

NAFTOWE I GAZOWNICZE

A large red fire truck is shown from a side-rear perspective. The truck is equipped with a large water cannon mounted on a red metal frame. The frame has a sign that reads "EXALO GRUPA PGNiG". Above the cannon, a red banner displays "8000 kg PAYLOAD - 22845 kg GROSS - 30845 kg". The truck's body is red with white accents, and the word "ECR" is visible on the side. A long black hose is connected to the cannon and extends across the ground. The background shows a cloudy sky and some trees.

Recenzenci czasopisma Wiadomości Naftowe i Gazownicze

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



Ryszard Chylarecki
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Duża część styczniowego numeru Wiadomości Naftowych i Gazowniczych zdominowana jest przez materiały przygotowane przez inżynierów i kadrę menadżerską Exalo Drilling S.A. W trzech kolejnych artykułach możecie Państwo zapoznać się z działaniami Spółki, realizującej długofalowy proces modernizacji technicznej i technologicznej między innymi poprzez przemysłane zakupy inwestycyjne, w tym bardzo nowoczesnego, w pełni zautomatyzowanego urządzenia wiertniczego z masztom teleskopowym i napędzanym elektrycznie Top Drive'm. Na szczególne podkreślenie zasługuje fakt, że część wyposażenia dla tego kupowanego u włoskiego producenta urządzenia wiertniczego, została zrealizowana wewnątrz spółki Exalo Drilling S.A. Jej warsztaty mechaniczne wykonały rozbudowany system zbiorników płuczkowych, zbiorniki magazynowania wody technologicznej oraz zaplecze techniczno-magazynowe. Również na etapie zindywidualizowanego procesu projektowania samego urządzenia wiertniczego kadra inżynierska Exalo Drilling S.A. wprowadziła szereg własnych rozwiązań modernizacyjnych mających usprawnić pracę na urządzeniu.

Obszarem intensywnych zakupów modernizacyjnych w Spółce są także urządzenia serwisowo-otworowe produkowane przez renomowanych światowych producentów. Jak argumentują autorzy kolejnego artykułu – zakupy te nie tylko rozszerzą ofertę usług ale zdecydowanie zwiększą konkurencyjność Spółki w ślad za zmieniającymi się trendami na międzynarodowym rynku

wierceń lądowych. Połączenie najwyższej jakości urządzeń z wiedzą i doświadczeniem personelu firmy buduje synergiczny potencjał, niezbędny do realizacji coraz bardziej złożonych projektów na rynku wiertniczo-serwisowym. Jeden z tych zakupów – jednostka Coiled Tubing Hydra Rig znalazła się na okładce bieżącego numeru Wiadomości Naftowych i Gazowniczych.

Zwracam również Państwa uwagę na otwierający styczniowy numer artykuł „Przeciwdziałanie i monitoring awarii rurociągów przemysłowych na kopalniach ropy naftowej i gazu ziemnego”. Prezentuje on działania badawcze i nowe kierunki w tym zakresie w praktyce przemysłu naftowego, ze szczególnym uwzględnieniem realizowanych w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym prac badawczo-rozwojowych ukierunkowanych na wprowadzanie nowoczesnych rozwiązań technologicznych w obszarze monitoringu szybkości korozji i stosowanych, przeciwdziałających jej, inhibitorów.

Na koniec warto zapoznać się z sylwetkami laureatów „Honorowej Szpady SITPniG” – studentów Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska oraz Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH w roku akademickim 2019/2020. To kolejny przykład, mających długoletnią tradycję, form promowania najzdolniejszych studentów krakowskiego środowiska akademickiego przez Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego.

Przyjemnej lektury

Ryszard Chylarecki

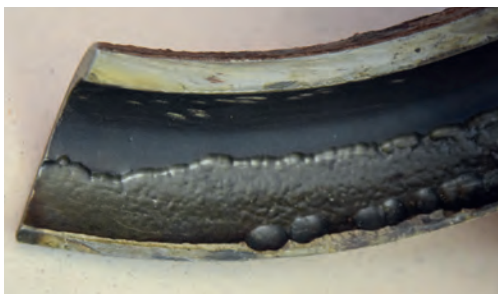


Fot. arch. PKN ORLEN

NAUKA **W** TECHNIKA.

- Przeciwdziałanie i monitoring awarii rurociągów przesyłowych na kopalniach ropy naftowej i gazu ziemnego

4



- Nowy trend techniczny w rozwoju parku urządzeń wiertniczych Exalo Drilling S.A. – zakup urządzenia Drillmec HH-220 FA-EU (RIG # 208)



- Exalo Drilling S.A. – Nowe technologie w procesie regeneracji przewodu wiertniczego
- Inwestycje w przyszłość, czyli rozwój parku maszynowego Spółki Exalo Drilling S.A.

15

18

ENERGIA **W** GEOTERMALNA.

- Ponowne wykorzystanie wód geotermalnych do irygacji roślin ma pomóc zaoszczędzić wodę oraz zwiększyć plony

22

WIEŚCI Z POLSKICH **W** FIRM.

- Cztery nowe koncesje dla PGNiG w Norwegii
- PGNiG odebrało czwartą dostawę LNG w Kłajpedzie

23

24



- TGE i PGNiG rozpoczynają współpracę w zakresie rozwoju rynku biometanu w Polsce

24



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.: 18 352 64 84, 789 275 087
e-mail: redakcja@wnig.pl, <http://www.wnig.pl>

REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO

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. – Exalo Drilling S.A.

- LOTOS chce produkować zielony wodór
- Rafineria LOTOSU wytworzyła biokomponenty LPG i oleju napędowego
- Grupa ORLEN rozpoczyna samodzielne wydobywanie gazu w Polsce



KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- Grupa ORLEN wraz z PGNiG zbudują elektrownię gazową w Ostrołęce 29
- Większe zróżnicowanie cen ropy w ub. roku 29
- Mniej ropy na rynku po decyzjach OPEC+ 30
- Meklemburgia chce ukończyć Nord Stream 2 30
- Trzy odkrycia w Kuwejcie 30
- Chiny zwiększają import ropy 30
- Wydobywanie ropy na świecie w 2019 r. bez większych zmian 30
- Zagospodarowanie złoża Al Jafurah w Arabii Saudyjskiej 31
- Petronas rozpoczął poszukiwania w basenie Gujana-Surinam 31
- Chiny największym wykonawcą sejsmiki lądowej 31
- ExxonMobil opublikował dane o emisji 32
- 70. operacja STS na Bałtyku 32
- PKN ORLEN i NCBR wspierają innowacyjne projekty 32
- Grupa ORLEN zwiększa inwestycje OZE w Wielkopolsce. PV Gryf ma też wsparcie z aukcji OZE 33

- ORLEN z umową przyłączeniową dla morskiej farmy wiatrowej 33
- Jarosław Baran Prezesem ORLEN China 33
- GAZ-SYSTEM podpisał umowę na projektowanie gazociągu Gustorzyn - Wicko 34
- Studia dualne w AGH we współpracy z GAZ-SYSTEM 34

BIULETYN INFORMACYJNY

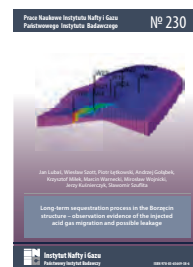
- Kalendarium 35
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 35
- XIX posiedzenie Zarządu Głównego SITPNIg 36



- Posiedzenie Kapituły „Honorowej Szpady SITPNIg” dla Najlepszych Absolwentów Wydziału GGIoŚ oraz WNIg AGH 36
- Sylwetki laureatów „Honorowej Szpady SITPNIg” 37

WITRYNA WYDAWNICZA.

- Nowa monografia „Długotrwały proces sekwestracji w strukturze Borzęcin – obserwacja przejawów migracji zatłaczanych gazów kwaśnych i analiza możliwości ich wycieku” 38



RADA PROGRAMOWA WNIg

prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy – przewodniczący

Członkowie:

dr inż. Mirosław Janowski
mgr inż. Andrzej Koźlecki
mgr Magdalena Kudła
dr Rafał Kudrewicz
mgr inż. Mirosław Majchrzak
prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki
inż. Jan Sęp
prof. dr hab. inż. Jerzy Stopa
mgr inż. 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 – mgr inż. Ryszard Chylarecki
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
dr hab. inż. Jan Lubaś prof. INIG-PIB – 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
mgr inż. Michał Kruszewski – Geotermia i energia odnawialna

Przeciwdziałanie i monitoring awarii rurociągów przesyłowych na kopalniach ropy naftowej i gazu ziemnego



Dariusz
Bęben



Counteracting and monitoring of transmission pipeline failures on crude oil and natural gas mines

Summary

If we take into account material issues and various methods of protection against corrosion of pipelines, presented below, it briefly introduces the complexity of corrosion processes. In order to quantitatively assess the course of corrosion processes, it is necessary to use corrosion monitoring directly. The purpose of corrosion monitoring is to use countermeasures to extend the life of pipelines, installations and equipment, as well as to control and protect the environment and human safety. Correctly constructed and implemented corrosion monitoring system reduces the likelihood of a failure, mitigates the effects of a possible failure, reduces the impact of failure on the safety of society, employees, the environment and reduces the impact of failure on the negative image of the gas pipeline operator. Corrosion rate measurements can predict perforation and other corrosion damage. Monitoring also allows you to determine the extent of corrosive hazards. A very important aspect of corrosion monitoring is NDT (non-destructive testing), checking the effectiveness of corrosion protection technologies used. For the user of cathodic (sacrificial) protection installations, inhibitor dosing installations or chemical treatment installations, the actual speed of pipeline corrosion is extremely important. Knowledge of this parameter in various places allows you to assess the range of the corrosion protection method used and the conditions of its operation understood as optimal dosages of inhibitors or modifiers, the number and distribution of anodes and current/voltage parameters in cathodic protection. The problem of corrosion monitoring in order to increase pipeline safety requires a new look and new action.

Streszczenie

W celu ilościowej oceny przebiegu procesów korozyjnych konieczne jest zastosowanie monitorowania korozji w sposób bezpośredni. Celem monitorowania korozyjnego jest zastosowanie środków zaradczych pozwalających na przedłużenie czasu eksploatacji rurociągów, instalacji i urządzeń, a także kontrola i ochrona środowiska oraz bezpieczeństwo ludzi. Poprawnie skonstruowany i wdrożony system monitoringu korozji zmniejsza prawdopodobieństwo wystąpienia awarii, łagodzi skutki ewentualnej awarii, redukuje wpływ awarii na bezpieczeństwo społeczeństwa, pracowników przedsiębiorstwa, środowisko i ogranicza negatywny wizerunek operatora gazociągu. Pomiary szybkości korozji pozwalają przewidzieć powstanie perforacji i innych uszkodzeń korozyjnych. Monitorowanie pozwala także określić rozległość zagrożeń korozyjnych. Bardzo ważnym aspektem monitorowania korozyjnego są badania nieniszczące NDT umożliwiające kontrolę efektywności zastosowanych technologii ochrony przed korozją. Dla użytkownika instalacji ochrony katodowej (protektorowej), instalacji dozowania inhibitorów czy instalacji obróbki chemicznej niezwykle istotna jest rzeczywista szybkość korozji rurociągów. Znajomość tego parametru w różnych miejscach pozwala ocenić zasięg zastosowanej metody ochrony przed korozją oraz warunki jej eksploatacji, rozumiane jako optymalne dawki dozowania inhibitorów lub modyfikatorów, liczbę i rozmieszczenie anod oraz parametry prądu/napięciowe w ochronie katodowej. Problem monitorowania korozji w celu zwiększenia bezpieczeństwa rurociągów wymaga nowego spojrzenia i nowych działań.

Działania badawcze i nowe kierunki

Eksploatacja rurociągów transportujących gaz i ropę z odwiertu do kopalni, podobnie jak każdego innego systemu rurociągów, obciążona jest ryzykiem związanym z możliwością ich uszkodzenie, zarówno przez procesy korozji, jak i działalność osób trzecich. O ile trudno prognozować ingerencję mechaniczną, o tyle pro-

cesy związane z oddziaływaniem na rurociągi czynników korozji możemy przewidzieć. Przy obecnie dostępnych środkach technicznych dość łatwo jest monitorować przebieg korozji, przewidzieć zachodzące procesy i przyszły stan techniczny. Najbardziej efektywną metodą minimalizacji ryzyka jest zapobieganie awariom, które mogą prowadzić do katastrofy czy skażenia środowiska. Ważnym czynnikiem jest diagnostyka eksploatowanych rurociągów poprzez ocenę stanu technicznego.

Na świecie opracowano wiele rodzajów technik i technologii pomiarowych, wykorzystujących różne zjawiska fizyczne do oceny stanu technicznego rurociągów. Jedną z metod pozwalającą na bezinwazyjną kontrolę jest wykorzystanie badań ultradźwiękowych.

Badania ultradźwiękowe są jedną z technik badań objętościowych NDT (badania nieniszczące), co oznacza że dzięki ich zastosowaniu jest możliwe wykrywanie wad w całej objętości badanego materiału. Technika bazuje na zjawisku rozchodzenia się fali ultradźwiękowej w badanych materiałach, które są w nie wprowadzane za pomocą głowicy ultradźwiękowej. Badanie ultradźwiękowe opiera się na obserwacji zarejestrowanych impulsów otrzymanych od nieciągłości materiałowych oraz odbici od dna badanego elementu lub na granicach ośrodków o zróżnicowanej prędkości rozchodzenia się fali.

Dodatkowo analizie poddawane są informacje o wielkości napotkanego uszkodzenia, jak również szereg innych parametrów pola ultradźwiękowego (m.in. natężenie, kierunek propagacji fal i czas ich przejścia przez materiał). W zależności od doboru parametrów tego pola możliwe jest wykrycie wad wewnętrznych oraz nieciągłości powierzchniowych i podpowierzchniowych.

Szczegółowe obrazowanie 3D uszkodzeń rurociągów można uzyskać metodą TFM (Total Focusing Method), bazującą na technice rekonstrukcji obrazu. W metodzie tej urządzenie wieloelementowe emituje pulsujące fale ultradźwiękowe. Proces przewarzania obwiedni pierwotnych i wtórnych sygnałów daje obraz uszkodzeń o dużej rozdzielczości.

Znane są również metody ultradźwiękowe wykrywania procesów destrukcyjnych, wywołanych oddziaływaniem wodoru na właściwości mechaniczno-elektrochemiczne metali i stopów. Do takich metod zalicza się metodą badawczą do wykrywania korozji wodorowej

urządzeń i instalacji narażonych na działanie wodoru w podwyższonych temperaturach, powyżej 200°C (tzw. wysokotemperaturowy atak wodorowy, HTHA). W efekcie ten mechanizm powstawania uszkodzeń można wykryć we wczesnej fazie, czyli właśnie wtedy, gdy jest to najistotniejsze.

Badania ultradźwiękowe mogą być prowadzone w sposób ręczny, półautomatyczny, jak i w pełni zautomatyzowany (np. zautomatyzowane systemy kontroli jakości na liniach produkcyjnych). Jest to uniwersalna i nie budząca wątpliwości metoda monitoringu korozyjności rurociągów. Elementem kluczowym jest rozmieszczenie miejsc pomiarowych. Wybór miejsc dokonuje się na podstawie analiz konstrukcji rurociągów, zmiany kierunku i szybkości przepływu. Metoda ta pozwala na optymalizację kosztów związanych z realizacją wyżej nakreślonych zadań i w sposób nieinwazyjny jest badany stan techniczny rurociągu z jednoczesnym zapewnieniem ciągłości przepływu. W celu uzyskania pełnego obrazu stanu technicznego rurociągu, należy łączyć wiele różnych technik pomiarowych, które wzajemnie się uzupełniają.

W przypadku rurociągów istotną rolę odgrywa jakość i dokładność pomiarów. Bardzo istotna jest umiejętność obsługi aparatów ultradźwiękowych, jak i doświadczenie w takich badaniach. Badania pozwalają ocenić stan techniczny rurociągu, niejednokrotnie umożliwiając wcześniejsze wykrycie defektów ścianki rurociągu. Monitorowanie rurociągów pozwala we wczesnym etapie ocenić stan techniczny, określić plan kolejnych inspekcji i na tej podstawie podjąć racjonalne kroki zapobiegające awariom. [4]

W przemyśle naftowym, przy poszukiwaniu i eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, straty ekonomiczne i ekologiczne spowodowane uszkodzeniami korozyjnymi metalowego sprzętu, stosowanego w ww. pracach, wynikają głównie z jego długiej ekspozycji na bardzo



Fot. 1. Fragment rurociągu z widoczną korozją wżerową. Arch. INiG - PIB



Fot. 2. Fragment kolana z widoczną korozją wżerową i ambrozją. Arch. INiG - PIB



Fot. 3. Fragment rurociągu z widoczną ambrozją. Arch. INiG - PIB



Fot. 4. Ultradźwiękowy aparat do badań nieniszczących. Arch. INiG - PIB

agresywne warunki, w jakich funkcjonuje. Do najważniejszych zadań w zakresie zapobiegania korozji należy zapewnienie niezawodnego działania oraz wydłużenie żywotności urządzeń, co przekłada się bezpośrednio na realne korzyści ekonomiczne.

W przemyśle naftowym występuje więcej niż jeden rodzaj korozji. Korozja elektrochemiczna (płuczki wiertnicze będące najczęściej wodnymi roztworami soli, w których łatwo zachodzi korozja elektrochemiczna), a także korozja wynikająca z czynników chemicznych to jest obecności tlenu, wody, siarkowodoru czy dwutlenku węgla [1, 2]. Skutki procesów korozyjnych, szczególnie korozji wżerowej, mogą być przyczyną awarii, wynikającej z uszkodzenia rury w miejscu głębokiego wżeru [5, 6]. Awarie powstają również w wyniku korozji międzykrystalicznej, która powoduje silny spadek własności wytrzymałościowych elementów metalowych.

Wysoka jakość inhibitorów korozji pozwala znacznie przedłużyć żywotność eksploatowanych rurociągów czy urządzeń, a co za tym idzie, zapobiec ich awariom. Odpowiednio dobrane inhibitory będą tworzyć na powierzchni rur trwałą warstwę ochronną, nie dopuszczając do powstawania wżerów i powodując pasywację już istniejących [3].

Inhibitory korozji stosowania okresowego

Inhibitory stosowane okresowo, zastosowane prawidłowo, tworzą na ściankach rury zwartą powłokę, która stanowi fizyczną i chemiczną barierę chroniącą rurę zarówno przed korozją ogólną, jak i miejscową. Warstwa ta jest z czasem zmywana, dlatego inhibitor należy stosować regularnie w celu utrzymania ochrony antykorozyjnej.

Inhibitory korozji stosowania ciągłego

Zadaniem inhibitorów stosowania ciągłego jest utworzenie spójnej powłoki ochronnej na ściankach rur. W praktyce oznacza to, że jeżeli jakkolwiek cząsteczka inhibitora oderwie się od powierzchni rury, inna cząsteczka inhibitora zajmie jej miejsce. W warstwie inhibitora stale tworzą się nowe przerwy, które są natychmiast uzupełniane. Z tego powodu niezwykle ważne jest, aby zapewnić minimalny poziom środka oraz zadbać o to, by zawsze był dostępny odpowiedni zapas, pozwalający na wypełnienie przerw w powłoce.

Zmierzona grubość warstwy powłoki (filmu) inhibitora korozji wynosi 125,35 μm .

W tym przypadku dobrze dobrany inhibitor ogranicza postęp korozji w 95% przy użyciu

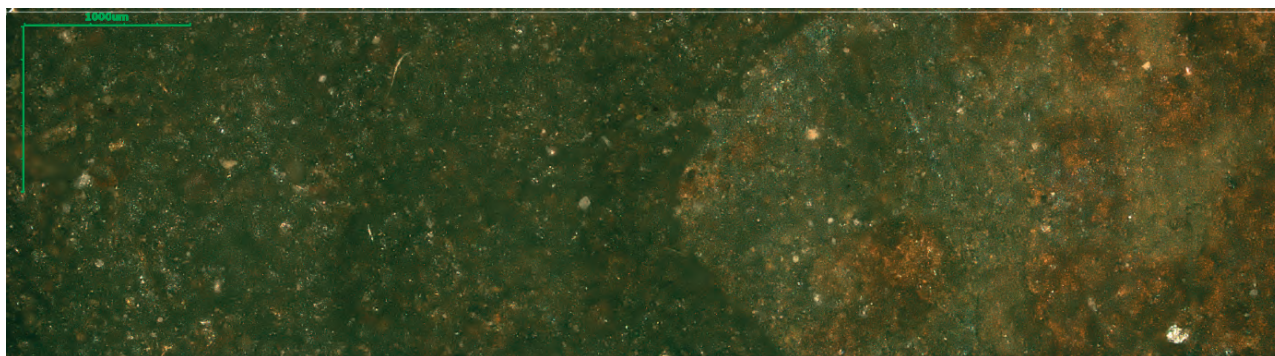
0,008% środka, a w 90% przy użyciu 0,004% środka. Zazwyczaj skuteczność środka zależy od wielu czynników: ciśnienia, temperatury, szybkości przepływu, powierzchni oraz składu i ilości czynników powodujących korozję (woda, CO_2 , H_2S , NaCl , itp.) [1, 2, 7]. Fragment rury zilustrowany na fotografii 5 pochodzi z kopalni Niżu Polskiego. Czerwonym prostokątem zaznaczono miejsce badania grubości warstwy ochronnej, z której wynika, że inhibitor korozji pokrył powierzchnię rury, a grubość warstwy wynosiła 215 μm . Badana warstwa była konsystencji gumy, była ciągliwa dobrze przylegała do powierzchni.

Podsumowanie

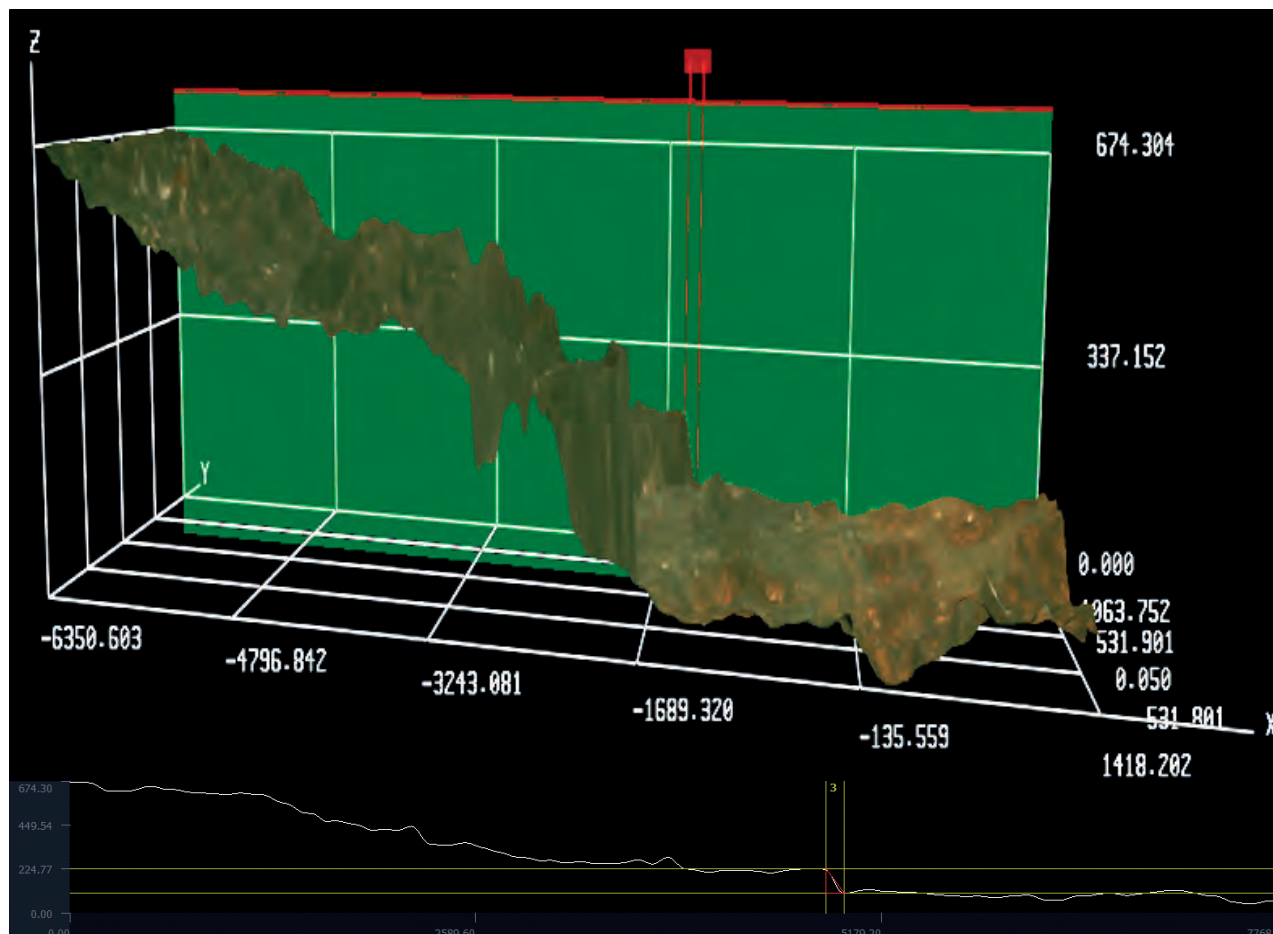
Wdrożenie monitoringu korozji w celu określenia ubytków korozyjnych pozwala na wcześnie wykrycie zagrożenia wystąpienia awarii i ocenę stosowanych zabezpieczeń korozyjnych użytych w celu przedłużenia czasu eksploatacji rurociągów, instalacji i urządzeń. Zastosowanie nowej aparatury pomiarowej pozwala na pomiary grubości, wykrycie korozji wodorowej oraz pomiary grubości przez powłokę, czy badanie samej grubości powłoki, co pozwala na ocenę stanu rurociągów, instalacji i urządzeń. Użycie inhibitorów skutecznie spowalnia proces korozji. Inhibitory można podzielić na dwie grupy: stosowania okresowego i ciągłego.



Fot. 5. Fragment rury wydobywczej z użyciem inhibitora korozji stosowania ciągłego. Arch. INiG - PIB



Fot. 6. Obraz z mikroskopu skaningowego powierzchni produktów korozji i warstwy inhibitora korozji. Arch. INiG - PIB



Fot. 7. Profil powierzchni odcinka pomiarowego pod mikroskopem optycznym (obiektyw 5x) [4]. Arch. INiG - PIB

Inhibitory stosowane okresowo pokrywają warstwą ochronną rurociąg stalowy, tworząc tzw. „film”. Badana warstwa była konsystencji gumy, była ciągliwa dobrze przylegała do powierzchni stali. Z przeprowadzonych badań laboratoryjnych na próbkach stali wynika, że inhibitor zmniejszył prędkość korozji. Ciągłe dawkowanie inhibitora korozji do wody złożowej wykazały, że prędkość korozji uległa obniżeniu z 0,0129 mm/rok do 0,0046 mm/rok. Efektywność inhibitorów wynosiła więc 53 i 64% w stosunku do środowiska bez inhibitora.

Badania efektywności w środowisku ropy naftowej wykazały, że po użyciu inhibitora stosowanego okresowo prędkość korozji obniżyła się z 0,0142 mm/rok do 0,0023 mm/rok. Efektywność wynosiła więc 83% w stosunku do środowiska bez inhibitora.

Inhibitory korozji stosowane ciągle, jak i okresowo, spełniają kryteria użycia ich w przemyśle wydobywania ropy i gazu ziemnego. Zastosowanie ich powoduje zapobieganie korozji równomiernej poprzez pokrycie rurociągu powłoką, która tworzy warstwę ochronną nie dopuszczającą do powstania wżerów i powodującą pasywację już istniejących. Użycie inhibitorów pozwala zredukować koszty wymiany

urządzeń, przesyłowych i urządzeń w kopalniach oraz ogranicza awarie, zwiększa bezpieczeństwo ludzi i środowiska.

W Zakładzie Technologii Eksploatacji Płynów Złożowych INiG – PIB wykonywane są prace badawcze – rozwojowe ukierunkowane na potrzeby i problemy przemysłu, poprzez wprowadzanie nowoczesnych rozwiązań technologicznych w zakresie monitoringu szybkości korozji. Przeprowadzone na przestrzeni ostatnich lat prace w zakresie monitoringu korozji pozwoliły na wczesne wykrycie awarii, a zastosowane inhibitory ograniczyły postęp korozji rurociągów, instalacji i urządzeń.

Literatura:

1. Barbura Łukasz. 2014. „Korozja węglowa na obiektach KGZ Kaleje”. *Biuletyn Techniczny*. 12: 14-15.
2. Bęben Dariusz, 2014. „Ochrona chemiczna metali przed korozją na przykładzie wybranych kopalń gazu ziemnego”. *Ochrona przed korozją*, 12: 478–481.
3. Bęben Dariusz, 2016. „Wpływ pH roztworu na korozję wybranych gatunków stali”. *Ochrona przed korozją* 7: 260–263.
4. Bęben Dariusz, 2019 „Badania skuteczności działania wybranych inhibitorów koro-

zji stosowanych okresowo w przemyśle wydobywczym”. *Ochrona przed Korozją*, 11: 376381.

5. Okafor Peter, Magdaleno Edet Ikpi, I.E. Uwah, Eno Ebenso, U.J. Ekpe, Saviour Umoren. 2008. „Inhibitory action of *Phyllanthus amarus* extracts on the corrosion of mild steel in acidic media”. *Corrosion Science*, 50: 2310–2317.
6. Stachowicz Agnieszka, 2011. „Korozja rur wydobywczych odwiertów gazowych z zawartością CO_2 ”. *Nafta-Gaz*, 6: 395–400.
7. Zheng Yougui, Jing Ning, David Young, Bruce N. Brown, Srdjan Nesic, 2015. „Mechanistic Study of the Effect of Iron Sulfide Layers on Hydrogen Sulfide Corrosion of Carbon Steel” *NACE – International Corrosion Conference Series* 2015: 5933.

Dr inż. Dariusz Bęben
Asystent w Zakładzie Technologii
Eksploatacji Płynów Złożowych
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy
Instytut Badawczy

Nowy trend techniczny w rozwoju parku urządzeń wiertniczych Exalo Drilling S.A. — zakup urządzenia Drillmec HH-220 FA-EU (RIG # 208)



Mateusz Sak



Piotr Pater



A new technical approach to the development of Exalo Drilling S.A. — purchase of Drillmec HH — 220 FA-EU (RIG #208)

Summary

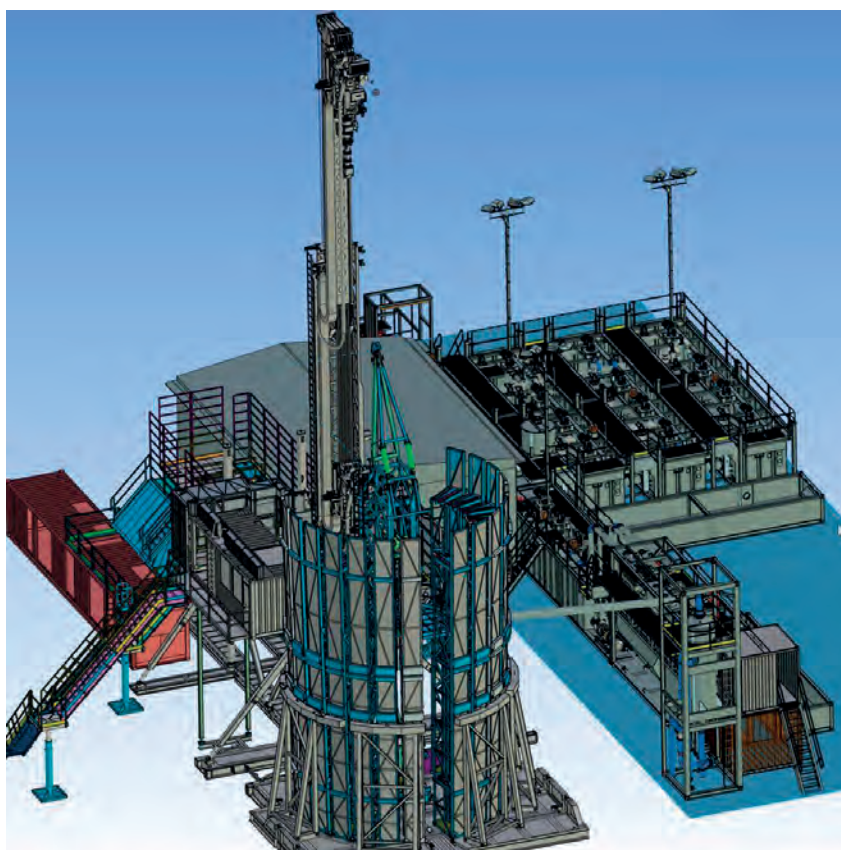
The article presents the new category of drilling rigs produced by the Italian company Drillmec SPA. It gives an overview of the functionality of the drilling rig including its advantages going beyond the standard rigs based on rig's derrick. It is a hydraulic drilling rig, equipped with a telescopic mast. The article also presents basic parameters as well as it describes the mode of action of its individual elements such as substructure, drill pipe ramp with automatic pick-up layout design, rig floor with telescopic mast, top drive system, rig floor equipment, hydraulic system HPU, compressor room, set of power generators control room VFD, mud pumps, diesel tank. Moreover, the paper presents all the activities that were performed by an investor, the Exalo Drilling S.A., in order to prepare the drilling rig to utilize by introducing important modernisation and exchange works, which were to influence the functionality of the entire drilling rig as well as its potential use adapted to the regional market's needs (mast height modernisation, purchase of electric TopDrive, made by Exalo Drilling its own mud pits system, minimizing mud pumps footprint, purchase of CRT from Volant as well as drill pipes API-R3 range). The article also describes maintenance workshop and newly acquired social and office supplies (rig camp).

Streszczenie

W artykule przedstawiono nową kategorię urządzeń wiertniczych włoskiego producenta Drillmec SPA, opisując zalety, jakie oferuje

w/w urządzenie, odbiegające od standardowych, opartych na wieżomasztach. Jest to urządzenie hydrauliczne, wyposażone w maszt teleskopowy. Zaprezentowano również podstawowe parametry urządzenia oraz opisano sposób działania poszczególnych elementów wchodzących w jego skład (podbudowa urządzenia, magazyn przewodu wiertniczego z automatycznym podajnikiem, platforma urządzenia z masztem teleskopowym, górna głowica napędowa TOP DRIVE, osprzęt szybowy, centralna jednostka hydrauliczna HPU, sprężarkownia, zestaw generatorów prądoworczych wraz z centralną rozdzielnią elektryczną PCR, pompy płuczkowe, zbiornik ON). Ponadto

przedstawiono działania, jakie poczyniła firma Exalo Drilling S.A. (inwestor) w celu przygotowania urządzenia do pracy, wprowadzając istotne modernizacje i zmiany, wpływające na całokształt funkcjonowania urządzenia oraz możliwości wykorzystania go, dostosowując do potrzeb rynku krajowego (modernizacja wysokości masztu, zakup elektrycznego TopDrive, wykonanie zbiorników płuczkowych, zminimalizowanie rozmiaru zabudowy pomp płuczkowych, zakup systemu CRT firmy Volant, zakup przewodu wiertniczego w kategorii API-R3). Opisano także zaplecze techniczne oraz nowo zakupione zaplecze socjalno-biurowe.



Wizualizacja urządzenia (źródło: Drillmec SPA)

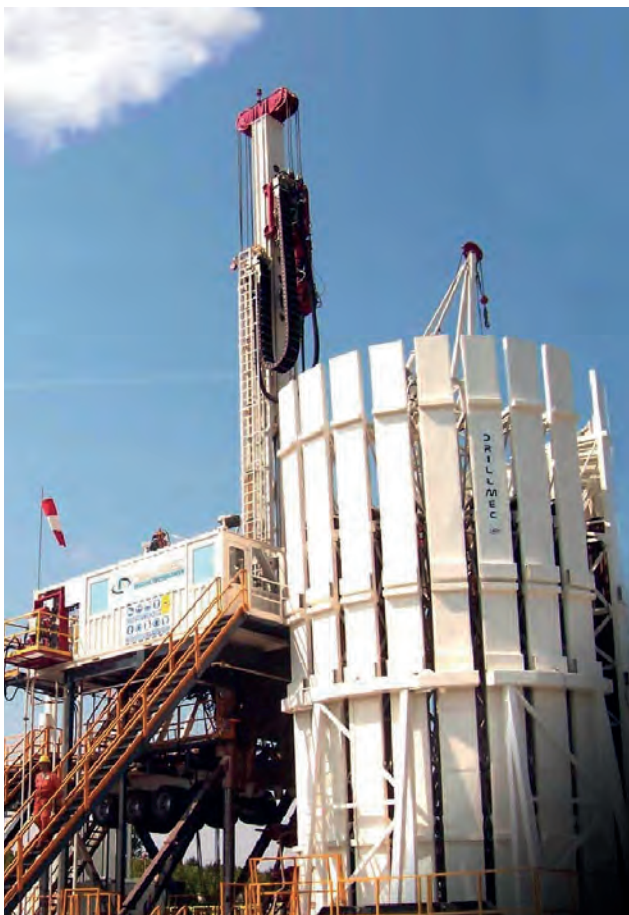
Wszystko rozpoczęło się w roku 2019, kiedy to firma Exalo Drilling S.A. postanowiła wzmocnić flotę swoich urządzeń wiertniczych o kolejne, nowe urządzenie. Zdecydowano o zakupie kompaktowego urządzenia z serii HH, którego konstrukcja odbiega od standardowych, opartych na wieżomasztach. Urządzenie to nie posiada

wyciągu mechanicznego, lecz maszt teleskopowy wysuwany za pomocą siłownika hydraulicznego, na którym zamontowany jest zintegrowany Top Drive z napędem elektrycznym. Dzięki zaawansowanym systemom hydraulicznym większość operacji na urządzeniu jest w pełni zautomatyzowana. Należy zaznaczyć, że konstrukcja ta została

przewidziana do pracy w zurbanizowanych obszarach dzięki zastosowaniu systemu wygłuszeń, pozwalających uzyskać poziom hałasu poniżej 85 dB w odległości 1 m od źródła. Zastosowano również elementy chroniące urządzenie przed wpływem niskich temperatur podczas prac w warunkach zimowych (tzw. zimy). Wzrost

Podstawowe parametry urządzenia HH-220 FA-EU przedstawiają się następująco:

Producent	DRILLMEC SPA
Oznaczenie producenta	HH-220 FA-EU
Oznaczenie Exalo Drilling S.A.	RIG # 208
Rok produkcji	2020
Udźwig	200 metric ton
Moc wciągowa	1340 KM
Temperatura pracy	- 30°C / +45°C
Wysokość masztu	Dolna pozycja – 23 m, górna pozycja - 32 m
Wysokość podbudowy	7,71 m
Wysokość pod belką BOP	7,00 m
Pojemność magazynu przewodu wiertniczego	272 szt. ~3700 m / 5"
Standard przewodu wiertniczego	API – R3
Olinowanie	4 x 34 mm (1-11/32")
Wielokrążek górny	8 rolek 800 x 34 mm
Wielokrążek dolny	N/A
Top Drive	DRILLMEC ETD 275, 200 ton, 450 KM, 200 obr./min, 32000 Nm, 5000 psi, 6 5/8" REG
Zakres ruchu Top Drive	16 m
Stół wiertniczy	DRILLMEC przelot 37 1/2", 272 tony, napęd hydrauliczny 980 daNm
Klucz mechaniczny	DRILLMEC Power Tong 17,658 daNm, 89 – 280 mm
Kliny	DRILLMEC automatyczne
Wciągarki	Hydrauliczna 4 tony w szybie, hydrauliczna 12 ton na podajniku
Podnośniki BOP	Siłowniki hydrauliczne 2 x 20 ton, skok 1m
Pompy płuczkowe	3 x DRILLMEC 9T1000 AC, 5000psi, 150 skoków, skok 9", tuleje 4 1/2" – 7", wydatek max. 2554 l/min.
Napęd pomp płuczkowych	3 x General Electric 5GEB22-L AC, 1150 KM, 1800 obr./min
Zespół doładowawczy pomp płuczkowych	3 x NOV 8" x 6" x 14" / 100 KM
Kompensatory	3 x MATTCO
Armatura HP	5000 psi
Sprężarki	2 x BOGE S 75-3
Osuszacz powietrza	1 x BOGE DAZ – 101-2
Zbiornik sprężonego powietrza	2 x 1m ³
Zasilanie podstawowe	3 x gen. Caterpillar 3512 / 1700 kVA / 600 V / 50 Hz
Zasilanie awaryjne	1 x gen. Caterpillar C-15 / 500 kVA / 400 V / 50 Hz
Rozdzielnia elektryczna	DRILLMEC VFD 400 V / 600 V
Systemy elektroniczne	Soft Pump Synchronization System, RIG EYE, Autodriller, Anticollision System, Autoleveling System, CCTV System, PABX System, INTERCOMMUNICATION Talk Back System
Pojemność systemu płuczkowego	220 m ³
Ilość mieszalników	20
Sita wibracyjne	3 x Mongoose, Schlumberger / Mi-Swaco
Mud cleaner	1 x Mongoose, Schlumberger / Mi-Swaco
Degazator odśrodkowy	DC – 1400 Schlumberger / Mi-Swaco
Agregat przygotowania płuczki	2 x Schlumberger / Mi-Swaco
Kosz serwisowy	Fassi – Model L212/F215A.2.23
Pojemność zbiornika paliwa	60 m ³ + 5 m ³ zbiornik roboczy
Winteryzacja	TAK
Osprzęt do rurowania	VOLANT - CRTi-3-7.0



Magazyn przewodu – widok z boku (źródło: Drillmec SPA)



Magazyn przewodu – widok z przodu (źródło: Drillmec SPA)

Elementy wchodzące w skład kompletnego urządzenia wierniczego typu HH to:

- podbudowa urządzenia,
- magazyn przewodu wierniczego z zamontowanym w nim automatycznym podajnikiem,
- platforma urządzenia z masztom teleskopowym,
- górna głowica napędowa TOP DRIVE,
- osprzęt szybowy,
- centralna jednostka hydrauliczna HPU,
- sprężarkownia,
- zestaw generatorów prądowców z centralną rozdzielnią elektryczną PCR,
- pompy płuczkowe,
- zbiornik ON.

Podbudowa urządzenia składa się z 3 sekcji. Są to: najazd, czyli fragment podbudowy, na który zostaje wprowadzona naczepa z masztami teleskopowymi, część właściwa podbudowy, na której prowadzone są prace wiernicze oraz element podbudowy służący do zamontowania magazynów przewodu wierniczego.

Magazyn przewodu wierniczego w przypadku urządzenia HH-220 składa się z 17 kaset umocowanych pionowo w okręgu przylegającym bezpośrednio do szybu wierniczego, wewnątrz którego porusza się automatyczny, zdalnie sterowany komputerem, podajnik przewodu.

Każda z kaset jest w stanie pomieścić do 16 szt. przewodu wierniczego o średnicy 5", co daje łączną pojemność magazynu w ilości 272 szt. Urządzenie jest przystosowane do pracy rurami płuczkowymi o długości R3, co daje możliwość załadunku magazynu przewodem o łącznej długości 3700 m przy średnicy 5". Magazyn przewodu wierniczego obsługiwany jest przez automatyczny podajnik, który dodatkowo ma zamontowaną wciągarkę linową o udźwigu 12 ton. Wciągarkę tę wspomaga druga podobna jednostka, zamontowana na dolnej części masztu teleskopowego o udźwigu 4 ton.

Wszystkie prace dźwigowe w otworze w przypadku tego typu urządzenia są prowadzone w oparciu o maszt teleskopowy, który znacznie odbiega od standardowych konstrukcji do wierceń naftowych. Dwuelementowy maszt umocowany na platformie ciągniętej (naczenie ciężarowej) na etapie montażu zostaje trwale połączony z podbudową urządzenia i razem z podłogą szybową hydraulicznie podnoszony jest do wysokości roboczej. Następnie, za sprawą siłowników hydraulicznych, maszt przyjmuje pozycję wertykalną. Ruch roboczy polega na przesuwaniu się względem siebie dwóch sekcji masztu, gdzie jedna (dolna) jest na stałe umocowana do platformy, a druga (górna), przy użyciu siłownika hydraulicznego przesuwa

się wewnątrz dolnej sekcji. System olinowania masztu składa się z 4 lin, z jednej strony zakotwionych w urządzeniu, a z drugiej przymocowanych do głowicy Top Drive. Liny przechodzą przez wielokrążek górny znajdujący się na koronie ruchomej sekcji i w czasie rozsuwania lub zsuwania się masztu teleskopowego wymuszają ruch głowicy.

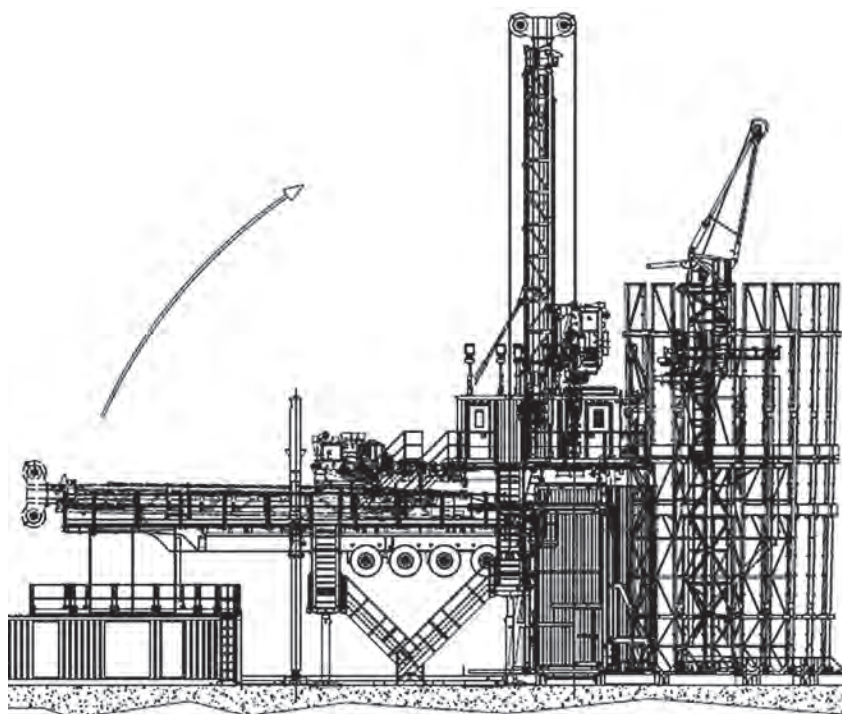
Kolejnym elementem urządzenia jest górna głowica napędowa TOP DRIVE. W urządzeniu z serii HH 220 zakupionym przez firmę Exalo Drilling S.A. zostanie zamontowana głowica o napędzie elektrycznym. Będzie to jednostka o fabrycznym oznaczeniu ETD 275, mocy 450 KM, obrotach max. 200 obr./min, momencie obrotowym 32000 Nm, mogąca przenosić obciążenie 200 ton. Należy podkreślić, że konstrukcja głowicy napędowej zastosowana w urządzeniu HH-220 w porównaniu ze standardowymi konstrukcjami eliminuje konieczność używania elewatorów i zawiesi elewatorowych dzięki zastosowaniu pomiędzy prowadnicami zainstalowanymi w wieży hydraulicznej, a samym korpusem Top Drive, specjalnie zaprojektowanej ramy umożliwiającej zmianę osi pracy wrzeczona głowicy. Pozwala to na skręcanie elementów przewodu wierniczego nie tylko w osi otworu wierniczego, ale również w osi otworu pomocniczego, co

ułatwia procesy automatyzacji oraz zmniejsza zaangażowanie załogi szybowej w procesie marszowania.

Aby zautomatyzować proces marszowania przewodem wierniczym, w konstrukcji HH-220 zostały również zamontowane automatyczne kliny i automatyczny klucz mechaniczny o zakresie pracy 3 1/2" – 11" z zespolonym fartuchem na przewód wierniczy.

W szybie wierniczym zamontowano dodatkowo podnośnik koszowy, który ma ułatwić prace na wysokościach, zwiększając bezpieczeństwo pracowników. Obsługa wszystkich urządzeń szybowych odbywa się z fotela wiertacza, umieszczonego w przeszklonym i klimatyzowanym kontenerze. Wiertacz za pomocą joystick'ów steruje pracami wierniczymi, a wspomaga go w tym system komputerowy, który graficznie przedstawia procesy na kilku dotykowych monitorach LCD.

Do zasilania wszystkich urządzeń hydraulicznych służy centralna jednostka hydrauliczna zwana HPU (Hydraulic Power Unit). Jednostka zabudowana w kontenerze o długości 12 m



Widok urządzenia z boku (źródło: Drillmec SPA)



Top Drive w osi otworu pomocniczego (źródło: Drillmec SPA)



Top Drive w osi otworu wierniczego (źródło: Drillmec SPA)



Power Tong (źródło: Drillmec SPA)



Fotel wiertacza (źródło: Drillmec SPA)

mieści w sobie zbiornik oleju hydraulicznego o pojemności 4,5 m³ wyposażony w filtry, chłodnice i grzałki elektryczne dla utrzymania właściwych parametrów cieczy roboczej, zestaw dwóch pomp głównych o napędzie elektrycznym o łącznej mocy 1340 KM, systemy pomp wspomagających oraz zespoły elektro-rozdzielaczy sterowanych komputerowo.

Za zasilanie wiertni w sprężone powietrze odpowiada sprężarkownia, w której zainstalowane są dwie sprężarki marki BOGE typ S-75-3, osuszacz powietrza BOGE DAZ – 101-2 oraz dwa zbiorniki na sprężone powietrze o łącznej pojemności 2 m³.

Jako podstawowe źródło energii elektrycznej dla całej wiertni zaplanowano układ trzech zespołów prądowców wyprodukowanych przez firmę Caterpillar. W skład zespołu wchodzi silnik CAT 3512 o mocy 1750 KM wraz z prądnicą SR500 o mocy 1700 kVA. Dla spełnienia wymaganego, niskiego poziomu emisji hałasu, wszystkie zespoły generatorów zostały zabudo-



Zespół generatorów (źródło: Drillmec SPA)

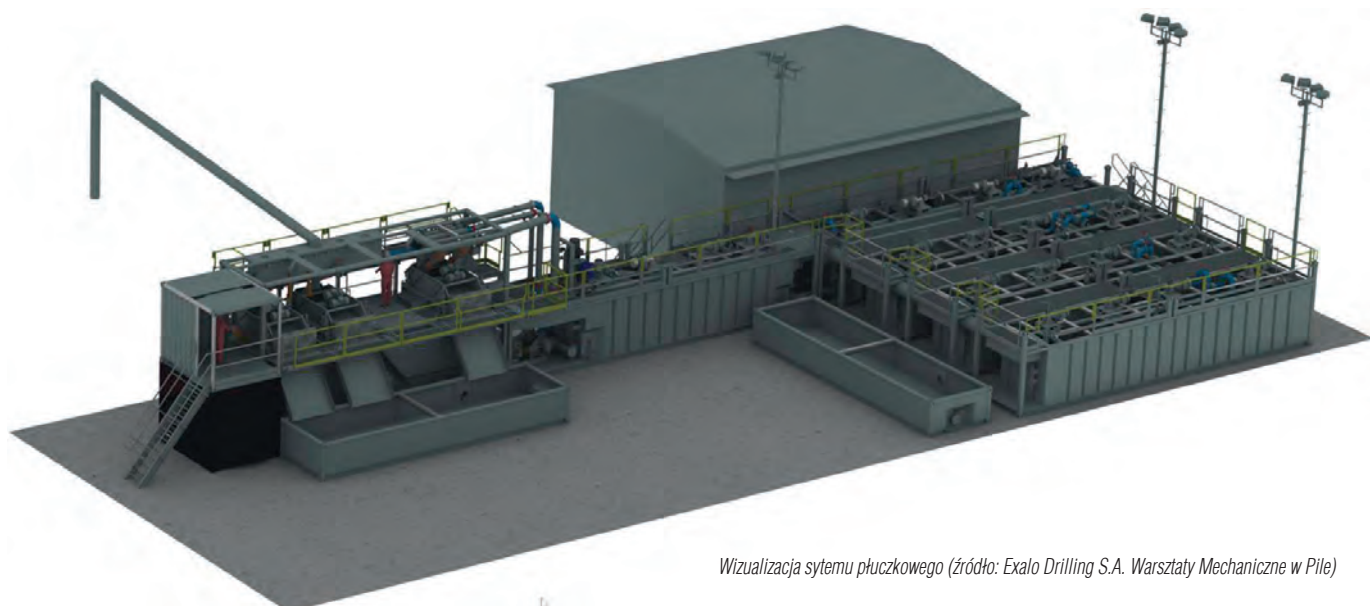
wane w kontenerach wyciszających. Urządzenie wyposażono również w jeden generator awaryjny CAT 500 kVA. Zasilanie w paliwo dla zespołów prądowców będzie realizowane ze zbiornika dwupłaszczowego o objętości magazynowej 60 m³.

Całość kontroli nad pracą generatorów oraz wszystkich urządzeń elektrycznych i elektronicznych na wiertni będzie sprawowana za pośrednictwem głównej rozdzielni elektrycznej PCR (Power Control Room). Jednostka ta jest zabudowana w kontenerze wyposażonym w system klimatyzatorów kontrolujących temperaturę wewnątrz rozdzielni. Rozdzielnia elektryczna oparta jest na systemach VFD, czyli falownikach prądu przemiennego. System ten w ostatnich latach wyparł przestarzałe konstrukcje sterowania silnikami elektrycznymi prądu stałego dużej mocy.

Kolejnymi elementami, bez których proces wiercenia nie byłby możliwy, są pompy płuczkowe. W opisywanym urządzeniu zastosowano zestaw trzech pomp typu triplex, wyprodukowanych przez firmę Drillmec (typ 9T1000 o max. ciśnieniu roboczym 5000 psi, skoku tłoka 9", wydajności max. 2554 l/min przy max. liczbie 150 suwów, tuleje w rozmiarach od 4 1/2" do 7"). Do napędu pomp płuczkowych zastosowano silniki prądu przemiennego o mocy 1000 KM, po jednym dla każdej z pomp. Ponadto wyposażono je w „Soft Pump Synchronization



Pompa płuczkowa 9T1000 w trakcie montażu (źródło: Drillmec SPA)



Wizualizacja systemu płuczkowego (źródło: Exalo Drilling S.A. Warsztaty Mechaniczne w Pile)



Kompletny system płuczkowy (źródło: Exalo Drilling S.A. Warsztaty Mechaniczne w Pile)

System". Proces sterowania pompami nadzorowany jest przez komputer umieszczony w rozdzielni PCR.

Pozostałe niezbędne składowe urządzenia zostały zrealizowane przez firmę Exalo Drilling S.A., bądź przez inne firmy zewnętrzne.

Spółka Exalo Drilling S.A., wykorzystując swoje doświadczenie (zdobywane od 2006 roku w produkcji kontenerowych systemów płuczkowych), na potrzeby urządzenia wykonała system zbiorników płuczkowych, zbiorniki magazynowe wody technologicznej oraz zaplecze techniczno-magazynowe.

System zbiorników płuczkowych (mieszania, oczyszczania i przygotowania płuczki wiertniczej) wykonany dla urządzenia HH-220 składa się z 5 zbiorników o pojemności 40 m³ każdy, na których zamontowano 20 mieszalników. System oczyszczania płuczki wiertniczej, oparty na urządzeniach firmy Schlumberger/Mi-Swaco składa się z trzech sit wibracyjnych typu Mongoose, mud cleanera, oraz degazatora odśrodkowego typu CD-1400. Całkowita objętość systemu wraz ze zbiornikiem marszowym i osadnikiem wynosi 220 m³. Dodatkowo system zbiorników płuczkowych urządzenia HH-220 posiada dwa zbiorniki zrzutowe na zwierciny o pojemności 20 m³ każdy. Warsztaty mechaniczne Spółki Exalo Drilling S.A. wykonały również dwa zbiorniki



Magazyny techniczne (źródło: Exalo Drilling S.A.)

do magazynowania wody technologicznej wraz z systemem pomp do jej podawania o łącznej objętości 110 m³.

Na potrzeby urządzenia HH-220 zostało wykonane również zaplecze techniczno-magazynowe. Składa się ono z 16 sztuk 20' kontenerów oraz 2 sztuk 10' kontenerów. Są to: warsztat mechanika, warsztat elektryka, spawalnica, magazyn części gumowych wraz z miejscem do zakuwania węży, magazyn olejów, magazyny części mechanicznych, magazyn części elek-

trycznych, magazyn sprzętu wiertniczego, trzy kontenery typu FSA jako rampy narzędziowe, magazyn części pompowych, magazyn siatek, kontener na myjki wysokociśnieniowe.

Należy podkreślić, że firma Exalo Drilling S.A. wprowadziła kilka modernizacji mających usprawnić pracę na urządzeniu. Pierwszą z nich jest wykonanie masztu teleskopowego o wysokości o 1 m większej od standardowo oferowanej przez producenta. Kolejną zmianą jest zastąpienie standardowej konstrukcji hydraulicznej głowicy



Magazyny na osprzęt wiertniczy (źródło: Exalo Drilling S.A.)



Warsztaty (źródło: Exalo Drilling S.A.)



Kompleks socjalno-biurowy (źródło: Exalo Drilling S.A.)

Top Drive, konstrukcją o napędzie elektrycznym. Przy współpracy inżynierów Spółki Exalo Drilling S.A. oraz Drillmec SPA, zminimalizowano również rozmiary zabudowy pomp płuczkowych. Ponadto do urządzenia HH-220 zakupiono system CRT firmy Volant (Casing Runnig Tool) model CRTi-3-7.0 o udźwigu 320 ton i zakresie średnic zapuszczanych rur 7" – 20". System ten umożliwia zapuszczanie rur okładzinowych z obrotami i cyrkulacją, co daje możliwość rurowania otworów wiertniczych w sytuacjach, kiedy konwencjonalna metoda zapuszczania kolumny rur okładzinowych nie przynosi efektu. Aby skrócić procesy marszowania, zakupiono do urządzenia niestandardowe zestawy elementów przewodu wiertniczego klasy API-R3 - rury płuczkowe o średnicach 3 1/2" i 5" oraz zestaw grubościennych rur płuczkowych (HWDP) również o dwóch standardowych średnicach (3 1/2" i 5").

Obecnie w trakcie realizacji prowadzone są ostatnie prace, związane z wykonaniem degazatora grawitacyjnego, zbiornika chemicznego oraz przygotowaniem stacji sterowania prewentarami. Wszystkie wymienione prace realizowane są przez Spółkę Exalo Drilling S.A.

Na potrzeby urządzenia HH-220, firma Kan-Bud Sp. z o.o. wykonała zaplecze socjalno-biurowe, zaprojektowane wcześniej przez inżynierów Exalo Drilling S.A. Kompleks składa się z 20 kontenerów, ułożonych piętrowo, dzięki czemu można zmniejszyć powierzchnię zabudowy wiertni, co jest istotne ze względu na przeznaczenie urządzenia (prace w przestrzeniach zurbanizowanych) oraz umożliwia redukcję kosztów związanych z przygotowaniem terenu pod urządzenie. W sytuacjach skrajnych istnieje również możliwość użycia zaplecza jako ekranu dźwiękochłonnego. Na górnym poziomie znajdują się kontenery biurowe oraz sypialne dla przedstawicieli inwestora i geologów wyposażone w indywidualne łazienki z prysznicem, a także kancelaria wiertni, która została przygotowana w taki sposób, aby niezależnie od usytuowania na placu wiertni posiadała widok umożliwiający obserwację prowadzonych prac. Na tej kondygnacji znajduje się również biuro dla mechanika/elektryka (automatyka). Na dolnym poziomie mieszczą się: sala szkoleń, jadalnia z poczekalnią, pralnia z wydzielonym miej-

scem do suszenia ubrań, łazienka z toaletami, szatnie oraz magazyn podręczny wiertni.

Za prace związane z zakupem i przygotowaniem urządzenia HH-220 FA-EU odpowiedzialny jest bardzo duży zespół ludzi. Nie bez znaczenia pozostają wszystkie działania inżynierów firmy Exalo Drilling S.A., wpływające na indywidualny charakter urządzenia oraz poszerzenie zakresu działań możliwych do podjęcia za jego pomocą. Dzięki zaangażowaniu tak wielu specjalistów praca urządzenia HH-220 FA-EU z pewnością wpłynie na podniesienie jakości oferowanych usług i prowadzonych operacji.

mgr inż. Piotr Pater
kierownik wiertni w Exalo Drilling S.A.
absolwent Wydziału Wiertnictwa
Nafty i Gazu AGH w Krakowie – 2008

mgr inż. Mateusz Sak
kierownik wiertni w Exalo Drilling S.A.
absolwent Wydziału Wiertnictwa
Nafty i Gazu AGH w Krakowie – 2008

Exalo Drilling S.A. — Nowe technologie w procesie regeneracji przewodu wiertniczego



Sebastian Basiak

Exalo Drilling S.A. — New technologies in the drill pipe regeneration process

During drilling work in the borehole, the drill pipe plays a very important role in rotary drilling because it transfers the rotary motion from the drilling device located on the ground to the drill bit working at the bottom of the well and supplies the drilling fluid from the mud pumps set on the ground to the drill bit at the bottom borehole. It is exposed to work in very difficult conditions, because it is subject to various loading forces and is exposed to the abrasive action of rocks on the well's wall, which causes wear. Therefore, it is necessary to regenerate the worn flush pipe jumpers by padding the hard layer with the Skye HB 101 device (Photo 6) using the DURABAND NC method (Photo 5)

Podczas prowadzonych prac wiertniczych w otworze przewód wiertniczy pełni bardzo ważną rolę w wierceniu obrotowym przenosząc ruch obrotowy od urządzenia wiertniczego, znajdującego się na powierzchni ziemi, do świda pracującego na dnie odwiertu oraz doprowadzając płuczkę wiertniczą od pomp płuczkowych ustawionych na powierzchni ziemi do świda na dnie odwiertu. Jest on narażony na pracę w bardzo trudnych warunkach, gdyż działają na niego różne siły obciążające jak i narażony jest na ścierające działanie skał odwiertu, które powoduje jego zużycie. Dlatego konieczna jest regeneracja wytartych zworników rury płuczkowej poprzez napawanie warstwy twardej za pomocą urządzenia Skye HB 101 (Fot. 6) metodą DURABAND NC (Fot.5)

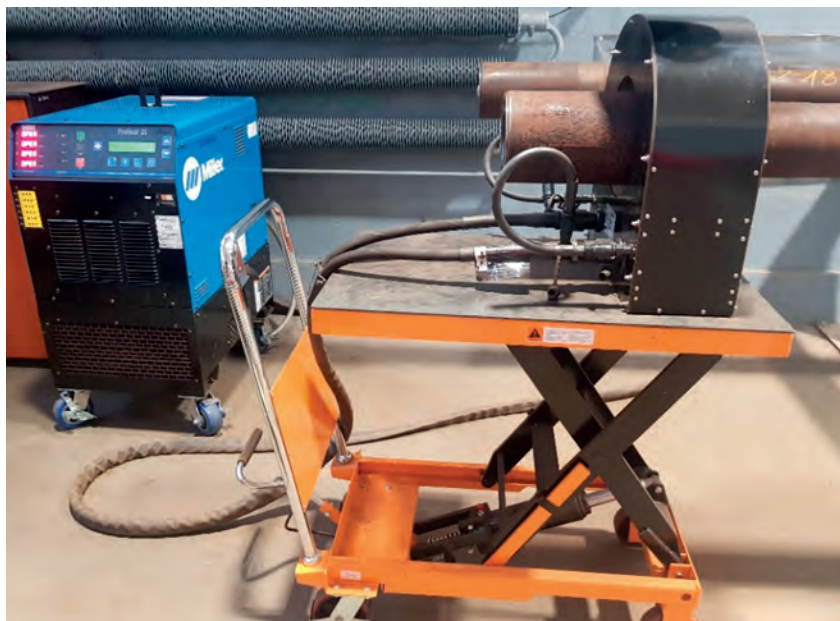
Urządzenie do podgrzewania indukcyjnego firmy Miller ProHeat 35

Od 2019 roku Exalo Drilling S.A. - Warsztaty Mechaniczne w Pile dysponują urządzeniem do indukcyjnego podgrzewania elemen-

tów przed spawaniem oraz obróbki termicznej po spawaniu. ProHeat 35 firmy Miller (Fot. 1) współpracuje z urządzeniem do regeneracji zworników przewodów wiertniczych



Fot. 1. Urządzenie indukcyjne ProHeat 35 firmy Miller
Arch. Exalo Drilling S.A.



Fot. 2. Zwornik rury wiertniczej 5 1/2" podgrzewany za pomocą cewki o średnicy 230 mm do temperatury 200 °C.
Arch. Exalo Drilling S.A.

Skye HB 101 (Fot. 6). Exalo Drilling S.A. - Warsztaty Mechaniczne w Pile w roku 2018 uzyskały certyfikat i licencję umożliwiającą usuwanie starych spękanych napoin, odbudowę zwornika oraz reaplikację napoiny tzw. HARDBANDINGU na zwornikach metodą DURABAND NC (Fot. 5). Zastosowanie tego urządzenia do podgrzewania indukcyjnego usprawniło proces regeneracji skracając czas podgrzewania. Jest to bardzo efektywny system, który wykorzystywany jest przy podgrzewaniu zworników rur wiertniczych o średnicach od 3 1/2" do 8 1/2" za pomocą cewek o średnicy 170 mm oraz 230 mm (Fot. 2).

Czas podgrzania do temperatury 200°C dla przewodu 5 1/2" cewką o średnicy 230 mm to zaledwie 1 min i 40 s.

Czas nagrzewania takiego samego przewodu za pomocą palnika płomieniowego to czas około 30 min.

Wysoko wydajny proces skrac czas nagrzewania elementów, a w konsekwencji obniża koszty związane z nagraniem. Stosowanie indukcji do podgrzewania i wyżarzania jest najbardziej oszczędną metodą na dzisiejszym rynku.

Realizowane procesy przy pomocy urządzenia:

- Podgrzewanie do 204°C
- Wyżarzanie do 788°C

Zalety podgrzewania indukcyjnego:

- Zwiększenie produktywności**
Ogrzewanie indukcyjne zapewnia znacznie krótszy czas procesu. Podgrzewany element osiąga pożądaną temperaturę w znacznie krótszym czasie.

W porównaniu z tradycyjnymi procesami ogrzewania płomieniowego i oporowego, pozwala to na szybsze wykonywanie pracy.

- Poprawa bezpieczeństwa**
Ogrzewanie indukcyjne należy do bezpieczniejszych procesów ogrzewania ponieważ nie ma w nim narażenia na działanie otwartego ognia lub elektrycznych przewodów oporowych i występuje mniejsza ekspozycja na opary w porównaniu do ogrzewania płomieniami.

- Zmniejszenie kosztów**
Zastosowanie podgrzewacza indukcyjnego jest sporą oszczędnością w budżecie firmy w skali roku w przeciwieństwie do wysokich opłat za gazy, atesty, certyfikaty, uprawnienia pracowników, etc.

- Jednolite ogrzewanie**
Ogrzewanie jest utrzymywane wzdłuż i przez strefę cieplną za pomocą indukcji ogrzewania wewnątrz materiału. Materiał podgrzewany w ten sposób nie podlega nawęglaniu, a jego struktura nie ulega uszkodzeniu w przeciwieństwie do ogrzewania płomieniami.

- Łatwa konfiguracja**
W porównaniu z ogrzewaniem oporowym, ogrzewanie indukcyjne jest łatwe do ustawiania i wyciągania, co czyni go wszechstronnym, aby przejść od pracy do pracy. Dodatkowo, oferuje elastyczność dopasowania do różnych średnic rur.

- Szybka i przyjazna diagnostyka online**
Wbudowana diagnostyka umożliwia dostęp do parametrów operacyjnych za jednym naciśnięciem przycisku i oferuje przyjazną pomoc w prowadzeniu operatora. Sterowanie temperaturą pokładową zapewnia programowanie ręczne lub oparte na pomiarze temperatury w prostym interfejsie operatora.

Zastosowanie podgrzewania indukcyjnego może być również wykorzystywane do podgrzewania wstępnego przed regeneracją stabilizatorów o średnicach od 5 5/8" do 23" za pomocą koca indukcyjnego (Fot. 4). Obecnie planowany jest zakup koca w celu usprawnienia oraz optymalizacji procesu regeneracji stabilizatorów. Elastyczny koc indukcyjny może podgrzewać do temperatury 204°C, co w znacznym stopniu skróci czas nagrzewania.



Fot. 3. Stabilizator spiralny. Arch. Exalo Drilling S.A.

Parametry techniczne urządzenia ProHeat 35:

Parametry		
$\sim$ 5kHz-30kHz U_0	0,2kW - 35kW	
	X	100%
	I_2	700A
	U_2	700V
3 ~ 50/60Hz	$U = 400 - 460$	$I_{max} = 60A$
		$P_{max} = 37 kW$
2x1 ~ 50/60Hz	115 V	2.5 A

Charakterystyka wyjścia źródła zasilania

Typ wyjścia	Maksymalny amperaż	Maksymalne napięcie	Zakres częstotliwości
Pojedyncze i podwójne chłodzone powietrzem	250 A na każde wyjście przez 15 minut. Po 15 minutach moc spada w celu ograniczenia natężenia do 150 A dla każdego wyjścia dla potrzeb pracy ciągłej.	700 V	5-25,7 kHz
Pojedyncze chłodzone cieczą	350 A	700 V	25,7-30kHz
Podwójne chłodzone cieczą	350 A na każde wyjście/700A łącznie	700 V	5-20kHz

Charakterystyka wyjścia induktora jezdny

Typ wyjścia	Maksymalny amperaż
Pojedynczy induktor jezdny	300 A
Podwójny induktor jezdny	300 A na każde wyjście mocy. Maksymalna moc wyjściowa systemu wynosi 35 kW, więc każde z wyjść dysponuje mocą około 17,5 kW, wykorzystując w ten sposób mniej niż 300 A.



Fot. 4 Koc indukcyjny firmy Miller do urządzenia ProHeat 35. Arch. Exalo Drilling S.A.

Zastosowanie urządzenia ProHeat 35 firmy Miller jest istotnym wsparciem w procesie Hardbandingu. Jego zastosowanie pozwala na skrócenie czasu podgrzewania, co wiąże się z oszczędnościami dla firmy.

HARDBANDING jest to proces, w którym stop odporny na ścieranie jest nakładany na zwornik rur wiertniczych w celu przedłużenia żywotności przewodu wiertniczego.



Fot. 5. Zregenerowany przewód wierniczy za pomocą Hardbandingu. Arch. Exalo Drilling S.A.



Fot. 7. Certyfikat umożliwiający regenerację za pomocą Hardbandingu przewodu wierniczego metodą Duraband NC oraz Tuffband NC. Arch. Exalo Drilling S.A.



Fot. 6. Urządzenie do regeneracji zworników przewodów wierniczych Skye HB 101. Arch. Exalo Drilling S.A.

Zalety zastosowania Hardbandingu metodą DURABAND NC:

- doskonała odporność na ścieranie,
- zdolność ochrony zwornika przez cały okres eksploatacji,
- niski współczynnik tarcia spowoduje o około 50% mniejsze zużycie zwornika niż bez powłoki ochronnej,
- poprzez zmniejszenie tarcia w otworze wierniczym zmniejsza się moment obrotowy podczas wiercenia, efektem czego może być zmniejszenie zużycia energii o około 30% podczas obrotu kolumny wierniczej,
- zakup nowego przewodu wierniczego o długości 3000m to wydatek około 2 mln zł. Regeneracja przewodu wierniczego o długości 3000m poprzez hardbending to wydatek około 100 tys. zł, oszczędność - 1,9 mln zł.

Sebastian Basiak
Specjalista Technolog ds. Spawalnictwa
Exalo Drilling S.A.

Inwestycje w przyszłość, czyli rozwój parku maszynowego Spółki Exalo Drilling S.A.



Investment in the future — development of Exalo Drilling's machine park

Summary

The article presents the development of Exalo's fleet of machinery and thus the investments made in 2020 in the latest class of service equipment, manufactured by the world's best service equipment manufacturers. The purchases made were aimed not only at expanding the offer and modernising the machinery park, but also at increasing competitiveness in the wake of changing trends in the international land drilling market. The Company's most significant investments include the purchase of: a CPT 720 two-pump cementing unit, electric mixers – Batch Mixer V30m3, formation fluids heater – Heater, Surge Tank, decanter centrifuge manufactured by Flottweg (model: Z4E-4/451) or a Coiled Tubing Hydra Rig.

Streszczenie

W artykule przedstawiono rozwój floty parku maszynowego Exalo, a tym samym dokonanych w 2020 roku inwestycji w najnowszej klasy urządzeń serwisowe, wyprodukowane przez najlepszych światowych producentów sprzętu serwisowego. Dokonane zakupy miały na celu nie tylko poszerzenie oferty i unowocześnienie parku maszynowego, ale także zwiększenie konkurencyjności w ślad za zmieniającymi się trendami na rynku międzynarodowych wierceń lądowych. Wśród najważniejszych zakupów inwestycyjnych Spółki można wymienić: dwupompowy agregat cementacyjny CPT 720, mieszalniki elektryczne – Batch Mixer V30m3, podgrzewacz płynów złożowych – Heater, Surge Tank, wirówkę dekantacyjną produkcji firmy Flottweg (model: Z4E-4/451) czy jednostkę Coiled Tubing Hydra Rig.

W dobie postępujących zmian trendów światowego rynku wiertniczego, innowacyjność i konkurencyjność to kluczowe wartości przyświecające Spółce Exalo Drilling. Budowanie konkurencyjności, szczególnie w dobie zmian zachodzących w każdej sferze życia społecznego i gospodarczego wywołanego pandemią koronawirusa, wymaga nowoczesnego podejścia



Fot. 1. Dwupompowy agregat cementacyjny CPT 720. Arch. Exalo Drilling S.A.

do funkcjonowania w przestrzeni gospodarczej. Mając za główny cel usprawnianie procesów i działań zachodzących w Spółce, firma Exalo Drilling dokonała wielu inwestycji w zakresie doposażenia floty serwisów wiertniczych i otworowych w sprzęt, pozwalający na świadczenie usług serwisowych na najwyższym, światowym poziomie. Połączenie nowoczesnej klasy urządzeń z wiedzą i doświadczeniem personelu firmy, daje duży potencjał w realizacji złożonych projektów, zwiększając naszą konkurencyjność na rynku wiertniczo-serwisowym. Stosowane ponadto rozwiązania innowacyjne zdecydowanie wpływają na usprawnianie procesów zachodzących w Spółce, dając możliwość oferowania jeszcze szerszego wachlarza usług wiertniczo-serwisowych, dopasowanych do indywidualnych potrzeb klientów Exalo.

Ubiegły, 2020 rok, pod względem prowadzonych działań, zwłaszcza w części serwisowej, był dla Exalo Drilling S.A. rokiem przełomowym. Rozpoczęto i zrealizowano wiele procesów zakupowych, które będą kontynuowane w 2021 roku. Prowadzona modernizacja sprzętu oraz posiadane doświadczenie i wiedza umożliwią tym samym wykonywanie projektów na znacznie wyższym poziomie technicznym.

W minionym roku producenci zamówionego sprzętu dostarczyli szereg urządzeń, które wzbogaciły park maszynowy firmy, a tym samym wzmocniły w działalności operacyjnej serwisu Spółki. Wśród najważniejszych inwestycji można wymienić:

- dwupompowy agregat cementacyjny CPT 720, zakupiony na potrzeby Serwisu Cementowań i Intensyfikacji. Urządzenie

zostało zaprojektowane i wykonane przez firmę Eurotech Sp. z o.o. w Mielcu, a przeznaczone jest do wykonywania wysokociśnieniowych prac pompowych w przemyśle poszukiwawczo-wydobawczym, m.in. do zatłaczania zaczynów cementowych, płuczek wiertniczych, solanek oraz innych płynów, które znajdują swe zastosowanie w pracach cementacyjnych, intensyfikacyjnych oraz serwisowych. Na podwoziu MAN zainstalowane zostały silniki Caterpillar C 13, które zapewniają napęd dla dwóch wysokociśnieniowych pomp „triplex” firmy SPM oraz wszystkich urządzeń wspomagających poprzez układ hydrauliki siłowej. Zastosowana armatura i komponenty przystosowane są do pracy przy maksymalnym ciśnieniu roboczym 750 bar. Urządzenie wyposażono również w zbiornik roboczy na przybitkę, składający się z dwóch komór po 1,5 m³ każda, ze skalą do pomiaru objętości cieczy. Użyta w agregacie cementacyjnym aparatura kontrolno-pomiarowa pozwala na ciągłą rejestrację oraz monitorowanie parametrów zabiegu m. in. ciśnienia, wydatku tłoczenia, objętości i gęstości zatłoczonych płynów.

Podstawowe parametry techniczne urządzenia:

- podwozie: MAN, napęd 8x4, moc silnika 470 KM, EURO6 SCR,
- silniki pokładowe Caterpillar C13 Diesel (2 szt.), max. moc 520 KM każdy, max. prędkość obrotowa 2100 obr./min. każdy,
- pompa „triplex” TWS600S, nury 3,5”, max. ciśnienie tłoczenia 732 bary, max. przepływ 1270 l/min.,

- pompa „triplex” TWS600S, nury 4,5”, max. ciśnienie tłoczenia 443 bary, max. przepływ 2100 l/min,
- przekładnie automatyczne firmy Allison model 4700 OFS (2szt.).

Nowoczesna konstrukcja urządzenia pozwala na bezpieczne wykonywanie prac pompowych, a parametry zastosowanych podzespołów na skuteczną realizację zabiegów, nawet w bardzo głębokich otworach wiertniczych. Zakup ten pozwoli zatem na jeszcze lepszą realizację usług serwisowych, a kolejne tego typu urządzenie we flocie Exalo umożliwia wykonywanie zabiegów cementacyjnych jednocześnie w różnych lokalizacjach.

- mieszalniki elektryczne – Batch Mixer V30m3, przeznaczone do sporządzania, mieszania i ujednoludniania wód zarobowych, płynnych mieszanin i zaczynów cementacyjnych, celem ich dalszego przetłoczenia do otworu wiertniczego przy użyciu agregatu pompowego, to kolejny zakup dokonany przez Exalo. Mieszalniki zostały zamontowane na dwuosiowych naczepach TIRKON, a każdy z nich posiada dwa otwarte zbiorniki stalowe o pojemności 20 m³ oraz 10 m³ z pochyłym dnem i syfonami zapobiegającymi „martwym” objętościom. Zbiorniki te wyposażone zostały w mieszadła łopatkowe napędzane elektrycznie z możliwością regulacji ich prędkości w zakresie od 50 do 70 obr./min. Urządzenie składa się dodatkowo z dwóch pomp odśrodkowych do recykulacji o wymiarach 6”x5”x11”, przepływomierza masowego do pomiaru gęstości płynów oraz sprężarki do sterowania zaworami pneumatycznymi. Silniki elektryczne mieszadeł oraz pomp odśrodkowych zasilane są za pomocą zespołu prądotwórczego KZ Power o mocy 228 kW.



Fot. 2. Mieszalniki elektryczne – Batch Mixer V30m3. Arch. Exalo Drilling S.A.

W mieszalnikach zainstalowano system rejestracji do monitorowania parametrów procesowych.

Podstawowe parametry techniczne mieszalników:

- naczepa: TIRKON, 2 osie, masa własna: 8500 kg,
- pompy odśrodkowe 6”x5”x11” (2 szt.), wirnik 11”,
- gęstościomierz masowy typu Coriolis, DN80,
- agregat prądotwórczy KZ Power, 285KVA, 412A, 450V/50Hz,
- silnik elektryczny mieszadeł, trójfazowy 440V/50Hz, 15kW,
- silnik elektryczny pomp odśrodkowych, trójfazowy 440V/50Hz, 22kW,
- sprężarka ze zbiornikiem o obj. 100l.

Zastosowanie napędu elektrycznego w mieszalnikach niesie za sobą szereg korzyści, sprawdzając się m.in. w trudnych warunkach atmosferycznych, takich jak np. ujemne temperatury.

Batch Mixer może zostać podłączony do lokalnej instalacji elektrycznej na wiertni bądź korzystać z wbudowanego agregatu prądotwórczego. Zainstalowane silniki posiadają wysoki współczynnik sprawności oraz obniżone koszty eksploatacji w porównaniu do silników i pomp hydraulicznych.

- podgrzewacz płynów złożowych – Heater, wyprodukowany przez firmę Fluid Control Europe – wiodącego producenta sprzętu serwisowego na świecie, to urządzenie stosowane do podgrzewania płynu złożowego podczas testów produkcyjnych. Urządzenie wyprodukowane zostało w zabudowie modułowej typu „skid”, co ułatwia jego bezpieczne transportowanie na różne lokalizacje. Podgrzewacz płynów złożowych umożliwia skuteczną separację poszczególnych faz w separatorze. Urządzenie wyposażone jest w węzownice, które pozwalają na pracę w szerokim zakresie ciśnień. Maksymalne ciśnienie pracy wynosi 350 bar. Podgrzewacz wyposażony jest w zwężkę nastawną, która umożliwia regulację przepływu medium złożowego. W urządzeniu zastosowano nowoczesny palnik dwupaliwowy renomowanej firmy Riello na olej opałowy lekki oraz gaz. Sterowanie urządzeniem odbywa się za pomocą nowoczesnego panelu, który w znacznym stopniu ułatwia obsługę.

Podstawowe parametry techniczne urządzenia:

- moc 2 MMBTU/H,
- ciśnienie robocze: 5000 psi,
- węzownice: 3” 5000psi x 3” 5000 psi / H₂S,
- manifold: 3 1/8” 5000 psi API 6A / H₂S,
- zakres temp.: od -29 °C do 121 °C,
- pojemność: 7 m³.



Fot. 3. Podgrzewacz płynów złożowych – Heater. Arch. Exalo Drilling S.A.



Fot. 4. Surge Tank. Arch. Exalo Drilling S.A.

Dokonany zakup, a tym samym wprowadzenie kolejnego nowoczesnego urządzenia w znaczący sposób wpłynie na rozwój naszej Firmy, zwiększając standardy oraz bezpieczeństwo wykonywanych usług.

- **Surge Tank**, urządzenie wyprodukowane w zabudowie modułowej typu „skid”, ułatwiające bezpieczne transportowanie urządzenia na miejsce wykonywania usług serwisowych, to zbiornik zakupiony od firmy National Oilwell Varco, wiodącego producenta sprzętu wiertniczego i serwisowego na świecie. Surge Tank jest jednym z elementów zestawu do testowania odwiertów i służy do precyzyjnego pomiaru objętości oddzielonej cieczy (np. ropy, gazoliny). Jest to dwukomorowy zbiornik o łącznej pojemności 16 m³ i maksymalnym ciśnieniu pracy 15 bar. Wyposażony został w zestaw zaworów, które

umożliwiają sprawne przełączanie pomiędzy komorami podczas napełniania oraz opróżniania. Dysponuje także nowoczesnymi, magnetycznymi wskaźnikami poziomu cieczy oraz granicznym systemem alarmowym. Linia gazowa na wylocie zabezpieczona jest barierą ogniową, która zabezpiecza zbiornik przed cofnięciem się płomienia z flary.

Podstawowe parametry techniczne urządzenia:

- maksymalne ciśnienie robocze: 1,517 MPa,
- pojemność: 16 m³, 2 komory po 8 m³,
- zakres temp.: od -29 °C do 120 °C,
- medium: gaz, ciecz / H₂S,
- połączenia szybkoskrętne 3”.

Nowoczesna konstrukcja i zastosowane rozwiązania w nowo zakupionym zbiorniku pozwolą na zastąpienie nim dotychczas stosowanych dwóch zbiorników pomiarowych, a tym samym znacząco podniosą komfort pracy.

- wirówka dekantacyjna produkcji firmy Flottweg (model: Z4E-4/451) zakupiona na potrzeby Serwisu Płynów Wiertniczych. Wirówka została wykonana w zabudowie kontenerowej (kontener 6 m), z dodatkowym wygłuszeniem pozwalającym na redukcję emisji wytwarzanego hałasu.

Urządzenie posiada napęd hydrauliczny o następujących parametrach:

- max. prędkości obrotowej bębna: 4000 rpm/min.,
- różnicowa prędkość obrotowa: 1–44 rpm/min.,
- nominalny moment obrotowy ślimaka: 7500 Nm,
- maksymalny współczynnik przyspieszenia: 3370 x g.

Urządzenie jest przeznaczone do pracy zarówno na lądzie jak i na morskich platformach wiertniczych. Wirówka posiada możliwość pracy



Fot. 5. Wirówka dekantacyjna produkcji firmy Flottweg (model: Z4E-4/451). Arch. Exalo Drilling S.A.

w różnych układach tj.: może pracować autonomicznie ze stacją flokulacyjną lub z zestawem do odzysku barytu. Dodatkowo urządzenie wyposażone jest w alarmową sygnalizację świetlną. Wierówka spełnia wymagania w zakresie użyteczności urządzenia w strefie II zagrożenia wybuchem.

- jednostka Coiled Tubing Hydra Rig, wyprodukowana przez firmę National Oilwell Varco – HydraRig, to kolejna ważna inwestycja dokonana przez firmę Exalo. Urządzenie zamontowane jest na przewoźnych konstrukcjach typu „skid”. Jednostka pozwala na pracę przewodem o średnicach od 1,25” do 2”, a obecnie skonfigurowana jest do pracy przewodem o średnicy 1,5” (5000 m). Przewód zamontowany jest na bębnie, który może być transportowany jako „skid” lub za pomocą specjalnej naczepy transportowej. Głównym elementem zestawu jest silnik Caterpillar C9 o mocy 340 koni mechanicznych w zabudowie kontenerowej wraz z układami hydraulicznymi dostarczającymi potrzebną moc do całego urządzenia. Sterowanie urządzeniem odbywa się ze specjalnie przystosowanej kabiny posiadającej pulpit sterowniczy, pozwalający na regulację kluczowych parametrów pracy jednostki CT, a także sterowanie pracą podstawowych elementów zestawu tj. Injectora, Strippera, Prewentera.

Podstawowe parametry techniczne jednostki:

- jednostka pozwala na pracę przewodem o średnicach od 1,25” do 2”, a obecnie skonfigurowana jest do pracy przewodem o średnicy 1,5” długości 5000 metrów,
- ciśnienie robocze: 10 000 psi,
- siła podciągania: 100 000 lbs,
- siła nacisku: 50 000 lbs,
- maksymalna prędkość zapuszczania: 150 ft / min,
- minimalna prędkość zapuszczania: 1 ft / min,
- całość przystosowana do pracy z H₂S.

Exalo Drilling S.A. posiada aktualnie 4 jednostki Coiled Tubing, wysokociśnieniowe pompy o różnych wydatkach i ciśnieniach tłoczenia, jednostki azotowe, jednostki do precyzyjnego dawkowania chemii, wieże wspierające oraz niezbędne narzędzia i motory węgłne.

Bez wątpienia rok 2020 był nie lada wyzwaniem nie tylko dla Spółki Exalo, ale dla całej branży wiertniczo-serwisowej. Długoterminowe cele firmy, opierające się na misji, zakładającej dostarczanie wysokiej jakości usług wiertniczych i serwisowych na międzynarodowym rynku wierceń lądowych, prowadzonych w oparciu o innowacyjne rozwiązania, pełen profesjonalizm kadry oraz nowoczesną flotę urządzeń wiertniczo-serwisowych - udało się zrealizować z dużym powodzeniem. Współpraca z najlepszymi producentami sprzętu serwisowego na świecie

zapewniła bezawaryjność oraz pełne bezpieczeństwo prowadzonych prac, gwarantując tym samym spełnienie oczekiwań Inwestorów, a rozbudowa i unowocześnienie parku maszynowego o urządzenia najwyższej jakości umożliwia podejmowanie najtrudniejszych wyzwań technologicznych, zwłaszcza w kompleksowej realizacji zleceń w tzw. systemie „pod klucz”. Nie bez znaczenia jest fakt, iż większość urządzeń została zaprojektowana i wyprodukowana w zabudowie modułowej, mającej na celu umożliwienie prac na placach wiertniczych, gdzie dostępna przestrzeń jest znacząco ograniczona, a także na morskich platformach wiertniczych.

Rok 2020 sprawił, że mimo niesprzyjających okoliczności zewnętrznych nie zwolniliśmy tempa. Podjęliśmy wiele inwestycji, będących strategicznymi dla rozwoju firmy. Wierzymy, że takie podejście zaprocentuje i pozwoli zwiększyć naszą konkurencyjność na rynku w kolejnych latach.

Zespół specjalistów
Departamentu Serwisów
Exalo Drilling S.A.
pod przewodnictwem
Piotra Szmyda
– Dyrektora Departamentu



Fot. 6. Jednostka Coiled Tubing Hydra Rig. Arch. Exalo Drilling S.A.

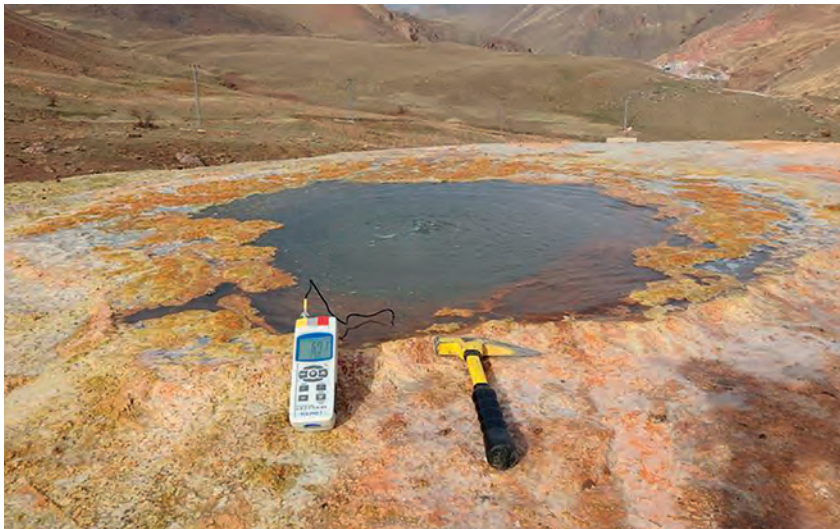
Ponowne wykorzystanie wód geotermalnych do irygacji roślin ma pomóc zaoszczędzić wodę oraz zwiększyć plony



Michał
Kruszewski

Izmirski Instytut Technologii (IYTE) w Turcji bada możliwość ponownego wykorzystania wód geotermalnych przy irygacji roślin. Dzięki naturalnemu bogactwu minerałów wody geotermalnej oczekuje się, że takie kaskadowe wykorzystanie wód termalnych stanowczo zwiększy produkcję rolną, a jednocześnie pozwoli zaoszczędzić cenne zasoby wód.

Bogate w minerały wody geotermalne wykorzystywane do celów energetycznych, grzewczych oraz turystycznych będą najpierw oczyszczane w celu wyeliminowania wszelkich potencjalnie szkodliwych substancji, a następnie schładzane w celu wykorzystania ich jako wody do irygacji w przemyśle rolniczym. Projekt nosi nazwę „Water-Energy-Food Connection: Geothermal Water for Agriculture” (pol.: Woda-Energia-Żywność: Woda geotermalna



Badanie źródeł geotermalnych w terenie (źródło: www.aa.com.tr)

dla rolnictwa) i jest wspierany przez Uniwersytet w Ege oraz tureckie Centrum Badań Naukowych (TUBITAK).

Podobne zastosowanie wód geotermalnych jest już szeroko stosowane np. w Tunezji, gdzie woda geotermalna o temperaturze nieprzekraczającej 45°C jest wykorzystywana do irygacji (około 16 000 hektarów) oaz oraz lokalnych szklarni. Wody geotermalne przekraczające 45°C, są dodatkowo schładzane

przy pomocy specjalnych wież chłodzących. Takie kaskadowe wykorzystanie wód geotermalnych stanowczo obniża koszty irygacji oraz pomaga zaoszczędzić zasoby wód, które, w takich krajach jak Tunezja, są szczególnie cenne.

Dr Alper Baba, koordynator projektu w IYTE, podkreślił: „Rośliny i gleba chcą minerałów. Jeśli dasz roślinom płyn bogaty w minerały, przyspieszysz ich wzrost i zwiększysz plony w naturalny sposób. Tak więc, jeśli projekt zakończy się sukcesem, zwiększymy plony metodą naturalną oraz zmniejszymy zapotrzebowanie na nawozy”. Prof. Baba wyjaśnił również: „Przed wszystkim, próbowaliśmy tego w produkcji pomidorów, ale teraz pracujemy nad kilkoma innymi rodzajami plantacji”.

Pierwsza próba produkcji przewidziana jest na marzec lub kwiecień 2021 roku.

Źródła:

- <https://www.aa.com.tr/tr/ekonomi/atik-jeotermal-su-ile-tarimda-verim-artacak/2003398> (dostęp 03.01.2021)
- <https://www.geoenvi.eu/geothermal-wastewater-can-increase-crop-yield-and-save-precious-resources/> (dostęp 03.01.2021)

Michał Kruszewski

Pracownik naukowy

Fraunhofer IEG (Bochum, Niemcy)

michal.kruszewski@ieg.fraunhofer.de



Elektrownia geotermalna firmy Maspo Enerji w Alasehir (Manisa) nieopodal Izmiru (źródło: MASPO Enerji)

Cztery nowe koncesje dla PGNiG w Norwegii



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo wzbogaciło się o nowe koncesje poszukiwawcze na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Przyznał je w ramach corocznej rundy koncesyjnej (APA 2020) norweski rząd. Tym samym liczba koncesji na szelfie, w których udziały posiada Grupa Kapitałowa PGNiG, wzrosła do 36.

PGNiG Upstream Norway, spółka zależna PGNiG SA, znalazła się wśród 30 firm naftowych działających w Norwegii, którym w tym roku przyznano nowe obszary koncesyjne. Nagrodzono nimi wnioski koncesyjne najlepiej przygotowane pod względem geologicznym i technicznym. Dwie z nowo otrzymanych koncesji – PL 1123 i PL 1124 – znajdują się w pobliżu złoża Skarv na Morzu Norweskim, natomiast koncesje PL 1088 i PL 146B – w pobliżu złoża King Lear na Morzu Północnym.

– Zgodnie z naszą strategią konsekwentnie powiększamy stan naszego posiadania na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Chcemy, by

możliwie jak najwięcej wydobywanego przez nas gazu zapełniło w przyszłości Baltic Pipe. W tej rundzie zabiegaliśmy o koncesje, których lokalizacja pozwoli nam zwiększać nasze wydobycie. Dwie z nich leżą w pobliżu złoża Skarv, które wciąż daje nam najwięcej własnego gazu, a dwie w pobliżu King Lear, które jest złożem gazowym w trakcie zagospodarowania. To ważne z kilku powodów. Przede wszystkim zakładamy, że obszary w pobliżu posiadanych już przez nas złóż mogą kryć kolejne zasoby możliwe do odkrycia i zagospodarowania. Ponadto, bliskość produkujących już złóż i działającej infrastruktury ma realny wpływ na zmniejszenie kosztów eksploatacji w przypadku ewentualnego nowego odkrycia – powiedział Paweł Majewski, Prezes Zarządu PGNiG. – Szacujemy, że nasz poziom produkcji gazu ziemnego z norweskich złóż może osiągnąć w tym roku ok. 0,9 mld m sześć. Dążymy do tego, by wydobywany przez nas oraz zakupiony tam gaz ziemny stanowił po 2022 roku znaczną część surowca wykorzystywanego przez polskich przedsiębiorców i odbiorców indywidualnych – dodał Prezes PGNiG.

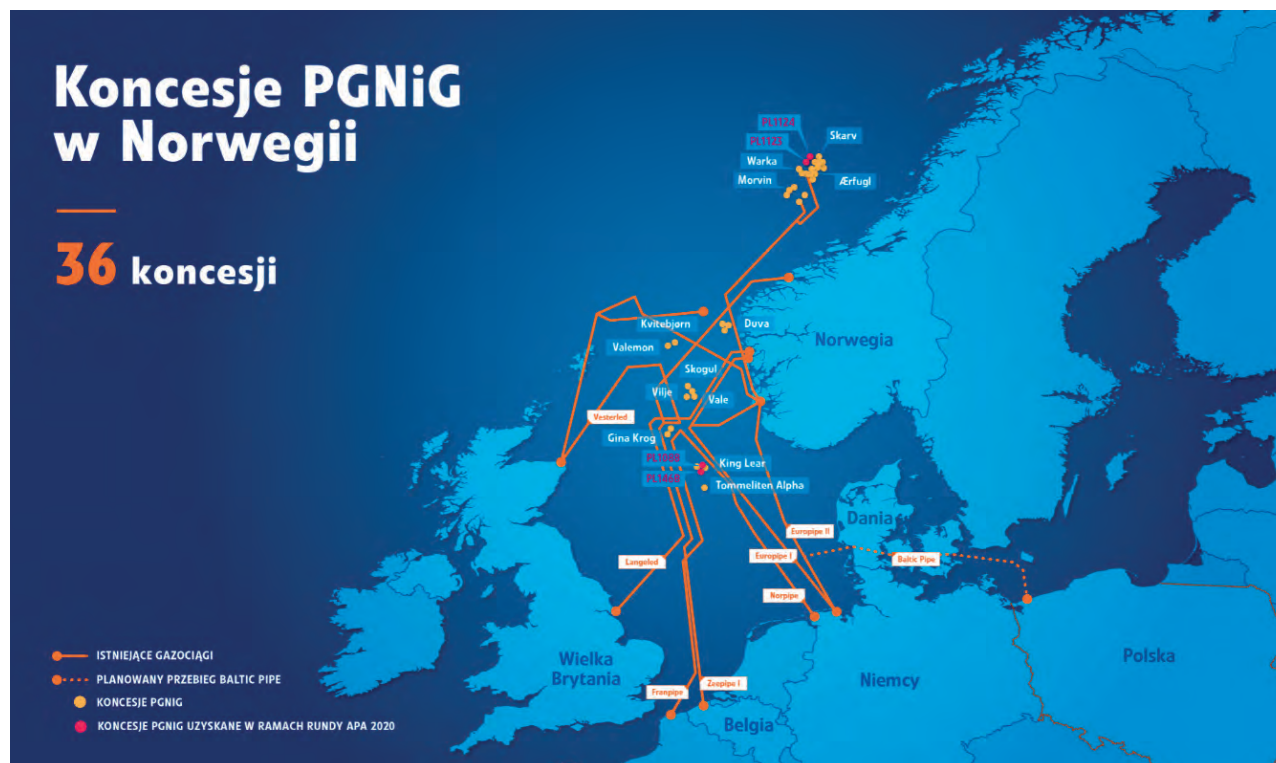
Operatorem obu nowo pozyskanych koncesji na Morzu Północnym jest Aker BP z 77,8 proc. udziałów. PGNiG Upstream Norway w obu przypadkach pełni rolę partnera z 22,2

proc. udziałów. W przypadku koncesji PL 1123 na Morzu Norweskim spółka PGNiG Upstream Norway objęła 30 proc. udziałów, a pozostali udziałowcy to Aker BP i ConocoPhillips (operator). W koncesji PL 1124 PGNiG Upstream Norway objęła 11,9175 proc. udziałów, a pozostałymi udziałowcami są Aker BP (operator), Equinor i Wintershall DEA.

Intensyfikacja akwizycji złóż w ciągu czterech ostatnich lat pozwoliła Grupie PGNiG na zwiększenie zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej na Norweskim Szelfie Kontynentalnym z ok. 80 mln boe w 2017 roku do 208 mln boe na koniec 2020 roku. Spółka PGNiG Upstream Norway dokonała także w poprzednim roku odkrycia złoża gazu ziemnego w prospekcie Warka, którego szacowane zasoby wydobywalne mieszczą się w przedziale od 8 do 30 mld m sześć. gazu ziemnego i kondensatu.

W sumie PGNiG Upstream Norway wydobywa już gaz ziemny i ropę naftową z 9 złóż: Skarv, Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog, Skogul, Ærfugl, Kvitebjørn i Valemon. Prace inwestycyjne i analityczne prowadzone są na pięciu kolejnych złożach: Duva, Tommeliten Alpha, King Lear, Ærfugl Outer oraz Shrek.

Biuro Public Relations
PGNiG SA



PGNiG odebrało czwartą dostawę LNG w Kłajpedzie



Ładunek o wielkości ok. 3000 m sześć. LNG dotarł do stacji przeładunkowej Klaipėdos Nafta, której wyłącznym użytkownikiem od kwietnia 2020 roku jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. Od tego czasu wyjechało stamtąd już do odbiorców ponad 4 tys. ton LNG w cysternach samochodowych.

– Dla PGNiG wykorzystanie stacji w Kłajpedzie to możliwość ekspansji na nowe rynki w segmencie LNG małej skali. Nasza współpra-

ca z litewskimi partnerami układa się znakomicie. Do tej pory odebraliśmy tam cztery ładunki, a stację opuściło już ponad 250 cystern ze skroplonym gazem o łącznym ładunku ponad 4100 ton LNG – powiedział Paweł Majewski, Prezes Zarządu PGNiG.

LNG dla PGNiG do Kłajpedy dostarczył zbiornikowiec Kairos. Ładunek skroplonego gazu ziemnego pochodzi z Norwegii. Do tej pory PGNiG odebrało w Kłajpedzie cztery dostawy o wolumenie ok. 3 tys. m sześć. każda – poprzednie miały miejsce w czerwcu, sierpniu i listopadzie 2020 roku.

– Stacja przeładunkowa skroplonego gazu ziemnego Klaipėdos Nafta w Kłajpedzie osiągnęła nowy poziom wykorzystania, odkąd PGNiG stało się jej użytkownikiem. Współpraca

ta przyczynia się do realizacji naszego celu, jakim jest tworzenie wartości dla szybko rozwijającego się regionalnego rynku LNG małej skali. Istnieje duży potencjał w działalności związanej z LNG małej skali, zarówno w wymiarze krajowym, jak i regionalnym, dlatego z niecierpliwością czekamy na zwiększenie wolumenu operacji handlowych w odpowiedzi na zapotrzebowanie rynku – powiedział Dariusz Šilenskis, Prezes Klaipėdos Nafta.

Na podstawie umowy z 2019 roku PGNiG jest wyłącznym użytkownikiem stacji przeładunkowej LNG należącej do Klaipėdos Nafta przez okres 5 lat.

Biuro Public Relations
PGNiG SA



LNG dostarczył zbiornikowiec Kairos. Fot. KN.

TGE i PGNiG rozpoczynają współpracę w zakresie rozwoju rynku biometanu w Polsce

12 stycznia br. Towarowa Giełda Energii oraz Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podpisały porozumienie o współpracy, którego celem jest wykorzystanie wspólnego doświadczenia i potencjału w zbudowaniu rynku biometanu w Polsce.

TGE i PGNiG chcą wspólnie przygotować nowoczesne rozwiązania wspierające utworzenie i rozwój rynku biometanu w Polsce. Doświadczenie PGNiG jako kluczowego podmiotu na rynku gazu oraz TGE jako platformy handlowej, na której koncentrują się obroty gazem oraz certyfikatów promujących obszar OZE, powinny przyczynić się do transformacji nie tylko rynku

energii w stronę zielonych technologii, ale również powstającego rynku paliw alternatywnych, takich jak biometan i wodor.

– TGE od ponad 20 lat wspiera wszelkie procesy transformacji rynku energii oraz aktywnie działa na rzecz jego rozwoju, oferując jego uczestnikom kompleksowe rozwiązania i produkty. Współpraca z Polskim Górnictwem



W podpisaniu porozumienia udział wzięli (od lewej): Piotr Listwoń, wiceprezes zarządu TGE; Piotr Zawistowski, prezes zarządu TGE; Paweł Majewski, prezes zarządu PGNiG; Jarosław Wróbel, wiceprezes zarządu PGNiG

Naftowym i Gazownictwem w zakresie stworzenia rynku biometanu, to szansa dla Giełdy na dalszy rozwój segmentu związanego z odnawialnymi źródłami energii. Z całą pewnością kluczową rolę w tym projekcie odegrają nasze rejestry – powiedział Piotr Zawistowski, Prezes Zarządu TGE.

– PGNiG od początku powstania giełdowego rynku gazu jest jego aktywnym członkiem i nieustannie przyczynia się do jego rozwoju, o czym m.in. świadczy rekordowy wolumen

obrotu gazem ziemnym w 2020 roku na TGE. Teraz rozpoczynamy nowy rozdział współpracy, który pozwoli nam na stworzenie nowoczesnych rozwiązań rynkowych w zakresie obrotu biometanem. To zielone paliwo, którego potencjał da nam w przyszłości możliwość aktywnego włączenia się w transformację energetyczną polskiej gospodarki, a jednocześnie realizowania naszych celów biznesowych przy zapewnieniu Polsce bezpieczeństwa energetycznego – powiedział Paweł Majewski, Prezes Zarządu PGNiG.

W pierwszym etapie współpracy przewiduje się wykorzystanie doświadczeń Giełdy prowadzącej obecnie Rejestr Świadczeń Pochodzenia jako elementu potencjalnego systemu wsparcia dla biometanu opartego na certyfikatach oraz Systemu Gwarancji Pochodzenia jako potencjalnego instrumentu realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego.

Biuro Public Relations
PGNiG SA

PRENUMERATA

**Najlepszym sposobem na regularne otrzymywanie
WIADOMOŚCI NAFTOWYCH I GAZOWNICZYCH
i WIEKU NAFTY**

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

LOTOS chce produkować zielony wodór



Arch. Grupa LOTOS S.A.

Grupa LOTOS uruchomiła program inwestycyjny, w ramach którego chce zbudować wielkoskalową instalację do produkcji zielonego wodoru. Green H2 to pomysł koncernu na to, jak odnaleźć się na rynku za kilkanaście lat, gdy paliwa węglowodorowe będą mniej popularne. Jesienią br. wybrano już firmy doradcze i złożono wniosek o dofinansowanie. Decyzje co do dalszych szczegółów realizacji tego programu powinny zapadnąć w II połowie 2021 r.

Grupa LOTOS jest w czołówce największych producentów wodoru w kraju. Teraz koncern chce skupić się na produkcji ekologicznej odmiany tego gazu, co pozwoli ograniczyć emisję CO₂ w rafinerii i jednocześnie wypełniać Narodowy Cel Wskaźnikowy w dziedzinie produkcji paliw silnikowych. Koncern zainteresował się wodorem jako czymś więcej niż tylko substratem do procesów technologicznych.

Elektrolizery i elektrownia szczytowo-pompowa

Zgodnie z założeniami, wodór powstanie w procesie elektrolizy, czyli rozkładu wody przy użyciu energii elektrycznej. Jeżeli do jego produkcji zostanie wykorzystana energia pochodząca



ca ze źródeł odnawialnych, to taki wodór będzie według klasyfikacji Unii Europejskiej wodorem zielonym. Wykorzystanie go do procesów rafineryjnych spowoduje, że tradycyjne paliwa wytwarzane z ropy naftowej, staną się paliwami bardziej ekologicznymi. Jednocześnie w procesie elektrolizy nie tworzą się gazy cieplarniane.

W ramach Green H2 powstanie ma wielkoskalowa instalacja złożona z elektrolizerów, magazynów wodoru i ogniw paliwowych lub ewentualnie turbin wodorowych, zarządzanych przez innowacyjne oprogramowanie. Całość ma produkować zeroemisyjny wodór na potrzeby rafinerii i jednocześnie wspierać polski system elektroenergetyczny na zasadzie elektrowni szczytowo-pompowej.

Wybrano już doradców strategicznych i technicznych dla programu oraz zakończono wstępne analizy. Pod koniec października br. złożono wniosek o dofinansowanie do Innovation Fund. Aktualnie prowadzone są szczegółowe analizy techniczne i finansowe w ramach kompleksowego studium wykonalności. Decyzje co do dalszych szczegółów realizacji tego programu powinny zapadnąć w II połowie 2021 r.

Założenia pilotażu

Pierwszym krokiem w ramach programu jest projekt pilotażowy, który pozwoli stworzyć instalację elektrolizy w mniejszej skali, rozbudowaną o dodatkowe funkcjonalności takie jak magazyn wodoru oraz ogniwa paliwowe. Tak zaprojektowana instalacja będzie docelową konfiguracją dla projektu w dużej skali, obliczonego nie tylko na produkcję wodoru na rzecz rafinerii, ale również na udział w rynku mocy, świadczenie usług na rynku bilansującym, a w przyszłości również świadczenie usług na rzecz operatorów farm wiatrowych na Bałtyku.

To właśnie lokalizacja rafinerii Grupy LOTOS decyduje o wyjątkowo sprzyjających warunkach dla współpracy z farmami wiatrowymi planowanymi na Bałtyku. Ponadto specyficzna struktura geologiczna lokalizacji pozwala magazynować wodór w kawernach solnych by następnie wykorzystywać go do produkcji energii w okresach zwiększonego zapotrzebowania. Partnerem merytorycznym projektu są Polskie Sieci Elektroenergetyczne – operator krajowego systemu przesyłowego.

Planowane fazy programu

W przyszłości program przewiduje stworzenie instalacji zdolnej zarówno do wytwarzania wodoru w procesie elektrolizy, jak i produkcji energii elektrycznej z tego surowca. Taki system

może współpracować z operatorem systemu przesyłowego jako regulator częstotliwości, element bilansujący czy magazyn energii, podobnie jak ma to miejsce w przypadku elektrowni szczytowo-pompowych.

– Będziemy pobierali prąd za pośrednictwem sieci przesyłowej, w drodze elektrolizy wyodrębniali wodór i magazynowali go. Samo magazynowanie wodoru nie jest rzeczą prostą i oczywistą, ale w LOTOSIE mamy już pewne doświadczenia w tym zakresie. W momencie większego zapotrzebowania na energię w sieci, np. w przypadku wystąpienia niedoborów,

będziemy mogli wykorzystać nasz zmagazynowany wodór i wytworzyć prąd – tłumaczy Piotr Kociński, doradca Zarządu Grupy LOTOS ds. wodorowych.

Program Green H2 będzie ewoluował. Wspomniany wcześniej pilotaż zaplanowano na lata 2020 – 2023. Umożliwi on zdobycie pierwszych doświadczeń oraz będzie stanowił podstawę do budowy oprogramowania. Równolegle do pilotażu realizowana ma być faza pierwsza (2020-2025), której celem jest stworzenie wielkoskalowej instalacji elektrolizy, produkującej wodór na potrzeby rafinerijne ale

będącej również uczestnikiem rynku elektroenergetycznego. W fazie drugiej (2025-2030) planowana jest dalsza rozbudowa mocy instalacji i zwiększanie roli na rynku elektroenergetycznym. Długoterminowo, w kolejnej fazie zakreślonej do 2040 roku, LOTOS zamierza umacniać pozycję regionalnego lidera produkcji i dystrybucji wodoru. Planowane są dostawy wodoru do rafinerii, energetyki oraz zatłaczanie wodoru do sieci gazowej.

Biuro Komunikacji Zewnętrznej,
Grupa LOTOS S.A.

Rafineria LOTOSU wytworzyła biokomponenty LPG i oleju napędowego



Rafineria Grupy LOTOS wytworzyła pierwsze w swojej historii biokomponenty: biopropan, czyli biokomponent LPG oraz biowęglowodory ciekłe, czyli biokomponenty oleju napędowego. To pierwszy krok w stronę ekologicznej rafinerii produkującej paliwa z produktów pochodzenia roślinnego.

Surowiec do produkcji biokomponentów został podany na instalację 22 grudnia br., gdzie został przetworzony na biokomponenty w procesie współwodornienia. Sam proces współwodornienia to wspólny przerób średnich destylatów naftowych i oleju roślinnego w nowoczesnej instalacji HDS (hydroodsiarczania oleju napędowego) zbudowanej w ramach Programu 10+.

Wytworzone biokomponenty uzyskały certyfikat jakości i charakteryzują się redukcją emisji gazów cieplarnianych przekraczającą 60% w stosunku do odpowiednika kopalnego. Olej napędowy z dodatkiem roślinnym ma taką samą jakość jak wytwarzany z ropy naftowej.

Dzięki wytwarzaniu biokomponentów, Grupa LOTOS zmniejsza swój ślad węglowy. Warto przypomnieć, że rafineria Grupy LOTOS znajduje się już w pierwszej 10. najmniej emisyjnych rafinerii w Europie, czyli takich, w których wskaźnik emisji CO₂ jest niższy niż 29,5 kg na tonę. W ostatniej dekadzie, mimo znacznego wzrostu produkcji, LOTOS zmniejszył emisję CO₂ o jedną trzecią – w 2019 r. osiągnął poziom 26,8 kg na tonę. Produkcja biokomponentów przez gdańską rafinerię przyczyni się do dalszego spadku tego wskaźnika.

Obok biokomponentów oleju napędowego, rafineria w Gdańsku uzyskała także biopropan, biokomponent LPG. Uzyskane biokomponenty



Instalacja HDS. Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

przyczynią się do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego, czyli odpowiedniej zawartości biokomponentów w paliwach oraz Narodowego Celu Redukcyjnego, czyli redukcji emisji gazów cieplarnianych. W Grupie LOTOS trwają również przygotowania do wytwarzania biowodoru, którego produkcja bardzo pomoże w dalszym ograniczaniu wpływu rafinerii na środowisko a przy okazji zwiększaniu udziału komponentów odnawialnych w paliwach.

– Dzięki zaangażowaniu, otwartości na nowe wyzwania i kreatywności specjalistów pracujących w rafinerii Grupy LOTOS, udało się wytworzyć pierwsze w historii spółki biokomponenty LPG i oleju napędowego. To przykład naszej innowacyjności i poważnego podejścia do transformacji energetycznej. Biokomponenty są krokiem w kierunku redukcji emisji gazów

cieplarnianych. Chcemy być zieloną i nowoczesną rafinerią – komentuje Zofia Paryła, prezes Zarządu Grupy LOTOS.

W Grupie Kapitałowej LOTOS produkcją dodawanych do oleju napędowego estrów otrzymywanych z olejów roślinnych, czyli biokomponentów FAME, zajmuje się spółka LOTOS Biopaliwa w Czechowicach-Dziedzicach. Spółka ta przygotowuje się do rozbudowy instalacji produkującej FAME, aby umożliwić produkcję biokomponentu UCOME z oleju posmażalniczego – do 50 tys. ton rocznie. W odróżnieniu od FAME, biokomponent posmażalniczy liczony jest podwójnie do Narodowego Celu Wskaźnikowego, co ułatwi jego osiągnięcie.

Biuro Komunikacji Zewnętrznej,
Grupa LOTOS S.A.

Grupa ORLEN rozpoczyna samodzielne wydobywanie gazu w Polsce



Na podkarpaciu Grupa ORLEN uruchomiła pierwszą w historii firmy własną kopalnię gazu ziemnego Bystrowice. Do systemu przesyłowego trafiło już ponad 2 mln m³ surowca, z nowego złoża. Jeszcze w tym roku, w ramach koncesji na Podkarpaciu, planowane są kolejne odwierty poszukiwawcze.

— Energetyka zeroemisyjna, wspierana stabilizującymi aktywami gazowymi, będzie fundamentem długofalowej transformacji Grupy ORLEN. W strategii ORLEN2030 uwzględniliśmy konsekwentny rozwój własnych złóż gazowych, które w perspektywie dekady będą zaspokajać 20% naszego zapotrzebowania. Uruchomienie kopalni gazu Bystrowice jest ważnym krokiem przybliżającym nas do tego celu. Dotychczas



Fot. arch. PKN ORLEN



Fot. arch. PKN ORLEN



Fot. arch. PKN ORLEN

w Polsce wydobywaliśmy gaz wspólnie z naszymi partnerami, dziś mamy już doświadczenie i kompetencje, które pozwalają nam na samodzielne poszukiwania i eksploatację złóż — powiedział Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

W grudniu 2020 roku w ramach testu produkcyjnego spółka ORLEN Upstream uruchomiła wydobywanie gazu ziemnego ze złoża Bystrowice. Kopalnia jest obecnie na etapie prób rozruchowych. Po ich zakończeniu i otrzymaniu pozwolenia na użytkowanie, nastąpi formalne zakończenie budowy. Test produkcyjny prowadzony w ramach etapu rozpoznawania złoża ma za zadanie określenie zasobów gazu ziemnego.

Złoże gazu ziemnego Bystrowice zostało odkryte w październiku 2018 roku dzięki zastosowaniu najnowszych technik wykonywania zdjęć sejsmicznych oraz interpretacji danych geofizycznych i geologicznych. Dzięki zastosowaniu selektywnego uzbrojenia wglębnego udostępnione zostały po dwa horyzonty w każdym z odwiertów — z możliwością udostępnienia kolejnych. W 2021 r. na tej koncesji planowane jest wykonanie kolejnego otworu.

W Polsce ORLEN Upstream wydobywa gaz ziemny, tymczasem w Kanadzie ropę naftową i gaz ziemny. Średnie wydobywanie w pierwszych trzech kwartałach 2020 roku wyniosło ponad 18 tys. boe/d, a zasoby na koniec 2019 roku zostały oszacowane na poziomie 197,3 mln boe.

Biurowie Prasowe PKN ORLEN



Jerzy
Zagórski

Grupa ORLEN wraz z PGNiG zbudują elektrownię gazową w Ostrołęce

PGNiG zostanie partnerem Grupy ORLEN w realizacji inwestycji w blok gazowo-parowy w Ostrołęce. Podpisana trójstronna umowa gwarantuje PKN ORLEN i Enerdze wiodącą pozycję w projekcie, z łącznym pakietem udziałowym na poziomie 51 proc. PGNiG obejmie 49 proc. udziałów. Jednocześnie PKN ORLEN i PGNiG zawarły aneks do umowy z 2016 r., który gwarantuje stabilne dostawy gazu do końca 2027 r. dla instalacji produkcyjnych Grupy ORLEN w Polsce, w tym do elektrowni w Ostrołęce.



– Pozyskanie partnera do budowy elektrowni gazowej w Ostrołęce to kolejny krok przybliżający nas do rozpoczęcia tej ważnej inwestycji. Wpisuje się ona w założenia nowej strategii PKN ORLEN do 2030 r. związane z niskoemisyjnością oraz zabezpieczeniem systemu elektroenergetycznego opartego na odnawialnych źródłach energii. Dzięki pozyskaniu PGNiG jako partnera do projektu w Ostrołęce, mającego mocną pozycję na rynku gazu ziemnego, wchodzimy w kolejny etap inwestycji, przybliżając się do jej skutecznej realizacji. Jednocześnie zapewniliśmy bezpieczeństwo dostaw gazu, które są kluczowe dla niezakłóconej pracy naszych instalacji produkcyjnych. To z kolei przekłada się bezpośrednio na gwarancję bezpieczeństwa energetycznego Polski – mówi Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

– Współpraca PKN ORLEN z PGNiG wnoszący pozytywny impuls do transformacji polskiej energetyki w oparciu o niskoemisyjne paliwo przejściowe, jakim jest gaz ziemny – podkreśla Paweł Majewski, Prezes Zarządu PGNiG SA. – Dla PGNiG to pewny i wieloletni odbiorca dużych wolumenów gazu, którego użycie w Ostrołęce, zamiast węgla, zminimalizuje przedostawanie się do powietrza niebezpiecz-

nych dla zdrowia pyłów i wydatnie zmniejszy poziom emisji gazów cieplarnianych – dodaje.

W ramach realizacji budowy elektrowni w Ostrołęce w technologii gazowej powołana zostanie nowa spółka, która będzie odpowiedzialna za przeprowadzenie inwestycji. PKN ORLEN i Energa łącznie będą w niej posiadać większościowy udział na poziomie 51 proc., pozostałe 49 proc. obejmie PGNiG. Zakres prac przewiduje budowę bloku energetycznego w technologii zasilania paliwem gazowym oraz niezbędnej infrastruktury do jego funkcjonowania. Ważnym elementem umowy jest gotowość PGNiG w zakresie dostaw gazu ziemnego na potrzeby elektrowni w Ostrołęce do końca 2027 r., co umożliwi jej sprawne funkcjonowanie.

Strony zakładają realizację wszystkich przesłanek umożliwiających utworzenie nowej spółki, w tym pozyskanie zgody odpowiednich organów antymonopolowych, do 30 czerwca 2021 roku. Realizacja projektu będzie możliwa dzięki odpowiedniemu odrębnemu porozumieniu dotyczącemu podziału Elektrowni Ostrołęka Sp. z o.o. (podmiot realizujący projekt Ostrołęka C), pomiędzy dotychczasowymi sponsorami projektu – Energa i Enea – oraz samą spółką celową.

Zaangażowanie przez PKN ORLEN w budowę elektrowni gazowej wpisuje się w strategiczne plany rozwoju nisko i zeroemisyjnych źródeł wytwarzania energii. Dlatego w maju br., Koncern już jako właściciel Energi, zadeklarował chęć udziału w projekcie, ale wyłącznie w technologii gazowej. Porozumienie w sprawie kierunkowych zasad współpracy przy budowie elektrowni w technologii gazowej w Ostrołęce zostało podpisane jeszcze w czerwcu br., a we wrześniu br. chęć przystąpienia do projektu wyraziło PGNiG.

Wykorzystując efekt skali i portfelowe podejście do zakupów surowców, PKN ORLEN podpisał również z PGNiG aneks do umowy na dostawę gazu, zabezpieczając do końca 2027 r. (z opcją przedłużenia do końca 2028 r.) paliwo do pracy instalacji produkcyjnych Grupy Kapitałowej w Polsce. Pozwoli on przedłużyć istniejącą umowę o kolejne 5 lat, do 1 stycznia 2028 r.

Biuro Public Relations
PGNiG SA



Większe zróżnicowanie cen ropy w ub. roku

Rok 2019 zakończył się ceną ropy Brent w wysokości 66,03 dolara za baryłkę, w nowym roku nastąpił krótkotrwały skok powyżej 68 dolarów, a następnie uspokojenie w przedziale 63-65 USD (fig. 1). Wpływ pandemii COVID-19 zaznaczył się dopiero po załamaniu na giełdzie nowojorskiej 12 marca i osiągnął swoje największe natężenie 20 kwietnia, gdy cena ropy WTI po raz pierwszy w historii osiągnęła wartości ujemne. Był to „czarny poniedziałek”, w pewnym momencie notowano nawet -37,63 USD. Nieco słabiej reagowała cena Brent, ale i tu spadek był znaczny i doszedł do 19,81 USD, co stanowiło 26% w stosunku do poprzedniego dnia. Była to opóźniona reakcja na zmniejszenie wydobycia i prognozy spadku popytu. Był to również okres z największą rozpiętością cen WTI i Brent przekraczającą 10 USD, podczas gdy przeważnie jest to różnica 2-3 USD. Względnie stabilny okres, gdy cena utrzymywała się w granicach 40-50 USD trwał dość długo, od lipca do początku grudnia i dopiero wtedy cena przekroczyła ważny pułap 50 USD. Lockdown w Europie ze względu na duże zróżnicowanie

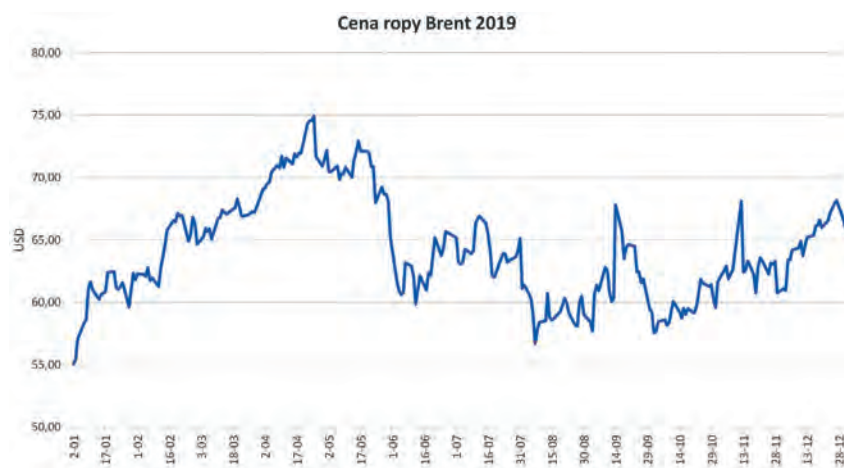


Fig. 1

natężenia i terminów w poszczególnych krajach nie wpłynął na cenę.

Średnia cena ropy Brent w 2020 r. wyniosła 43,22 USD i była niższa niż w roku 2019 (64,10 USD). Wyjątkowo duże były różnice ceny w ciągu roku przekraczające 48 USD, ale był to skutek krótkotrwałych, lecz głębokich zaburzeń na rynku, co pozwala na określenie minionego roku jako niespokojnego i niesprzyjającego planowaniu poszukiwań i zagospodarowania złóż. Jeśli sprawdzą się prognozy Agencji Informacji Energetycznej USA, to w br. cena ropy Brent znacznie przekroczy średnią z 2020 r. W styczniu Agencja podwyższyła swoje szacunki z grudnia czyli 48,53 USD spot do 52,70 USD i 53,44 USD w 2022 r. Odpowiednio cena WTI spot zamiast 45,78 USD wyniesie 49,70 USD i 49,81 USD. Są to dobre wiadomości dla producentów amerykańskich, jest to również poziom akceptowalny przez branżę łupkową. Globalne zużycie ropy, które w roku 2019 wynosiło 13,7 mln t/d i w 2020 r. spadło do 12,5 mln t/d, wzrosło w br. tylko do 13,3 mln t/d i do 13,7 mln t/d w 2022 r. Również Międzynarodowa Agencja Energetyczna skorygowała poprzednie prognozy dotyczące cen i popytu.



Mniej ropy na rynku po decyzjach OPEC+

Kolejne, 13 posiedzenie Wspólnego Komitetu Ministerialnego OPEC+ potrzebowało dwudniowych obrad, aby uzgodnić stanowiska i ustalić kierunek zmian w ograniczaniu lub zwiększaniu produkcji ropy. Zważywszy na podwojenie liczby uczestników obrad (10 członków OPEC i 10 krajów spoza OPEC) nie jest to dziwne tym bardziej, że już na wstępie ujawniły się dwie przeciwstawne tendencje: Rosja i Kazachstan optujące za zwiększeniem wydobycia o 68 tys. t/d i Irak, Nigeria i Zjednoczone Emiraty Arabskie opowiadające się za utrzymaniem obecnego poziomu wydobycia. Na dodatek wewnętrzny komitet doradczy OPEC zalecał redukcję wydobycia o 68 tys. t/d. Ostatecznie 6 stycznia osiągnięto porozumienie o ograniczaniu produkcji poczynając od stycznia br. Łączna redukcja wyniesie 979,2 tys. t/d, w lutym o 10,2 tys. t/d więcej i podobnie w marcu, ale będzie się rozkładać nierównomiernie. Arabia Saudyjska zadeklarowała dodatkowo zmniejszenie wydobycia o 136 tys. t/d, natomiast Rosja i Kazachstan uzyskały ulgi i zezwolenie na wydobycie większe o 20,4 tys. t/d niż to wynika ze schematu obowiązującego wszystkich pozo-

stałych członków grupy OPEC+, ustalonego na podstawie aktualnego poziomu wydobycia. Decyzje co do wielkości produkcji w kwietniu i maju zostaną podjęte na comiesięcznych spotkaniach Wspólnego Komitetu Ministerialnego OPEC+.

Powyższe ustalenia oznaczają, że rynek otrzyma w lutym mniej ropy niż się spodziewano. Według informacji Międzynarodowej Agencji Energetycznej w Chinach powrót do poziomu zapotrzebowania przed pandemią rozpoczął się już w połowie ub. roku osiągając 90% poprzedniej wielkości.

Cena ropy w koszyku OPEC 24 grudnia ub. roku wynosiła 50,31 USD/baryłkę, WTI 48,30 USD/b, Brent 51,36 USD/b i 7 stycznia br. odpowiednio 53,84, 50,92 i 54,50 USD/baryłkę. Przyczyny to decyzje OPEC+ z 6 stycznia i gwałtowne pogorszenie się sytuacji politycznej w USA związane z kwestionowaniem wyników wyborów przez urzędującego prezydenta i ataki jego zwolenników na instytucje rządowe w Waszyngtonie.



Meklemburgia chce ukończyć Nord Stream 2

Zapowiedź sankcji USA w stosunku do firm uczestniczących w budowie gazociągu Nord Stream 2 wstrzymała na rok prace na końcowym etapie budowy tej magistrali. Wycofało się nawet norweskie towarzystwo DNV GL wydające certyfikaty dla statków i instalacji morskich. Jednak sprzymierzeńcy tej inwestycji w Niemczech nadal szukają sposobu jej kontynuacji. Rząd prowincji Meklemburgia-Pomorze Przednie wystąpił z projektem fundacji (*Stiftung Klima- und Umweltschutz*), której zadaniem są „środki i projekty ochrony klimatu”, ale w dalszej części założeń znajduje się sformułowanie „przyczynienie się do postępu prac nad gazociągami Nord Stream 2”. Fundacja ma otrzymać dofinansowanie z konsorcjum Nord Stream 2 AG w wysokości 20 mln euro. Przeciwnicy gazociągu uważają powołanie fundacji za wybieg formalny w celu obejścia restrykcji unijnych i amerykańskich.



Trzy odkrycia w Kuwejcie

Wydawałoby się, że jeśli na powierzchni 17818 km² (tyle liczy Kuwejt, dla porównania powierzchnia woj. podkarpackiego wynosi 17846 km²) udokumentowano zasoby ropy

w ilości 13804 mln t (2017), to nie ma tam obszarów nierozpoznanych. Tymczasem koncern *Kuwait Oil Co. (KOC)* poinformował 4 stycznia br. o trzech nowych złożach w północnozachodniej i północnej części kraju. Na złożu Houma uzyskano przyływ 197,4 t/d lekkiej ropy, na złożu Al-Qashaniya stwierdzono akumulację również lekkiej ropy o wydajności 247,3 t/d i 78 tys. m³/d gazu towarzyszącego.

Minister ds. ropy naftowej Mohammad Al-Fares mówił też o wynikach poszukiwań w pobliżu znanego złoża Wielki Burgan, gdzie kolejne wiercenia okonturowały nowe złożo ropy z produkcją dzienną przekraczającą 272 t/d i poszerzyły zasięg perspektywicznych utworów jurajskich.



Chiny zwiększają import ropy

Import ropy naftowej w listopadzie ub. roku wyniósł przeszło 31,5 mln t. Największym dostawcą jest Arabia Saudyjska, która w listopadzie dostarczyła do Chin 8,5 mln t ropy, co stanowi wzrost o 3,3% w porównaniu z tym samym okresem w 2019 r. i 43% więcej niż w październiku. Ten wynik saudyjskie królestwo zawdzięcza obniżce cen dla azjatyckich odbiorców. Drugie miejsce wśród importerów zajmuje Rosja z dostawami 6,1 mln t, ale i ze spadkiem o 20,2%. Podobna sytuacja nastąpiła w kolejnych źródłach dostaw: w Iraku – 5 mln t ze spadkiem o 12%, Angoli – 3,4 mln t ze spadkiem o 6% i Brazylii – 3,1 mln t ze spadkiem o 24,6%. Natomiast import z USA wzrasta bardzo szybko, w ciągu roku jest to 154,6% i 3,6 mln t w listopadzie. Zwiększył się także import z Malezji o 54,5% z dostawami 1,3 mln t. Najmniejszy udział w imporcie do Chin ma Iran – tylko 259 tys. t z silną tendencją spadkową. Przez wiele lat poważnym dostawcą była Wenezuela, ale już rok temu najważniejszy odbiorca ropy czyli *China National Petroleum Corp.* zrezygnował z importu z tamtego kierunku, częściowo w obawie przed sankcjami USA.



Wydobycie ropy na świecie w 2019 r. bez większych zmian

Wydobycie ropy naftowej w roku 2019 utrzymało się niemal dokładnie na takim samym poziomie jak rok wcześniej (tab. 1), co jest pewnym zaskoczeniem, biorąc pod uwagę

Tabela 1.

Region	Wydobycie ropy w t/d			Zasoby ropy w mln t					
	2018	2019	Zmiana 2018:2019 w %	2018	2019	Zmiana 2018:2019 w %	2018	2019	Zmiana 2018:2019 w %
Ameryka Północna	2327216	2500203	107,4	29522	30094	101,9	14693	15769	107,3
Ameryka Południowa	857813	806735	94,0	44455	45208	101,7	7807	8051	103,1
Europa Zachodnia	390215	380956	97,6	1721	1747	101,6	2806	2180	77,7
Europa Wschodnia + Rosja	1934353	1939300	100,3	17277	17244	99,8	65738	68113	103,6
Afryka	1060448	1068172	100,7	17483	17350	99,2	15077	15103	100,2
Bliski Wschód	3740870	3526289	94,3	108980	108986	100,0	77911	77959	100,1
Daleki Wschód	891035	880421	98,8	3610	3529	97,8	11333	11090	97,9
Australia i Oceania	52438	63053	120,2	615	604	98,1	3604	3605	100,0
Razem świat	11254388	11165130	99,2	223663	224763	100,5	198968	201871	101,5

okoliczności kształtujące produkcję i popyt. Jest to jednak wynik całościowy, natomiast w poszczególnych regionach występuje duże zróżnicowanie. Nie zmieniło się wydobycie w Rosji razem z Europą Wschodnią i w Afryce, wydatnie wzrosło w Australii i Oceanii, mniej w Ameryce Północnej. Spadek produkcji najsilniej dotknął Bliski Wschód i Amerykę Południową, słabiej Daleki Wschód i Europę Zachodnią.

Perspektywy produkcyjne w najbliższych latach zależą od zastąpienia obecnie eksploatowanych zasobów nowymi, tymczasem stagnacja w skali globalnej jeśli chodzi o zasoby ropy i nieznaczny, raczej symboliczny wzrost zasobów gazu nie jest optymistyczną zapowiedzią. Właściwie we wszystkich regionach występuje podobna sytuacja, wyjątkiem jest 12-procentowy spadek zasobów gazu w Europie Zachodniej, co zwiększy presję na uzyskanie dostaw ze źródeł pozaeuropejskich. Oddany niedawno do użytku gazociąg TAP wraz z gazociągiem TANAP spełnia to zadanie, jednak jego obecna przepustowość – 10 mld m³ rocznie nie wystarczy.

osiągnięciu maksymalnego pułapu w 2036 r. produkcja gazu wyniesie 62,2 mln m³/d, produkcja etanu wyniesie 12 mln m³/d, co będzie stanowić 40% całkowitej produkcji etanu w kraju. Dodatkowo złożę będzie dostarczać 74,8 tys. t/d kondensatu. Gaz będzie przeznaczony przede wszystkim do zaspokojenia potrzeb krajowych elektrowni gazowych, jak również dla petrochemii, pozwoli też ograniczyć zużycie ropy w elektrowniach i w instalacjach odsalania wody morskiej. Koszt inwestycji określono na 110 mld USD.

Na złożu Al Jafurah *Aramco* ma wypróbować eksperymentalne zastosowanie w szczelinowaniu wody morskiej zamiast wody słodkiej, trudno dostępnej na pustyni. Złożę znajduje się blisko Zatoki Perskiej, a woda będzie uzdatniana tylko w niewielkim stopniu. Zbadano też piasek pod kątem przydatności jako podsadzka w szczelinowaniu i wynik jest pozytywny.

Chiny największym wykonawcą sejsmiki lądowej

W lądowych badaniach sejsmicznych na świecie w 2020 r. nastąpił znaczny spadek, świadczy o tym zmniejszenie wartości sprzedaży o 27%, z 5,4 mld USD do 3,9 mld USD. Redukcja nakładów na usługi zewnętrzne w budżetach operatorów zapowiada utrzymanie obecnej tendencji również w tym roku, a poprawa może nastąpić dopiero w 2022 r. Obszar potencjalnych koncesji geofizycznych w ub. roku wynosił tylko 106 tys. km². Wyjątkiem są Chiny, które mają szansę na zajęcie dominującej pozycji na globalnym rynku wykonawców badań geofizycznych.

Przeważająca część sejsmiki lądowej jest wykonywana w Azji, Ameryce Północnej i Rosji, przy czym w dwóch ostatnich regionach spadek wykonania badań będzie się utrzymywał. W Azji Chiny spodziewają się zdobyć 80% kontraktów. Wynika to m.in. z planów wydatnego zwiększenia wydobywania gazu z łupków przewidzianego w planie 5-letnim. Zapotrzebowanie na lądowe badania sejsmiczne wzrosło o 12% w 2021 r. i o 16% w roku 2022 w związku z rządowym programem zwiększenia krajowej produkcji ropy i gazu. Wartość usług sejsmiki lądowej w Chinach osiągnie w tym okresie 1,7 mld USD wyprzedzając USA ze sprzedażą 1,6 mld USD i Rosję z kwotą 1 mld USD.

Najważniejszą chińską firmą geofizyczną jest *BGP (Bureau of Geophysical Prospecting)*, spółka zależna *CNPC*, założona w 1973 r. i posiadająca obecnie 160 grup sejsmicznych. W kwietniu ub. roku *BGP* wykonało w basenie Syczuan w rejonie Jintang-Santai największe zdjęcie 3-D o powierzchni 2263 km², a w sierpniu pierwsze zdjęcie 9C-3D. W 2019 r. *CNPC* wykonało 56221 km profili sejsmicznych 2-D i 102958 km² zdjęć 3-D.



Zagospodarowanie złoża Al Jafurah w Arabii Saudyjskiej

Koncern *Aramco* rozpoczął przygotowania do zagospodarowania złoża gazu Al Jafurah w Prowincji Wschodniej. Jest to największe niekonwencjonalne złożę gazu w Arabii Saudyjskiej o rozmiarach 170 x 100 km, porównywalne z drugim co do wielkości w USA złożem gazu łupkowego Eagle Ford. Zasoby szacowane są na 5,6 bln m³ gazu. W czasie rozpoznania rozpoczętego w 2013 r. wykonano tam 150 otworów.

Harmonogram zagospodarowania przewiduje rozpoczęcie eksploatacji w 2024 r. Po

Petronas rozpoczął poszukiwania w basenie Gujana-Surinam

Liczba operatorów zachęconych sukcesami koncernu *ExxonMobil* w Gujanie zwiększa się, niedawno dołączył do niej indonezyjski *Petronas*. W wierceniu Sloanea-1 wykonanym w obrębie bloku 52 w Surinamie stwierdzono występowanie kilku horyzontów roponośnych w piaskowcach kampanu o dobrych właściwościach zbiornikowych. Wiercenie osiągnęło głębokość 4780 m. Blok 52 o powierzchni 4749 km² jest badany przez *Petronas* wspólnie z *ExxonMobil* (udziały 50:50).





ExxonMobil opublikował dane o emisji

Pod naciskiem inwestorów i aktywistów klimatycznych koncern po raz pierwszy podał dane o emisji dwutlenku węgla uwalnianego podczas spalania produkowanych przez swoje rafinerie paliw takich jak benzyna i olej napędowy. Z informacji zamieszczonych w opracowaniu „Energy and Carbon Summary” wynika, że w 2019 r. wyemitowano 730 mln t CO₂. Ekolodzy uważają, że te dane powinny otwierać konkretny program redukcji emisji. Większość czołowych firm naftowych publikuje takie raporty w ramach tzw. „Scope 3” czyli kryteriów oceny pośrednich przyczyn emisji (np. kopalnia węgla odpowiada za emisję CO₂ spowodowaną spalaniem tego węgla w domowym piecu). Przykładem jest *Occidental Petroleum Corp.*, które w listopadzie ub. roku przedstawiło program zastępowania ropy i gazu do roku 2050.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Aramco, Die Welt, ExxonMobil, Hart Energy, KOC, NPD, NS Energy, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Petronas, Reuters, rp.pl, Rystad Energy, World Oil.*



70. operacja STS na Bałtyku

Na złożu B8 na Bałtyku odbyła się 70. i pierwsza w tym roku operacja przeładunku ropy na morzu pomiędzy zbiornikowcami, zwana operacją STS („ship to ship”). W ciągu 16 godzin przepompowano prawie 19 tys. m³ surowca.

Ropa wydobyta ze złoża B8 i magazynowana w tankowcu APATYTH została przepompowana na statek armatora norweskiego SONGA JADE, którym popłynęła do Naftoportu na rozładunek do zbiorników Grupy LOTOS S.A. W operacji wzięły udział 4 statki – wspomniane 2 zbiornikowce, statek ahts BAZALT, który stabilizował tankowce i trzymał je na hoku oraz statek asystujący KAMBR, który również zapewniał osłonę przeciwozlewową.

Operacje STS wymagają dobrych warunków pogodowych o co szczególnie trudno w okresie jesienno-zimowym, ze względu na często występujące silne wiatry a także sztormy. W czasie takiego przeładunku prędkość wiatru nie może przekraczać 10 m/sek., a wysokość fali 2 m, zaś widzialność musi wynosić co najmniej 1 milę morską.

Operacje STS wykonuje się w LOTOS Petroleum S.A. od 2014 roku. Wcześniej każde odpięcie tankowca po jego napełnieniu a następnie transport ropy do portu wiązało się ze wstrzymaniem produkcji na złożu prawie na dwie doby. Przeładunek „ship to ship” nie tylko nie wstrzymuje wydobywania. Unika się dzięki niemu także spadku wydajności i trudnego procesu ponownego rozruchu złoża.

Biuro Komunikacji Zewnętrznej,
Grupa LOTOS S.A.



PKN ORLEN i NCBR wesprą innowacyjne projekty

PKN ORLEN oraz Narodowe Centrum Badań i Rozwoju podpisały list intencyjny dotyczący wspólnej organizacji i finansowania różnych koncepcji konkursów grantowych o charakterze badawczo-rozwojowym. Efektem tych działań będzie zwiększenie skali wdrożeń przemysłowych i innowacyjnych rozwiązań w Grupie ORLEN, zgodnie z przyjętą strategią ORLEN2030. Dla NCBR współpraca z PKN ORLEN to kolejny duży krok w realizacji strategii Centrum, odpowiadającej m.in. na politykę Europejskiego Zielonego Ładu.

- Aktywnie uczestniczymy w transformacji energetycznej, dążąc do osiągnięcia neutralności emisyjnej do 2050 roku, a drogę do tego celu wytycza nam strategia ORLEN2030 i zapisane w niej zadania. Są wśród nich inwestycje w nowe technologie i innowacyjne, ekologiczne rozwiązania. Podejmując współpracę z NCBR chcemy wspierać rozwój badań w interesujących nas kierunkach, ponieważ widzimy w tym szansę na powstanie wysokiej jakości nowatorskich projektów, które będziemy mogli wdrażać, skutecznie realizując strategiczne dla przyszłości koncernu przedsięwzięcia – mówi Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

Współpraca PKN ORLEN z NCBR ma opierać się na opracowaniu i współfinansowaniu różnych formatów konkursów na projekty z zakresu B+R+I, których beneficjentami i realizatorami będą podmioty zewnętrzne – prywatne lub publiczne, ze świata nauki i technologii. Docelowo model działania, który zostanie wypracowany wspólnie w 2021 r., będzie wspierał rozwój skali wybranych rozwiązań i wdrożenia dofinansowanych projektów.

Dla NCBR podjęta współpraca także jest ważnym elementem nowej strategii, zakładającej m.in. wzmocnienie roli Centrum we wspieraniu realizacji strategicznych dla państwa projektów, takich jak transformacja energetyczna, green deal czy Polska Strategia Wodorowa. NCBR jako kluczowy ośrodek wiedzy i kompetencji w obszarze nowych technologii rozwija rozwiązania z zakresu big data, sztucznej inteligencji, cyfryzacji czy automatyzacji.

- Doświadczenie NCBR pokazuje, że wspólne przedsięwzięcia dobrze sprawdzają się jako innowacyjne narzędzia wsparcia zarówno dla poszczególnych podmiotów, jak i całych sektorów kluczowych dla polskiej gospodarki. Dlatego chcemy w nowej formule wykorzystywać te sprawdzone mechanizmy. Jedną z takich aktywności jest właśnie współpraca z PKN ORLEN. Widzimy w niej ogromne szanse na dalszy rozwój sektora paliwowo-energetycznego, zwłaszcza w kluczowym dla nas kierunku tzw. zielonych innowacji – mówi Wojciech Kamieniecki, dyrektor Narodowego Centrum Badań i Rozwoju.

Według wyliczeń PKN ORLEN, z estymacji długoterminowej dla spółek chemicznych w Europie wynika, że każda złotówka wydana na działalność B+R+I powinna długofalowo przynieść poprawę EBITDA o 2,3 zł. PKN ORLEN do 2030 r. przeznaczy około 3% wszystkich nakładów inwestycyjnych, łącznie 3 mld zł, m.in. na rozwój funduszu Corporate Venture Capital oraz działalność innowacyjną i badawczo-rozwojową. Pozwoli to zacieśnić współpracę biznesu ze światem nauki i umożliwi koncernowi rozwój oraz wdrażanie własnych technologii w zakresie 11 domen Strategicznej Agendy Badawczej, ze szczególnym akcentem na: technologie procesowe, rozwój miksu produktów petrochemicznych i nowe łańcuchy wartości, niskoemisyjną energetykę, digitalizację produkcji i logistyki oraz kreowanie nowoczesnych standardów stacji przyszłości.

Podpisany list intencyjny otwiera drogę do wspólnych prac nad kolejnymi dokumentami, które odnoszą się będą do warunków i szczegółowych kierunków współpracy między PKN ORLEN a NCBR.



Grupa ORLEN zwiększa inwestycje OZE w Wielkopolsce. PV Gryf ma też wsparcie z aukcji OZE

W sąsiedztwie działającej od lipca 2020 roku Farmy Wiatrowej Przykona (woj. wielkopolskie) rozpoczęła się budowa kolejnego odnawialnego źródła Energi z Grupy ORLEN – farmy fotowoltaicznej PV Gryf o mocy zainstalowanej 20 MW.

Energa OZE, spółka zależna Energi z Grupy ORLEN, wydała NTP (Notice To Proceed – ang. polecenie rozpoczęcia prac) dla farmy fotowoltaicznej PV Gryf 30 grudnia 2020 roku. Było to możliwe, ponieważ 14 grudnia ub.r. farma znalazła się też w gronie zwycięzców organizowanej przez URE aukcji zwykłej na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, w kategorii farm fotowoltaicznych i wiatrowych o mocy powyżej 1 MW. Wszystkie zwycięskie źródła mogą liczyć na stałą cenę sprzedaży do 2038 roku. Łącznie na lata 2021-2038 URE zakontraktował w tej aukcji wolumen ok. 42 mln MWh energii elektrycznej o wartości blisko 9,5 mld zł.

Proces wyboru generalnego wykonawcy PV Gryf zakończono w listopadzie ub.r. W umowie zabezpieczone zostało zastosowanie wysokosprawnych paneli fotowoltaicznych. Zagwarantują one optymalne wykorzystanie poeksploatacyjnych terenów kopalni Adamów, na których powstanie instalacja.

PV Gryf będzie największą farmą fotowoltaiczną należącą Grupy ORLEN. Składa się z około 40 tysięcy nowoczesnych paneli a jej moc zainstalowana to niemal 20MW. Farma fotowoltaiczna PV Gryf to kolejna inwestycja realizowana na terenach byłej kopalni węgla brunatnego Adamów w gminie Przykona. Ta lokalizacja jest ważna, wykorzystuje istniejącą infrastrukturę przesyłową. Należące do Energi tereny w gminie Przykona posiadają duży potencjał inwestycyjny. Szacuje się, że na 300 ha gruntów można wybudować aktywa o łącznej mocy ok. 160 MW.

Najnowsza generacja turbin

Pierwszym krokiem ku pełnemu wykorzystaniu tego potencjału była budowa FW Przykona. Zainstalowano na niej jedno z największych i najbardziej nowoczesnych turbin w Polsce Vestas V-126 o mocy jednostkowej 3,45 MW. Obecnie w Przykonie energię elektryczną produkuje 9 takich turbin wiatrowych o łącznej mocy 31,05 MW. Planowana roczna produkcja jest szacowana na ok. 80 GWh. Jest to pierwsza farma wiatrowa w Polsce, w której zastosowano ten model turbiny.

Farma wiatrowa Przykona to pierwsza inwestycja oddana do użytku po konsolidacji Grupy Kapitałowej Energa z PKN ORLEN. Dzięki tej inwestycji udział mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii do łącznej mocy zainstalowanej wszystkich źródeł wytwórczych Energi wzrósł do 39 proc. Wraz z uruchomieniem FW Przykona moc zainstalowana we wszystkich aktywach wiatrowych Energi wzrosła do 242 MW, a łączna szacowana roczna produkcja z tych źródeł – do ok. 500 GWh.

Rozbudowa nowych mocy OZE w Przykonie znacząco poprawi wskaźnik udziału odnawialnych źródeł w łącznej produkcji energii elektrycznej ze wszystkich aktywów Energi. Zgodnie z obecnymi trendami rynkowymi oraz postępującymi zmianami w otoczeniu makroekonomicznym, PKN ORLEN wspólnie z Energa dążą do powiększenia portfela wytwórczego z OZE, w szczególności wiatru i fotowoltaiki, co przysłuży się osiągnięciu przez Grupę ORLEN neutralności emisyjnej do 2050 roku.



ORLEN z umową przyłączeniową dla morskiej farmy wiatrowej

Wchodząca w skład Grupy ORLEN spółka Baltic Power podpisała z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi umowę o przyłączenie do sieci morskiej farmy wiatrowej na Bałtyku. To jeden z kluczowych etapów przygotowania inwestycji, gwarantujący, że czysta energia wyprodukowana na morzu trafi do krajowego systemu elektroenergetycznego.

- W ciągu najbliższych lat chcemy rozpocząć na Pomorzu produkcję energii elektrycznej, która zasili nawet milion gospodarstw domowych. To olbrzymie przedsięwzięcie, wymagające znaczącej rozbudowy sieci przesyłowej na północy Polski. Inwestycje w ten segment będą leżały po stronie Polskich Sieci Elektroenergetycznych. Podpisana umowa to mocny sygnał, że nasz projekt wchodzi w zaawansowaną fazę przygotowań – powiedział Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

Grupa ORLEN prowadzi prace przygotowawcze do realizacji morskiej farmy wiatrowej na Bałtyku o mocy do 1,2 GW. Inwestycja będzie zlokalizowana ok. 23 km od brzegu na wysokości Łeby i Choczewa. Energia elektryczna z farmy wiatrowej będzie wyprowadzona podziemną trasą kablową, prowadzącą od turbin do stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie. Stacja Polskich Sieci Elektroenergetycznych powstanie specjalnie na potrzeby odbierania

i dalszego przesyłu energii elektrycznej pochodzącej z farm wiatrowych na Bałtyku.

Jednym z filarów ogłoszonej pod koniec ubiegłego roku strategii ORLEN2030 jest rozwój obszaru energetyki, poprzez inwestycje w nisko- i zeroemisyjne źródła wytwarzania. Na ten cel - w tym na morską energetykę wiatrową - do końca dekady Koncern przeznaczy 47 mld zł.

Grupa ORLEN, jako pierwszy koncern paliwowo-energetyczny z Europy Środkowej, zadeklarował cel osiągnięcia neutralności emisyjnej w 2050 roku. Do 2030 roku koncern o 20% zredukuje emisję CO2 z obecnych aktywów rafineryjnych i petrochemicznych oraz CO2/MWh o 33% z produkcji energii elektrycznej. Będący w zaawansowanej fazie przygotowania projekt budowy morskiej farmy wiatrowej jest jedną z kluczowych inwestycji dla realizacji tych celów.



Jarosław Baran Prezesem ORLEN China

Stanowisko Prezesa ORLEN China, spółki z Grupy ORLEN pełni Jarosław Baran. To ceniony menadżer z wieloletnim doświadczeniem, zdobytym głównie na rynku azjatyckim. Zadaniem ORLEN China jest bezpośrednia sprzedaż produktów Koncernu, a tym samym wzmocnienie jego pozycji na perspektywicznym chińskim rynku oraz w sąsiednich krajach.

Jarosław Baran od ponad 10 lat mieszka i pracuje na terytorium Chińskiej Republiki Ludowej. Jest absolwentem Suzhou University (specjalność: Kultura Chin, Chiński Język i Literatura), Albertus Magnus College (MBA Leadership) oraz Central Connecticut State University (MBA, Ekonomia). To specjalista głównie w obszarze analiz rynkowych działalności gospodarczej w Chinach i w innych państwach azjatyckich. Posiada szerokie kompetencje w zakresie sprzedaży, zarządzania procesami produkcyjnymi oraz w zarządzaniu finansami na terytorium Chin. Doświadczenie zawodowe zdobywał pracując m.in. na stanowiskach kierowniczych w Ryerson, ATLAS, UTC, Pratt and Whitney oraz Sikorsky Aircraft.

Utworzona w ubiegłym roku spółka ORLEN China stała się centrum kompetencji sprzedażowych (w tym e-commerce), marketingowych, logistycznych i spedycyjnych na rynku chińskim. Spółka jest zarejestrowana w mieście Suzhou (prowincja Jiangsu) na wschodzie Chin. Obecnie prowadzi działalność głównie w prowincji Jiangsu oraz prowincjach sąsiadujących. Prowincja Jiangsu zamieszkiwana jest przez ponad 80 mln ludzi i stanowi ważny chiński ośrodek o charak-

terze przemysłowym, z rozwiniętym przemysłem maszynowym, elektronicznym i samochodowym. Prowincja posiada również 150 stref rozwoju i jest liderem w ich tworzeniu. Strefy te koncentrują bezpośrednie inwestycje zagraniczne, międzynarodowy handel oraz innowacje technologiczne.

Produkty Grupy ORLEN są oferowane w Chinach od 2016 roku. Pierwszy etap działalności ORLEN China objął sprzedaż olejów silnikowych, które do tej pory dystrybuowane były w Chinach za pośrednictwem zewnętrznych partnerów. Według szacunków Koncernu, zmiana modelu sprzedaży produktów pozwoli w najbliższych trzech latach wygenerować znacznie większy zysk operacyjny niż w przypadku kontynuowania wcześniejszego modelu handlowego.

Biurowo Prasowe PKN ORLEN



GAZ-SYSTEM podpisał umowę na projektowanie gazociągu Gustorzyn - Wicko

GAZ-SYSTEM podpisał z ILF Consulting Engineers Polska Sp. z o.o. umowę na wykonanie dokumentacji projektowej wraz ze sprawowaniem nadzoru autorskiego dla gazociągu Gustorzyn – Wicko. Nowa inwestycja jest związana z realizacją projektu Terminalu LNG typu FSRU, planowanego w Zatoce Gdańskiej.

Projektowane odcinki gazociągu Gustorzyn – Wicko będą miały łączną długość ok. 214 km, a ich trasę zaplanowano na terenie dwóch województw – pomorskiego i kujawsko-pomorskiego. Inwestycja będzie realizowana w podziale na dwa etapy: Gardeja – Kolnik o długości ok. 86 km oraz Gustorzyn – Gardeja o długości ok. 128 km.

– Rozpoczęliśmy właśnie etap projektowania gazociągu, który połączy budowaną tłocznice w Gustorzynie, poprzez węzeł gazowy w miejscowości Kolnik, ze statkiem LNG w Zatoce Gdańskiej. Ten obiekt będzie nowym punktem wejścia do krajowego systemu przesyłowego. Inwestycja umożliwi odbiór i transport zwiększonych ilości gazu ziemnego w celu zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania na to źródło energii – powiedział Tomasz Stępień, Prezes GAZ-SYSTEM. Zadanie to wpisuje się także w realizację celów polityki klimatycznej zarówno Polski, jak i Unii Europejskiej – dodał Stępień.

– Cieszymy się, że po raz kolejny możemy uczestniczyć w rozbudowie polskiego systemu przesyłowego oraz dziękujemy firmie GAZ-SYSTEM za wieloletnie zaufanie. Już wcześniej mieli-

śmy możliwość współpracować przy wielu strategicznych projektach. Nasza główna oś współpracy dotyczy właśnie gazociągów wysokiego ciśnienia – na zlecenie GAZ-SYSTEM zaprojektowaliśmy do tej pory ponad 1 400 km gazociągów przesyłowych m.in. Baltic Pipe, Rawa Mazowiecka-Wronów, Lwówek-Odolanów, czy Szczecin-Gdańsk – wskazuje Andrzej Dercz, Prezes ILF Consulting Engineers Polska.

Nowy gazociąg umożliwi efektywne rozprowadzenie gazu z rejonu Gdańska do odbiorców w Polsce, a w przyszłości przyczyni się do rozwoju rynku gazu LNG we wschodniej części Europy. Inwestycja wpłynie na poprawę przepustowości polskiego systemu przesyłowego oraz wzrost znaczenia gospodarczego tej części polskiego wybrzeża.

Od lutego br. trwają również prace projektowe związane z gazociągiem Kolnik – Gdańsk. Inwestycja o długości ok. 35 km połączy jednostkę FSRU z projektowanym węzłem w Kolniku i umożliwi odbiór gazu z pływającego terminalu oraz jego dalszy przesył. Za wykonanie dokumentacji projektowej i sprawowanie nadzoru autorskiego dla tej części inwestycji odpowiada konsorcjum firm Ramboll Polska sp. z o.o. oraz Ramboll Danmark A/S.

Terminal FSRU

Program FSRU zakłada umiejscowienie w Zatoce Gdańskiej pływającej jednostki FSRU (ang. Floating Storage Regasification Unit), która posiada funkcje magazynowania i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego - LNG (ang. Liquid Natural Gas).

Terminal FSRU ma być przystosowany do odbioru co najmniej 4,5 mld m³ gazu rocznie, z możliwością zwiększenia mocy regazyfikacyjnych w zależności od rozwoju rynku oraz wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w kraju i w regionie.

Oddanie inwestycji do użytkowania jest planowane w perspektywie 2026/2027 roku.



Studia dualne w AGH we współpracy z GAZ-SYSTEM

Senat Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie zatwierdził w grudniu 2020 r. program nowych studiów stacjonarnych II stopnia o profilu praktycznym (studia dualne) na kierunku studiów Inżynieria Naftowa i Gazownictwa (INiG), prowadzonych wspólnie z GAZ-SYSTEM na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu (WWNiG).

Celem studiów jest przygotowanie absolwentów o specjalistycznych kwalifikacjach zawodowych, którzy będą uczestniczyć w rozwiązywaniu najbardziej wymagających wyzwa-

branży energetycznej. Opracowany we współpracy ze spółką program studiów przygotuje absolwentów do realizacji zadań rozwojowych, a dzięki bogatemu planowi praktyk zawodowych absolwenci zdobędą także wiedzę i umiejętności wykorzystywane przy eksploatacji na obiektach gazowej sieci przesyłowej.

– Polska realizuje ambitny plan uzyskania niezależności energetycznej m.in. dzięki inwestycjom w branży gazowniczej, takim jak Baltic Pipe łączący Polskę z Szwecją i Norwegią, rozbudowa Terminalu LNG w Świnoujściu czy projekt terminalu pływającego w rejonie Gdańska. Do budowy tych inwestycji, a potem ich eksploatacji GAZ-SYSTEM potrzebuje wyspecjalizowanej kadry. Cieszę się, że Akademia Górniczo-Hutnicza wspólnie ze spółką przygotowała poświęcony branży program studiów, w ramach którego przyszli gazownicy będą się kształcić także praktycznie – powiedział Piotr Naimski, Pełnomocnik Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej. – W ten sposób zwiększamy naukowy potencjał techniczny polskich inżynierów – dodał Naimski.

– Dzięki uczestnictwu w studiach z profilowanym programem zawodowym i praktykom w GAZ-SYSTEM absolwenci będą lepiej przygotowani do podjęcia pracy w firmach z sektora gazowniczego. Naszym celem jest współpraca ze specjalistami, którzy obsłużą w przyszłości powstającą infrastrukturę gazową. Najlepsi znajdą możliwość podjęcia zatrudnienia lub odbycia staży w spółce – powiedział Artur Zawartko, Wiceprezes GAZ-SYSTEM.

Ukończenie studiów na kierunku INiG uprawnia także absolwentów m.in. do ubiegania się o uzyskanie uprawnień budowlanych w specjalności inżynierskiej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń cieplnych, wentylacyjnych, gazowych, wodociągowych i kanalizacyjnych bez ograniczeń.

W ostatnich kilku latach popyt na gaz ziemny, transportowany siecią GAZ-SYSTEM, wzrósł o ponad 30%, a wdrażane w krajach UE ograniczanie emisji szkodliwych substancji dodatkowo zwiększy zapotrzebowanie na ten surowiec w celu niskoemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Plany inwestycyjne GAZ-SYSTEM przewidują wybudowanie ponad 2000 km przesyłowych gazociągów wysokiego ciśnienia do 2025 r., co nadaje wymiar praktyczny współpracy z WWNiG AGH w zakresie przygotowywania specjalistycznej kadry.

Studia dualne dla 12-20 studentów zostaną uruchomione od semestru letniego 2021 r.

Iwona Dominiak
Rzecznik Prasowy GAZ-SYSTEM



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



Kalendarium

2.12.2020 r. odbyło się on-line posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej. Głównym celem posiedzenia był wybór nowego przewodniczącego Komisji z powodu śmierci dotychczasowego przewodniczącego, kol. Stanisława Józefczyka. Nową przewodniczącą GKR została wybrana dotychczasowa wiceprzewodnicząca, kol. Marzena Majdzik, a wiceprzewodniczącym kol. Krzysztof Janas. Skład Komisji został uzupełniony o kol. Piotra Kosowskiego z Oddziału SITP NiG w Krakowie.

22.12.2020 r. odbyło się on-line posiedzenie Zarządu Głównego SITP NiG. Na posiedzeniu stosownymi uchwałami zatwierdzono provizorium budżetowego SITP NiG oraz plan pracy na rok 2021. Ponadto Zarząd Główny zatwierdził zmianę i uzupełnienie składu Głównej Komisji Rewizyjnej SITP NiG, a w głosowaniu tajnym zaakceptował wniosek o nadanie tytułu Zasłużonego Seniora SITP NiG koledze Zdzisławowi Nowakowi z Oddziału w Gdańsku.

22.01.2021 r. w głosowaniu elektronicznym została podjęta uchwała zatwierdzająca regulaminy wewnętrzne SITP NiG: Regulamin Pracy zdalnej w SITP NiG oraz Aneks do Regulaminu pracy, wprowadzający możliwość pracy zdalnej po zakończeniu pandemii.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

90 lat

Barbara Krach z Oddziału w Krakowie
Janusz Łukocz-Łuniewski z Oddziału w Czechowicach

85 lat

Krystyna Ryba z Oddziału w Sanoku

80 lat

Danuta Kwiek z Oddziału w Tarnowie

75 lat

Stefan Nawrocki z Oddziału w Poznaniu
Marian Gardzina z Oddziału w Sanoku
Bolesław Stasiowski z Oddziału w Sanoku
Edward Grabowski z Oddziału w Tarnowie
Maria Bąk z Oddziału w Warszawie I

70 lat

Barbara Nowak z Oddziału w Katowicach
Barbara Łukasiewicz z Oddziału w Warszawie II
Bolesław Pakos z Oddziału w Katowicach
Janina Zeman z Oddziału w Czechowicach
Jan Cwołek z Oddziału w Katowicach
Hanna Dobrowolska z Oddziału w Warszawie II
Jerzy Libera z Oddziału w Gdańsku
Jerzy Czarniak z Oddziału w Katowicach
Jan Sęp z Oddziału w Krośnie
Andrzej Gonet z Oddziału w Krakowie
Halina Antos z Oddziału w Warszawie I
Tadeusz Wojda z Oddziału w Warszawie I

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

XIX posiedzenie Zarządu Głównego SITPNIg

22 grudnia 2020 r. odbyło się on-line XIX posiedzenie Zarządu Głównego SITPNIg. W posiedzeniu, któremu przewodniczył prezes SITPNIg Paweł Stańczak, uczestniczyło 16 członków Zarządu Głównego SITPNIg oraz przewodnicząca Głównej Komisji Rewizyjnej – Marzena Majdzik, Jolanta Likus – dyrektorka Biura Zarządu Głównego i główna księgowa SITPNIg – Małgorzata Kozdrój.

Podczas posiedzenia sekretarz generalny Rafał Kudrewicz przedstawił i omówił plan merytorycznego działania SITPNIg w roku 2021, który został zatwierdzony stosowną uchwałą. Zarząd Główny zatwierdził również provizorium budżetowe SITPNIg na 2021 r., warunkowo zarekomendowane przez Komisję Finansowo – Budżetową do przyjęcia w I kwartale, z za-
lecaniem dokonania korekty budżetu w marcu



2021 r. Ponadto Zarząd Główny zatwierdził zmianę i uzupełnienie składu Głównej Komisji Rewizyjnej SITPNIg w związku ze śmiercią jej przewodniczącego, Stanisława Józefczyka,

a w głosowaniu tajnym zaakceptował wniosek o nadanie tytułu Zasłużonego Seniora SITPNIg koledze Zdzisławowi Nowakowi z Oddziału w Gdańsku.

Posiedzenie Kapituły „Honorowej Szpady SITPNIg” dla Najlepszych Absolwentów Wydziału GGiOŚ oraz WNIg AGH



30 listopada 2020 r. o godz. 17 odbyło się zdalne posiedzenie Kapituły „Honorowej Szpady Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego - SITPNIg”.

W posiedzeniu udział wzięli:

- Dr Rafał Kudrewicz, Kanclerz Kapituły Honorowej Szpady SITPNIg, Sekretarz Generalny SITPNIg,
- Mgr inż. Waldemar Wójcik, Wicekanclerz Kapituły Honorowej Szpady SITPNIg, Wiceprezes Zarządu Głównego SITPNIg,

- Prof. dr hab. inż. Jacek Matyszkiewicz, Wicekanclerz Kapituły Honorowej Szpady SITPNIg, Dziekan Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska,
- Dr hab. inż. Mariusz Łaciak, Wicekanclerz Kapituły Honorowej Szpady SITPNIg, Dziekan Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu
- Dr hab. inż. Ewa Adamiec, Sekretarz Kapituły Honorowej Szpady SITPNIg, Prodziekan Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska,
- Dr hab. inż. Aneta Sapińska-Śliwa, Sekre-

tarz Kapituły Honorowej Szpady SITPNIg, Prodziekan Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu.

Kapituła przeprowadziła weryfikację kandydatów do nadania „Honorowej Szpady SITPNIg” dla Najlepszych Absolwentów Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska oraz Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej w roku akademickim 2019/2020.

W wyniku sporządzonej listy rankingowej i przeprowadzonej oceny absolwentów WGGiOŚ oraz WWNiG, do nagrody „Honorowej Szpady SITPNIg” dla Najlepszych Absolwentów zostali wytypowani:

- Pani mgr inż. Anna Szepter z Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, która studiowała na kierunku Górnictwo i Geologia,
- Pan mgr inż. Michał Figiel z Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu, który studiował na kierunku Inżynierii Naftowej i Gazowniczego.

Wyróżnienia otrzymuje czterech absolwentów WWNiG: Korzeń Karol, Kłoczek Magdalena, Jurkiewicz Michał oraz Kruk Jakub.

Aneta Sapińska-Śliwa

Sylwetki laureatów „Honorowej Szpady SITP NiG”



Pan mgr inż. Michał Figiel

Najlepszy absolwent z Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu na kierunku Inżynieria Naftowa i Gazownicza, a następnie na specjalności Inżynieria Gazownicza. Już od drugiego roku studiów był aktywnie zaangażowany w działalność naukową oraz życie uczelni.

Pan Michał Figiel zajmuje się tematyką fraktali oraz teorii chaosu. Jego praca inżynierska (2019) poświęcona była analizom zmian parametrów fraktalnych przestrzeni porowej skał zbiornikowych. Niezbędne badania przeprowadził podczas letnich praktyk w Zakładzie Geologii i Geochemii Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie. Praca magisterska (2020) Pana Michała Figla dotyczyła zaś wykorzystania teorii chaosu i rachunku fraktalnego do wyznaczania granic warstw skalnych w oparciu o pomiary geofizyczne na złożu Pluto (Australia).

Swój konferencyjny debiut Pan Michał Figiel miał w kwietniu 2017 roku podczas East Meets West – International Student Petroleum Congress & Career Expo, organizowanym przez Society of Petroleum Engineers (SPE). Od tego czasu wygłosił referaty na 8 innych konferencjach, z których najważniejsze to: 58. i 59. Konferencja Studenckich Kół Naukowych Pionu Górniczego AGH (podwójne I miejsce), East Meets West (2019 – I miejsce), Topical Issues of Rational Use of Natural Resources – International Forum-Contest of Young Researchers, Petersburg (2019 – II miejsce) czy Annual Technical Conference and Exhibition, Calgary (2019).

Pan Michał Figiel jest również autorem publikacji w krajowych i międzynarodowych czasopismach naukowych takich jak „AGH Drilling, Oil, Gas”, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN” czy „OnePetro”. Dodatkowo brał udział w programie ministerialnym o nazwie „Najlepsi z Najlepszych! 4.0”.

Od października 2017 do stycznia 2020 roku brał czynny udział w pracach Koła Naukowego Nafta i Gaz pełniąc funkcję wiceprezesa. Do zakresu jego obowiązków należała realizacja projektów i organizacja wydarzeń związanych z bieżącą działalnością Koła, przygotowanie referatów

czy reprezentacja na konferencjach i piknikach naukowych (21. Piknik Naukowy Polskiego Radia i Centrum Nauki Kopernik, Warszawa).

Za swoje osiągnięcia otrzymał Stypendium Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego na rok akademicki 2019/2020 oraz Stypendium Rektora dla najlepszych studentów w roku akademickim 2016/2017, 2017/2018, 2018/2019 i 2019/2020.

Obecnie jest doktorantem Szkoły Doktorskiej AGH. Bierze również udział w programie stażowym „KIERUNEK ORLEN” w ORLEN Upstream, gdzie pod okiem specjalistów zdobywa praktyczną wiedzę i umiejętności z zakresu eksploatacji i prowadzenia inwestycji naftowych.



Pani mgr inż. Anna Szreter

Najlepsza absolwentka z Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, specjalność - Mineralogia Stosowana z Gemmologią.

Osiągnięcia :

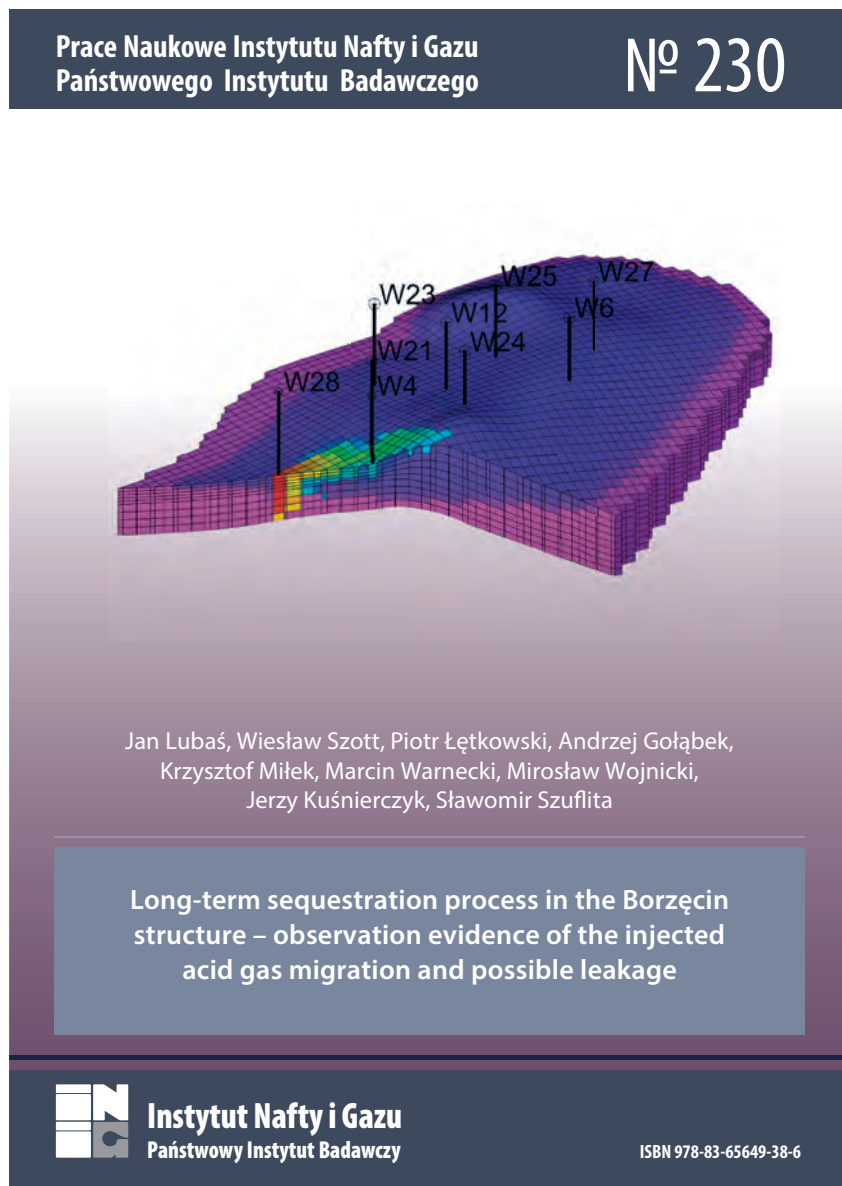
- 3-krotny udział w projekcie grantowym (Grant Rektorski 2018, 2019, 2020) w Kole Naukowym Geoturystyka – opracowanie Przewodnika Geoturystycznego po Dolinie Raclawki
- I miejsce na 58 oraz 59 Konferencji Studenckich Kół Naukowych Pionu Górniczego w sekcji Geoturystyka
- udział z referatem w International Forum of Young Researchers, Gornij Institut, Sankt Petersburg (2018)
- publikacja artykułu (praca zbiorowa) – Islandia oczami młodego geologa – relacja ze studenckiej wyprawy naukowej SKNG UWr (2018). Przegląd Geologiczny 67(11), 899-905+
- publikacja artykułu popularnonaukowego w magazynie skandynawskim Zew Północy (z tej samej wyprawy)
- udział w projekcie grantowym (Grant Rektorski 2019) w SKNS „Strati” – wyprawa do Nepalu, wernisaż fotografii, dwa artykuły w przygotowaniu
- udział w projekcie grantowym NCN OPUS w ramach współpracy (stypendium) z ING PAN (2018-2020)

Nowa monografia „Długotrwały proces sekwestracji w strukturze Borzęcin – obserwacja przejawów migracji zatłaczanych gazów kwaśnych i analiza możliwości ich wycieku”



Ukazała się drukiem nowa pozycja wydawnicza z serii *Prace Naukowe INiG – PIB*, pod nr 230, autorstwa: Jan Lubaś, Wiesław Szott, Piotr Łętkowski, Andrzej Gołąbek, Krzysztof Milek, Marcin Warnecki, Mirosław Wojnicki, Jerzy Kuśnierczyk, Sławomir Szuflita, pt.: *Long-term sequestration process in the Borzęcin structure – observation evidence of the injected acid gas migration and possible leakage* / *Długotrwały proces sekwestracji w strukturze Borzęcin – obserwacja przejawów migracji zatłaczanych gazów kwaśnych i analiza możliwości ich wycieku*. Książka napisana jest w języku angielskim.

Jak piszą Autorzy, monografia przedstawia wyniki badań przeprowadzonych w latach 2018–2020 w ramach europejskiego projektu SECURE. Jednym z działań podjętych w tym projekcie było określenie efektów długoterminowego procesu sekwestracji $\text{CO}_2\text{-H}_2\text{S}$ w strukturze Borzęcin. Niniejsza monografia zawiera całość historycznych danych eksploatacyjnych, określających zastosowane i wdrożone procedury procesu sekwestracji oraz wyniki szeregu różnych pomiarów i analiz przeprowadzonych na uprzednio pobranych powierzchniowych i wgłębnych próbkach płynów złożowych. Miały one na celu identyfikację migrujących w strukturze gazów kwaśnych oraz określenie potencjalnych dróg wycieku w kierunku powierzchni Ziemi. Istotnym elementem wykonanych badań i analiz jest model symulacyjny struktury Borzęcin, skonstruowany w oparciu o całość dostępnych danych geologiczno-złożowych. Model ten został skalibrowany z wykorzystaniem histo-



rycznych danych eksploatacyjnych oraz wyników dodatkowych pomiarów, a następnie wykorzystany do określenia podstawowych cech procesu sekwestracji, takich jak skład i nasycenie płynów złożowych, ich zmienność w czasie spowodowana migracją i przejściem między różnymi fazami. Wyniki obserwacji świadczące o braku wycieku gazów kwaśnych ze struktury Borzęcin zostały potwierdzone i objaśnione wynikami symulacji analizowanego procesu sekwestracji.

Recenzenci: prof. dr hab. Krzysztof Labus (Politechnika Śląska), dr Adam Wójcicki (Państwowy Instytut Geologiczny – PIB).

Pozycje liczy 176 stron, zawiera 23 tabele oraz 218 rysunków.

Zamówienia prosimy składać e-mailowo:

nafta-gaz@inig.pl
lub telefonicznie: 12 617 76 32.

Instytut Nafty i Gazu –
Państwowy Instytut Badawczy

ZAKŁAD SYMULACJI ZŁÓŻ WĘGLOWODORÓW I PODZIEMNYCH MAGAZYNÓW GAZU

INSTYTUT NAFTY I GAZU – Państwowy Instytut Badawczy

OFERUJEMY WYKONANIE NASTĘPUJĄCYCH PRAC:

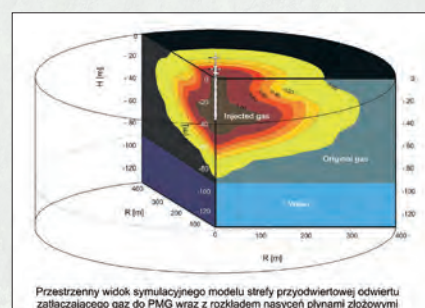
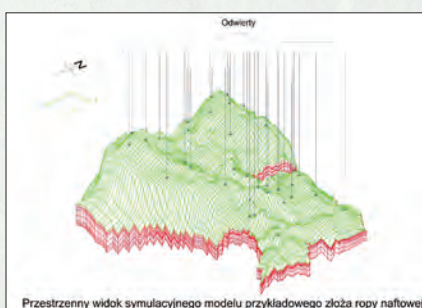
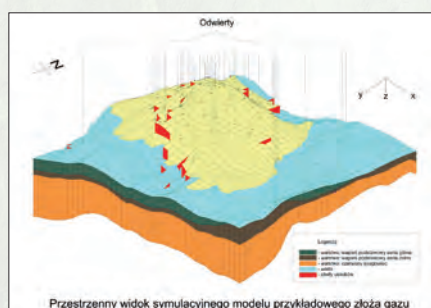
1. Charakterystyka złóż i analiza geostatystyczna własności złożowych.
2. Konstrukcja wielofazowych, 3-wymiarowych, złożowych modeli symulacyjnych.
3. Badania symulacyjne obejmujące:
 - określenie geologicznych, wydobywalnych i przemysłowych zasobów węglowodorów w złożu,
 - analiza dotychczasowego przebiegu eksploatacji z określeniem systemu energetycznego złoża i prognoza dalszej eksploatacji,
 - analiza alternatywnych strategii eksploatacji (metod wtórnych i trzecich wspomaganego wydobycia węglowodorów).
4. Symulacje procesów sekwestracji CO₂ w wodonośnych strukturach geologicznych.
5. Symulacje eksploatacji złóż niekonwencjonalnych (CBM, tight gas, shale oil/gas).
6. Modelowanie i symulacje procesów odmetanowania pokładów węgla.

ZAKŁAD:

- posiada wieloletnie doświadczenie (od połowy lat 1980-tych) w zakresie modelowania złóż,
- grupuje specjalistów z zakresu symulacji złożowych, inżynierii złożowej, metod numerycznych,
- współpracuje z zespołami: geologów, geofizyków, petrofizyków i analityków procesowych,
- dysponuje komercyjnymi narzędziami do modelowania i symulacji (Petrel, PVTsim, Eclipse 100 i 300) oraz nowoczesnym sprzętem komputerowym i wielkoformatowymi urządzeniami terminalowymi (typu ploter, skanery).

NAJWAŻNIEJSZE OPRACOWANIA OBEJMUJĄ:

- BMB – największe lądowe złożo naftowe w Polsce – optymalizacja rozwiercania złoża; analiza porównawcza wybranych wtórnych metod eksploatacji złoża; optymalizacja warunków wydobycia płynów złożowych,
- PMG Wierchowice – największy podziemny magazyn gazu w Polsce – optymalizacja programów jego funkcjonowania; analiza procesów mieszania się gazów rodzimego i zatłaczanego oraz jakości gazu odbieranego z magazynu,
- Projekty BlueGas – perspektywiczne formacje łupkowe – modelowanie niekonwencjonalnych formacji łupkowych w rejonie pomorskim i lubelskim,
- KWK Zofiówka – kopalnia orto-koksowego węgla kamiennego – symulacje zaawansowanych metod odmetanowania głębokiego pokładu węgla.



Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
Zakład Symulacji Złóż Węglowodorów i PMG
Kierownik: dr Wiesław Szott
tel. +48 13 436 14 48, +48 606 431 704
e-mail: szott@inig.pl

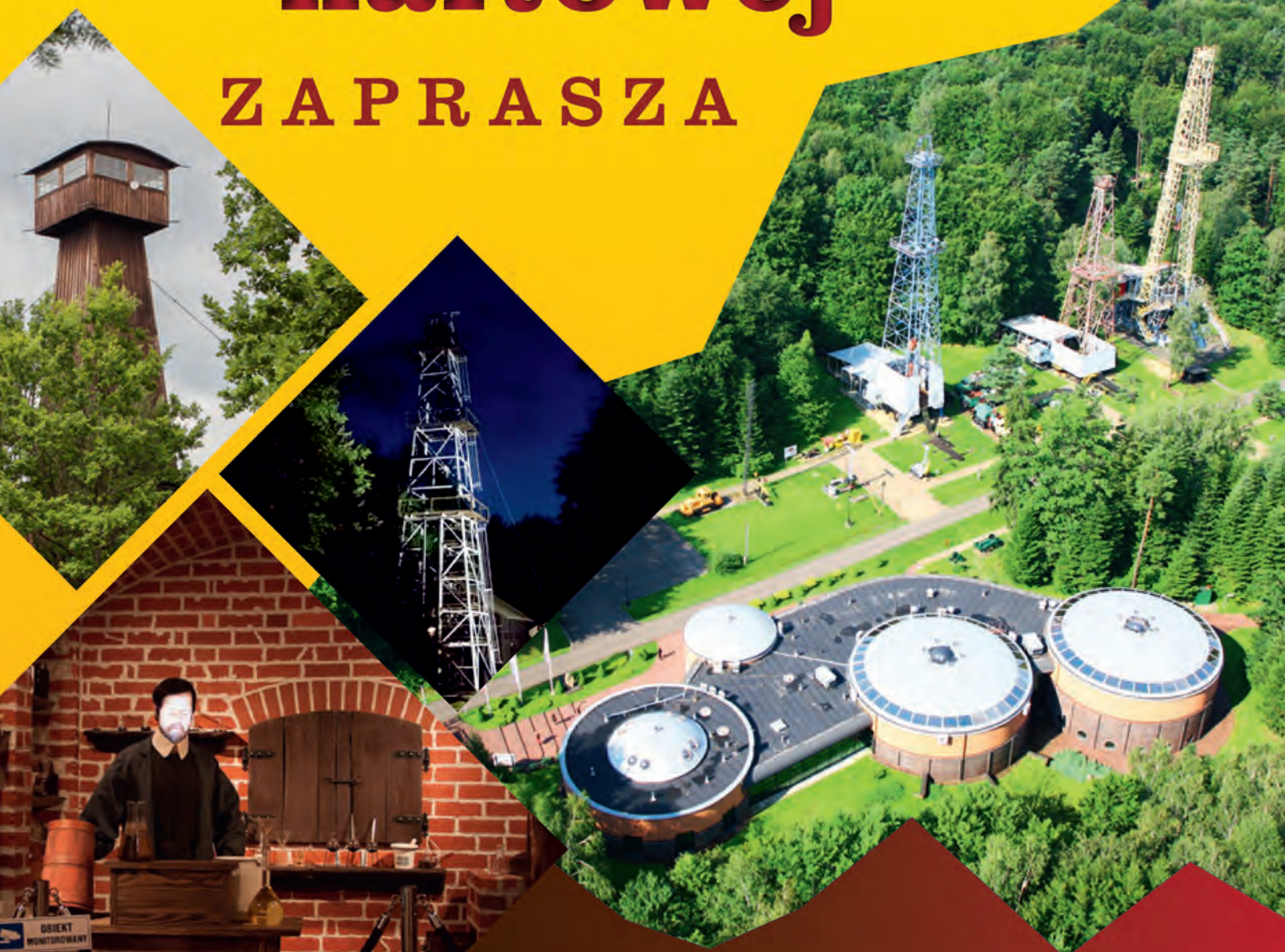




BÓBRKA

Najstarsza na świecie kopalnia ropy naftowej

ZAPRASZA



Bóbrka, ul. Kopalniana 35

38-458 Chorkówka

tel. 13 43 33 478

muzeum@bobrka.pl

www.bobrka.pl