project is intended to ultimately enable commercial gas production. The partners invited to join us in the second stage of the programme are Polska Grupa Górnicza, Jastrzębska Spółka Węglowa and Tauron. They own land designated for mining use and, as members of joint working groups, will select areas for CBM production. This stage is expected to take 4 to 5 years.

CBM extraction before mining has four objectives: to speed up coalface advancing, improve the safety of underground works, staff and equipment, capture the gas and reduce its emissions into the air. If, working together with coal mining companies, we identify high-methane mines and extract CBM before mining, miners will be able to start work in an environment with a substantially lower methane content. Coal production will be able to advance more quickly as there will be fewer stoppages due to increased methane concentrations which is a common problem currently. So there are benefits in such projects for both parties.

Extracted methane will be used by us to fire power plants or delivered into the well-developed gas grid of the Silesia region. This will prevent its release into the atmosphere. We hope that CBM will allow PGNiG to enhance its domestic gas production potential.

What is the future of Polish gas production?

Our upstream strategy for the entire group assumes that by 2022 the current base of hydrocarbon reserves and hydrocarbon production volumes will increase by ca. 35% and 41% respectively, while unit exploration and appraisal costs will be significantly reduced, with unit costs of field development and hydrocarbon production remaining largely unchanged. With access to technology developments in the upstream industry and new geological data, we hope to discover, assign and, consequently, produce new hydrocarbon reserves, both conventional, as in the regions of Podkarpacie and Wielkopolska, and unconventional, such as CBM.

PGNiG i ORLEN Upstream kontynuują poszukiwanie gazu ziemnego w Wielkopolsce



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo oraz ORLEN Upstream rozpoczęły wiercenie kolejnego otworu w ramach wspólnego projektu Płotki. Prace na odwiercie Chwałęcina-1K potrwać około 80 dni. Oprócz prac wiertniczych obie spółki przygotowują się do zagospodarowania kolejnego złoża.

Odwiert Chwałęcina-1K znajduje się na terenie koncesji Śrem-Jarocin w miejscowości Zalesie (gmina Jaraczewo, województwo wielkopolskie). Docelowa głębokość wyniesie ok. 3040 m. Prowadzone prace mają na celu odkrycie złoża gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca.

PGNiG oraz ORLEN Upstream realizują projekt Płotki, składający się z 4 koncesji: Jarocin-Grabina, Kórnik-Środa, Pyzdry oraz Śrem-Jarocin. Na ich terenie znajduje się 7 złóż, z których prowadzone wydobywanie wynosi łącznie około 2100 boe/dobę.

Oprócz prac wiertniczych spółki przygotowują się do zagospodarowania złoża Miłosław, które zostało udokumentowane w maju 2017 roku. Zakończenie inwestycji i rozpoczęcie wydobywania planowane jest na przełomie I i II kwartału 2019 roku. PGNiG, który jest operatorem koncesji, posiada 51% udziałów w projekcie. ORLEN Upstream, z pozostałą częścią udziałów, pełni rolę partnera.

– PGNiG i ORLEN Upstream od kilku lat prowadzą wspólne prace poszukiwawczo-wydobywcze. W Wielkopolsce intensyfikujemy wydobywanie, stosując nowoczesne metody, które pozwalają na zwiększenie produkcji. To tutaj po raz pierwszy w tej części Polski zastosowaliśmy z sukcesem technologię wierceń horyzontalnych w skałach piaskowca. Dzięki współpracy ze sprawdzonym partnerem zwiększamy możliwości wydobywania gazu ziemnego w Polsce, co pozytywnie wpływa na bezpieczeństwo energetyczne kraju – powiedział Piotr Woźniak, prezes Zarządu PGNiG SA.

– Obszar projektu Płotki uchodzi za najbardziej perspektywiczny w Polsce pod kątem występowania złóż węglowodorów w utworach czerwonego spągowca. Mam nadzieję, że prace w odwiercie Chwałęcina-1K dadzą pozytywny wynik i już wkrótce będziemy mogli ogłosić kolejny wspólny sukces poszukiwawczy – powiedział Janusz Radomski, prezes Zarządu, dyrektor generalny – ORLEN Upstream.

PGNiG oraz ORLEN Upstream współpracują także na terenie Wielkopolski w ramach projektu Sieraków. Obejmuje on 2 koncesje, na których obecnie trwają przygotowania do zagospodarowania złoża ropy i gazu ziemnego. Obie spółki prowadzą również wspólny projekt Bieszczady, na który składa się 7 koncesji na Podkarpaciu. Obecnie trwa interpretacja danych uzyskanych w trakcie badań sejsmicznych

PGNiG and ORLEN Upstream continue exploration for natural gas in the region of Wielkopolska

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo and ORLEN Upstream commenced drilling of another well under their joint project Płotki. Work on the Chwałęcina-1K borehole will take approximately 80 days. In addition, the two companies are getting ready to develop another field.

The Chwałęcina-1K borehole is located within the Śrem-Jarocin licence area, in Zalesie (Jaraczewo municipality, region of Wielkopolska). Ultimately, the borehole is to be 3,040 meters deep. The drilling is expected to discover gas accumulation in the Rotliegend formations.

The work is performed as part of the joint project Płotki, covering four licence areas: Jarocin-Grabina, Kórnik-Środa, Pyzdry, and Śrem-Jarocin. There are seven reservoirs there, producing a total of approximately 2,100 boe per day.

In addition to the drilling work, the companies are currently preparing to develop the Miłosław field, documented in May 2017. The project is to be completed and production is planned to commence between the first and the second quarter of 2019. PGNiG, as the licence operator, holds a 51% interest in the project, while ORLEN Upstream, holding the remaining interest, is a project partner.

“PGNiG and ORLEN Upstream have been involved in joint exploration and production projects for several years now. We are committed to using state-of-



Fot. arch. PGNiG SA

-the-art, innovative well stimulation techniques, including hydraulic fracturing, in order to increase recovery rates. For the first time in the region of Wielkopolska, we successfully used horizontal technique in sandstone formations, which produced very good results. By working with this proven partner, we can increase Poland's natural gas production potential and thus enhance its energy security,” said Piotr Woźniak, President of the PGNiG Management Board.

“The area covered by the Płotki project is considered the most promising in Poland in terms of presence of hydrocarbon deposits in the Rotliegend formations. I hope that work performed on the Chwałęcina-1K borehole will deliver positive results and we will soon be able to announce another success of our joint exploratory activity,” said Janusz Radomski, CEO, President of the Management Board of ORLEN Upstream.

Another project where PGNiG and ORLEN Upstream have joined forces is Sieraków, also carried out in the region of Wielkopolska. It covers two licence areas, where preparatory work is currently under way to develop oil and gas fields. Both companies are also running a joint project Bieszczady, comprising seven licence areas in the region of Podkarpacie. At present, interpretation of data collected during seismic surveys is in progress.

Plany zagospodarowania złóż Ærfugl i Skogul w Norwegii zatwierdzone



Norweskie Ministerstwo Ropy i Energii zatwierdziło dokumentację geologiczną i plany zagospodarowania dla dwóch złóż, w których udziały posiada PGNiG Upstream Norway. Rozpoczęcie wydobycia planowane jest na 2020 rok.

Dokumenty dotyczące złóż Ærfugl i Skogul precyzyjnie określają sposób zagospodarowania złóż, program ich eksploatacji, a także harmonogram wydatków inwestycyjnych. PGNiG Upstream Norway wraz z partnerami złożyło wnioski o przyjęcie planów zagospodarowania w grudniu 2017 r.

Wiercenie odwiertów eksploatacyjnych i instalację urządzeń wydobywczych na obu złożach zaplanowano na lata 2019/2020. Realizacja zadań zgodnie z harmonogramem pozwoli na rozpoczęcie eksploatacji złoża Skogul w I kwartale 2020, a złoża Ærfugl w IV kwartale 2020.

– *Podjęte decyzje to kamień milowy dla obu projektów. Zakończył się proces przygotowania inwestycji, teraz wchodzimy w fazę jej realizacji – powiedział Piotr Woźniak, prezes Zarządu PGNiG SA. – Z oboma inwestycjami wiążemy duże nadzieje. Zwłaszcza zagospodarowanie*

PGNiG: development plans for the Ærfugl and Skogul fields approved

The Norwegian Ministry of Petroleum and Energy has approved the geological documentation and development plans for two fields in which PGNiG Upstream Norway holds interests. Production is planned to begin in 2020.

The documents concerning the Ærfugl and Skogul fields precisely describe the development method, production plan and the capital expenditure schedule. PGNiG Upstream Norway and its partners submitted requests to approve the development plans in December 2017.

Drilling of production wells and installation of downhole equipment in both fields is planned for 2019/2020. Implementation progress in line with the schedule will enable the start of production from the Skogul and Ærfugl fields in Q1 2020 and Q4 2020, respectively.

“The decisions that have been made are a milestone for both projects. The preparation phase is over and now we are getting to grips with its implementation,” said Piotr Woźniak, President of the PGNiG Management Board. “Both projects are highly promising. Especially the development of the Ærfugl gas field will translate into significantly higher production of natural gas which we want to transmit from Norway to Poland through the planned new gas



W lecie 2017 r. rozpoczęło się wydobycie ze złoża Gina Krog. Produkcja z nowych złóż Ærfugl i Skogul ma się rozpocząć w 2020 r. Fot. Statoil
Gina Krog was put onstream in the summer of 2017. Production from Ærfugl i Skogul is planned to begin in 2020.



PGNiG Upstream Norway posiada obecnie udziały w 21 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Fot. Statoil
 PGNiG Upstream Norway currently holds interests in 21 exploration and production licences on the Norwegian Continental Shelf.

złoża gazowego Ærfugl oznacza dla nas istotne zwiększenie produkcji gazu ziemnego, który chcemy od 2022 r. przesyłać z Norwegii do Polski planowanym połączeniem gazociągowym przez Danię. Harmonogram zagospodarowania norweskich złóż precyzyjnie wpisuje się w harmonogram projektu Baltic Pipe – dodał.

Ærfugl to złożo gazo-kondensatowe zlokalizowane na Morzu Norweskim w sąsiedztwie złoża Skarv, gdzie PGNiG wydobywa już węglowodory od 2012 roku. Z kolei Skogul to złożo ropy naftowej na Morzu Północnym zlokalizowane w pobliżu złoża Vilje, z którego PGNiG prowadzi wydobycie od 2014 roku.

Zasoby do wydobycia ze złoża Ærfugl wynoszą 31,3 mld m³ gazu ziemnego i 6 mln m³ kondensatu oraz 3,5 mln ton NGL (m.in. LPG, nafta, etan). Natomiast zasoby dla złoża Skogul wynoszą odpowiednio 8,93 mln baryłek ropy naftowej i 170 mln m³ gazu ziemnego towarzyszącego ropie.

PGNiG Upstream Norway posiada 11,92 proc. udziałów w złożu Ærfugl i 35 proc. udziałów w projekcie Skogul. Zgodnie z założeniami złożo Ærfugl pozwoli PGNiG pozyskać około 0,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie w szczytowym okresie produkcji. Z kolei produkcja ropy na rzecz PGNiG ze złoża Skogul w szczytowym okresie ma osiągnąć poziom 1,4 mln baryłek rocznie.

Operatorem na obu złożach jest firma Aker BP. PGNiG Upstream Norway jest jej partnerem w obu projektach. Pozostałymi partnerami są Statoil i DEA Norge AS.

PGNiG Upstream Norway posiada obecnie udziały w 21 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Na dwóch z nich pełni rolę operatora. PGNiG rozpoczęło działalność w Norwegii w 2007 r. Wielkość zasobów wydobywalnych Grupy PGNiG w Norwegii to 83 mln boe (stan na 1 stycznia 2018 r.). Spółka zamierza wziąć udział w kolejnych rundach koncesyjnych, a także analizuje pozyskanie kolejnych koncesji w Norwegii.

pipeline via Denmark starting from 2022. The development schedule for the Norwegian fields is in perfect tune with the schedule for the Baltic Pipe project,” added Piotr Woźniak.

Ærfugl is a gas condensate field located in the Norwegian Sea in the vicinity of the Skarv field, where PGNiG has been producing hydrocarbons since 2012, while Skogul is an oil field in the North Sea, located near the Vilje field, where PGNiG started production in 2014.

Ærfugl’s recoverable reserves are 31.3 bcm of natural gas, 6 mcm of condensate, and 3.5 million tonnes of NGL (including LPG, naphtha, ethane). The reserves available in the Skogul field are 8.93 million barrels of crude oil, and 170 mcm of associated gas.

PGNiG Upstream Norway holds an 11.92% interest in the Ærfugl field and a 35% interest in the Skogul project. It is expected that during the peak production period PGNiG will produce approximately 0.5 bcm of natural gas from the Ærfugl field and 1.4 million barrels of oil from the Skogul field annually.

Aker BP is the operator for both fields. PGNiG Upstream Norway is Aker BP’s partner in both projects. The other partners are Statoil and DEA Norge AS.

PGNiG Upstream Norway currently holds interests in 21 exploration and production licences on the Norwegian Continental Shelf, acting as the operator under two of them. The PGNiG Group’s recoverable reserves in Norway, where it has been engaged in upstream projects since 2007, now total 83 mboe (January 1st 2018). The company plans to participate in future licensing rounds and is identifying opportunities to acquire further licences in Norway.

Rozwija się rynek LNG nad Bałtykiem



LOTOS Asphalt Sp. z o.o. oraz PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., spółki z Grupy Kapitałowej LOTOS i PGNiG, będą wspólnie oferowały usługę bunkrowania statków paliwem LNG, pochodzącym z Terminala Gazowego w Świnoujściu.

Umowa o współpracy została podpisana 19 kwietnia br. podczas konferencji, poświęconej przyszłości LNG jako paliwa żeglugowego na Bałtyku. Porozumienie ma wymiar handlowy i ekologiczny, pozwoli także na szersze komercyjne wykorzystanie gazoportu w Świnoujściu.

– Terminal LNG daje nam bardzo szerokie możliwości wykorzystania konkurencyjnego cenowo gazu ziemnego, importowanego z różnych źródeł. Jesteśmy przekonani, że popularność tego ekologicznego paliwa w kolejnych latach będzie rosła. Bunkrowanie statków gazem LNG to nie tylko ekologia, ale także biznes o optymistycznych perspektywach rozwoju dla obu spółek – powiedział Maciej Woźniak, wiceprezes zarządu PGNiG SA.

Podpisanie umowy między LOTOS Asphalt a PGNiG Obrót Detaliczny jest zwieńczeniem ponadrocznej współpracy, w ramach której na terenie Stoczni Remontowa SA w Gdańsku dokonano przeszło 30 bunkrowań paliwem LNG. Dzięki porozumieniu, które pozwoli na wykorzystanie doświadczeń PGNiG w zakresie LNG oraz wiedzy LOTOSU nt. rynku paliw morskich, obie firmy będą mogły świadczyć w pełni profesjonalną usługę bunkrowania statków paliwem LNG.

– LOTOS angażuje się w coraz większą liczbę projektów z zakresu paliw alternatywnych – powiedział Mateusz A. Bonca, p.o. prezesa Zarządu Grupy LOTOS S.A. – Znamy polski rynek paliw, także ten dla żeglugi, dlatego współpraca z PGNiG w sprawie handlu LNG wpisuje się w strategię rozwoju naszej grupy kapitałowej. LOTOS dąży do uzyskania pozycji lidera we wdrażaniu paliw alternatywnych nowej generacji, do których zalicza się m.in. CNG i LNG.

– Współpraca LOTOSU oraz PGNiG jest ważnym przedsięwzięciem logistycznym i trwa od września 2016 r., kiedy spółki LOTOS Asphalt i PGNiG Obrót Detaliczny dostarczyły LNG, jako paliwo żeglugowe, do zbiorników nowo budowanej w stoczni jednostki. Współpraca obu spółek Skarbu Państwa jest zgodna z Planem na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, przygotowanym przez Ministerstwo Rozwoju – powiedział Henryk Mucha, prezes zarządu PGNiG Obrót Detaliczny.

LNG jest obecnie jednym z najczystszych paliw używanych w żegludze. Jest to związane między innymi z pozytywnymi właściwościami gazu ziemnego, który w kontakcie z powietrzem odparowuje i szybko znika w atmosferze, nie pozostawiając osadów na wodzie. To bezpieczne i zarazem ekologiczne paliwo. W nadchodzących latach paliwo LNG będzie zyskiwać na popularności między innymi ze względu na przyjęcie tzw. „Dyrektywy siarkowej”, nakładającej na armatorów, których jednostki poruszają się w obszarze SECA (Sulphur Emission Control Areas), m.in. po Bałtyku i Morzu Północnym, obowiązek wykorzystywania paliw o zawartości siarki nie przekraczającej 0,1%. Jednym ze sposobów sprostanienia tym wymogom jest wybór jednostek o napędzie LNG, w miejsce konwencjonalnych paliw ropopochodnych.

– Zastosowanie paliwa LNG pozwoli armatorom na redukcję kosztów operacyjnych oraz umożliwi spełnienie coraz bardziej restrykcyjnych regulacji środowiskowych. Z czasem statki, wykorzystujące LNG, będą również stanowiły coraz bardziej ekonomiczną alternatywę dla tradycyjnie napędzanych jednostek morskich – dodał Marcin Szczudło, wicepre-

LNG market in the Baltic region continues to expand

A LOTOS Group subsidiary LOTOS Asphalt Sp. z o.o. and a PGNiG Group subsidiary PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. are jointly bunker ships with LNG from the LNG Terminal in Świnoujście.

The cooperation agreement between the two companies was signed on April 19th 2018 during a conference devoted to the future of LNG as a bunker fuel in the Baltic region. The agreement has a commercial and environmental dimension and will also allow the LNG Terminal in Świnoujście to expand commercial operations.

“The LNG Terminal permits us to take advantage of the competitively priced gas from diverse sources. We are convinced that this environmentally friendly fuel will be gaining traction in the coming years. Not only does bunkering ships with LNG help protect the natural environment, but it also offers both companies bright business prospects,” said Maciej Woźniak, Vice President of the PGNiG Management Board.

The agreement between LOTOS Asphalt and PGNiG Obrót Detaliczny marks the culmination of an over-a-year-long successful partnership, which saw over 30 ships bunkered with LNG at the dockyard of Stocznia Remontowa S.A. in Gdańsk. By bringing together PGNiG’s LNG expertise and LOTOS’s experience in the bunker fuel market, the agreement will enable the two companies to provide a fully professional LNG bunkering service.

“LOTOS has been engaging in a growing number of projects in the area of alternative fuels,” said Mateusz A. Bonca, acting President of the Grupa LOTOS Management Board. “We know the Polish fuel market, including its bunker fuel segment, and thus our LNG trade partnership with PGNiG is consistent with our Group’s strategy. LOTOS strives to become the leading supplier of next generation alternative fuels, including CNG and LNG.”

“The partnership between LOTOS and PGNiG is a major logistics project, which has been carried out since September 2016, when LOTOS Asphalt and PGNiG Obrót Detaliczny supplied LNG to bunker a vessel



Fot. arch. PGNiG SA

zes PGNiG Obrót Detaliczny, odpowiedzialny za obszar CNG/LNG.

Dodatkowo, od stycznia 2021 r. wejdzie życie ograniczenie emisji tlenków azotu (NOx) o 75% na obszarach NECA (Nitric Emission Control Area) – m.in. na Morzu Bałtyckim. Według ekspertów w najbliższych latach w obszarze SECA liczba jednostek napędzanych LNG zwiększy się blisko dwukrotnie.

Kluczowym elementem dalszego wzrostu popularności LNG jest rozwój infrastruktury bunkrowania. Zgodnie z dyrektywą dla paliw alternatywnych – najpóźniej do 2025 r. powinna powstać sieć bazowa punktów bunkrowania LNG w portach morskich. W przypadku Polski mają to być: Gdańsk, Gdynia, Szczecin oraz Świnoujście. Potrzeby zapewnienia dostępności usługi bunkrowania w tych lokalizacjach zawarto w „Krajowych ramach polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych” opracowanych przez Ministerstwo Energii.

W styczniu br. Grupa LOTOS i Remontowa LNG Systems podpisały list intencyjny w sprawie budowy pilotażowego systemu dystrybucji LNG. Umowa dotyczy zaprojektowania, budowy i przeprowadzenia badań pilotażowej stacji dokującej. Głównym jej zadaniem będzie długoterminowe utrzymywanie bezpiecznych parametrów technicznych intermodalnych, kriogenicznych zbiorników LNG. Remontowa LNG Systems opracowała koncepcję wykorzystania kontenerów LNG do bunkrowania statków poprzez kompleks zaworów i pomp zabudowany w ramie o rozmiarach 40-stopowego kontenera.

Wieloletnia współpraca PGNiG i Grupy LOTOS

PGNiG jest dostawcą gazu ziemnego dla Grupy LOTOS od 2010 r. Grupa LOTOS wykorzystuje surowiec w procesach rafinacji ropy naftowej. Głównymi grupami produktowymi uzyskiwanymi w wyniku przerebu ropy naftowej są paliwa, ciężki olej opałowy, asfalty, paliwo lotnicze, benzyna surowa, LPG oraz oleje bazowe.

Oprócz tego PGNiG jest dostawcą lekkiej ropy naftowej, wydobywanej od 2013 r. w kopalni LMG (Lubiatów-Międzychód-Grotów) i dostarczanej przez LOTOS Kolej do gdańskiej rafinerii. Także od 2013 r. spółki współpracują ze sobą w obszarze poszukiwań węglowodorów na terenie Polski.

under construction at the shipyard. The partnership between these two state-owned companies is in line with the Ministry of Development's Sustainable Development Plan," said Henryk Mucha, President of the Management Board of PGNiG Obrót Detaliczny.

LNG is currently one of the cleanest fuels used in the shipping industry. This is due to the unique features of natural gas, which evaporates and dissipates on contact with air, leaving no sludge on water. Therefore, it is a safe and environment-friendly fuel. The increasingly widespread use of LNG in the coming years will be driven by a number of factors, including the Sulphur Directive, requiring shipping companies whose vessels sail in Sulphur Emission Control Areas ('SECA's'), e.g. the Baltic Sea and the North Sea, to use fuels with a sulphur content of less than 0.1%. To satisfy this requirement, ship-owners may choose to replace their conventional diesel units with ones powered with LNG.

"By using LNG fuel, ship-owners will be able to reduce operating costs and ensure compliance with increasingly stringent environmental laws and regulations. Over time, LNG-powered ships will also become a more economically viable alternative to traditionally propelled sea vessels," added Marcin Szczudło, Vice President of the Management Board of PGNiG Obrót Detaliczny in charge of the CNG/LNG segment.

In addition, the requirement to reduce NOx emissions by 75% in Nitric Emission Control Areas (NECAs), including the Baltic Sea, will take effect as of January 2021. According to experts, the number of LNG-powered vessels in SECAs will nearly double in the coming years.

Another key driver of LNG consumption growth is the deployment of bunkering infrastructure. In line with the alternative fuels directive, by 2025 the core network of LNG bunkering points should be deployed at seaports. In Poland, it will be developed in the following locations: Gdańsk, Gdynia, Szczecin and Świnoujście. Ensuring the availability of bunkering services in these locations is provided for in the National Framework Policy for Development of Alternative Fuel Infrastructure of the Ministry of Energy.

In January 2018, Grupa LOTOS and Remontowa LNG Systems signed a letter of intent to build a pilot LNG distribution system. The agreement provides for the design, construction and testing of a pilot LNG docking station. Its main purpose will be to maintain safe process parameters of intermodal, cryogenic LNG tanks over long periods of time. Remontowa LNG Systems has developed a conceptual design for using LNG containers to bunker ships through a complex system of valves and pumps set in a frame the size of a 40-foot container.

Long-term partnership between PGNiG and Grupa LOTOS

PGNiG has been a natural gas supplier to Grupa LOTOS since 2010. Grupa LOTOS uses the feedstock in petroleum refining processes. The main product groups derived from crude oil processing are fuels, heavy fuel oil, bitumens, aviation fuel, naphtha, LPG and base oils.

PGNiG is also a supplier of light crude oil, which has been produced at the LMG (Lubiatów-Międzychód-Grotów) production facility and transported by rail to the Gdańsk refinery by LOTOS Kolej since 2013. Since 2013, the two companies have also been carrying out joint hydrocarbon exploration projects across Poland.



Fot. arch. PGNiG SA

PGNiG nie zwalnia tempa na Podkarpaciu



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo rozpoczęło prace na kolejnym odwiercie w poszukiwaniu gazu ziemnego i ropy naftowej w południowo-wschodniej części Polski. Odwiert Królewska Góra-1K zlokalizowany jest w miejscowości Budy Głogowskie (w gminie Głogów Małopolski, w powiecie rzeszowskim).

Koncesja obejmuje poszukiwanie i rozpoznawanie oraz wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż w obszarze Bratkowice-Ropczyce-Strzyżów. PGNiG posiada 100% udziałów i ma wyłączne prawo do wykonywania działalności poszukiwawczo-wydobywczej na terenie koncesji. Po szczegółowej analizie zdjęcia sejsmicznego 3D z rejonu zapadliśka przedkarpacciego geolodzy wytypowali kilka nowych obszarów, na których mogą znajdować się złoża gazu ziemnego, a jednym z nich jest właśnie jest Królewska Góra-1K.

Obecnie trwa analiza zasobów nowo odkrytego złoża. Szacuje się, że roczne wydobycie będzie wynosić około 25 mln m³ wysokometanowego gazu. Odwiert Królewska Góra-1K będzie włączony do eksploatacji i podłączony do istniejącej infrastruktury Ośrodka Zbioru Gazu Kupno, w skład którego wchodzi Kopalnia Czarna Sędziszowska.

W 2018 roku PGNiG SA zrealizowało w województwie podkarpackim już sześć otworów, z których uzyskało przemysłowe przypiływy gazu.

PGNiG maintains momentum in Podkarpacie

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo has commenced work on another gas and oil exploration well in south-east Poland. The Królewska Góra-1K borehole is located in the rural district of Budy Głogowskie (Głogów Małopolski municipality, Rzeszów county).

PGNiG holds a licence to explore for, appraise and produce oil and gas from reservoirs in the Bratkowice-Ropczyce-Strzyżów region. Under this wholly-owned licence, PGNiG has the exclusive right to conduct exploration and production activities in the licence area. After an in-depth analysis of the 3D seismic survey results from the Carpathian Foredeep Basin, our geologists have identified several new areas, including aforementioned Królewska Góra-1K, which may hold natural gas deposits.

Currently, the recovery factor of the newly discovered reservoir is being assessed. The future annual output is estimated at 25m m³ of high-methane gas. The Królewska Góra-1K borehole will be brought on stream and integrated with the existing infrastructure of the Kupno Gas Gathering System, which includes the Czarna Sędziszowska Production Facility.

In 2018, PGNiG S.A. has already drilled six wells in the Podkarpacie region, which have yielded commercial gas flows.



Fot. arch. PGNiG SA

PGNiG dofinansuje wymianę pieców



Fot. arch. PGNiG SA

Nawet 3 tysiące złotych mogą otrzymać osoby zainteresowane wymianą starych pieców na nowe kotły gazowe.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo kontynuuje działania, zmierzające do poprawy jakości powietrza w Polsce i rozpoczyna program, w ramach którego osoby zainteresowane zamianną dotychczasowego źródła ciepła na ekologiczne ogrzewanie gazowe mogą uzyskać dofinansowanie. Inicjatywa wpisuje się w rządowe działania antysmogowe i prorodzinne, dlatego w konferencji inauguracyjnej wzięli udział minister Energii Krzysztof Tchórzewski, minister Rodziny, Pracy i Polityki Społecznej Elżbieta Rafalska oraz pełnomocnik prezesa Rady Ministrów do spraw programu „Czyste Powietrze” Piotr Woźny.

Według szacunków ekspertów, w Polsce nadal w około 3 milionach domów jednorodzinnych do ogrzewania wykorzystuje się niskiej jakości paliwa stałe i śmieci. To z kolei przyczynia się do znacznego zanieczyszczenia powietrza i jest jednym z głównych powodów powstawania smogu.

– To kolejna inicjatywa wspierająca rządowe starania o poprawę jakości powietrza w Polsce i realne wsparcie walki ze smogiem. Tym samym

dajemy szansę polskim rodzinom na wymianę ogrzewania, które jest bardziej przyjazne środowisku i korzystne cenowo – podkreślił Krzysztof Tchórzewski, minister Energii.

W ramach ogólnopolskiego programu PGNiG dopłaty do kotła gazowego może uzyskać w sumie 11 tysięcy gospodarstw domowych. Dziesięć tysięcy z nich ma szansę otrzymać wsparcie do 1000 złotych na zakup kotła gazowego, a tysiąc rodzin posiadających Kartę Dużej Rodziny może liczyć na jeszcze wyższe dofinansowanie.

– To dobrze, że rodziny otrzymają atrakcyjną ofertę. Dzięki podpisanej umowie tysięcy rodzin, posiadających Kartę Dużej Rodziny, może liczyć na dofinansowanie nawet do 3000 złotych – powiedziała Elżbieta Rafalska, minister Rodziny, Pracy i Polityki Społecznej.

– Walka o czyste powietrze musi mieć przede wszystkim wymiar praktyczny. Dla rządu ważne są programy, które w konkretny sposób zachęcają do zmiany sposobu ogrzewania i wykorzystania paliw ekologicznych np. gazu ziemnego, ale jednocześnie wspierają najbardziej potrzebujących np. rodziny wielodzietne, które często plasują się w grupie mniej zamożnych polskich gospodarstw domowych.

Wspólne działania rządu, samorządów i biznesu poprawią jakość życia Polaków pod warunkiem kompleksowego podejścia – edukacji oraz skutecznie zaprojektowanych rozwiązań, takich jak akcja PGNiG dofinansowania wymiany kotłów. Wszystkie te działania powinny być sprowadzone do wspólnego mianownika, jakim jest poprawa jakości powietrza, którym oddychają polskie rodziny – dodał Piotr Woźny, pełnomocnik prezesa Rady Ministrów do spraw programu „Czyste Powietrze”.

Wnioski w ramach programu można składać osobiście w Biurach Obsługi Klienta PGNiG Obrót Detaliczny. Wszystkie osoby zainteresowane dofinansowaniem będą musiały zlikwidować dotychczasowe źródło ciepła na paliwo stałe, a także zakupić i zainstalować jako źródło ogrzewania kocioł kondensacyjny zasilany paliwem gazowym.

– Poprawa jakości powietrza w Polsce jest elementem strategii całej Grupy Kapitałowej PGNiG. Jesteśmy przekonani, że powietrze w naszym kraju może być czyste, dlatego podejmujemy szereg konkretnych działań w tym kierunku. Konsekwentnie promujemy gaz ziemny jako paliwo ekologiczne i chcemy, aby jak najwięcej Polaków mogło z niego korzystać – zadeklarował Piotr Woźniak, prezes PGNiG SA.

Program „Dofinansowanie nawet do 3000 zł” wspiera cele kampanii edukacyjnej pod nazwą „Rodzice i dzieci, Powietrze bez śmieci”, prowadzonej przez Fundację PGNiG od listopada ubiegłego roku, dedykowanej przede wszystkim do uczniów szkół podstawowych i ich rodziców.

– Zaczęliśmy od działań edukacyjnych, ponieważ jesteśmy przekonani, że konsekwentna budowa świadomości ekologicznej jest kluczowa do oczyszczenia polskiego powietrza. Teraz wykonujemy kolejny krok i oferujemy konkretne wsparcie dla osób zainteresowanych ekologicznym ogrzewaniem gazowym. Jesteśmy przekonani, że jego popularyzacja pozwoli nam wszystkim oddychać czystym powietrzem w przyszłości – zakończył Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny.

„Energia dla przyszłości” – kolejna edycja programu stażowego

Ministerstwo Energii, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, PGE Polska Grupa Energetyczna SA oraz Polski Koncern Naftowy ORLEN SA organizują roczne płatne staże w ramach III edycji programu stażowego „Energia dla przyszłości”. Organizatorzy oferują płatny roczny staż w Ministerstwie Energii i siedzibach spółek z Grup Kapitałowych biorących udział w programie.

Udział w nim wzięć może trzydziestu studentów jednego z dwóch ostatnich semestrów studiów magisterskich i absolwentów studiów magisterskich wydziałów uczelni technicznych wyszczególnionych w formularzu aplikacyjnym znajdującym się na stronie Ministerstwa Energii:

<http://www.me.gov.pl/Serwis+Prasowy/Program+stazowy+Energia+dla+Przyszlosci/Formularz+aplikacyjny>

Termin zgłoszeń mija 28 maja. Ogłoszenie wyników naboru w czerwcu, a staże rozpoczną się w październiku 2018 r. Szczegóły dostępne są także na stronie:

<http://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/ruszyla-iii-edycja-programu-stazowego-energia-dla-przyszlosci/-newsGroupId/10184>

A tall industrial drilling rig stands against a dramatic sunset sky with orange and blue clouds. The rig is silhouetted against the bright horizon. A red horizontal bar is visible in the top left corner of the image area.

Lider w poszukiwaniach i wydobyciu

PGNiG od lat jest jedną z największych spółek paliwowych w Europie Środkowo-Wschodniej. Firma dostarcza gaz ziemny i ropę naftową dla odbiorców indywidualnych, instytucji, a także największych przedsiębiorstw.

PGNiG stale rozwija segment poszukiwań i wydobywania gazu oraz ropy naftowej, stawiając na dywersyfikację dostaw.

Obecnie prowadzi odwierty i eksploatację złóż w Polsce, Norwegii oraz w Pakistanie.

Zawodowe formy kształcenia szansą na zatrudnienie



W branży naftowo gazowniczej, a zwłaszcza w zakresie działalności oddziału wydobywczego, niezmiernie istotne jest kierunkowe wykształcenie potencjalnych pracowników. Pozyskanie takich osób, które z łatwością wdrożą się w system i specyfikę ruchu zakładu górniczego wymaga zaangażowania zarówno ze strony aplikanta jak i pracodawcy.

Kształcenie i doskonalenie zawodowe w zakresie górnictwa i gazownictwa oferuje obecnie kilka szkół średnich w Polsce, w tym m.in. Zespół Szkół Ponadgimnazjalnych nr 4 im. Ignacego Łukasiewicza w Krośnie, czyli tzw. „Naftówka” oraz Zespół Szkół Ponadgimnazjalnych nr 3 w Łodzi.

„Naftówka” kształci uczniów na kierunkach branżowych z zakresu technik wiertnik, technik gazownictwa, technik górnictwa otworowego, technik geolog, technik ochrony środowiska. Każdego roku szkołę opuszcza ok. 120 absolwentów ww. zawodów.

Zespół Szkół Ponadgimnazjalnych w Łodzi prowadzi współpracę z branżą gazowniczą w zakresie realizacji kierunku technik gazownictwa. W latach 2012-2017 mury szkoły opuściło 147 absolwentów tego kierunku w systemie stacjonarym.

Współpraca ze szkołami średnimi oraz wyższymi umożliwiła pracodawcy pozyskanie najlepszych absolwentów, którzy zdobyli kompleksową wiedzę teoretyczną i praktyczną. Dlatego też Oddział w Sanoku chętnie angażuje się we wszelkie formy współpracy w zakresie doskonalenia potencjalnych kadr.

PGNiG SA Oddział w Sanoku zajmuje się działalnością związaną głównie z wydobyciem gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż oraz bezbiornikowym magazynowaniem gazu ziemnego. Wydobycie prowadzone jest w 36 kopalniach zlokalizowanych na terenie południowo-wschod-



Spotkanie z przedstawicielami szkół branżowych w trakcie uroczystości barbórkowych w Sanoku. Od lewej – Joanna Kubit – dyrektor Naftówki, Urszula Gabło – uczennica Naftówki, Kazimierz Nowak – dyrektor Oddziału w Sanoku, Janusz Bęben – dyrektor Zespołu Szkół Ponadgimnazjalnych nr 3 w Łodzi, Wanda Świderek – z-ca dyrektora Zespołu Szkół Ponadgimnazjalnych nr 3 w Łodzi. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Sanoku

niej Polski. Magazynowanie gazu ziemnego prowadzone jest poprzez 4 podziemne magazyny gazu w Husowie, Strachocinie, Brzeźnicy i Swarzewie.

W związku ze zmianą pokoleniową i koniecznością „odmłodzenia” kadry oraz perspektywą eksploatacji nowych odwiertów Oddział w Sanoku stanął przed potrzebą zatrudnienia nowych pracowników. To z kolei wiązało się z obowiązkiem znalezienia wykształconych osób, które sprawnie mogłyby rozpocząć pracę w ruchu zakładu górniczego.

W celu przeprowadzenia rekrutacji wykorzystana została między innymi baza osób, które w naszym Oddziale odbyły staże i praktyki.

W 2017 r. zrealizowano u nas praktyki dla 120 uczniów i studentów. Zajęcia miały charakter praktyk zawodowych, dyplomowych, technologicznych, obserwacyjnych i indywidualnych. W ramach programu edukacyjnego GeoTalent - realizowanego przez PGNiG SA przy współpracy Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława

Staszica w Krakowie, Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu oraz Uniwersytetu Warszawskiego w latach 2015-2017 staże w sanockim oddziale odbyło 51 studentów.

Pośród potencjalnych kandydatów w ciągu ostatniego roku przyjęliśmy do pracy w kopalniach, w zdecydowanej większości absolwentów Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie uczestniczących we wspomnianym już programie GeoTalent oraz absolwentów Szkoły Naftowej w Krośnie. Nowi pracownicy doskonalą wiedzę i doświadczenie w jednostkach terenowych w ruchu zakładu ruchu górniczego, na stanowiskach ściśle związanych z eksploatacją ropy i gazu ziemnego.

Najcenniejszy kapitał dla oddziału wydobywczego to nie tylko eksploatowany surowiec, ale również pracownicy, którzy przyczyniają się do rozwoju i przyszłości firmy.

Dział Komunikacji i Public Relations
PGNiG SA Oddział w Sanoku



Kopalnia Żurawica – nowe kadry zasilili absolwenci Naftówki. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Sanoku



Kopalnia Przemysł Zachód – nowe kadry zasilili absolwenci Naftówki i AGH. Fot. arch. PGNiG SA Oddział w Sanoku

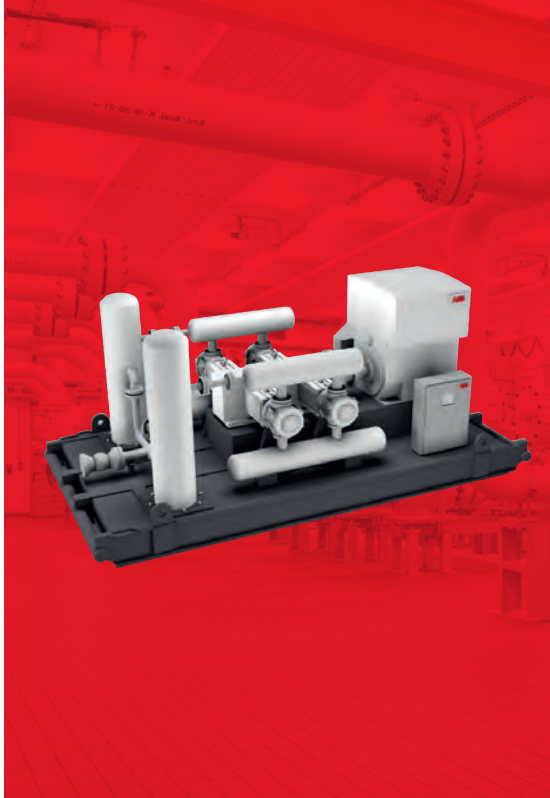
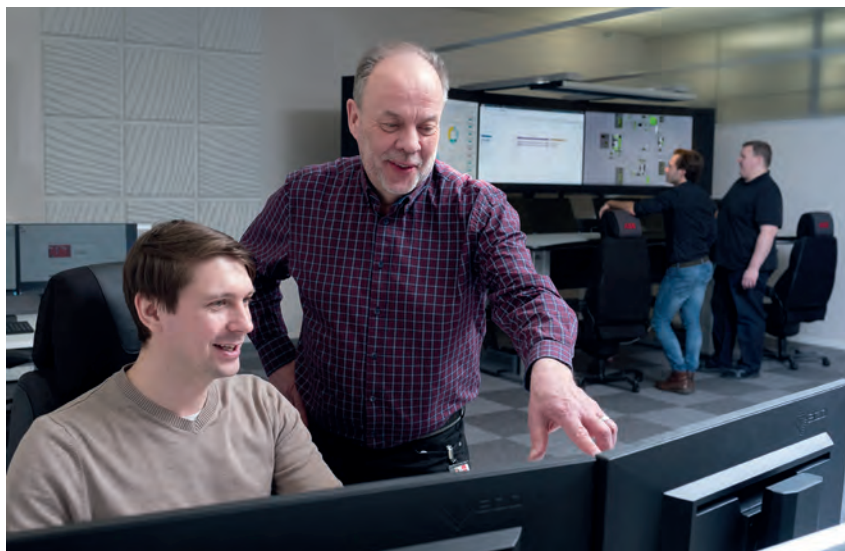


ABB c-House®

Modułowe rozwiązania pakietów kompresorowych

Zestawy kompresorowe o budowie modułowej (c-House) to przełom w dziedzinie projektowania, budowy, instalacji i uruchamiania urządzeń sprężających gaz. Wszystkie technologiczne urządzenia, układy elektryczne oraz system zasilania i sterowania, a także systemy diagnostyki zamontowane są na jednej modułowej platformie lub w przypadku większych urządzeń – kilku platformach. Wykorzystanie standardowych modułów skraca czas realizacji projektu, obniża koszty wytwarzania oraz poprawia jakość produktu, a strategiczne partnerstwo ABB ze światowym liderem w produkcji tłokowych sprężarek gazu – firmą Ariel Corporation – gwarantuje najwyższą jakość dostaw oraz usług serwisu i wsparcia technicznego. Modułowe rozwiązania pakietów kompresorowych ABB c-House to gwarancja niezawodności i niskich kosztów operacyjnych, a także zupełnie nowe możliwości w zakresie cyfrowej diagnostyki, pozyskiwania i analizy danych.abb.pl

Powstał nowy ośrodek ABB Ability™ Collaborative Operations dla klientów z branży wydobywczej



Fot. arch. ABB

Collaborative Operations Center w szwedzkim Vasteras będzie dostarczał analizy, prognozy i kluczowe wskaźniki efektywności (KPI) pozwalające usprawnić procesy oraz zwiększyć bezpieczeństwo i rentowność przedsiębiorstw. Oferowane w nim usługi będą dostępne zdalnie także dla polskich klientów.

Collaborative Operations Center (COC) łączy specjalistów ABB z systemami, oprogramowaniem i usługami dostarczonymi do klientów. W ramach działalności ośrodka, dostępne będą takie usługi optymalizacji, jak monitoring systemu sterowania 800xA, monitoring działania pętli regulacyjnych (Loop Monitoring), cyberbezpieczeństwa (Cyber Security Monitoring), a także górniczych maszyn wyciągowych (Mine Hoist Monitoring) i napędów. Wymiana informacji w oparciu o bezpieczny dostęp i zdalną pomoc techniczną pozwoli właścicielom zakładów poprawić ich ogólną wydajność.

Jak COC funkcjonuje w praktyce? Kluczowe czujniki i systemy przesyłają dane dotyczące m.in. stanu i funkcjonowania urządzeń klienta do ośrodków COC, gdzie są one analizowane w trybie 24/7. Na podstawie uzyskanych wyników i specjalistycznej analizy inżynierzy mogą szybko zdiagnozować potencjalne problemy, udzielić rad w zakresie serwisu prewencyjnego i zalecić działania zwiększające wydajność.

Nowy ośrodek będzie oferować niedawno wprowadzoną usługę optymalizacji maszyn wyciągowych. Usługę wspiera specjalistyczne oprogramowanie, które zbiera i analizuje dane z maszyn wyciągowych (w tym z silnika, ukła-

du hydraulicznego i hamulców). Dane te są na bieżąco przetwarzane, aby móc identyfikować, analizować i ustalać priorytety dla problemów, z jakimi borykają się konkretne urządzenia. System z wyprzedzeniem informuje klienta i personel ABB o możliwych nieprawidłowościach, ułatwiając w ten sposób podjęcie szybkich działań. Wczesne wykrycie problemu skracza czas nieplanowanych przestoju urządzeń oraz zwiększa bezpieczeństwo i niezawodność systemów.

Ośrodek w Vasteras będzie obsługiwał klientów ABB z branży wydobywczej i współpracował z innymi ośrodkami COC na całym świecie, rozszerzając tym samym zakres świadczonych usług.

– Dzięki naszej globalnej sieci ośrodków Collaborative Operations wchodzimy na zupełnie nowy, cyfrowy poziom obsługi klienta – powiedział Mikael Ingo, dyrektor biznesu ABB Process

Industries w regionie Europy Północnej. – Nasze rozwiązania oferują realne korzyści wynikające z cyfryzacji, w oparciu o zaawansowane dane analityczne dotyczące działalności i zarządzania. Pozwala to zwrócić uwagę na istotne szczegóły, jak np. konieczność smarowania silnika lub określenie, który zakład danego przedsiębiorstwa działa najbardziej efektywnie i dlaczego.

ABB systematycznie rozwija swoją sieć ośrodków Collaborative Operations, obsługujących klientów z sektora wydobywczego, celulozowo-papierniczego oraz metalurgicznego. W 2017 roku zostało otwartych pięć nowych jednostek. W 2018 roku, oprócz ośrodka w Västerås, firma planuje inaugurację kolejnych COC, umożliwiających obsługę klientów na całym świecie zgodnie z podejściem „Follow-the-sun”.

ABB (ABBN: SIX Swiss Ex) jest technologicznym liderem w produktach elektryfikacji, robotyce i systemach napędowych, automatyce przemysłowej i sieciach energetycznych, obsługującym klientów z sektora użyteczności publicznej, przemysłu oraz transportu i infrastruktury na całym świecie. Kontynuując ponad 130-letnią historię innowacji, obecnie ABB tworzy przyszłość cyfryzacji w oparciu o dwie czytelne wartości: dostarczanie energii elektrycznej z dowolnego źródła do dowolnego punktu poboru oraz automatyzacja przemysłu od etapu pozyskania zasobów naturalnych po gotowe wyroby. Jako sponsor tytularny Formuły E, w której startują wyłącznie sportowe samochody elektryczne, ABB przesuwa granice elektromobilności, wpływając na zrównoważoną przyszłość. Grupa ABB zatrudnia około 135 000 pracowników w ponad 100 krajach świata.

ABB Sp. z o.o.



Fot. arch. ABB

Electrify America wybrała ABB jako dostawcę szybkich ładowarek do pojazdów elektrycznych w Stanach Zjednoczonych



Szybkie ładowarki ABB Terra HP do pojazdów elektrycznych, zgodnie z ambitnymi założeniami 10-letniego projektu, zostaną zainstalowane przy amerykańskich autostradach.

Firma ABB została wybrana jako dostawca stacji ładowania Terra HP w ramach dotychczas największego projektu budowy infrastruktury dla pojazdów elektrycznych w Stanach Zjednoczonych.

Ładowarki, umożliwiające doładowanie nawet największego akumulatora pojazdu elektrycznego w mniej niż 15 minut, zostaną zainstalowane przez firmę Electrify America, która zamierza stworzyć setki stacji ładowania w 17 obszarach metropolitalnych oraz przy wielu krajowych autostradach.

Uważa się, że stworzenie krajowej sieci szybkich stacji ładowania – swego rodzaju „stacji paliw” dla pojazdów elektrycznych – jest kluczowe dla rozpowszechnienia samochodów elektrycznych w Stanach Zjednoczonych.

– Electrify America poszukiwała doświadczonych partnerów, którzy wdrożą technologie szybkiego ładowania, będące w stanie obsłużyć akumulatory wszystkich dostępnych obecnie na rynku pojazdów elektrycznych oraz duże akumulatory nowej generacji. Cieszymy się, że firma ABB została jednym z naszych głównych dostawców – powiedział Seth Cutler, główny inżynier w Electrify America. – Nowe systemy ładowania zostały stworzone, aby zapewniać optymalną obsługę kierowców – szybko, wygodną i niezawodną, kiedykolwiek i gdziekolwiek jej potrzebują.

– Jesteśmy dumni, że zostaliśmy wybrani do obsługi światowej klasy sieci ładowania pojazdów elektrycznych w Stanach Zjednoczonych

w tym historycznym projekcie – powiedział Greg Scheu, prezydent regionu Ameryk w Grupie ABB. – Nasze systemy Terra HP zagwarantują, że wiodąca w branży technologia szybkiego ładowania będzie wspierała elektromobilność nie tylko obecnie, ale także w przyszłości.

Ten ambitny plan niewątpliwie przyspieszy wdrażanie pojazdów elektrycznych w najbliższych latach. W 2017 roku w Stanach Zjednoczonych sprzedano prawie 200 000 pojazdów elektrycznych. Jednak rozwój krajowej infrastruktury ładowania nie następował w tempie umożliwiającym wdrażanie elektrotransportu na szeroką skalę. Czynnikiem powstrzymującym potencjalnych nabywców przed wyborem pojazdu elektrycznego nadal pozostaje kwestia zasięgu – brak pewności odnośnie tego, czy w trakcie podróży znajdą miejsce, w którym będą mogli naładować akumulatory.

Ładowarki ABB Terra HP eliminują te obawy. Terra HP o mocy do 350 kW umożliwi nałado-

wanie pojazdu elektrycznego w czasie niewiele dłuższym niż ten potrzebny na zatankowanie pojazdu spalinowego i pozwalające na pokonanie prawie 200 mil (320 kilometrów).

Plan rozmieszczenia przez Electrify America ładowarek wzdłuż autostrad zakłada odległości nie większe niż 120 mil (195 kilometrów), co oznacza, iż kierowcy mogą być pewni, że dojadą do celu.

Ładowarki ABB Terra HP są kompatybilne ze standardami szybkiego ładowania prądem stałym CCS i CHAdeMO, dzięki czemu kierowcy mogą wybrać dowolny pojazd elektryczny i mieć pewność, że będzie on kompatybilny ze wszystkimi stacjami ładowania Electrify America.

Lider w dziedzinie elektromobilności

Wybór ABB, innowatora i dostawcy wielu produktów i rozwiązań dla zrównoważonej elektromobilności, do udziału w programie Electrify America. Będzie to największe jak do tej pory wykorzystanie szybkich ładowarek ABB.

Portfolio ABB obejmuje technologie ładowania samochodów elektrycznych, autobusów i ciężarówek oraz rozwiązania z zakresu elektryfikacji statków, kolei i tramwajów linowych. W 60 krajach zamontowano już ponad 6500 szybkich ładowarek DC, co czyni ABB globalnym liderem w technologii szybkiego ładowania prądem stałym z dostępem do internetu.

Pozycja lidera elektromobilności zajmowana przez firmę ABB przejawia się również w jej partnerstwie z Formułą E – pierwszą na świecie serią międzynarodowych wyścigów w pełni elektrycznych samochodów pod egidą FIA. Mistrzostwa Formuły E FIA ABB to platforma, która umożliwia testowanie technologii elektryfikacji i cyfryzacji związanych z elektromobilnością w kontekście rajdów samochodowych. ABB i Formuła E mają doskonałą okazję, aby razem przesunąć granice e-mobilności.



Fot. arch. ABB

ABB Sp. z o.o.



ZAPEWNIAMY BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE



www.gaz-system.pl

GAZ-SYSTEM wspiera rozwój kształcenia zawodowego



- Liczę, że nasza współpraca z Zespołem Szkół Technicznych im. Ignacego Mościckiego w Tarnowie zwiększy możliwość zatrudniania wykwalifikowanej kadry technicznej w branży gazowniczej – powiedział Artur Zawartko, wiceprezes Zarządu GAZ-SYSTEM, podczas uroczystości podpisania listu intencyjnego i umowy patronackiej z Zespołem Szkół. Spotkanie odbyło się 27 kwietnia 2018 r.

Spółka pomoże w kształtowaniu i realizacji planu nauczania, a także doposąży pracownie zawodowe. Ułatwi uczniom dostęp do nowoczesnej infrastruktury przesyłowej zarówno w ramach wycieczek zawodowych, jak i praktycznych zajęć specjalistycznych, w tym laboratoryjnych. Najlepszym absolwentom spółka zapewni płatne staże. – Nasza firma intensywnie się rozwija, rozbudowujemy polski system przesyłowy gazu, realizujemy ambitne projekty infrastrukturalne. To wszystko sprawia, że potrzebujemy wykwalifikowanych pracowników i kompetentnych specjalistów, którzy będą w stanie sprostać naszym wymaganiom – powiedział Artur Zawartko.



Artur Zawartko, wiceprezes zarządu GAZ-SYSTEM, i Krzysztof Kołaciński, dyrektor Zespołu Szkół Technicznych w Tarnowie, podpisują umowę dotyczącą współpracy. Fot. arch. GAZ-SYSTEM S.A.

– Chcemy wspierać szkolnictwo zawodowe i stwarzać szanse na rozwój dla młodych, dobrze wykształconych ludzi, którzy swoją zawodową przyszłość wiążą z sektorem gazowym – dodała Aneta Korda-Burza, dyrektor Pionu Laboratoriów GAZ-SYSTEM.

– Jako inżynier nie wyobrażam sobie kształcenia technicznego bez ścisłej współpracy szkoły z przemysłem. Dostęp do najnowszej myśli technicznej, kontakt z wysokiej klasy profesjonalistami oraz wszelkie inne formy wzbogacania procesu kształcenia uczniów i nauczycieli są nieocenione, jeśli chcemy przygotować dobrych kandydatów

do pracy w najlepszych firmach. Te działania są korzystne zarówno dla firmy, jak i ucznia, a co za tym idzie, dla naszej gospodarki – powiedział dyrektor Krzysztof Kołaciński.

– Zespół Szkół Technicznych to renomowana placówka, spełniająca wysokie standardy kształcenia i ciesząca się długą listą sukcesów oraz wspianymi tradycjami. Cieszę się, że dzięki umowie zawartej ze spółką GAZ-SYSTEM oferta szkoły zyska dodatkowe atuty. Zyskają również uczniowie. Dziękuję państwu za wsparcie – powiedział prezydent Tarnowa Roman Ciepela.

List intencyjny i umowa patronacka zostały podpisane 27 kwietnia 2018 r. przez Artura Zawartko, wiceprezesa Zarządu GAZ-SYSTEM, oraz Krzysztofa Kołacińskiego, dyrektora Zespołu Szkół Technicznych im. Ignacego Mościckiego w Tarnowie. W uroczystości uczestniczył także Piotr Augustyński, zastępca prezydenta miasta Tarnowa. Jest to kolejna umowa o współpracy pomiędzy spółką a placówkami szkolnictwa zawodowego. W ubiegłym roku GAZ-SYSTEM podpisał umowę patronacką z Zespołem Szkół Budowlanych i Ogólnokształcących oraz Centrum Kształcenia Zawodowego i Ustawicznego w Jarosławiu (województwo podkarpackie).

Centrum Prasowe
GAZ-SYSTEM S.A.

WIĘŚCI Z POLSKICH W FIRM.

Gazociąg Polkowice – Żary został oddany do eksploatacji

GAZ-SYSTEM zakończył budowę gazociągu relacji Polkowice – Żary. Jest to kluczowy projekt stanowiący wymierny impuls rozwojowy dla Dolnego Śląska i województwa lubuskiego.

– Zakończyliśmy ważną dla regionu dolnośląskiego i lubuskiego inwestycję, która pozwoli dostarczyć zwiększone ilości gazu ziemnego do nowych odbiorców przemysłowych, między innymi Wałbrzyskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej „Invest-Park” a także Podstrefy w Żarach – powiedział Michał Lipowski, dyrektor Oddziału GAZ-SYSTEM we Wrocławiu.

– Dzięki temu powstał nowy elastyczny system transportu gazu, który umożliwi przesył z dwóch kierunków zasilania, tj. od strony Żukowic (poprzez istniejący gazociąg) oraz od strony Polkowic. Daje to gwarancję ciągłości dostaw do odbiorców. W dalszej perspektywie, po zrealizowaniu drugiego etapu inwestycji, stworzymy możliwość przestawienia sieci gazowej gazu zaazotanowanego na gaz wysokometanowy – dodał Lipowski.

Gazociąg o długości ok. 64 km i średnicy 300 mm zlokalizowany jest w województwie dolno-

śląskim na terenie gmin: Polkowice, Jerzmanowa, Radwanice, Gaworzycy oraz w województwie lubuskim na terenie gmin: Niegosławice, miasta i gminy Szprotawa, Małomice i Żary. Wartość całej inwestycji to 82 mln zł.

Budowa gazociągu trwała 20 miesięcy i była realizowana w dwóch etapach:

- w województwie dolnośląskim odcinek Polkowice-Gaworzycy o długości ok. 28 km,
- w województwie lubuskim odcinki Gaworzycy-Małomice o długości ok. 30 km i Olszynie-Lubomyśl o długości ok. 6 km.

GAZ-SYSTEM uzyskał pozwolenie na użytkowanie gazociągu pod koniec 2017 r. Trasa przebiega w większości wzdłuż istniejącego gazociągu wysokiego ciśnienia o średnicy 250/200 mm. Przedsięwzięcie zostało zrealizowane na podstawie ustawy o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. z 2014 r., poz. 1501 z późn. zm.), tzw. „specustawy gazowej”.

Wymierną korzyścią z inwestycji jest podatek od nieruchomości, który w wysokości do 2 proc. wartości nakładów będzie odprowadzał GAZ-



Od prawej: wicewojewoda lubuski Robert Paluch, wojewoda dolnośląski Paweł Hreniak, marszałek województwa lubuskiego Elżbieta Polak, dyrektor Oddziału GAZ-SYSTEM we Wrocławiu Michał Lipowski

-SYSTEM do budżetu samorządów lokalnych.

Inwestycję zrealizowano w oparciu o najwyższe standardy i z poszanowaniem prawa i środowiska. Zastosowanie nowoczesnych technologii i wykorzystanie wysokiej jakości materiałów (wysokiej jakości stal z trójwarstwową polietylenową powłoką zewnętrzną) oraz najnowocześniejszych systemów zabezpieczeń stanowi podstawę bezpiecznej pracy gazociągu.

Centrum Prasowe
GAZ-SYSTEM S.A.

Nowe obszary badawcze – mikroorganizmy – procesy biogenne



Anna Turkiewicz



Piotr Kapusta



Natalia Kubińska



New areas of research – microorganisms – biogenic processes

Abstract

The aim of the article is to discuss the role of using biocides in to the drilling muds and fracturing fluids and selection of biocidal products under certain circumstances. The problem of enzymatic decomposition of organic blockers is also presented. This article also concerns nitrate-based treatment in underground gas storage. This technology is applied for limiting activity of sulfate-reducing bacteria (SRB) which are responsible for a natural gas sulphurization. Also, attention was paid to the problem of environmental protection in the oil and gas industry which including issues related to a bioremediation of soils contaminated with petroleum products. The discussed matters can create a broad perspectives in future applications of phytoremediation methods, as well as attempts to combined it with the previous method based on using selected autochthonic microorganisms.

Wstęp

W artykule omówiono stosowanie biocydów w wiertnictwie oraz przedstawiono problematykę enzymatycznego rozkładu blokatorów organicznych. Artykuł dotyczy także technologii, mającej na celu ochronę obiektów magazynowania gazu przed szkodliwą działalnością mikroorganizmów i zasiarzeniem gazu ziemnego, jak również koncentruje się na problematyce ochrony środowiska w przemyśle naftowym.

Problematyka stosowania biocydów jako dodatków do płuczek wiertniczych i płynów szczelinujących

Odkąd branża naftowa zaczęła dostrzegać zagrożenia wynikające z niekorzystnego działania mikroorganizmów, rozpoczęto stosowanie biocydów jako środków hamujących ich rozwój. W przypadku płuczek wiertniczych i płynów

szczelinujących biocydy muszą spełnić dwie podstawowe funkcje:

- ochronić składniki narażone na atak mikroorganizmów przed biodegradacją
- zapobiegać wprowadzeniu do złoża niepożądanych mikroorganizmów, takich jak bakterie redukujące siarczany (SRB).

Tak więc środki te muszą posiadać szerokie spektrum działania (być aktywnymi wobec różnych grup mikroorganizmów), posiadać przedłużone działanie (niektóre bakterie, w tym niektóre bakterie SRB posiadają zdolność tworzenia spor – przetrwalników), a równocześnie charakteryzować się w miarę niską toksycznością dla innych organizmów żywych. Oznacza to, że najlepszym rozwiązaniem będą substancje, które wkrótce po swoim działaniu ulegną neutralizacji (rozkładowi). Takie podejście jest możliwe, ponieważ czas działania biocydów w tym przypadku może być ograniczony, inaczej niż gdy mają działać w sposób ciągły, np. w czasie procesu nawadniania złoża. Z drugiej strony wiadomo, że niektóre substancje oprócz działania biobójczego mogą spełniać inne funkcje – te oparte na sym-triazynie mają zdolności neutralizacji siarkowodoru, zaś niektóre związki aminowe mogą spełniać funkcje inhibitorów hydratacji skał ilastych. Trzeba też pamiętać o różnej naturze chemicznej substancji biobójczych, co oznacza że w zależności od rodzaju użytej płuczki wiertniczej czy płynu szczelinującego może być wskazane zastosowanie innego biocydu niż aktualnie stosowany. Biocydy wprowadzane do złoża nie mogą mieć własności utleniających, ze względu na ryzyko wystąpienia korozji, jak również nie powinny oddziaływać z innymi chemicznymi dodatkami do płuczek i płynów szczelinujących. Co więcej, niektóre z ich mogą dodatkowo oddziaływać z węglowodorami tworząc niepożądane halogenki alkilowe [25]. W związku z tym, lepszym wyborem wydają się być związki o charakterze elektrofilowym bądź litycznym.

Następnym zagadnieniem, które musi być brane pod uwagę przy stosowaniu biocydów jest ich dalszy los, tzn. jak szybko ulegają one rozkładowi oraz jakie są produkty (jak również

i produkty pośrednie) rozkładu. Pewnym wyjątkiem jest tutaj aldehyd glutarowy, ponieważ ma on tendencje do kondensowania [16]. Biocydy o charakterze litycznym wydają się być dość stabilnymi związkami w rozmaitych warunkach w jakich są stosowane, podczas gdy związki o charakterze elektrofilowym są reaktywne i ulegają szybkiemu rozpadowi. Należy zwrócić także uwagę na to, iż produkty rozpadu substancji biobójczych mogą być w niektórych przypadkach toksyczne. Istnieją doniesienia, że nawet tak powszechnie stosowany środek jak bronopol może w środowisku wodnym ulegać degradacji do 2-bromo-2-nitroetanolu i bromonitrometanu, które to związki kumulują się bardziej w środowisku, a ich potencjalna toksyczność jest większa od związku wyjściowego [7]. Końcowym produktem rozpadu THPS może być zaś cząsteczka formaldehydu, co wskazuje że nawet biocyd uznany powszechnie za bezpieczny dla środowiska może przedstawiać pewne zagrożenie [9]. Z drugiej strony, spadek stężenia środków biobójczych w środowisku powoduje, że mikroorganizmy albo mogą stać się odporne na ich działanie, albo wręcz degradować je do postaci nietoksycznych. Formaldehyd, kiedyś powszechnie stosowany biocyd, dla niektórych mikroorganizmów może być źródłem pierwiastka węgla oraz energii [2]. Wyspecjalizowana grupa mikroorganizmów tzw. metylotrofy, posiada szlaki metaboliczne umożliwiające degradowanie związków C1, w tym formaldehydu [26]. Nie jest więc zaskoczeniem, że będą one w stanie degradować zarówno wolny formaldehyd, jak i ten uwalniany przez niektóre biocydy [8], zwłaszcza jeśli jego stężenie spada poniżej wartości MIC (ang. *Minimum Inhibitory Concentration* – minimalne stężenie hamujące). Podatność innych biocydów na biodegradację jest różna – np. aldehyd glutarowy jest degradowany stosunkowo łatwo [15], podobnie często stosowany w przemyśle naftowym związek o nazwie THPS [20], natomiast aminy czwartorzędowe wydają się być odporniejsze i proces ich biodegradacji zależy od całego szeregu czynników (w tym budowy związku oraz synergii

lub/i kometabolizmu pomiędzy różnymi mikroorganizmami). Kluczowy jest etap hydroksylacji reszty alkilowej [5]. Również inne biocydy mogą ulegać biodegradacji, np. DBNPA, przy czym nie zawsze jest to jednoznaczne z mineralizacją, ponieważ w tym konkretnym przypadku znane są jedynie związki pośrednie [12].

Ostatnim zagadaniem, jakie powinno być poruszone, to zachowanie biocydów w warunkach złożowych. Jeśli o to chodzi, to bardzo niewiele jest wiadomo na ten temat. Biocydy stosowane jako dodatki do płuczek wiertniczych i płynów szczelinujących podlegają wpływowi zarówno ciśnienia jak i temperatury, co dla niektórych z nich może być niekorzystne. Pierwsze badania laboratoryjne w symulowanych warunkach złożowych przeprowadzono do tej pory w stosunku dla biocydu Biostat (sym-triazyna), który był rozpuszczony w metanolu [21]. Kahrilas i wsp. (2016) wykazali z kolei, że aldehyd glutarowy nie jest wrażliwy na wysokie ciśnienia, natomiast w temperaturach powyżej 140°C i/lub w pH większym od 7 ma tendencję do wytrącania się z roztworu, natomiast podwyższenie zasolenia wydaje się hamować niekorzystne procesy [12].

Enzymatyczny rozkład blokatorów organicznych

Problemy eksploatacyjne często mają związek nie tylko z procesami chemicznymi, ale także mogą dotyczyć zjawisk o podłożu biochemicznym lub mikrobiologicznym. W technologii płynów wiertniczych bardzo ważnym zagadnieniem jest odpowiedni dobór rodzaju oraz stopnia uziarnienia materiałów uszczelniających, stosowanych do blokowania porów i ograniczania zaników płuczek wiertniczych w formacje skalne. Badania nad ograniczaniem zaników płuczek wiertniczych w procesie wiercenia były przedmiotem wielu prac badawczych, m.in. w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym [4]. Wśród blokatorów organicznych na uwagę zasługują preparaty wytwarzane z celulozy modyfikowanej. Znajdują one szerokie zastosowanie jako dodatki do płuczek wiertniczych. Blokatory tego rodzaju efektywnie uszczelniają strefę przyotworową i są dodawane bezpośrednio do cyrkulującej płuczki. Dodatek blokatora do płuczki chroni skały strefy przyotworowej przed wnikaniem do niej fazy stałej oraz filtratu płuczkowego, redukuje zaniki płuczki oraz zmniejsza siły tarcia w otworze wiertniczym.

Niektóre blokatory organiczne są dostępne w postaci proszku, a także zawierają włókna i płatki naturalnej celulozy. Produkty tego rodzaju nie rozpuszczają się w wodzie i pozostają w płuczce wiertniczej jako faza stała. Są odporne

na wpływ wysokich temperatur (do 200°C). Blokatory celulozowe należą do grupy produktów nietoksycznych i ulegających naturalnej biodegradacji. Badania laboratoryjne dotyczące wpływu płuczki z dodatkiem blokatora celulozowego na zmiany przepuszczalności skał zbiornikowych były przeprowadzone w INiG-PIB w Krakowie. Na podstawie wykonanych badań stwierdzono, że produkty celulozowe dodane do cieczy wiertniczej w określonym stężeniu są bezpieczne dla złoża i nie generują niekorzystnych zmian przepuszczalności skały zbiornikowej.

Generalnie jednym z obszarów, na którym przemysł naftowy koncentruje coraz więcej uwagi jest zapewnienie stateczności otworu wiertniczego, a wraz z tym zrozumienie zasad zaników płuczki, rozszczelinowania warstw na skutek jej zbyt wysokiego ciężaru, a także destabilizacji ściany otworu. Wszystkie te działania są szczególnie istotne w przypadkach wiercenia otworów w trudnych warunkach geologicznych.

Stosowane rozwiązania techniczne w zakresie problemów z zanikami płuczki i utratą obiegu powinny obejmować zarówno zapobieganie, jak i metody naprawcze. Istotnym jest również, by straty zostały ograniczane w chwili ich pojawiania się, lub aby zaplanować wiercenie tak, aby im zapobiegać. W dotychczasowej praktyce wiertniczej, występujące podczas wiercenia otworu zaniki cieczy wiertniczych likwidowano poprzez wykonywanie zabiegów podnoszenia lepkości obiegu płuczki wiertniczej lub stosowanie różnych dodatków zagęszczających ją. Przedmiotem badań wielu ośrodków naukowych jest dobór odpowiednich blokatorów, które skutecznie uszczelniałyby złożo. Prawidłowo dobrane do płuczki wiertniczej potasowo-polimerowej zestawy blokatorów skutecznie zmniejszają jej wnikanie w złożo, a maksymalna wielkość cząstek materiałów winna być dobraća do przewidywanej maksymalnej wielkości porów skalnych [23]. O przydatności danego blokatora organicznego w technologii cieczy wiertniczych decyduje nie tylko jego uziarnienie oraz inne parametry użytkowe i fizykochemiczne, ale także łatwość usuwania ze ściany otworu wiertniczego. Prace naukowo-badawcze prowadzone w Zakładzie Mikrobiologii INiG-PIB z zakresu omawianej problematyki koncentrowały się na omówieniu tego aspektu eksploatacji i dotyczyły sposobu usuwania blokatora oraz jego biodegradacji. Badano różniące się właściwościami fizycznymi blokatory celulozowe pod kątem ich rozkładu przy pomocy różnego typu preparatów, wytworzonych na bazie enzymów celulolitycznych. Badania te wykazały w jakim stopniu blokator ulega degradacji przy pomocy enzymów. Jak dowodzi praktyka laboratoryjna, optymalne działanie enzymów celulolitycznych

ma miejsce przy odpowiednim zakwaszeniu środowiska, w którym przebiega reakcja (pH powinno być zbliżone do 4 - 5, a graniczny poziom pH nie powinien przekraczać wartości 7,0). Należy zaznaczyć, że działanie enzymów nie polega na niszczeniu w sposób bezpośredni wiązań pomiędzy poszczególnymi monomerami, lecz są one jedynie katalizatorami reakcji. W związku z tym, ich działanie jest zdecydowanie bardziej łagodne niż np. szybka destrukcja polimeru przy udziale kwasu solnego. Postęp procesu degradacji oceniano po określonym czasie inkubacji prób testowych. Opisane w artykule badania mogą być przydatne w przemyśle naftowym, ponieważ zawierają dane z testów w skali laboratoryjnej, dotyczące potencjalnych zabiegów z zastosowaniem preparatów enzymatycznych w warunkach otworowych.

Stosowanie związków azotanowych (nitrate-based treatment) – technologia przydatna dla celów ochrony PMG przed niekorzystnym działaniem mikroorganizmów

Procesy biogenne z udziałem bakterii anaerobowych z grupy SRB (sulfate-reducing bacteria) mogą w znaczący sposób pogorszyć jakość gazu deponowanego w podziemnych strukturach geologicznych. Jest to związane z wytwarzaniem w warunkach złożowych biogenego siarkowodoru. H₂S jako gaz bardzo toksyczny nie tylko utrudnia eksploatację, ale również stanowi pewne zagrożenie dla personelu i środowiska. Ponadto, nadmierny rozwój bakterii redukujących siarczyn może doprowadzić do pojawienia się zjawiska biologicznej kolmatacji, poprzez wzrost biomasy, która utrudnia przepływ węglowodorów i blokuje pory skalne. Zasiarczenie gazu, szczególnie gazu magazynowanego w obiektach PMG [21], jest często trudne do wyeliminowania, z uwagi na wysokie zdolności przystosowawcze bakterii produkujących siarkowodór. Są one odporne na szereg związków antybakteryjnych, a złożo stwarza dla nich dogodne warunki do rozwoju. Często współistnieją z innymi grupami drobnoustrojów, np. z metanogenami. Dotychczas stosowane metody zwalczania skażeń mikrobiologicznych koncentrowały się na zastosowaniu biocydów lub łącznym (synergicznym) użyciu preparatów eliminujących procesy biogenne oraz pochłaniaczy H₂S, bezpośrednio do złoża [17,22]. Technologia alternatywna, oparta na zastosowaniu związków azotanowych, polega na uaktywnieniu naturalnych procesów oksydacyjnych, dzięki którym nagromadzony siarkowodór jest neutralizowany [11]. Technologia ta wymaga obecności w złożu innej grupy drobnoustrojów, korzystających w procesach metabolicznych ze zredukowanych związków siarkowych, przede wszystkim bakterii

z rodzajów *Thiobacillus* i *Acidithiobacillus*. Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, podobnie jak inne światowe jednostki badawcze, prowadzi prace dla potrzeb ograniczenia aktywności bakterii produkujących siarkowodor i tym samym przyczynia się do usprawnienia eksploatacji złóż oraz obiektów PMG.

Procesy fitoremediacji i ich zastosowanie w przemyśle naftowym

W przemyśle naftowym bardzo istotnym zagadnieniem jest eliminacja zanieczyszczeń środowiska, głównie związkami węglowodorowymi. Oprócz metod oczyszczania skażonych gruntów metodą doboru najbardziej efektywnego biopreparatu, zawierającego autochtoniczne mikroorganizmy rozkładające węglowodory, ciekawym zagadnieniem jest zastosowanie procesu fitoremediacji do usuwania zanieczyszczeń [18,24]. Do tego celu używane są rośliny posiadające właściwości neutralizacji/akumulacji toksycznych związków chemicznych. Problem zanieczyszczenia gruntów związkami ropopochodnymi, zarówno pochodzenia naturalnego jak i antropogenicznego, jest bardzo istotny ze względu na ochronę środowiska oraz jego rekultywację. Zanieczyszczenie ropą naftową istotnie wpływa na właściwości fizykochemiczne oraz biologiczne środowiska. Gleba, w zależności od stopnia zanieczyszczenia, może utracić zdolności retencyjne wody oraz mogą wystąpić warunki anaerobowe, zostaje również zaburzony przepływ pierwiastków przez układ. Naturalne, samoczynne odnowienie się warstwy glebowej jest możliwe, jednak długotrwałe oraz stosunkowo mało efektywne. Dotychczas przeprowadzone badania pokazują, iż wykorzystanie odpowiedniej roślinności powoduje widoczną i znaczną poprawę efektywności oraz skrócenie czasu remediacji stanowiska. W przypadku fitoremediacji obszarów zanieczyszczonych ropą oraz substancjami ropopochodnymi, wciąż istnieje wiele aspektów, które warto przeanalizować oraz sprawdzić poprzez badania laboratoryjne i terenowe. Szczególnie istotnym zagadnieniem jest poznanie oraz zbadanie wzajemnego funkcjonowania roślin oraz mikroorganizmów w terenach dotkniętych problemem wycieków ropy naftowej oraz w dołach urobkowych, a także współdziałanie organizmów w skutecznej neutralizacji oraz rozkładzie związków ropopochodnych w tych miejscach. Ciekawym zagadnieniem jest występowanie naturalnych wycieków ropy naftowej. Ze względu na brak bezpośredniej ingerencji człowieka oraz fakt, iż długotrwałe występowanie substancji ropopochodnych spowodowało uformowanie się swoistego rodzaju równowagi ekologicznej organizmy tam obecne potrafią poprawnie funkcjonować oraz przeprowadzać procesy życiowe. Określenie składu gatunkowego roślin-

ności oraz mikroorganizmów z nimi współistniejących może pomóc w przyszłości w opracowaniu jak najbardziej skutecznej metody oczyszczenia terenów zanieczyszczonych poprzez działalność wydobywczą oraz przetwórczą człowieka [1,3,10]. Wykorzystanie wiedzy dotyczącej właściwych grup roślin oraz odpowiadających im grup mikroorganizmów, a także wykorzystanie właściwości fizykochemicznych gleby i dostarczenie określonych pierwiastków w odpowiednich stężeniach może przyczynić się do znacznego wzmocnienia efektywności procesu bioremediacji w danym, zanieczyszczonym substancjami ropopochodnymi miejscu. Omawiana problematyka stwarza szerokie perspektywy dla przyszłych zastosowań metod fitoremediacji, a także próby łączenia tej metody z dotychczas stosowaną metodą, opartą na wykorzystaniu wyselekcjonowanych szczepów bakterii autochtonicznych [6,13].

Bibliografia

1. Abhilash P.C.: Plant-microbe interactions: novel applications for exploitation in multipurpose remediation technologies. *Trends of Biotechnol.*, Vol. 30, No 8, 2012: 416-420
2. Adroer N., Casas C. de Mas C., Solá C.: Mechanism of formaldehyde biodegradation by *Pseudomonas putida*. *Appl. Microbiol. Biotechnol.* 1990, 33: 217-220.
3. Anjum N.A., Gill S.S., Tuteja N. (ed): *Enhancing Cleanup of Environmental Pollutants, Vol 1: Biological Approaches*, 2017
4. Błaż S.: Zapobieganie zanikom płuczek w formacje skalne w procesie wiercenia. *Nafta-Gaz*, 2011
5. Brycki B., Wąligórska M., Szulc A.: The biodegradation of monomeric and dimeric alkylammonium surfactants. *J. Hazard. Mater.* 2014, 280: 797-815.
6. Brzeszcz J., Kapusta P., Turkiewicz A.: Zastosowanie metod molekularnych w badaniach bioremediacji substancji ropopochodnych. *Nafta-Gaz* nr 11, 2013: 829-842.
7. Cui N., Zhang X., Xie Q., Wang S., Chen J., Huang L., Qiao X., Li X., Cai X.: Toxicity profile of labile preservative bronopol in water: The role of more persistent and toxic transformation products. *Environ. Pollut.* 2011, 159: 609-615.
8. Di Maiuta N., Hubschmid S., Giuliani N., Schwarzenruber P., Dow C.S.: Microbial degradation of formaldehyde in white mineral dispersions preserved with formaldehyde-releasing biocides. *Int. Biodeter. Biodeg.* 2009, 63: 769-777.
9. Fallahzadeh S.: The toxicity characterization and detoxification of two formaldehyde-releasing oilfield microbial control additives. *SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting*, 17-18 April 2014, Denver, Colorado. DOI:10.2118/169551-MS.
10. Gałązka A., Gałązka R.: Fitoremediacja gleb skażonych chemicznie. *Mikrobiologia oraz metody analityczne w nauce*, 2016: 71-84
11. Hitzman D.O.: Nitrate-based treatments control hydrogen sulfide in reservoirs. *AAPG Conf., Vail, Colorado*, 2010
12. Kahrilas G.A., Blotvogel J., Stewart P.S., Borch T.

13. Kluk D., Steliga T.: Ocena zmian toksyczności gleby skażonej niklem i substancjami ropopochodnymi w procesach fitoremediacji. *Nafta-Gaz*, 4, 2016: 230-241
14. Kumar B.L., Sai Gopal D.V.: Effective role of indigenous microorganisms for sustainable environment. *3 Biotech*, 2015, 5(6): 867-876
15. Leung H-W.: *Ecotoxicology of glutaraldehyde: review of environmental fate and effects studies. Ecotoxicol. Environ. Safe.* 2001, 49: 26-39.
16. Migneault I., Dartiguenave C., Bertrand M.J., Waldron K.C.: Glutaraldehyde: behavior in aqueous solution, reaction with proteins, and application to enzyme crosslinking. *BioTechniques* 2004, 37: 790-802.
17. Miller A.A., Miller P.F.: *Emerging Trends in Antibacterial Discovery*. Caister Academic Press, 2011
18. Radwan K., Ślosorz Z., Rakowska J.: Efekty środowiskowe usuwania zanieczyszczeń ropopochodnych. *Technika i Technologia*, 04.2017
19. Schwermer C.U. et al.: Impact of nitrate on the structure and function of bacterial communities in pipelines used for injection of seawater into oil fields. *Appl. Environ. Microbiol.*, 2008, 74(9): 2841-2851.
20. Stringfellow W.T., Domen J.K., Camarillo M.K., Sandelin W.L., Borglin S.: Physical, chemical, and biological characteristics of compounds used in hydraulic fracturing. *J. Hazard. Mater.* 2014, 275: 37-54.
21. Such, P., Turkiewicz, A., Kapusta, P., Stopa, J., Rychlicki, S.: Zastosowanie biocydów w celu ograniczenia rozwoju flory bakteryjnej w PMG. *Wiertnictwo Nafta Gaz* 2007, 24: 553-558.
22. Turkiewicz A., Brzeszcz J., Witek W., Kapusta P.: Biocide testing for the application in the oil and gas industry. *AGH Drilling Oil Gas Quarterly*, Vol. 32, No. 2, 2015: 245-253
23. Wójcikowski A.: Użytkowanie urządzeń obiegu płuczki wiertniczej. *Materiały edukacyjne Men*, 311[40].Z2.02. Wyd. Instytut Technologii Eksploatacji - Państwowy Instytut Badawczy, Radom, 2007
24. Varjani S.J.: Microbial degradation of petroleum hydrocarbons. *Bioresour. Technol.* 223, 2017: 277-286
25. Vengosh A., Jackson R. B., Warner N., Darrah T. H., Kondash A.: A critical review of the risks to water resources from unconventional shale gas development and hydraulic fracturing in the United States. *Environ. Sci. Technol.* 2014, 48: 8334-8348.
26. Vorholt J.A.: Cofactor-dependent pathways of formaldehyde oxidation in methylotrophic bacteria. *Arch. Microbiol.* 2002, 178: 239-249.

Anna Turkiewicz

Piotr Kapusta

Natalia Kubińska

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Artykuł recenzowany

Artykuł nadesłano do redakcji: 13.03.2018 r.

Artykuł przyjęto do druku: 30.03.2018 r.



STABILIZACJA I BEZPIECZNY ROZWÓJ

Jesteśmy jedną z najnowocześniejszych rafinerii w Europie, producentem paliw i produktów chemicznych najwyższej jakości. Dostarczamy wysoko wyspecjalizowane usługi logistyczne i serwisowe. Naszym celem jest stabilny, bezpieczny i zrównoważony rozwój. Tworzymy przestrzeń dla innowacji.

www.lotos.pl





Michał Kruszewski

Posiedzenie EITP-DG w Pizie

EITP-DG (European Technology and Innovation Platform on Deep Geothermal) to europejska platforma innowacji i rozwoju technologii w zakresie głębokiej geotermii. EITP-DG to otwarta grupa, wsparta przez Komisję Europejską w ramach planu SET (Strategic Energy Technology Plan), mająca na celu wsparcie rozwoju technologii głębokiej geotermii w Europie oraz osiągnięcia jej pełnego potencjału. Głównym celem tej europejskiej inicjatywy jest ogólne ograniczenie kosztów, w tym kosztów społecznych, środowiskowych oraz technologicznych. EITP-DG skupia przedstawicieli przemysłu, środowisk akademickich, ośrodków badawczych oraz firm, zajmujących się poszukiwaniem, wierceniem, produkcją oraz wykorzystaniem zasobów energii geotermalnej.



Fot. 1. Posiedzenie grupy ds. głębokiego wiertnictwa EITP-DG
Fot. Michał Kruszewski

27 marca 2018 w Pizie (Włochy), odbyło się spotkanie dwóch grup roboczych zajmujących się technologią wiercenia oraz poszukiwaniem zasobów geotermalnych. Spotkanie grupy dot. technologii wiercenia, pod kierownictwem prof. Ernsta Huengesa (GFZ Potsdam, Niemcy), miało na celu ustalenie TRL (technology readiness level) poszczególnych narzędzi i technologii stosowanych obecnie w przemyśle geotermalnym. W czasie spotkania można było usłyszeć prezentacje specjalistów dot. potencjalnej aplikacji wiercenia młotkiem węglowym z płuczką wodną, problemach otworów geotermalnych o tempera-

turach $>350^{\circ}\text{C}$ czy tzw. bezdotykowych metodach wiercenia (np. spallation drilling). Więcej informacji dostępnych jest na stronie internetowej platformy: www.etip-dg.eu.

Rozstrzygnięcie przetargu na nadzór i dozór geologiczny otworu geotermalnego w Sieradzu

Drugi przetarg planowanego projektu instalacji geotermalnej w Sieradzu został niedawno rozstrzygnięty. Miasto podpisało umowę z wykonawcą, który będzie prowadził nadzór oraz dozór geologiczny nad odwiertem, który dostarczał będzie geotermalną wodę do okolicznych mieszkań. Nadzorem i dozorem geologicznym za kwotę około 430 tys. złotych zajmie się przedsiębiorstwo Pro-Invest Solutions Sp. z o.o. z Krakowa. Głównym efektem nadzoru będzie przygotowanie kompletnej dokumentacji, która da podstawę dla prowadzenia kolejnych prac.



Fot. 2. Podpisywanie umów dot. wykonania otworu geotermalnego w Sieradzu. Źródło: www.sieradztomy.pl

Pod koniec 2017 miasto Sieradz dostało dotację z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w wysokości ponad dziesięć milionów złotych na odwiercenie otworu geotermalnego. Tym samym, Sieradz stał się jednym z czterech miast w Polsce, obok Sochaczewa, Łąka Zdrój oraz Szaflar, które otrzymały podobne dofinansowanie na geotermalne inicjatywy. Ponad miesiąc temu wyłoniono wykonawcę odwiertu, firmę G-Drilling,

która w przeciągu 110 dni od daty podpisania umowy, zobowiązana jest zainstalować wiertnicę i rozpocząć proces wiercenia otworu. (źródło: sieradz.naszemiasto.pl).

Rozwój energetyki geotermalnej w Belgii – Projekt Balmatt

Balmatt to belgijski projekt mający na celu wykorzystanie zasobów geotermalnych ze znacznie głębszych otworów o głębokościach $>3000\text{ m}$. Do tej pory odwiercono już dwa otwory (tj. wertykalny odwiert produkcyjny o głębokości 3610 m oraz krzywiony otwór iniekcyjny o głębokości 4341 m) w popularnym systemie dubletu geotermalnego. Otwory są oddalone od siebie o ponad 1500 m. Odwiercenie każdego z nich trwało około 140 dni. Otwór produkcyjny osiągnął temperaturę zbiornikową równą 138°C oraz przepływ wód 150 m³/h, a iniekcyjny temperaturę 142°C oraz przepływ ciepłych wód równy 240 m³/h. Obecnie prowadzone są prace nad trzecim otworem w tym samym polu geotermalnym, których koniec planuje się na czerwiec tego roku. Przewidywana głębokość nowego produkcyjnego otworu wynosi 4900 m, a obliczona temperatura zbiornikowa wynosić ma około 155°C . Główny cel projektu Balmatt to zapewnienie ogrzewania dla okolicznych mieszkańców oraz zakładów przemysłowych. W przyszłości planowana jest instalacja elektrowni geotermalnej w technologii ORC (Organiczny Cykl Rankine'a). Balmatt jest to pierwszy głęboki projekt geotermalny Belgii. Więcej informacji dostępnych jest na stronie www.diepegeothermie.be (źródło: www.vito.be).

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



Fot. 3. Wiertnica podczas głębieńienia otworu geotermalnego projektu Balmatt. Źródło: vito.be



Jerzy
Zagórski

Wydobycie gazu ziemnego na świecie w 2017 r. nieco wzrosło

Statystyka wydobycia gazu ziemnego na świecie prowadzona przez „Oil & Gas Journal” wykazuje stosunkowo niewielkie wahania produkcji z roku na rok. Od 2010 r. jest to stabilizacja z niewielką tendencją wzrostową. Tak było również w 2017 r., kiedy to wydobyto 3785,7 mld m³ gazu, a globalny przyrost wydobycia wyniósł 4,9% (Tab. 1). Ten ogólny wzrost rozkłada się bardzo różnie w poszczególnych regionach świata. Spadło wydobycie gazu w Ameryce Południowej, gdzie jedynie Wenezuela i Trynidad utrzymały poziom z 2016 r., spadek zanotowano też w Afryce, przede wszystkim z powodu obniżenia produkcji w Algierii. W Ameryce Północnej wskaźnik przyrostu utrzymał się na ubiegłorocznym poziomie, ponieważ dominujący producenci, czyli USA i Kanada zwiększyli wydobycie, natomiast dla Meksyku rok 2017 jest trzecim kolejnym rokiem spadku produkcji. Dobrze przedstawia się sytuacja w Europie, bo 2,3-procentowy wzrost wydobycia jest zjawiskiem pozytywnym. Jest to wynik przyrostu produkcji na Morzu Północnym, co podano w ostatniej pozycji tabeli. Holandia, która w 2015 r. z eksportera gazu stała się importerem, musiała ograniczyć eksploatację złoża Groningen (por. „Wiadomości” 3/18) i wydobycie spadło o 14,4%. Spada wydobycie również w Niemczech i Włoszech. Wzrost wydobycie gazu w Rosji wyniósł 8,9% i przekracza średnią światową. W innych krajach b. ZSRR wyróżnia się Kazachstan ze wzrostem 14,3%, natomiast spadło wydobycie w Azerbejdżanie, co jest istotne z uwagi na rolę tego potencjalnego dostawcy gazu do Europy przez Południowy Korytarz Gazowy. Na Bliskim Wschodzie nastąpiła intensyfikacja produkcji i ubiegłoroczny przyrost wynosi prawie 8% w porównaniu z jednocentowym wzrostem w 2016 r. Szczególnie osiągnięcia w tym zakresie ma Bahrajn – wzrost o 51% i Katar – wzrost o 20%. Na Dalekim Wschodzie czołowym producentem gazu ziemnego są Chiny, inni producenci też wykazują przyrosty produkcji, co łącznie zapewniło wzrost wydobycia w regionie o 7%, jedynie w Tajlandii nastąpił 2,5-procentowy spadek.

Tabela 1

Kraj	2016 (mld m ³)	2017 (mld m ³)	Zmiana 20016:2017 w %
Ameryka Północna	1 026,2	1030,5	100,4
Kanada	162,6	165,8	102,0
Meksyk	60,3	49,2	81,7
USA	803,3	815,5	101,5
Ameryka Południowa	171,5	167,3	97,5
Argentyna	36,5	35,6	97,5
Boliwia	22,1	21,0	95,0
Brazylia	29,3	28,5	97,4
Trynidad	34,4	34,8	100,9
Wenezuela	23,1	23,1	100,0
Pozostałe	26,1	24,3	93,2
Europa	246,7	252,5	102,3
Dania	4,5	4,9	108,7
Holandia	51,8	44,3	85,6
Niemcy	7,6	7,0	91,7
Norwegia	122,2	126,0	103,2
Rumunia	10,3	10,4	101,2
W. Brytania	38,3	39,9	104,0
Włochy	5,8	5,6	96,2
Pozostałe	6,3	14,5	230,4
Rosja + b.ZSRR	877,9	920,0	104,8
Azerbejdżan	18,6	18,1	97,5
Kazachstan	46,6	53,2	114,3
Rosja	639,8	696,4	108,9
Inne kraje b. ZSRR	172,9	152,3	88,1
Afryka	184,3	180,3	97,8
Algieria	94,7	90,7	95,8
Egipt	43,1	43,1	100,0
Libia	15,3	15,3	100,0
Nigeria	23,8	23,8	100,0
Pozostałe	7,3	7,3	100,0
Bliski Wschód	588,8	635,2	107,9
Arabia Saudyjska	84,9	84,9	100,0
Bahrajn	14,2	21,5	151,0
Irak	29,1	29,8	102,7
Iran	157,9	157,9	100,0
Katar	186,8	224,2	120,0
Kuwejt	16,9	17,1	101,1
Oman	29,2	29,2	100,0
Zjedn. Emiraty Arab.	56,0	56,0	100,0
Pozostałe	13,8	14,5	105,5
Daleki Wschód	450,7	482,9	107,1
Brunei	12,0	12,3	102,3
Chiny	136,5	155,8	114,1
Indie	31,5	32,6	103,6
Indonezja	73,2	74,0	101,1
Malezja	64,2	71,5	111,4
Pakistan	41,6	42,1	101,2
Tajlandia	37,7	36,7	97,5
Wietnam	11,2	11,2	100,0
Pozostałe	42,8	43,4	101,5
Australia + Oceania	61,6	117,1	190,2
Australia	56,2	111,9	198,9
Pozostałe	5,3	5,2	97,9
Razem świat	3 607,7	3785,7	104,9
W tym OPEC	690,2	724,6	105,0
W tym Europa-morze	180,0	183,6	102,0

W tabeli zwraca uwagę skokowy, niemal dwukrotny wzrost wydobycia gazu w Australii. Występuje rozbieżność między danymi „Oil & Gas Journal” i oficjalnymi statystykami australijskimi. Według *Australian Petroleum Statistics* i rządowego Departamentu Przemysłu, Innowacji i Nauki produkcja gazu w 2017 r. wynosiła 105,2 mld m³, co oznacza wzrost w 2017 r. tylko o 6,2%.



Finlandia wydała zgodę na Nord Stream 2

Mimo negatywnych sygnałów ze strony Komisji Europejskiej dotyczących zgodności projektu Nord Stream 2 z dyrektywami unijnymi *Gazprom* kontynuuje przygotowania do tej inwestycji. Po uzyskaniu w marcu br. zgody władz niemieckich, kolejny krok nastąpił w Finlandii. Ministerstwo Gospodarki i Zatrudnienia wydało 6 kwietnia br. pozwolenie na budowę i eksploatację 374-kilometrowego odcinka gazociągu Nord Stream 2 w wyłącznej strefie ekonomicznej. Drugie pozwolenie jest wymagane ze względu na przepisy prawa wodnego. *Gazprom* spodziewa się, że decyzja zostanie wydana w ciągu kilku tygodni. Pozostaje jeszcze uzyskanie pozwoleń w Szwecji, Danii i Rosji, przy czym w tym ostatnim przypadku raczej nie należy się spodziewać zbytnej zwłoki. W ub. roku w Danii uchwalono przepisy umożliwiające wprowadzenie zakazu budowy rurociągów w duńskim sektorze Bałtyku.



OPEC rozważa przedłużenie ograniczeń produkcji ropy

W czasie konferencji Iraq Energy Forum, która odbyła się w końcu marca br. w Bagdadzie i zgromadziła członków OPEC i przedstawicieli krajów stowarzyszonych dyskutowano, czy przedłużyć okres obowiązywania obniżonych limitów produkcji ropy, a jeśli tak, to na jak długo. Według poprzednio przyjętych ustaleń mają one trwać do końca 2018 r. Minister ds. ropy Iraku Jabar Ali al-Luaibi zapowiedział, że do końca roku wykonana zostanie ocena skutków działania ograniczeń na rynku i stosownie do jej wyników cięcia produkcji mogą być przedłużone na kolejne 6 miesięcy lub na cały następny rok. Wspominał też o różnych innych

propozycjach, od przedłużenia na 3 miesiące do dłuższych okresów. Min. Luaibi powiedział też, że jego zdaniem obniżone limity ustabilizowały rynek i obecne ceny ropy są dla Iraku satysfakcjonujące. Ze względu na sytuację wewnętrzną i walkę z „państwem islamskim” konferencja OPEC ustaliła dla Iraku stosunkowo niskie obniżenie limitu w wymiarze 28560 t/d ropy. Projekt budżetu Iraku na 2018 r. w wysokości 88 mld dolarów uchwalony niedawno, został przygotowany przy założeniu ceny ropy 46 dolarów za baryłkę i wielkości eksportu 516,8 tys. t/d. Przychody z ropy stanowią 95% dochodów kraju.

Sekretarz generalny OPEC Mohammad Barkindo zapewnił, że ostateczne decyzje o przedłużeniu limitów zostaną poprzedzone kilkoma spotkaniami konsultacyjnymi.

Ton wypowiedzi uczestników Forum w Bagdadzie wskazuje, że przedłużenie ograniczeń produkcji ropy jest raczej przesądzone, można tylko spekulować na temat długości tego okresu.



„Za dużo ropy, za mało rurociągów”

Taką spektakularną oceną analitycy banku *Scotiabank* podsumowali sytuację kanadyjskiego sektora naftowego w zakresie zdolności transportowych i eksportowych ropy naftowej i produktów. Stwierdzili też, że „Opóźnienia w zatwierdzaniu projektów rurociągów i opóźnienia w ich budowie powodują wyraźne, rzeczywiste i istotne koszty ekonomiczne w gospodarce Kanady”. Do czynników powodujących obniżenie przychodów szacowane na 10,8 mld dolarów rocznie należy też przewidywane zwiększenie udziału przewozu ropy koleją.

W ostatnich latach nie tylko w Kanadzie, ale i w USA wystąpiły poważne opóźnienia w budowie rurociągów. Przyczyniły się do tego działania opozycji parlamentarnej, wymagania co do ochrony środowiska naturalnego, utrudniony wstęp do rezerwatów i obszarów chronionego krajobrazu i protesty społeczności lokalnych. Wstrzymane jest przedłużenie rurociągów Keystone XL i Trans Mountains oraz modernizacja rurociągu nr 3, anulowano projekty Northern Gateway i Energy East. Koszty transportu na południe rosnącej produkcji ropy w zachodniej Kanadzie zwiększają się i wyraźnie wpływają na cenę ropy kanadyjskiej. W okresie 2015-2017, w korzystniejszych warunkach transportowych, ropa gatunku *Western Canadian Select* była tańsza od ropy amerykańskiej *West Texas Intermediate* o 12-13 dolarów, obecnie ta różnica

zwiększyła się do 21 dolarów (notowania NY-MEX z 23.04 br).



Odkrycie Rosniefti i ENI na Morzu Czarnym

Komunikat *Rosniefti* z 3 kwietnia br. informuje o wstępnych wynikach wiercenia poszukiwawczego Maria-1 wykonanego w obrębie bloku koncesyjnego Zachodnio-Czarnomorski. Przewiercono 300-metrowy interwał utworów węglanowych, w którym występują szczelinowate skały zbiornikowe „z wysokim stopniem prawdopodobieństwa obecności węglodorów”. Wiercenie osiągnęło głębokość 5265 m przy głębokości wody 2109 m. W ramach przygotowania lokalizacji pierwszego wiercenia wykonano ponad 4000 kmb profili sejsmicznych 2-D i 3000 km² zdjęć sejsmicznych 3-D. Rosneft prowadzi poszukiwania wspólnie z ENI, przy czym ENI posiada 33,33% udziałów.

Współpraca *ENI* i *Rosniefti* wchodzi w zakres sankcji wobec Rosji wprowadzonych przez USA, jednak dyrektor generalny ENI Claudio Descalzi oświadczył, że koncern nie zamierza wycofywać się ze wspólnych projektów na Morzu Czarnym i na Morzu Barentsa. Powiedział też, że będzie domagał się wyjaśnienia powodów nałożenia sankcji i warunków ich stosowania. Włochy obok Niemiec i Austrii najbardziej energicznie sprzeciwiają sankcjom amerykańskim. W marcu br. *ExxonMobil* ogłosił, że rezygnuje z dalszej współpracy z *Rosnieftią* zapoczątkowanej w latach 2013-14.



Ropa z łupków w Bahrajnie

Na dorocznej konferencji i wystawie Abu Dhabi International Petroleum w kwietniu br. minister ds. ropy naftowej Bahrajnu Mohammed bin Chalifa Al Chalifa przekazał wiadomość o odkryciu złóż ropy w łupkach określając je jako największe w historii tego kraju. W kolejnych komunikatach urzędu *National Oil and Gas Authority* pojawiły się szacunki zasobów - 10,8 -11 mld t ropy. Podano też o odkryciu nowych, dużych złóż gazu ziemnego zalegających poniżej obecnie rozpoznanych. Oficjalne informacje były utrzymane w sensacyjnym tonie, wielkość zasobów ropy określano jako ogromną, a znaczenie odkrycia jako przełomowe. Zapowiedziano rozpoczęcie eksploatacji w ciągu 5 lat.

Opinie ekspertów zewnętrznych, m. in. z firmy konsultingowej Wood Mackenzie są ostrożniejsze. Złóża ropy z łupków znajdują się na płytkich wodach Zatoki Perskiej w basenie Khalij al-Bahrain o powierzchni 2000 km² (powierzchnia królestwa Bahrajnu wynosi 694 km²). Dane geologiczno-złożowe, na których opierają się doniesienia o odkryciu pochodzą z jednego wiercenia wykonanego w 2017 r. Dopiero teraz Halliburton odwierci dwa kolejne otwory, które powinny pozwolić na ocenę potencjału złoża, zoptymalizować technologię do wiercenia i określić długofalowy plan rozpoznania i przygotowań do wydobycia. Ropa znajduje się w ośrodku o charakterystyce pośredniej między złożami konwencjonalnymi i niekonwencjonalnymi. Są to zwarte skały zbiornikowe, a to oznacza niski współczynnik szczypania, zatem tylko część potencjalnych 10-miliardowych zasobów będzie mogła być wydobycia. Wagę doniesień z Bahrajnu obniżają też duże rozbieżności w szacunkach nowych zasobów gazu – wahają się od 40 do 560 mld m³.

Uruchomienie przemysłowej eksploatacji ropy z łupków wymagać będzie dużych inwestycji, nie wiadomo, czy zainteresowane będą firmy zagraniczne, bo przepisy podatkowe w Bahrajnie ograniczają zwrot nakładów do dość skromnego poziomu.

Eksploatację ropy naftowej w Bahrajnie rozpoczęto w 1932 r. Jest to najmniejszy producent ropy spośród państw Zatoki Perskiej, nie jest członkiem OPEC.



Nowa Zelandia wstrzymuje wydawanie koncesji na morzu

Rząd Nowej Zelandii ogłosił 12 kwietnia br. wstrzymanie wydawania nowych pozwoleń na poszukiwanie ropy naftowej i gazu ziemnego na morzu. Premier Jacinda Ardern oświadczyła, że decyzja wynika z konieczności zachowania równowagi pomiędzy interesami przemysłu i ochroną następnych pokoleń przed skutkami zmian klimatycznych. Decyzja rządu była zaskoczeniem, nie konsultowano jej z grupą *Petroleum Exploration & Production New Zealand*. Obecnie aktywnych jest 31 koncesji: 9 lądowych i 22 morskie, głównie w basenie Taranaki wokół wyspy północnej. Okres niskich cen ropy wpłynął na znaczne zmniejszenie zakresu poszukiwań i w 2017 r. wydano tylko jedną nową koncesję. Oponenci argumentują, że obecnie eksploatacja złóż gazu zapewnia zasilanie elektrowni. Jest to niskoemisyjne źródło energii dla kraju, nato-

miast za 10 lat, gdy obecne zasoby wyczerpią się, trzeba będzie importować paliwa wysokoemisyjne jak węgiel kamienny.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Associated Press, Bloomberg, ENI, Hart's E&P, nord-stream2.com, Offshore, Oil & Gas Journal, Oil & Gas Financial Journal, OPEC, Pennenergy, Reuters, Rosneft, Upstream, World Oil.*



ORLEN Lietuva „Inwestycją Stulecia” na Litwie

Podczas zakończonego 26 kwietnia dwudniowego Polsko-Litewskiego Forum Ekonomicznego, organizowanego pod patronatem premiera RP i premiera LT, ORLEN Lietuva otrzymała nagrodę w kategorii „Inwestycja Stulecia”.

Nagrodę wręczył Premier Republiki Litewskiej Saulius Skvernelis, który stwierdził: „Doceniamy bardzo wkład i rolę ORLENU w procesie modernizacji rafinerii w Możejkach, której pakiet kontrolny akcji koncern nabył w 2006 roku. Było to fundamentalne, strategiczne partnerstwo ilustrujące wsparcie rządu polskiego dla Litwy i bezpieczeństwa energetycznego całego regionu. Pomyślna działalność AB ORLEN Lietuva ma strategiczne znaczenie dla Litwy. Cieszymy się, że ORLEN Lietuva zamierza kontynuować projekty inwestycyjne na Litwie”.

ORLEN Lietuva jest największym przedsiębiorstwem, eksporterem i podatnikiem na Litwie. Od 2006 r. PKN ORLEN wydał prawie 4 mld USD na zakup rafinerii w Możejkach i późniejsze inwestycje w zakład.



Więcej ropy naftowej z Zatoki Perskiej w Polsce

Zarząd PKN ORLEN podjął decyzję o podpisaniu aneksu do obowiązującej długoterminowej umowy z Saudi Aramco, zwiększając wolumeny dostaw ropy naftowej o 100 tys. ton miesięcznie. Dzięki aneksowi, ponad 20 % surowca przerabianego przez rafinerie Grupy ORLEN będzie pochodziło z Arabii Saudyjskiej.

– Tak jak zapowiadałem, Zarząd PKN ORLEN konsekwentnie wdraża politykę dywersyfikacji dostaw surowców. Zwiększenie wolumenu z Arabii Saudyjskiej to kolejny krok naprzód. Dywersyfikując kierunki zwiększamy bezpieczeństwo dostaw zarówno dla PKN ORLEN, jak i polskiej gospodarki. Zatoka Perska nadal będzie obiektem naszego zainteresowania i monitoringu w zakresie planów dalszej dywersyfikacji. Ważne jest to, że ropa dostarczana przez koncern Saudi Aramco jest stabilnej i wysokiej jakości, co gwarantuje wysoki uzysk produktów z jej przerobu. To pozwala na osiągnięcie bardzo zadawalających efektów ekonomicznych – podkreśla Daniel Obajtek, prezes Zarządu PKN ORLEN.

Zgodnie z nowymi warunkami umowa będzie realizowana od 1 maja do 31 grudnia 2018 roku z opcją przedłużenia na kolejne lata. Oznacza to, że do rafinerii z Grupy ORLEN, na mocy zawartego aneksu, będzie trafiać co miesiąc ok. 300 tys. ton surowca z Zatoki Perskiej.

PKN ORLEN zamierza wykorzystać surowiec do przerobu w rafineriach w Polsce, Czechach i na Litwie.

PKN ORLEN aktywnie prowadzi politykę różnicowania puli dostaw surowców, dążąc do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego GK ORLEN, a także Polski. Obecnie zaopatrzenie koncernu w ropę naftową odbywa się poprzez długoterminowe umowy Saudi Arabian Oil Company, Rosneft Oil Company, Tatneft Europe AG. Pozostałe wolumeny zabezpieczone są poprzez kontrakty terminowe z różnych kierunków, m.in. z Norwegii, Wielkiej Brytanii, Nigerii, Wenezueli, czy Stanów Zjednoczonych. W kwietniu br. PKN ORLEN sprowadził kolejny ładunek ropy z perspektywicznego pod kątem dalszych dostaw kierunku irańskiego. Dzięki aktywnej polityce dywersyfikacyjnej PKN ORLEN obecnie sprowadza 30 procent ropy naftowej spoza kierunku rosyjskiego.

Saudi Aramco to zintegrowany koncern paliwowo-chemiczny, światowy lider w wydobyciu węglowodorów, produkcji, procesach rafineryjnych, dystrybucji i jeden z największych globalnych eksporterów ropy naftowej. Zarządza udowodnionymi zasobami ropy naftowej i kondensatu na poziomie 260,8 mld. baryłek. Dzienna produkcja Saudi Aramco to 10,2 mln baryłek dziennie (<http://www.saudiaramco.com/en/home/about/who-we-are.html>). Główna siedziba spółki znajduje się w Dhahranie, w Arabii Saudyjskiej, koncern zatrudnia ponad 65 tysięcy pracowników z całego świata.

Biurowisko
PKN ORLEN



EXEL FIRMA HANDLOWA

Pure-Bore®

PERFORMANCE DRILLING FOR CLEANER DRILLING



Better production



Cost saving



Hole Stability



Reservoir protection



Reduce non-productive time



Environmentally friendly



Faster ROP



Less problems

Pure-Bore®

Field-proven high performance drilling fluid nano-chemistry



Pure-Bore® is innovative and unique in its ability to form a non-invasive, solids free filter cake, highly shear thinning rheological properties for optimised hole cleaning and superior clay and shale encapsulation.

Pure-Bore® delivers:

- Tight solids free filter cake/micro membrane to seal and protect permeable zones
- Highly shear thinning rheology, improves ROP
- Exceptional clay and shale encapsulation/reduce torque and drag



Large stocks of Pure-Bore®, excellent logistics support and quick response times to get product to you when you need it.



Field-proven experience comprehensive and professional technical and laboratory support.



The benefits of Pure-Bore® include:

- Easy to use
- Reservoir protection
- Proven optimised gas/oil recovery rates in low permeability reservoirs
- Environmentally friendly performance
- Optimised hole cleaning/ROP's.
- Lower ECD's / significantly reduced risk of down hole losses
- Significantly reduced formation damage
- Improved reservoir data



Piotr Dziadzio



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



Kalendarium

11.04 2018 r. w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie, ul. I. Łukasiewicza 1, odbyło się posiedzenie Komitetu Wykonawczego i członków Komitetów Programowych poszczególnych sesji 12 Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników.

23.04.2018 r. w Krakowie przy ul. I. Łukasiewicza 1, odbyło się spotkanie przedstawicieli Oddziałów Ośrodka Szkolenia i Rzeczoznawstwa SITP NiG. W spotkaniu wzięli również udział: sekretarz generalny SITP NiG, dyrektor OSiR, dyrektor Biura Zarządu Głównego SITP NiG, główna księgowa OSiR i główna księgowa SITP NiG. Celem spotkania było omówienie spraw związanych z powołaniem i przyszłym funkcjonowaniem spółki OSiR SITP NiG Sp. z o.o.

24.04.2018 r. w siedzibie Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie, ul. I. Łukasiewicza 1, odbyło się spotkanie z wolontariuszami dotyczące spraw związanych z organizacją 12 Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

70 lat

Maria Biega z Oddziału w Sanoku,
Jan Jędrzejowski z Oddziału w Sanoku,
Alina Wiśniewska z Oddziału w Warszawie I
Zenona Gregosiewicz z Oddziału w Warszawie II

75 lat

Ewa Skorupska z Oddziału w Gdańsku

80 lat

Andrzej Jarosz z Oddziału w Sanoku,
Henryk Szul z Oddziału w Sanoku

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

Symposium w Cisnej, SIPTNiG Oddział w Sanoku

19-20 kwietnia 2018 r. w miejscowości Cisna w głębi Bieszczad odbyło się sympozjum zorganizowane przez SITP NiG Oddział w Sanoku, którego uczestnikami byli pracownicy PGNiG S.A. Oddział w Sanoku, Oddziału Geologii i Eksploatacji oraz PGNiG Technologie S.A.

Tematem spotkania były „Wymagania formalno-prawne w zakresie udzielania zamówień w PGNiG SA”. Wykładowcy szczegółowo omówili poszczególne punkty, które cieszyły się niemałym zainteresowaniem ze strony uczestników. Każdy temat był przedstawiony w odniesieniu do zapisów instrukcji oraz poparty przykładami ich zastosowania. Szkolenie prowadzili przedstawiciele Kancelarii Prawnej Kaczor Klimczyk Pucher Wypiór, mec. Michał Mąka i mec. Adam Klimczyk. Zadawane przez uczestników szkolenia pytania do prowadzących wzbudza-

ły dyskusję i w konsekwencji wyjaśniły wiele wątpliwości. Podczas sympozjum omówiono m.in. instrukcje udzielania zamówień w PGNiG, zasady organizacji prac Komisji Przetargowej oraz prace zespołu na etapie przygotowania i prowadzenia postępowania.

Prowadzący szkolenie przedstawiając zagadnienia dotyczące umów w procesach inwestycyjnych i remontowych zapoznali uczestników sympozjum ze zmianami jakie zostały wprowadzone we wzorach, omówili najbardziej istotne zapisy umów oraz poruszyli zagadnienie uchylania się wykonawcy od zawarcia umowy.

W pierwszy dzień uczestnicy sympozjum mogli kontynuować rozpoczęte spotkanie przy wspólnym stole, na świeżym powietrzu. Gospodarze Ośrodka Szkoleniowo-Wypoczynkowym „Wołoszań” zapewnili bardzo dobre, regionalne jedzenie, dzięki któremu rozmowy mogły toczyć się do późnego wieczora, czemu rów-



Uczestnicy sympozjum w Cisnej. Fot. arch. SIPTNiG Oddział w Sanoku

niez sprzyjała piękna wiosenna pogoda wśród bieszczadzskich gór i lasów.

Magdalena Hipner
Członek Zarządu SITP NiG
Oddział w Sanoku

„Wyszktałenie to dobro, którego nic nie jest w stanie nas pozbawić”

(Menander)

„Łączą ich ludzie, ziemia i z pewnością nasza szkoła” – o patronach szkół w Czarnej – Ignacym Łukasiewiczu i prof. Stefanie Myczkowskim opowiedziała dyrektor Danuta Kornaga.

Jubileusze – ich przygotowanie z pewnością wymaga ogromu pracy całego sztabu ludzi, jednak jest wspaniałą okazją do spotkań i wspólnych rozmów, na które coraz częściej wszystkim brakuje czasu. Szczególnie jubileusz szkoły jest okazją do wspomnień, które zawsze pozostają w pamięci, a dźwięk szkolnego dzwonka przywołuje je ponownie. To czas wzruszeń i refleksji nad mijającym czasem. Szkoła – miejsce, w którym każdy z nas zostawia część życia.

21 marca 2018 roku to dzień, który na zawsze wpisze się w historię szkoły w Czarnej jako dzień 80 rocznicy powstania Szkoły Podstawowej i 20-lecia nadania jej imienia Ignacego Łukasiewicza oraz 15-lecia nadania Gimnazjum imienia prof. Stefana Myczkowskiego i 15 rocznica nadania sztandaru. Uroczystość rozpoczęła się uroczystą mszą świętą w kościele parafialnym w Czarnej, którą uświetniały poczty sztandarowe szkoły podstawowej i gimnazjum. Ksiądz proboszcz Jan Bróz w homilii zwrócił uwagę na aspekt wychowawczy młodego pokolenia, na stawianie wymagań, na konieczność podejmowania wyzwań i ich konsekwentne realizowanie. Każdy człowiek musi mieć świadomość, że życie wymaga czasem poświęceń i wyrzeczeń.

Następnie wszyscy udali się do budynku szkolnego, gdzie na hali gimnastycznej zebranych gości i uczniów przywitała pani dyrektor Danuta Kornaga. W odświętną atmosferę wprowadził zaproszonych gości, uczniów i na-



Święto szkoły w Czarnej. Fot. arch. Wiesław Turzański

uczycieli szkolny zespół muzyczny Volta, prowadzony przez Iwonę Plezia, śpiewając „Piosenkę dla Wojtka Bellona”. Pytanie: Powiedz, dokąd znów wędrujesz? Czy daleko jest twój sad? z pewnością skłaniało do refleksji o życiu, o wędrowaniu, bo przecież Wędrowką wielką życie jest człowieka, a szkoła to jeden z etapów tej drogi...

Na halę wprowadzono sztandary, odśpiewany został hymn i dyrektorka Danuta Kornaga po oficjalnym przedstawieniu i powitaniu gości, przedstawiła krótko historię szkoły w Czarnej, zmiany, jakie w niej zachodziły na przestrzeni 80 lat. Podzieliła się swoimi refleksjami o jej poprzednikach, o nauczycielach, o absolwentach, o miejscu naszej szkoły w lokalnej społeczności, o blaskach i cieniach pracy nauczyciela. Po jej wystąpieniu głos zabrał wójt Bogusław Kochanowicz, również absolwent tej szkoły, który mówiąc o jej jubileuszu, nawiązał do setnej rocznicy odzyskania przez Polskę niepodległości, a przewodniczący Rady Gminy Jan Podraza dodał, że właści-

wie każdy z nas przez całe życie jest i uczniem, i nauczycielem, ważne, abyśmy mieli jak najlepszych mistrzów. Nadleśniczy Nadleśnictwa Lutowiska, Marek Bajda, składając życzenia na ręce dyrektorki, dziękował za współpracę z naszą szkołą. W dalszej kolejności głos zabierali komendant Straży Granicznej – Piotr Mielcarek, wiceprzewodnicząca oddziału SITPNIG w Sanku – Katarzyna Kopecka, przewodnicząca Rady Rodziców – Ewa Konopka, dyrektorzy szkół im. I. Łukasiewicza w Strachocinie i Ropience – Andrzej Cecuła i Krystyna Paluch przybyła w imieniu pani dyrektor Szkoły w Ropience – Romany Drozdowskiej.

Kolejnym punktem obchodów było przedstawienie wyników konkursów. Turniej wiedzy o patronie Szkoły Podstawowej wygrali w klasach 4-5: Gracjan Tylec, Pamela Zapał i Basia Chrebor, w klasach 6-7: Klaudia Borzęcka, Wiktoria Chrebor i Oliwia Dorożańska, natomiast najlepszą wiedzą o profesorze Myczkowskim wykazali się uczniowie III klasy – Kacper Łazor, Anita Rusin oraz Gabrysia Gazda. W konkursie



Fot. arch. Wiesław Turzański

plastycznym w oddziale przedszkolnym nagrody przyznano Krystianowi Skibie, Joasi Nóżce i Julii Grzegorz, w klasach I – III SP nagrodzono Oliwiera Nawrockiego, Julię Pikułę, Sebastiana Gądkę, w klasach IV – VI Oliwię Dorożańską, Emilię Hebdę, Wiktorię Plezię, w klasach VII oraz II i III gimnazjum Olę Kapes, Olę Łysyganic i Emilię Tajak. W konkursie fotograficznym nagrody otrzymali Bartosz Bachniuk, Wiktoria Kiersztura i Natalia Winkler.

Po części oficjalnej przyszła pora na część artystyczną w wykonaniu naszych uczniów, której towarzyszyła multimedialna prezentacja historii naszej dostojnej jubilatki – 80 lat istnienia! Największe owoacje zebrały popisy gimnastyczne młodzieży, ale występ maluchów z zerówki i przedszkola w roli smurfów i polonez zaprezentowany przez uczniów z klas I – III SP podbiły serca całej widowni. Rzęsiste brawa z pewnością wynagrodziły młodym aktorom wysiłek włożony w przygotowanie ich występów.

Na zakończenie pani dyrektor podziękowała sponsorom i wszystkim, którzy byli zaangażowani w przygotowanie tej uroczystości, wręczając im okolicznościowe dyplomy. Następnie zaprosiła wszystkich do obejrzenia okolicznościowej wystawy fotograficznej, prezentującej dzieje naszej szkoły – od czasów najdawniej-



Fot. arch. Wiesław Turzański

szych po współczesne. Oczywiście, najwięcej emocji towarzyszyło oglądaniu dawnych zdjęć, rozpoznawaniu znajomych twarzy, nauczycieli, wychowawców i towarzyszące temu znów wspomnienia. Pełni wrażeń, w miłej atmosferze, goście oraz gospodarze kontynuowali to niezwykle spotkanie w jadalni, gdzie panie pracujące w szkolnej kuchni przygotowały dla wszystkich smaczny poczęstunek.

Jubileusz szkoły był okazją do radości i nadziei na kolejne lata pracy i ... kolejne jubileusze, a powrót do szkoły to powrót do tego, co ocalało w pamięci każdego z nas jako obraz najpiękniejszych lat życia.

Serdeczne podziękowania dla naszych sponsorów:

- Nadleśnictwo Lutowiska
- Nadleśnictwo Ustrzyki Dolne
- SITP NiG – koło Zakładowe Nr 2 w Ustrzykach Dolnych
- PGNiG Sanok
- Stanisław Krzemień – Delikatesy Centrum
- Ks. Jan Bróz – Proboszcz Parafii pw. Podwyższenia Krzyża Św. w Czarnej
- Wójt Gminy Czarna
- Rada Rodziców

Maria Zając
Wiesław Turzański



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).

<p>Bok: gładki</p> <p>Rok na monecie: 2011</p> <p>Rok emisji: 2011</p> <p>Nominał: 1 gulden łukasiewiczowski</p> <p>Tworzywo / metal: mosiądz (M)</p> <p>Stempel: zwykły</p> <p>Średnica (mm): 27 mm</p>	<p>Masa (g): 8,4 g</p> <p>Nakład: 5 000</p> <p>Rzadkość: R2</p> <p>Projektant: Robert Kraszewski</p> <p>Mennica: Mennica Polska S.A. – Warszawa</p> <p>Emitent: SITP NiG</p> <p>Miasto: Zarząd Główny SITP NiG</p>
---	---



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

Branża gazowa wspólnie tworzy silny rynek

Kierunki rozwoju polskiego rynku gazu ziemnego były głównym tematem VI Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego w Łodzi. Wydarzenie było też okazją do uczczenia 15-lecia działalności Izby Gospodarczej Gazownictwa, organizatora kongresu. Podczas uroczystej gali Złotym Krzyżem Zasługi uhonorowany został prezes Zarządu PGNiG SA Piotr Woźniak.

„Polskie gazownictwo staje się jednym z najważniejszych elementów budowania bezpieczeństwa energetycznego kraju. Warto przy tym pamiętać, że gaz ziemny jest najbardziej ekologicznym paliwem kopalnianym, co zachęca do intensywniejszego jego wykorzystywania zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju. Kluczowym czynnikiem jest dywersyfikacja źródeł dostaw gazu i uniezależnienie się od dostaw z jednego kierunku (...). Zakres dywersyfikacji powiększy się wraz z realizacją kolejnej strategicznej inwestycji gazowej - Baltic Pipe. Ważnymi elementami są przedsięwzięcia pomnażające możliwości magazynowania importowanego gazu oraz rozbudowa sieci przesyłowych, w tym interkonektorów, które pozwolą na elastyczne przesyłanie gazu w różnych kierunkach, również na osi północ-południe w ramach współpracy regionalnej państw Trójmorza” – napisał w liście skierowanym do uczestników kongresu prezydent RP Andrzej Duda.

„Mam świadomość, że w ogólnym bilansie energetycznym Polski znaczenie gazu ziemnego stale wzrasta. Szacunki wskazują, że w nie tak już odległym 2030 roku będziemy potrzebować około 20 mld metrów sześciennych błękitnego paliwa (...). Jako prezydent Rzeczypospolitej z wiel-

ką uwagą i uznaniem odbieram wysiłki władz państwowych i sektora gazowniczego na rzecz umacniania niezależności energetycznej, a także zwiększania udziału paliw niskoemisyjnych w miksie energetycznym” – podkreślił prezydent.



Fot. arch. Izba Gospodarcza Gazownictwa

Podczas wydarzenia prezes zarządu PGNiG SA Piotr Woźniak został uhonorowany Złotym Krzyżem Zasługi za wybitne osiągnięcia w podejmowanej z pożytkiem dla kraju działalności państwowej i publicznej w zakresie bezpieczeństwa energetycznego. Odznaczenie nadane przez prezydenta RP przekazał mu sekretarz Stanu w Kancelarii Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej Andrzej Dera. „To dla mnie duży zaszczyt i zwieńczenie dotychczasowej działalności, ale jednocześnie zobowiązanie do dalszej

pracy” – powiedział Piotr Woźniak.

Głównym tematem VI Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego w Łodzi były kierunki rozwoju polskiego rynku gazu ziemnego.

Kwestię znaczenia innowacji dla funkcjonowania i rozwoju branży gazowniczej poruszył Łukasz Kroplewski, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. rozwoju. Zauważył, że poszukiwanie i wdrażanie innowacyjnych rozwiązań jest niezbędne dla rynku. „Innowacje budują

w sposób skuteczny i optymalny potencjał całej branży” – powiedział. Do sztandarowych projektów, które aktywizują zarówno małe jak i średnie przedsiębiorstwa oraz wyższe uczelnie techniczne zaliczył program INGA – Innowacyjne Gazownictwo realizowany przez PGNiG SA wspólnie z GAZ-SYSTEM SA i NCBiR. „Rok 2017 był jednym z najlepszych w historii PGNiG zarówno pod kątem realizowanych nowych projektów, które optymalizują poszczególne segmenty funkcjonowania Grupy Kapitałowej, jak i zrealizowanych przychodów. Jesteśmy też bardzo zadowoleni z realizowanych projektów badawczo-rozwojowych. To wszystko pozwala z dużym optymizmem patrzeć w przyszłość” – podsumował.

Z kolei strategię Polskiej Spółki Gazownictwa na najbliższe lata przedstawiła Wioletta Czemieli-Grzybowska, Członek Zarządu PSG. W swojej wypowiedzi podkreśliła, że do 2022 roku PSG zakłada zwiększenie wolumenu dystrybuowanego gazu o niemal 2,5 mld m³, do poziomu 12,3 mld m³ gazu rocznie. Za jedno z najważniejszych zadań PSG uznaje doprowadzenie gazu do nowych obszarów, które będzie realizowane m.in. poprzez tzw. gazyfikację wyspów. Wioletta Czemieli-Grzybowska zadeklarowała, iż w ciągu najbliższych kilku lat PSG chce wybudować w Polsce kilkadziesiąt stacji regazyfikacji skroplonego gazu LNG. Spółka jest



Fot. arch. Izba Gospodarcza Gazownictwa



Fot. arch. Izba Gospodarcza Gazownictwa

również otwarta na współpracę z biogazowniami i przyłączanie ich do sieci dystrybucyjnej.

O warunkach koniecznych do dalszego rozwoju rynku gazu mówił również Artur Zawartko, wiceprezes zarządu Gaz-System. – O prawdziwym rynku będziemy mogli mówić wtedy, kiedy jako operator infrastruktury stworzymy możliwość dostarczania gazu z różnych źródeł, kierunków i od różnych dostawców. A docelowo stworzymy platformę obrotu mocami przesyłowymi tego gazu. To jest nasza naczelna misja, do której przygotowujemy się i którą realizujemy – zaznaczył. Zwrócił również uwagę na fakt, że 2017 r. był rekordowym dla Gaz-System. „Naszą siecią przesłaliśmy 19,7 mld m³ gazu – dodał. Jego zdaniem rozwojowi rynku będą sprzyjały prace prowadzone w ramach rozbudowy terminalu LNG oraz budowa gazociągu Baltic Pipe. Odpowiedzią na zapotrzebowanie rynku są projekty zwiększenia mocy terminalu poprzez budowę nowych regazyfikatorów SCV, drugiego nabrzeża, trzeciego zbiornika LNG, a także budowę instalacji przeładunkowej LNG na cysterny kolejowe i kontenery ISO.



Fot. arch. Izba Gospodarcza Gazownictwa

Krzysztof Hnatio, prezes Gas Storage Poland sp. z o.o., poruszył temat roli magazynów gazu w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego państwa polskiego. „Wraz z rozwojem rynku i wzrostem zużycia gazu pojemność magazynów będzie sukcesywnie wzrastała, pozwalając

m.in. skutecznie optymalizować zakupy gazu poprzez wykorzystanie dyferencjału cen pomiędzy sezonem letnim a zimowym” – tłumaczył. Intensyfikacja działań antysmogowych – jak zauważył – wymusi w najbliższym czasie odejście ok. 20 % gospodarstw domowych od opalania węglem na rzecz gazu ziemnego. Jego zdaniem wzrost popytu na gaz wśród odbiorców ze znaczącą roczną nierównomiernością poboru spowoduje konieczność rozbudowy pojemności magazynowych o ok. 3,5 %.

Jak podkreślił Paweł Pikus, zastępca dyrektora Departamentu Ropy i Gazu w Ministerstwie Energii rząd przywiązuje dużą wagę do tego, by prowadzone w Ministerstwie Energii prace nad regulacjami były jak najbardziej efektywne i służyły rozwojowi polskiego rynku gazu. „O stałym rozwoju rynku świadczy rosnąca konkurencja na rynku detalicznym. Pomimo wprowadzenia ustawy o zapasach liczba koncesji stale rośnie, a więc nie jest ona aż takim problemem, jakim się na początku wydawała” – stwierdził.

Izba Gospodarcza Gazownictwa



Fot. arch. Izba Gospodarcza Gazownictwa

VI edycja Ogólnopolskiego Szczytu Energetycznego – OSE GDAŃSK 2018

W dniach 16-17 kwietnia 2018 r. w Gdańsku w Europejskim Centrum Solidarności odbyła się VI edycja Ogólnopolskiego Szczytu Energetycznego – OSE GDAŃSK 2018, poświęconego wyzwaniom stojącym przed rozwojem polskiej energetyki.

Szczyt objęty został patronatem honorowym przez Krzysztofa Tchórzewskiego, Ministra Energii, Henryka Kowalczyka, ministra Środowiska, Andrzeja Adamczyka, ministra Infrastruktury, Marka Gróbarczyka, ministra Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej, Macieja Bando, prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, Alicję Adamczak, prezesa Urzędu Patentowego RP, Dariusza Drelicha, wojewodę pomorskiego, Mieczysława Struka, marszałka województwa pomorskiego, Piotra Całbeckiego, marszałka województwa kujawsko-pomorskiego, Adama Jarubasa, marszałka województwa świętokrzyskiego, Adama Struzika, marszałka województwa mazowieckiego, Dorotę Arciszewską-Mielewczuk, przewodniczącą Sejmowej Komisji Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej, Jacka Jaśkowiaka, prezydenta miasta Poznania, Piotra Krzystka, prezydenta miasta Szczecin, Janusza Kubickiego, prezydenta miasta Zielona Góra, Ryszarda Nowaka, prezydenta miasta Nowy Sącz, Wojciecha Szczurka, prezydenta miasta Gdynia, Tadeusza Truskolaskiego, prezydenta miasta Białystok, Krzysztofa Żuka, prezydenta miasta Lublin. Szczyt objęty został także patronatem honorowym przez: Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Parlamentarny Zespół ds. Morskiej Energetyki Wiatrowej, Parlamentarny Zespół ds. Energetycznego Pakietu Zimowego, miasto Gdańsk, Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, Instytut Kolejnictwa, Główny Instytut Górnictwa, Fundację na Rzecz Energetyki Zrównoważonej, Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie, Krajową Izbę Biopaliw, Krajową Izbę Gospodarczą, Krajową Organizację Innowatorów Przemysłu INNOVO, Narodową Agencję Poszanowania Energii S.A., Polską Izbę Przemysłu Chemicznego, Polską Organizację Przemysłu i Handlu Naftowego, Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej, Polską Izbę Magazynowania Energii, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Pomorskie Dni Energii, Towarzystwo Elektrowni Wodnych, Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, Związek Miast i Gmin Morskich.

Szczyt oficjalnie zainaugurował minister Energii Krzysztof Tchórzewski, który zwracając się do uczestników podkreślił, że Polska stoi obecnie przed kluczowymi wyzwaniami w obszarze energetyki, które z jednej strony muszą uwzględnić



Fot. arch. ECB

rosnące potrzeby gospodarki kraju, jeżeli chodzi o zapotrzebowanie na energię, z drugiej istotne jest, aby przyszłe inwestycje uwzględniały politykę ochrony klimatu oraz redukcji emisji realizowaną przez Unię Europejską.

Debatę otwierającą OSE GDAŃSK 2018 była Sesja Plenarna pt. „Polska polityka energetyczna – priorytety unijne vs polskie cele strategiczne”. Moderatorami debaty byli dr Paweł Grzejszczak – partner, Kancelaria Domański Zakrzewski Palinka oraz dr hab. Filip M. Elżanowski – radca prawny, Kancelaria ECh&W, zaś udział w niej wzięli: Henryk Kowalczyk – minister środowiska; Jerzy Kwieciński – minister Inwestycji i Rozwoju; Krzysztof Tchórzewski – minister Energii; Stefan Gullgren – ambasador Królestwa Szwecji w Polsce; Hanna Lehtinen – ambasador Republiki Finlandii w Polsce; Ole Egberg Mikkelsen – ambasador Królestwa Danii w Polsce; Maciej Bando – prezes Urzędu Regulacji Energetyki; Kazimierz Kujda – prezes NFOŚiGW. Początek debaty został zdominowany przez pytanie o strategię bezpieczeństwa energetycznego Polski na tle innych krajów UE. W szczególności zastanawiano się nad najważniejszymi rodzajami źródeł wytwarzania energii, jakimi są atom, gaz i węgiel – zarówno w odniesieniu do polskich możliwości, jak miksów energetycznych krajów sąsiadujących z Polską. Następnie omówiono inicjatywę Trójmorza jako platformę do współpracy w dziedzinie energetyki gazowej, transportu oraz gospodarki. Stanowiło to wstęp do dyskusji nad kierunkami partnerstwa w najbliższych latach; czy Polska powinna bardziej kierować się w stronę Stanów Zjednoczonych, czy raczej Unii Europejskiej. W tym kontekście nie bez znaczenia była także kwestia priorytetów współpracy w basenie Morza Bałtyckiego (ropa, gaz,

a może też energia) oraz stopnia zaawansowania projektu Baltic Pipe jako elementu współpracy w ramach basenu Morza Bałtyckiego. Na koniec zaś odniesiono się do przyszłości OZE wobec zmian ustawodawczych, jak i również wpływu polityki klimatycznej i surowcowej na politykę energetyczną. Z uwagi na obecność gości zagranicznych ważnym tematem było także stanowisko poszczególnych krajów do Nord Stream 2 szczególnie odniesieniu do wstępnych deklaracji krajów bałtyckich wobec nacisków ze strony rosyjskiej.

Po sesji plenarnej odbyła się Gala Wręczenia statuetek „Bursztyn Polskiej Energetyki 2018”. Statuetka „Bursztyn Polskiej Energetyki” jest nagrodą przyznawaną osobom, instytucjom bądź firmom za szczególne działania w zakresie rozwoju i bezpieczeństwa polskiej gospodarki i energetyki w kraju i zagranicą. Laureaci w/w statuetki dzięki tej nagrodzie zostali uhonorowani za determinację oraz konsekwencję w realizacji podjętych zobowiązań lub wyzwań stawianych przed nimi z tytułu pełnionego stanowiska lub przyjętej strategii firmy. W tym roku statuetka została wręczona Ministerstwu Energii za skuteczne i konsekwentne wdrożenie mechanizmu rynku mocy w Polsce, Henrykowi Baranowskiemu, prezesowi Zarządu PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. za skuteczne i konsekwentne działania zwiększające bezpieczeństwo i niezależność energetyczną Polski poprzez przejęcia aktywów ciepłowniczych i kogeneracyjnych oraz utworzenia spółki dedykowanej PGE Energia Ciepła S.A., Grupie ENEA za skuteczne i konsekwentne wspieranie rozwoju polskiej energetyki poprzez oddanie do eksploatacji najnowocześniejszej konwencjonalnej jednostki wytwórczej w Polsce - bloku ener-



Fot. arch. ECB

getycznego B11 o mocy 1075 MW w Elektrowni Kozienice, Spółce Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. za skuteczne i konsekwentne realizowanie polityki dywersyfikacji źródeł oraz kierunków dostaw gazu do Polski, Polskiemu Komitetowi Energii Elektrycznej za konsekwentne i skuteczne reprezentowanie interesów branży energetycznej w zakresie polityki energetycznej i gospodarczej na arenie międzynarodowej, gminie Pruszcz Gdański za konsekwencję w działaniach w zakresie zrównoważonego rozwoju energetyki na terenie gminy i poprawę bezpieczeństwa ekologicznego.

Następnie odbyła się ceremonia wręczenia statuetki „Fale Innowacji 2018”, w ramach konkursu „Laboratorium Innowacyjności” przygotowanego w ramach OSE GDAŃSK 2018 z inicjatywy Grupy GPEC. W tym roku statuetkę otrzymała firma ENETECH Sp. z o.o. za projekt zbiornika do magazynowania oraz transportu ciepła.

Po wręczeniu nagród „Bursztyn Polskiej Energetyki 2018” oraz „Fale Innowacji 2018” debaty Szczytu odbywały się w dwóch równoległe trwających częściach. W ramach części pierwszej odbyły się debaty „Strategia rozwoju polskiej energetyki - między polityką, bezpieczeństwem a biznesem”, „Współpraca energetyczna państw basenu Morza Bałtyckiego” oraz „Ciepło, kogeneracja i efektywność energetyczna – Polska bez smogu”. W drugiej zaś części odbyły się debaty „Gospodarka 4.0 – energetyka i przemysł”, „Rynek energii elektrycznej, ropy i gazu – uwarunkowania dalszego rozwoju” oraz panel prezentacyjny „Laboratorium Innowacyjności – prezentacje innowacyjnych rozwiązań w przemyśle”.

Debatę pt. „Strategia rozwoju polskiej energetyki - między polityką, bezpieczeństwem a biznesem” poprowadzili dr Jerzy Baehr – partner zarządzający, Kancelaria WKB Wierciński Kwieciński Baehr oraz Maciej Szambelańczyk – partner,

Kancelaria WKB Wierciński Kwieciński Baehr, zaś w roli prelegentów wystąpili: Mateusz Aleksander Bonca – p.o. prezesa Zarządu, Grupa LOTOS S.A.; Wojciech Hann – członek Zarządu, Bank Gospodarstwa Krajowego; Anna Jakób – członek Zarządu, Grupa GPEC; Paweł Jakubowski – prezes Zarządu, Polskie LNG S.A.; Jacek Kościelniak – wiceprezes Zarządu ds. Finansowych, ENERGA S.A.; Mirosław Kowalik – prezes Zarządu, Enea S.A.; prof. UAM dr hab. Maciej Mataczyński – partner zarządzający, Kancelaria SMM Legal; Rafał Miland – wiceprezes Zarządu, PERN S.A.; Piotr Woźniak – prezes Zarządu, PGNiG S.A.; Paweł Ostrowski – wiceprezes Zarządu, Towarowa Giełda Energii S.A. Jeden z kluczowych tematów dyskusji dotyczył gospodarki paliwowej, energetycznej i gazowej jako czynników mobilizujących rozwój. Omawiano także zagadnienia przejść kapitałowych w strategii bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz najważniejszych projektów infrastrukturalnych w Polsce i ich efektów. W dalszej kolejności analizowano, jakie niezbędne inwestycje i źródła finansowania muszą zostać poczynione w obszarze sieci przesyłowych i magazynów gazu. Równie ważne było omówienie docelowego modelu gazu dla Polski w kontekście krajowych zasobów i uwarunkowań ich eksploatacji. Z drugiej strony zaproszeni goście przyjrzeni się sektorowi paliwowemu i jego strategii wobec wyzwań przyszłości, co stanowiło wstęp do rozmów na temat terminala naftowego i gazowego jako elementu strategii bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Deбата Oksfordzka pt. „Współpraca energetyczna państw basenu Morza Bałtyckiego” poprowadzona została przez Herberta Leopolda Gabrysia – przewodniczącego Komitetu ds. Energii i Polityki Klimatycznej, Krajowa Izba Gospodarcza oraz prof. Waldemara Kamrata – Politechnika Gdańska. Do dyskusji zaś zostali zaproszeni: dr.

inż. Graham M. Butt – kierownik referatu ds. energii odnawialnej, Ministerstwo Energetyki, Infrastruktury, Digitalizacji Meklemburgii Pomorza Przedniego; Krzysztof Figel – konsul honorowy Republiki Łotewskiej w Gdańsku; Daniel Larsson – radca handlowy, Ambasada Szwecji w Polsce; Mieczysław Struk – marszałek województwa pomorskiego; Maciej Stryjecki – prezes Zarządu, Fundacja na Rzecz Energetyki Zrównoważonej; Marcin Wiśniewski – starszy doradca handlowy ds. Energetyki i Środowiska Ambasada Królestwa Danii w Polsce. Tematy, jakie zostały poruszone w ramach dyskusji to m.in. alternatywne, sprawdzone modele rozwoju rynków energii, paliw, gazu i OZE w krajach ościennych, a także obszary współpracy pomiędzy krajami basenu Morza Bałtyckiego. Równie ważną kwestią były wspólne projekty i efekty synergii, jak i dyskusja nad projektem Nord Stream 2 z perspektywy interesów Polski i krajów sąsiadujących. Na koniec zaś przyjrano się perspektywicznym projektom off-shore oraz e-mobility.

Debata „Ciepło, kogeneracja i efektywność energetyczna – Polska bez smogu” moderowana była przez dr Dariusza Gulczyńskiego – Auditing Committee Member, Associate Expert, Światowa Rada Energetyczna. W roli prelegentów wystąpili: Jan Krzysztof Ardanowski – poseł na Sejm RP, Komisja do Spraw Energii i Skarbu Państwa; Bogusław Białowas – prezes Zarządu, Bank Ochrony Środowiska S.A.; Wojciech Dąbrowski – prezes Zarządu, PGE Energia Ciepła S.A.; Piotr Górnik – prezes Zarządu, Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.; Maciej Kazienko – prezes Zarządu, WFOŚiGW w Gdańsku; Kazimierz Kujda – prezes NFOŚiGW; Roman Masek – dyrektor techniczny, BELSE Sp. z o.o.; Małgorzata Mika-Bryska – dyrektor ds. Regulacji i Relacji Publicznych, Veolia Energia Polska; Jacek Szymczak – prezes, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie; Krzysztof Zborowski – prezes Zarządu, Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „RADPEC” S.A. Panel rozpoczął się od prezentacji dotyczącej możliwości modernizacyjnych elementów urządzeń ciepłowniczych pod kątem mniejszego zużycia energii, co pozwoliło odnieść się do tematu inwestycji w ciepłownictwie. W dalszej kolejności zastanawiano się nad kwestią polityki antysmogowej i roli ciepłownictwa w walce z zanieczyszczeniem powietrza. W tym kontekście kluczowe było przeanalizowanie kierunków regulacji i rozwoju ciepła systemowego z punktu widzenia URE i przedsiębiorstw. Kolejną część dyskusji dotyczyła sieci ciepłowniczych, jako elementu ekorozwoju i kogeneracji w Polsce, a także możliwości wsparcia ciepłownictwa ze środków pochodzących z Unii Europejskiej, jak i również środków krajowych. Na koniec zaś odniesiono się do możliwości współpracy ciepłownictwa z samorządami oraz OZE.



Fot. arch. ECB

Debata „Gospodarka 4.0 – energetyka i przemysł”, poprowadzona została przez Marka Króla – radcę prawnego i partnera w Kancelarii MAGNUSSON, zaś w dyskusji wzięli udział: Daniel Betke – wiceprezes Zarządu, BSiPE „ENERGOPROJEKT POZNAŃ” S.A.; Sławomir Brzeziński – Wiceprezes Zarządu, Grupa Azoty ZAK S.A.; dr Adam B. Czyżewski – główny ekonomista, PKN ORLEN S.A.; Marcin Lewandowski – członek Zarządu, Grupa GPEC; dr hab. inż. Krzysztof Madajewski, prof. IEn. – przewodniczący Rady Inteligentnej Specjalizacji Pomorza ISP3, dyrektor Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk; Roman Masek – dyrektor techniczny, BELSE Sp. z o.o.; Artur Sadowski – dyrektor Zarządzający Pionem Ryzyka Kredytowego, Bank Gospodarstwa Krajowego; dr inż. Tomasz Zieliński – Prezes Zarządu, Polska Izba Przemysłu Chemicznego. Dyskusja rozpoczęta została od przybliżenia zgromadzonym na sali, czym jest Gospodarka 4.0. Następnie starano się odpowiedzieć na pytanie, czy z punktu widzenia przedsiębiorstw lepsze jest radykalne wdrażanie rozwiązań przełomowych czy lepszy jest jednak rozwój poprzez optymalizację. W tym kontekście podjęto także temat inwestycji w bezpieczeństwo. Druga część dyskusji poświęcona była aspektom prawno-regulacyjnym – odniesiono się w niej do rynku mocy, dynamiki otoczenia regulacyjnego w aspekcie bezpieczeństwa projektów inwestycyjnych oraz ogólnej roli państwa w kreowaniu, wspieraniu i regulowaniu nowych modeli biznesowych. Dzięki wyciągniętemu wnioskowi możliwe było odniesienie się do rozwoju gospodarki narodowej w czasach globalnej konkurencji, jak i również procesu przeobrażeń polskiego przemysłu na przykładzie przemysłu chemicznego.

Debata „Rynek energii elektrycznej, ropy i gazu – uwarunkowania dalszego rozwoju” odbyła się pod opieką merytoryczną dr Przemysława Zaleskiego – prezesa Zarządu, InfoEngine S.A. W dyskusji zaś wzięli udział: Adam Burda

– dyrektor Departamentu Klienta Strategicznego – Energetyka, Paliwa i Nowe Technologie, PKO Bank Polski S.A.; Henryk Kaliś – przewodniczący, Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu; Piotr Kasprzak – członek Zarządu, Hermes Energy Group S.A.; Kazimierz Rajczyk – dyrektor Zarządzający Sektorem, Departament Klientów Strategicznych ING Bank Śląski S.A.; Andrzej Sikora – Prezes Zarządu, Instytut Studiów Energetycznych; Grzegorz Żarski – dyrektor Biura Rozwoju Rynku i Analiz, Towarowa Giełda Energii S.A. Zaproszeni goście w pierwszej kolejności odnieśli się do stanu zawansowania prac nad rynkiem mocy, nie bez znaczenia była także kwestia łącznej sprzedaży energii i gazu. Wnioski pozwoliły prelegentom odnieść się do pytania, czy lepiej radzą sobie przedsiębiorstwa Skarbu Państwa czy prywatni operatorzy. W dalszej kolejności podniesiono temat efektywności energetycznej z perspektywy ponoszonych kosztów. Równie ciekawym zagadnieniem była kwestia kierunków rozwoju rynku energii (koncentracja, czy liberalizacja) z punktu widzenia doświadczeń dostawców oraz rola Towarowej Giełdy Energii w kreowaniu zmian na rynku. Na koniec uczestnicy dyskusji rozważali tematy tradingu jako największej wartości dodanej i elementu budowania przewagi konkurencyjnej, podjęto także kwestie modeli współpracy prosumentów z grupami energetycznymi.

„Laboratorium Innowacyjności – prezentacja innowacyjnych rozwiązań w przemyśle” był panelem prezentacyjnym w ramach którego uczestnicy mogli zapoznać się ze zgłoszonymi projektami do konkursu „Laboratorium Innowacji”, organizowanego z inicjatywy Grupy GPEC. W panelu swoje wystąpienia mieli: Mateusz Lisowski – Enetech Sp. z o.o. (tytuł prezentacji: Zbiornik do magazynowania oraz transportu ciepła); Damian Szewczyk – Gradis (tytuł prezentacji: Zwiększenie zwrotu z inwestycji w oświetlenie dróg i ulic); Aron Michalczyk – SAL MULTIROTOR POWERLINE STRINGING (tytuł prezentacji: Wykorzystanie

dronów latających w celu przygotowania prac naciągu przewodów roboczych i światłowodowych podczas budowy linii wysokiego napięcia w trudnym terenie); Paweł Orłof – Veolia Energia Polska (tytuł prezentacji: Ekologiczne Ciepło dla Poznania); Piotr Szymański – Sabur Sp. z o.o. (tytuł prezentacji: System zarządzania i monitoringu zużycia mediów); Tomasz Siudyga – COBANT Sp. z o.o. Sp. K. (tytuł prezentacji: Zagospodarowanie odpadów z przetwórstwa węgla kamiennego zdeponowanych w osadnikach i rekultywacja terenów zdegradowanych). Moderatorem dyskusji był Marek Dawidowski – Kierownik Działu Nowych Biznesów, Grupa GPEC

W drugim dniu szczytu odbyły się cztery debaty, które rozpoczęły się od panelu „Status inwestycji infrastrukturalnych, energetycznych i pochodnych (z)realizowanych przez samorządy do 2018 r.” – jego moderatorem był Tomasz Balcerowski – wiceprezes, Pracodawcy Pomorza, zaś w roli prelegentów wystąpili: Michał Glaser – dyrektor Obszaru Metropolitalnego Gdańsk-Gdynia-Sopot; Piotr Grzelak – zastępca prezydenta ds. Polityki Komunalnej, miasto Gdańsk; Jarosław Józwiak – adwokat w Kancelarii Prof. Marek Wierzbowski i partnerzy – adwokaci i radcowie prawni; Janusz Kubicki – prezydent miasta Zielona Góra; Ryszard Świłki – Członek Zarządu województwa pomorskiego; Grzegorz Walczukiewicz – dyrektor, Związek Miast i Gmin Morskich. Na początku debaty każdy z zaproszonych gości krótko przedstawił kluczowe inwestycje, jakie obecnie trwają lub w najbliższym czasie mają się rozpocząć na terenie ich samorządów. Pozwoliło to odnieść się do pytania o rolę jednostek samorządowych przy realizacji projektów infrastrukturalnych, w tym m.in. o zakres współpracy z OSD przy wyznaczaniu kierunków inwestycji sieciowych. W tym kontekście starano się także przeanalizować kwestie podłączenia OZE do sieci, w kontekście lokalnej konkurencji i bezpieczeństwa systemu. Na koniec odniesiono się do przyszłości projektów dotyczących spalarni odpadów oraz biogazowni.

Debata „Elektromobilność” odbyła się przy wsparciu merytorycznym Jakuba Wiecha – zastępcy Redaktora Naczelnego, Energetyka24.com, zaś w dyskusji wzięli udział: Rafał Budweil – prezes Zarządu, Triggo S.A.; Piotr Cieśliński – poseł na Sejm RP, przewodniczący Podkomisji stałej do spraw polityki rozwoju inteligentnych miast i elektromobilności; Rafał Czyżewski – prezes Zarządu, GreenWay Polska Sp. z o.o.; Anna Jakubowska – dyrektor Departamentu Środków Zagranicznych, NFOŚiGW; prof. dr hab. inż. Jacek Kijeński – Instytut Chemii Przemysłowej; Sylwia Koch-Kopyszek – prezes Zarządu, Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego, Prezes Zarządu, Polskie Stowarzyszenie Elektromobilności; Krzysztof Kochanowski – prezes Za-

rządu PIME; Adam Stępień – dyrektor generalny, Krajowa Izba Biopaliw; Robert Zasina – prezes Zarządu TAURON Dystrybucja, prezes PTPIREE. Zaproszeni goście na początku dyskusji odnieśli się do problemu rozbudowy infrastruktury ładowania z perspektywy OSD i samorządów, jednocześnie wskazując na kluczowe szanse dla inwestorów w sektorze elektromobilności, w tym także możliwości zysków komercyjnych w tym obszarze. Nie bez znaczenia była także kwestia E-mobility jako elementu koncepcji smart city. W dalszej części dyskusji skoncentrowano się na Ustawie o elektromobilności w kontekście pytania o to, jak spopularyzować samochody elektryczne i utworzyć rynek na inwestycje w infrastrukturę ładowania pojazdów elektrycznych. Na koniec zaś zastanawiano się nad koncepcją polskiego projektu samochodu elektrycznego na tle konkurencji oraz wykorzystania paliw alternatywnych – a w szczególności wodoru i biopaliw – jako możliwych i najbardziej realnych ścieżek rozwoju.

W debacie „Miejsce odnawialnych źródeł energii w nowej Polityce energetycznej Polski” wzięli udział prof. dr hab. inż. Janusz T. Cieśliński – prof. zw. PG – prorektor ds. Organizacji Politechniki Gdańskiej; Andrzej Czerwiński - poseł na Sejm RP, przewodniczący Parlamentarnego Zespołu ds. Energetycznego Pakietu Zimowego; Ewa Malicka - prezes Zarządu, Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych; Magdalena Mitas – adwokat / partner, Magnusson, Tokaj i Partnerzy Adwokaci i radcowie prawni Sp. z o.o.; Janusz Steller – prezes Zarządu, Towarzystwo Elektrowni Wodnych; Mariusz Witoński – prezes Zarządu, Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej; Maciej Szambelańczyk – partner, Kancelaria WKB Wierciński Kwieciński Baehr. Moderatorem panelu był Maciej Stryjecki – prezes Zarządu, Fundacja na Rzecz Energetyki Zrównoważonej. Dyskusja rozpoczęła się od nakreślenia miejsca odnawialnych źródeł energii w polityce energetycznej Polski, co pozwoliło odnieść się do zagadnienia kierunków rozwoju technologii w obszarze OZE. Następnie przeanalizowano skutki nowelizacji ustawy o OZE dla branży wiatrowej, biogazowej, słonecznej i wodnej, w podsumowaniu debaty zaś zastanawiano się, czy pakiet zimowy UE jest szansą czy zagrożeniem dla polskiej energetyki.

Dyskusja zamykająca tegoroczną edycję szczytu została zatytułowana „Morska energetyka wiatrowa i przemysł energetyki morskiej – nową polską specjalizacją”. Jej moderatorem był ponownie Maciej Stryjecki – prezes Zarządu, Fundacja na Rzecz Energetyki Zrównoważonej, zaś w roli prelegentów debaty wystąpili: Andrzej Czech – prezes Zarządu, Energomontaż-Północ Gdynia S.A.; Zbigniew Gryglas – poseł na Sejm RP, przewodniczący Zespołu ds. Morskiej Energetyki Wiatrowej; Marcin Horała – poseł na Sejm

RP, wiceprzewodniczący Zespołu ds. Morskiej Energetyki Wiatrowej; Jacek Kopczyński – dyrektor ds. Inwestycji i Biznesu Stalowego, MARS Shipyards & Offshore; dr Michał Michalski – członek Zarządu, Polenergia S.A.; dr Arkadiusz Sekściński – wiceprezes Zarządu, PGE Energia Odnawialna S.A.; Jakub Wnuczyński – dyrektor Handlowy, GSG Towers Sp. z o.o. W pierwszej kolejności zaproszeni goście podjęli temat potencjału morskiej energetyki wiatrowej i przemysłu morskiego w Polsce, co stanowiło wstęp do analizy planów inwestycyjnych krajowych liderów w rozwoju morskich farm wiatrowych. Ważnym elementem debaty było omówienie szans, doświadczeń i wyzwań dla polskiego przemysłu energetyki morskiej. W podsumowaniu odniesiono się do Narodowego Programu Rozwoju Morskiej Energetyki Wiatrowej.

Interesująca dyskusja, zarówno pomiędzy uczestnikami paneli, jak i dzięki licznym pytaniom z sali świadczy o dużym zainteresowaniu poruszonymi tematami i stanowi punkt wyjścia do debaty w kolejnej edycji Ogólnopolskiego Szczytu Energetycznego, który odbędzie się już na wiosnę przyszłego roku. Więcej szczegółów można znaleźć na stronie internetowej www.osegdansk.pl.

Ogólnopolski Szczyt Energetyczny był wspierany przez liczne grono firm partnerskich oraz partnerów medialnych, które angażowały się w przygotowania wspomnianego przedsięwzięcia.

Europejskie Centrum Biznesu główny organizator OSE GDAŃSK 2018 pragnie szczególnie podziękować partnerom głównym: PGE Polskiej Grupie Energetycznej S.A. oraz Polskiemu Koncernowi Naftowemu ORLEN S.A., Partnerom: Bankowi Gospodarstwa Krajowego, BELSE Sp. z o.o., Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o., Gaz-System S.A., Grupie GPEC, ING Bankowi Śląskiemu S.A., Grupie LOTOS S.A., PERN S.A.,

Towarowej Gieldzie Energii S.A., VEOLIA Energia Polska S.A., Kancelarii WKB Wierciński, Kwieciński, Baehr Spółka komandytowa, Gospodarzowi Gali Bursztyn Polskiej Energetyki Miastu Gdańsk, sponsorom: Polskiemu Górnictwu Naftowemu i Gazownictwu S.A., Energoprojekt Poznań S.A., Bankowi Ochrony Środowiska S.A., Urzędowi Dozoru Technicznego, Kancelarii Magnusson. Pragniemy także podziękować za współpracę Fundacji na Rzecz Energetyki Zrównoważonej, Krajowej Organizacji Innowatorów Przemysłu INNOVO, Pracodawcom Pomorza oraz firmie UpLive.

Podziękowania należą się także głównemu patronowi medialnemu portalowi Energetyka24.com oraz patronom medialnym: portalowi BiznesAlert, magazynowi Biomasa, portalowi CEO.com.pl, Centrum Informacji o Rynku Energii CIRE.PL, czasopiśmie Energetyka Wodna, portalowi Energetykon.pl, Magazynowi Energetyka Ciepła i Zawodowa, portalom z Grupy Xtech: energetykaciepła.pl, elektroinzynieria.pl, srodowisko.pl, portalowi EnergiaDirect.pl, portalowi Ekorynek.com, magazynowi Energia i Recycling, portalowi ESCO w Polsce, magazynowi Express Przemysłowy, Gazecie Polskiej Codziennie, portalowi Energia Gigawat, portalowi GlobEnergia, portalowi Inzynieria.com, portalowi Investing.com, magazynowi Law Business Quality, Liderom Innowacyjności, magazynowi Nowoczesne Technologie w Przemysle, portalowi Nuclear.pl, Radiu Gdańsk, magazynowi Smart Grids Polska, portalowi Strategii i Biznes, TVP 3 Gdańsk, portalowi Teraz Środowisko, Warsaw Business Journal, Wiadomościom Naftowym i Gazowniczym, portalowi WysokieNapiecie.pl.

Tomasz Sieduszewski
Europejskie Centrum Biznesu



Fot. arch. ECB

Siła Rodziny przyciągnęła tłum

Wśród kilku wieloletnich projektów z obszaru zaangażowania społecznego PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze realizujemy współpracę z Zespołem Szkół Specjalnych w Zielonej Górze. Uczniowie i ich opiekunowie, pedagodzy są częstymi gośćmi Salonu Wystaw Oddziału. Tym razem dwie uczennice wraz z rodzicami stały się głównymi bohaterkami wydarzenia, które nazwaliśmy „Siła rodziny”.

Na wernisażu Nel i Weroniki Firlej w Salonie Wystaw zjawiała się liczna grupa przyjaciół rodziny, miłośników sztuki i sympatyków działalności prospołecznej oddziału. W sobotę 7 kwietnia uroczystie otworzyliśmy wystawę prac dwóch uzdolnionych artystek.

Beata i Piotr Firlej, rodzice, mówili o pracach:

„Przed Wami nasza wystawa: obrazy, kartki scrapki, zdjęcia, rzeźby, papier czerpa-



Dziennikarka E. Wozowczyk-Leszko od lat wspiera medialnie niepełnosprawnych. Fot. Michał Burkowski

ny, decoupage. Co to jest scrapbooking? To sztuka ręcznego tworzenia i dekorowania. Co to jest decoupage? Technika zdobnicza polegająca na przyklejaniu na odpowiednio spreparowaną powierzchnię: drewno, metal, szkło, tkanina, ceramika – wzoru wyciętego z papieru lub serwetki tzw. technika serwetkowa. Co to jest papier czerpany? Rodzaj papieru wytwarzanego w procesie czerpania, na który składa się etap wyodrębnienia pojedynczych włókien z surowców roślinnych oraz etap formowania papieru z wodnej zawiesiny włókien, odwadnianej na sicie.

U naszych córek Weroniki i Nel stwierdzono niepełnosprawność intelektualną w stopniu umiarkowanym, co nie przeszkadza im artystycznie tworzyć. Dziewczynki przy naszym wsparciu kształtują przepiękne rzeczy: kartki scrapki, obrazy na płótnie i inne fantazyjne formy plastyczne.”

Jolanta Pietras
Opiekun Salonu Wystaw

Dorota Mundry
Dział Komunikacji i PR, PGNiG SA
Oddział w Zielonej Górze



Rodzina Firlejów z nauczycielką plastyki i przedstawicielami Oddziału. Fot. Michał Burkowski



Nel opowiada o formach przestrzennych. Fot. Michał Burkowski



Wśród gości pojawili się również zielonogórscy artyści, którzy kibicują twórczości dziewcząt. Fot. Michał Burkowski

Kierunek
ORLEN



NOWE PALIWO

efecta

efecta
DIESEL

efecta
95

CZYSZCZĄC SILNIK,
dba o:

-  żywotność
-  wydajność

Dowiedz się więcej na dlakierowcow.orken.pl


ORLEN

Oferta
dla domu

Wszędzie tam, gdzie potrzebujesz pomocy.

Jesteśmy przy Tobie.

Wybierz ofertę „Przyszłość bez awarii”
i korzystaj z pomocy fachowców!



Zapewniamy energię



JUŻ DZIŚ PODPISZ UMOWĘ

Zapraszamy do

Biur Obsługi Klienta PGE

422 222 222

serwis@gkpge.pl

ebok.gkpge.pl lub **zapewniamyenergie.pl**