

NR 2 (256)
luty
2020 r.
miesięcznik
Rok XXIII
ISSN-1505-523X
17 zł w tym 8%VAT

wiadomości

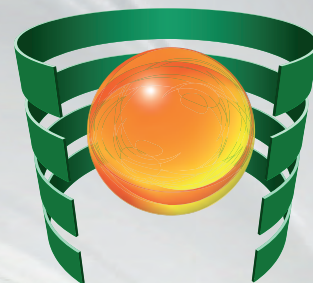
NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



ŚRODKI SMAROWE 2020

ZAKOPANE, 13-15 MAJA 2020 R.



ZAPRASZAMY

- producentów środków smarowych, olejów bazowych, dodatków do olejów, smarów i cieczy technologicznych
- dystrybutorów komponentów do środków smarowych
- pracowników działów B+R
- kadre zarządzającą gospodarką smarową
- przedstawicieli uczelni i instytutów badawczych
- producentów i dostawców sprzętu laboratoryjnego
- użytkowników środków smarowych

TEMATYKA KONFERENCJI

- najnowsze narzędzia badawcze stosowane w oznaczaniu parametrów fizyko-chemicznych i właściwości użytkowych środków smarowych
- problemy użytkowników środków smarowych
- nowoczesne środki smarowe do specjalistycznych zastosowań
- rynek środków smarowych wczoraj, dziś i jutro

 WWW.SRODKISMAROWE.INIG.PL



REJESTRACJA UCZESTNIKÓW

Ewa Ewa Suszczyńska-Ziąber
Tel. 12 61 77 664
e-mail: srodkismarowe@inig.pl





Ryszard Chylarecki
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Bieżący numer WNiG otwiera opracowany wspólnie przez pracowników Instytutu Nafty i Gazu – PIB oraz PGNiG S.A. artykuł, który powstał w ramach projektów finansowanych przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.. Pokazuje on metodykę rekonstrukcji profili litologicznych na podstawie modeli mineralogicznych łączących wyniki analiz składu mineralnego i chemicznego dla wybranych ośrodków geologicznych. W artykule pokazano także możliwości wykorzystania przenośnego spektrometru pXRF do określania profilu chemicznego w oparciu zarówno o archiwalne rdzenie wiertnicze jak i próby okruczowe. Pokazano także szerokie możliwości wykorzystania tak uzyskanych profili litologicznych.

Czy wiecie Państwo, że na 6366 zarejestrowanych w Głównym Urzędzie Nadzoru Budowlanego katastrof budowlanych, jakie zdarzyły się w latach 1995 – 2017 – tylko 5% spowodowanych było wybuchem gazu? Ale liczbowo było to ponad 300 katastrof. I właśnie katastrofom budowlanym gazociągów i instalacji gazowych poświęcony jest kolejny artykuł w dziale „Nauka i Technika”, w którym autorzy analizują je pod kątem obowiązujących w Polsce przepisów prawa. Opisano najbardziej spektakularne katastrofy (geneza, przebieg, zaistniałe nieprawidłowości i zaniedbania) i usystematyzowano najważniejsze wymogi techniczne i prawne, nieprzestrzeganie których doprowadziło do zaistnienia tragicznych w skutkach wydarzeń.

Blok naukowo-techniczny lutowego numeru WNiG zamyka artykuł zaprezentowany przez Exalo Drilling S.A., gdzie w Dziale Badań i Rozwoju oraz w Laboratorium Płynów i Cementów opracowano własną recepturę płuczki olejowej, którą z powodzeniem wykorzystano przy wierceniu otworów wiertniczych.

W artykule zwraca uwagę fakt, że parametry płuczki przez cały proces jej przygotowania były ściśle nadzorowane przez zleceniodawcę (inwestora otworu wiertniczego), z którym konsultowano wszelkie innowacyjne rozwiązania i parametry.

„Wieści z polskich firm” otwiera materiał o Mieszalni Gazu przy Ośrodku Kopalń Grodzisk w Wielkopolsce. Ta budowana etapami inwestycja jest ściśle związana z zagospodarowaniem złóż gazu niehandlowego o różnej kaloryczności, leżących w obszarze działań ośrodka Grodzisk. Wsad zasilany jest również gazem za złóż LMG (Ośrodek Kopalń Gorzów Wlkp. – Drezdenko). Pokazano sam proces technologiczny instalacji oraz zaangażowanie pracujących tam ludzi.

Ponadto zwracam Państwa uwagę na dwa artykuły poświęcone odbytym w kraju sympozjom i konferencjom. Izba Gospodarcza Gazownictwa zorganizowała sympozjum poświęcone zagadnieniom „gospodarki wodorowej”, a na naszych łamach znajduje się relacja z tego spotkania świata nauki i przemysłu. Parę stron dalej znaleźć można szerokie omówienie XX edycji Ogólnopolskiego Kongresu Energetyczno-Ciepłowniczego POWERPOL, którego organizatorem było Europejskie Centrum Biznesu. Wiodącym tematem kongresu była perspektywa rozwoju polskiej energetyki w nadchodzących latach, nad którą dyskutowało obszerne grono przedstawicieli rządu i gospodarki narodowej. Warto odnotować, że Wiadomości Naftowe i Gazownicze objęły nad kongresem patronat medialny.

W Biuletynie Informacyjnym Zarządu Głównego prezentujemy relację z uroczystego wręczenia „Honorowej Szpady SITPniG” najlepszym absolwentom 2019 roku z wydziałów: Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH oraz Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH. Gratulując zwycięzcy wspaniałego sukcesu – Redakcja WNiG życzy dalszego rozwoju zawodowego, czy to w obszarze biznesu czy w działalności naukowo-badawczej.

A w Stowarzyszeniu rozpoczęła się kampania sprawozdawczo-wyborcza. Na naszych łamach inauguruje ją relacja z walnego zebrania sprawozdawczo-wyborczego Koła SITPniG w Sandomierzu (Oddział Tarnów).

Redakcja Wiadomości Naftowych i Gazowniczych serdecznie zaprasza pozostałe Koła i Oddziały na nasze szpalty bo chcemy relacjonować kampanię aż po jesienny zjazd sprawozdawczo-wyborczy całej organizacji.

Ryszard Chylarecki

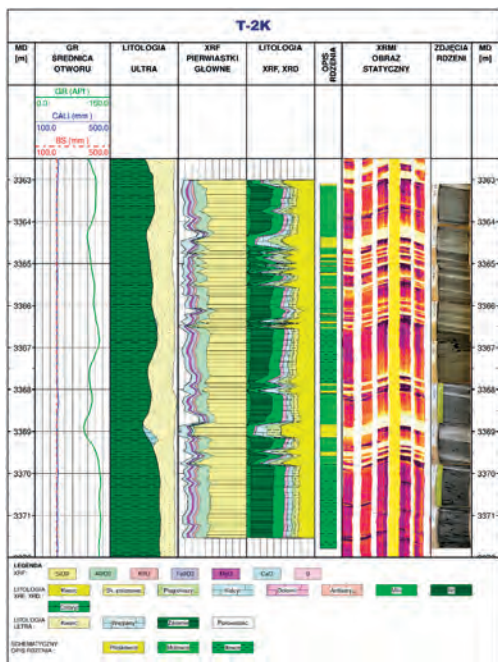


Fot. arch. Exalo Drilling S.A.

NAUKA W TECHNIKA.

- Możliwości wykorzystania profili litologicznych opracowywanych na podstawie wyników pomiarów składu chemicznego metodą pXRF na próbkach rdzeniowych i okruchowych

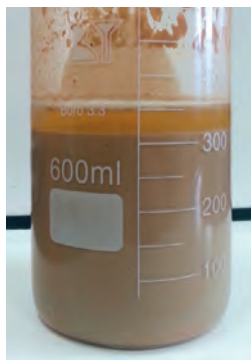
4



- Katastrofy budowlane gazociągów i instalacji gazowych w świetle obowiązujących przepisów
- Opracowanie własnej receptury płuczki olejowej przez Exalo Drilling S.A.

9

12



- Laboratorium Płynów i Cementów Exalo Drilling S.A. jako akredytowana jednostka badawcza

15



ENERGIA W GEOTERMALNA.

- Zasoby geotermalne Kenii

17

ANALIZY W KOMENTARZE.

- Przebieg łańcucha dostaw gazu ziemnego w postaci LNG

18

WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.

- Mieszka gaz od 15 lat

20



- „Biznes wrażliwy społecznie” docenia Oddział w Zielonej Górze

22

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 Aplis s.c. tel. 500 158 314

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKLAD: 2000 egz.

PRENUMERATA I KOLPORTAŻ: tel./fax 18 352 64 84

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

FOTO OKŁADKA:
str. I okł. – Fot. arch. Exalo Drilling S.A.

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

- PGNiG ma zielone światło na wydobycie ze złoża Skogul na Morzu Północnym 23
- Więcej odkryć na świecie w 2019 r. 23
- Projekt East Med, Unia i Turcja 23
- Rosja chce przyspieszenia spotkania OPEC+ z powodu koronawirusa 23
- Akcje Saudi Aramco najtańsze od 2 miesięcy 24
- Rozwój sektora LNG 24
- Nowe rozwiązanie w transporcie LNG 24
- Dobry rok dla Brazylii 24
- Nowa ocena zasobów rejonu North Slope na Alasce 24
- W dziale „Odkrycia” nadal Gujana, ExxonMobil i blok Stabroek 25
- Energia geotermalna i wiercenia naftowe 25
- PKN ORLEN zoptymalizuje przerób ropy 25
- Wszystkie tłocznie Baltic Pipe w Polsce z pozwoleniem na budowę 26
- Baltic Pipe: gazociąg łączący otrzymał pierwsze pozwolenia na budowę 26
- Umowa na rozbudowę terminalu LNG w Świnoujściu została podpisana 26

BIULETYN **W** INFORMACYJNY

- Kalendarium 27
- Jubileusze urodzinowe koleżanek i kolegów 27
- Honorowa Szpada SITPNiG dla najlepszych absolwentów 2019 27



NASZE **W** STOWARZYSZENIE.

- Wybory w Kole SITPNiG w Sandomierzu 29



KONFERENCJE **W** SYMPOZJA, TARGI.

- Wodór w infrastrukturze gazowej 31
- Relacja z XX edycji Ogólnopolskiego Kongresu Energetyczno-Ciepłowniczego POWERPOL 34

SPORT, REKREACJA **W** TURYSTYKA.

- Kolejny Barbórkowy Turniej w Kręgle o Puchar Przewodniczącego Koła SITPNiG w Lublinie 2019 38



KULTURA **W** KULTURA.

- Cantata Petram – wystawa geologiczna 40

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

Możliwości wykorzystania profili litologicznych opracowywanych na podstawie wyników pomiarów składu chemicznego metodą pXRF na próbkach rdzeniowych i okrucowych



Benedykt Kubik



Sylwia Kowalska



Rafał Skupio



Urszula Zagórska



Krzysztof Wolański

Possibilities of using lithological profiles prepared on the basis of the results of chemical composition measurements using the pXRF method on core and aggregate samples

Summary

Determination of lithological profile on the basis of geophysical measurements of chemical composition with GEM or LithoScanner probes is becoming a more and more frequently used tool for geophysical interpretation. A chemical profile analogous to GEM measurements can be obtained on the basis of measurements performed with a portable pXRF spectrometer. The paper presents a methodology for determining the mineral composition of drilled rocks on the basis of cheap and fast pXRF measurements, based on models combining the results of chemical composition analysis with the results of mineral composition tests (XRD). A great advantage of the proposed method is the possibility to use it on aggregate samples, as well as on archival cores. Lithological profiles made on the basis of chemical composition analysis can also be used in geological profiling, so that parallel to sedimentological description we can track changes in mineral composition of analyzed rocks. They can be the basis for interpretation in thin-layer centers or support trajectory control of directional holes.

Streszczenie

Określenie profilu litologicznego na podstawie pomiarów geofizycznych składu chemicznego sondami typu GEM lub LithoScanner staje się

coraz częściej wykorzystywanym narzędziem interpretacji geofizycznej. Analogiczny do pomiarów GEM profil chemiczny, można uzyskać na podstawie pomiarów wykonywanych przenośnym spektrometrem pXRF. Artykuł przedstawia metodykę określania składu mineralnego przewierczanych skał na podstawie tanich i szybkich pomiarów pXRF, w oparciu o modele łączące wyniki analizy składu chemicznego z wynikami badań składu mineralnego (XRD). Dużą zaletą proponowanej metody jest możliwość jej stosowania na próbkach okrucowych, jak również na archiwalnych rdzeniach. Profile litologiczne wykonywane na podstawie analizy składu chemicznego mogą być również stosowane przy profilowaniu geologicznym, dzięki czemu równoległe z opisem sedimentologicznym możemy śledzić zmiany składu mineralnego analizowanych skał, mogą stanowić podstawę interpretacji w ośrodkach cienkowarstwowych, czy wspomagać sterowanie trajektorią otworów kierunkowych.

Wstęp

Określenie profilu litologicznego w analizowanych otworach wiertniczych coraz częściej wykonywane jest na podstawie pomiarów geofizycznych składu chemicznego sondami takimi jak GEM (Halliburton) czy LithoScanner (Schlumberger). Analogiczny profil chemiczny do pomiarów GEM/LithoScanner można uzyskać na podstawie pomiarów wykonywanych przenośnym spektrometrem pXRF. W otworze wiertniczym mierzone są wyłącznie zawartości poszczególnych pierwiastków. Znajomość składu mineralnego badanego ośrodka skalnego (na podstawie badań XRD) pozwala znaleźć zależności łączące skład chemiczny i mineralny, a na-

stępnie stworzyć model mineralogiczny, dzięki któremu możliwa jest interpretacja litologiczna profilowań geochemicznych oraz wykonanie analogicznego do pomiarów GEM/LithoScanner profilu litologicznego. W Zakładzie Geofizyki Wiertniczej INiG-PIB opracowano metodykę rekonstrukcji profili litologicznych na podstawie modeli mineralogicznych łączących wyniki analizy składu mineralnego i chemicznego dla wybranych ośrodków geologicznych.

Rekonstrukcja profilu litologicznego

W celu rekonstrukcji profilu litologicznego wykorzystuje się pomiary składu chemicznego pXRF wykonane bądź to na próbkach rdzeniowych, bądź na próbkach okrucowych oraz określone wcześniej zależności, łączące zawartości wybranych składników chemicznych z zawartością poszczególnych minerałów określonych metodą XRD. W początkowym etapie prac istotne jest, aby, korzystając z danych mineralogicznych oraz wiedzy o poszczególnych basenach sedimentacyjnych, właściwie zdefiniować skład mineralny skał nawierconych w analizowanych otworach wiertniczych. Kolejnym etapem prac jest określenie, które składniki chemiczne i w jaki sposób korelują ze zdefiniowanymi wcześniej składnikami mineralnymi.

Obliczenia składu mineralnego bazują na opracowanych modelach łączących skład chemiczny ze składem mineralnym. Modele te, z jednej strony, definiują rodzaj minerałów budujących skałę w danym rejonie, a z drugiej określają empiryczne zależności pomiędzy składem chemicznym (dane XRF) a składem mineralnym (dane XRD). Przykładowe korelacje pomiędzy wybranymi składnikami mineralno-

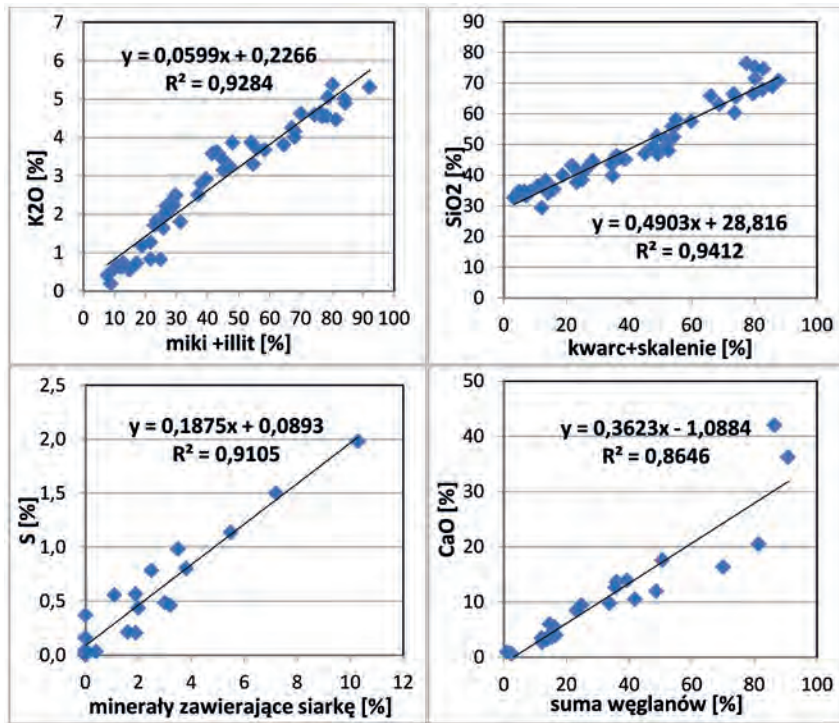
gicznymi i chemicznymi zostały przedstawione na rysunku 1.

Do rekonstrukcji profili litologicznych wykorzystywany jest program ProGeo 6.5, który umożliwia między innymi tworzenie i wykonywanie skomplikowanych algorytmów interpretacyjnych, dostosowanych do standardowych profilowań geofizycznych oraz punktowych danych laboratoryjnych. Na podstawie opracowanych modeli mineralogicznych określone są algorytmy obliczeń osobno dla danych z konkretnego otworu. Poniżej zaprezentowano przykładowe równanie, opisujące model składu mineralnego przyjęty w programie ProGeo 6.5:

$$Q + Sk + Kal + Dol + Illit + Chl + IL + PHI = 1$$

gdzie: Kwarc (Q); Skalenie (Sk); Kalcyt, Dolomit (Kal, Dol) – węglany; Illit, Chloryt (Illit, Chl) – zailenie; Porowatość (PHI).

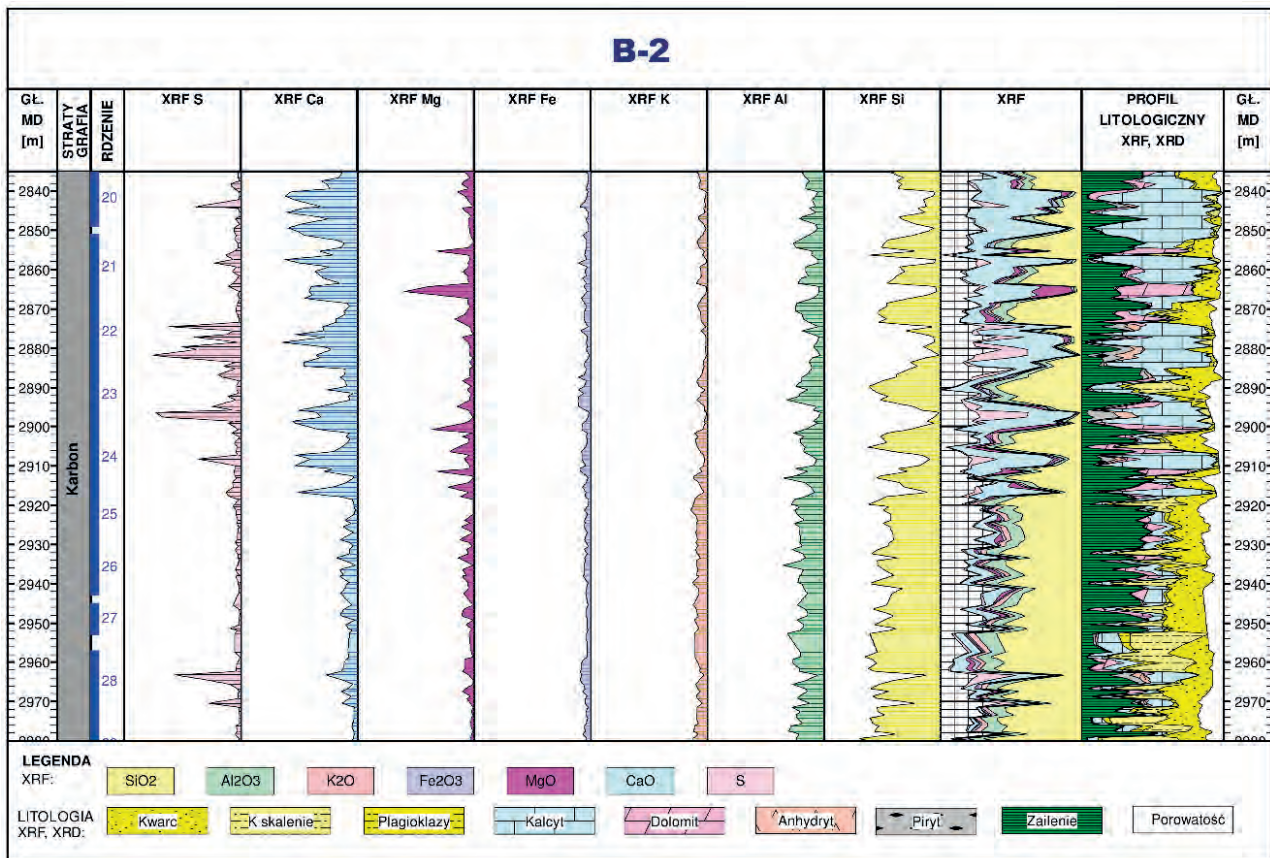
Zawartość każdego obliczonego składnika mineralnego jest ograniczona przyjętymi wartościami minimalnymi i maksymalnymi oraz wagowana odpowiednim współczynnikiem. Następnie obliczone zawartości składników mineralnych są bilansowane tak, aby suma składników mineralnych razem z porowatością stanowiła 100%. Ostatnim etapem jest obliczenie wyników (pojedynczych i skumulowanych) profilowań składu mineralnego i wykreślenie wyników razem z laboratoryjnymi danymi XRD. Wykorzystywane w trakcie interpretacji współ-



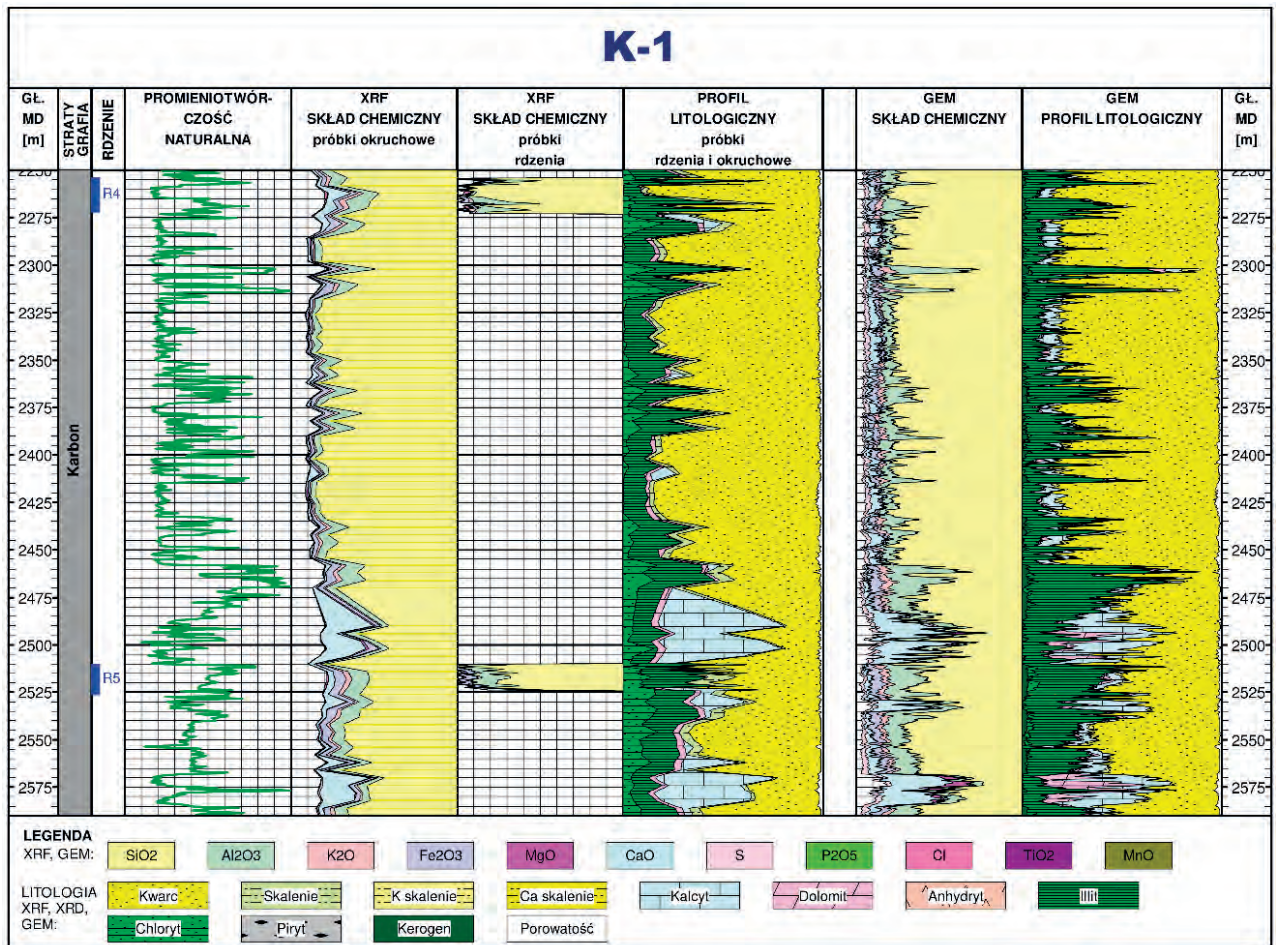
Rysunek 1. Wybrane zależności łączące zawartość różnych składników mineralnych z zawartością poszczególnych pierwiastków

czynnik wagowe dla poszczególnych składników dobierane są iteracyjnie, tak aby uzyskać najlepszą zgodność wyników obliczeń z danymi XRD. Występujące w obliczeniach wartości porowatości przyjmuje się jako dane wejściowe i nie są obliczane w ramach procedury rekon-

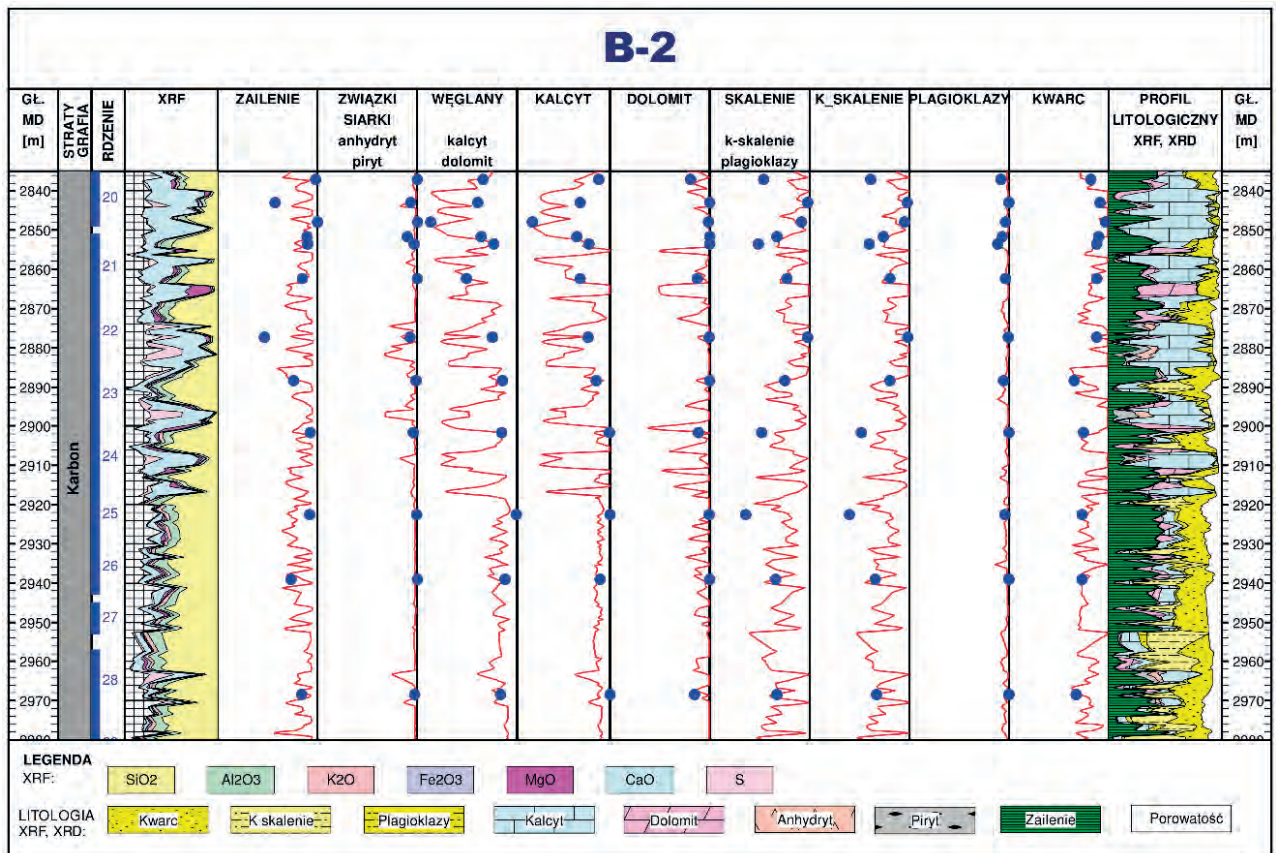
strukcji profilu litologicznego. Wyniki obliczeń są przedstawiane graficznie na diagramach obejmujących wybrany fragment profilu litologicznego – rysunek 2. Uzyskane wyniki obliczeń składu litologicznego na podstawie pomiarów pXRF i modeli mineralogicznych XRD/XRF są ze-



Rysunek 2. Wynik rekonstrukcji profilu litologicznego na podstawie pomiarów składu chemicznego na rdzeniu wiertniczym



Rysunek 3. Wynik rekonstrukcji profilu litologicznego na podstawie pomiarów składu chemicznego na próbkach rdzeniowych i okruchowych



Rysunek 4. Zestawienie wyników rekonstrukcji profilu litologicznego z pomiarami składu mineralnego XRD

stawiane z reperowymi wynikami badań XRD, a co za tym idzie, kontrolowana jest wiarygodność odtwarzania składu litologicznego.

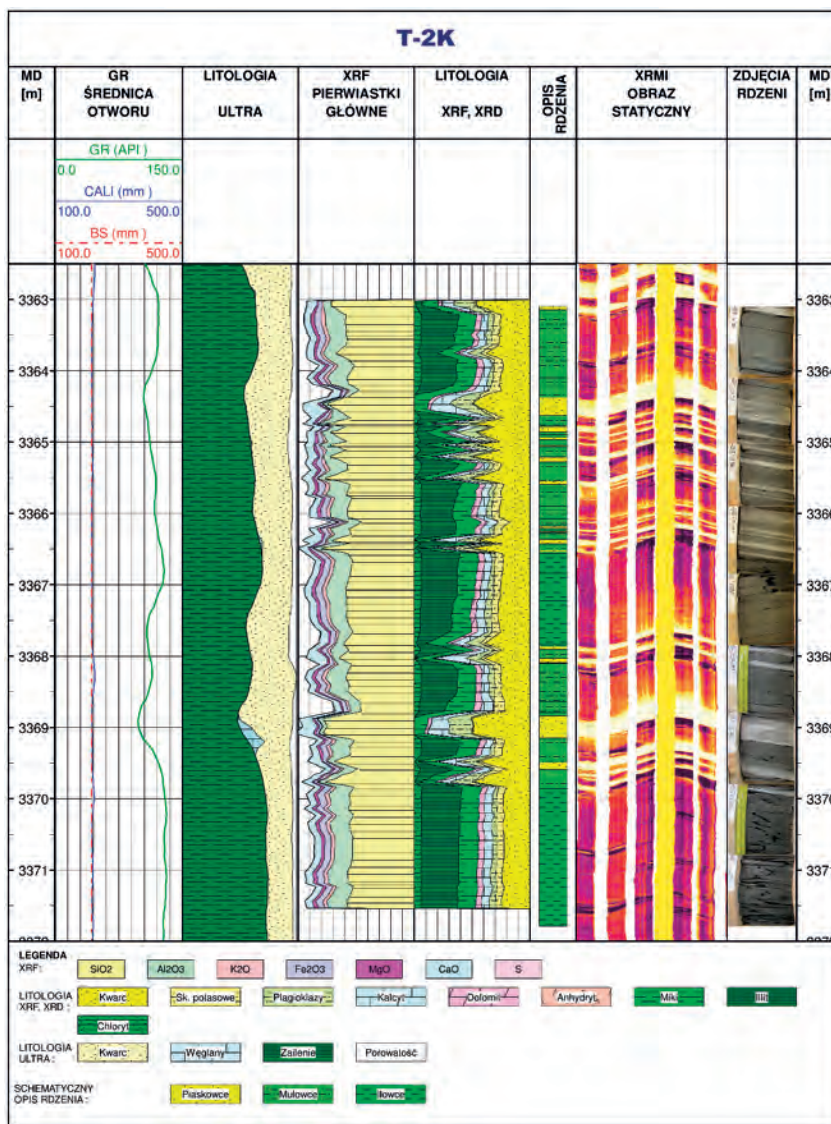
Profile zmienności składu chemicznego (pXRF) i weryfikacja wyliczonych profili litologicznych

Wykonane pomiary pXRF mogą być przedstawione graficznie jako krzywe zmienności wybranych składników chemicznych (w formie tlenków lub pierwiastków) oraz w formie skumulowanego składu chemicznego – rysunek 2 i 3. Dane pXRF (rys.2), dotyczące poszczególnych pierwiastków przedstawione zostały w oddzielnych kolumnach. Skumulowany skład chemiczny przedstawiony został w przedostatniej kolumnie rysunku. Jak to zaprezentowano na rysunku 3, dane uzyskane na materiale rdzeniowym i okrucowym mogą być ze sobą łączone, dzięki czemu uzyskuje się ciągłość profilu litologicznego.

Jakość wykonanych prac zweryfikowano poprzez porównanie uzyskanych wyników obliczeń z reperowymi wynikami analizy składu mineralnego XRD (rys. 4) oraz z wynikami pomiarów sondą GEM (rys. 3). Na rysunku 4 przedstawiano obliczone zawartości poszczególnych minerałów, zestawione z punktowymi wartościami analogicznych danych, określonych na podstawie XRD (niebieskie kropki). Duża zgodność wyników obliczeń składu litologicznego na podstawie pomiarów pXRF i modeli mineralogicznych XRD/XRF z reperowymi wynikami badań XRD świadczy o dobrym odtworzeniu składu litologicznego w badanym otworze.

W jednym z otworów dysponowano interpretacją danych pomiarowych sondą chemiczną GEM firmy Halliburton. Rysunek 3 przedstawia zestawienie pomiarów pXRF wykonanych na próbkach rdzeniowych i okrucowych oraz połączonych wyników obliczeń profilu litologicznego z odpowiadającymi im pomiarami i interpretacją danych sondy GEM. Z oczywistych względów rozdzielczość pionowa danych opartych na próbkach okrucowych jest niższa niż rozdzielczość pomiarów geofizycznych wykonanych w otworze, jednak wyraźnie widać, że wszystkie charakterystyczne zmiany w składzie chemicznym i litologicznym rejestrowane sondą GEM znajdują swoje odzwierciedlenie w pomiarach pXRF i w odpowiadającej im rekonstrukcji profilu litologicznego.

Wysoka zgodność zarówno samych pomiarów chemicznych, jak i obliczonego profilu litologicznego z pomiarami i wynikami interpretacji sondy GEM potwierdza dodatkowo możliwość wykonywania profili litologicznych na podstawie pomiarów na próbkach okrucowych. Nie zanotowano zaburzeń wyników



Rysunek 5. Przykład zastosowania rekonstrukcji profili litologicznych w cienkowarstwowym ośrodku skalnym

analizy składu mineralnego z powodu obecności w próbkach okrucowych dodatków do płuczki wiertniczej.

Możliwości zastosowania profili litologicznych w praktyce

Wyniki rekonstrukcji profilu litologicznego mogą w pierwszej kolejności być wykorzystywane przy interpretacji standardowych profilowań geofizyki wiertniczej. Na przykład w oparciu o istniejące pomiary pXRF, konkretnie zawartość K_2O , można wprowadzić precyzyjną poprawkę do oryginalnego profilowania promieniotwórczości naturalnej GR w związku z obecnością skaleni czy mik. Stosując skorygowane profilowanie ponownie możemy obliczyć skład mineralny przewiercanego ośrodka i rzeczywistą wartość zailenia. Wyniki interpretacji po tak wprowadzonej poprawce lepiej korespondują z pomiarami mineralogicznymi XRD.

Pomiary pXRF przeprowadzone na rdzeniu wiertniczym umożliwiając również wykonanie

interpretacji składu mineralnego w cienkowarstwowym ośrodku skalnym z większą rozdzielczością niż standardowa interpretacja danych geofizycznych. Rysunek 5 przedstawia zestawienie wyników interpretacji litologii programem ULTRA z wynikami obliczeń składu mineralnego na podstawie pomiarów pXRF. Wysoka zgodność wyników rekonstrukcji składu mineralnego z pomiarami XRFMI oraz zdjęciami rdzeni wiertniczych potwierdza spójność interpretacji zarówno z wysokorozdzielczymi pomiarami geofizycznymi, jak i makroskopowym opisem rdzeni wiertniczych.

Ponadto pomiary XRF oraz wyniki interpretacji składu mineralnego mogą być wykorzystane w korelacji międzyotworowej, wykonywanej w celu sterowania trajekcją otworu kierunkowego (rys. 6). W pierwszym etapie wykonywane są pomiary oraz interpretacja składu mineralnego na odpowiednio przygotowanym materiale rdzeniowym w bazowym otworze pionowym (P-4). Następnie jesteśmy w stanie śledzić zmia-

ny w składzie pierwiastkowym przewierczanych warstw otworu kierunkowego/horyzontalnego (P-5H) i porównywać uzyskiwane wyniki ze strefami o różnym składzie mineralnym przewierczanych warstw, wydzielonych w reperowym otworze pionowym (P-4). Dzięki wcześniejszemu przygotowaniu zestawu danych dla otworu/otworów występujących w otoczeniu planowanego otworu kierunkowego możliwa jest więc bieżąca interpretacja litologiczna oraz korelacja międzyotworowa, wykonywana wraz z postępem prac wiertniczych. Monitoring składu chemicznego umożliwia rozpoznanie subtelnych zmian w składzie mineralnym przewierczanych warstw oraz ułatwia podejmowanie decyzji dotyczących trajektorii wierconego otworu w interesującej serii litostratygraficznej.

Podsumowanie

- Zaprezentowana metodyka pozwala opracowywać szczegółowe, dedykowane dla poszczególnych basenów sedymentacyjnych, modele mineralogiczne. Modele te mogą być w przyszłości wykorzystane również w innych otworach odwierconych w ich sąsiedztwie.
- Pomiary wykonywane przenośnym spektrometrem pXRF otwierają nowe możliwości wykonywania profili litologicznych na podstawie zarówno próbek

okruchowych, jak i rdzeni archiwalnych, nie tylko współczesnych ale również pochodzących ze starszych otworów, często znacznie lepiej opróbowanych niż to jest praktykowane w ostatnich latach.

- Opracowaną procedurę można również zastosować w otworach archiwalnych, dostarczając narzędzi do wykonywania korelacji między otworowych oraz weryfikacji i ewentualnej korekty danych geofizyki wiertniczej. Pozwala ona na wykorzystanie informacji geologicznej zawartej w bogatym materiale rdzeniowym jaki został pozyskany w latach 70 i 80, kiedy powszechnie stosowano pełne rdzeniowanie analizowanych poziomów stratygraficznych.
- Profile litologiczne wykonywane na podstawie analizy składu chemicznego mogą być stosowane przy profilowaniu geologicznym, dzięki czemu równolegle z opisem sedymentologicznym możemy śledzić zmiany składu mineralnego analizowanych skał.
- Zrekonstruowany profil litologiczny może być bezpośrednio porównywany z wynikami interpretacji sondy GEM oraz wykorzystywany przy interpretacji krzywych geofizycznych, m.in. dając możliwość wprowadzania ciągłej poprawki na

obecność skaleni potasowych przy wyliczaniu zailenia.

- Istnieje również możliwość stosowania pomiarów pXRF w sterowaniu trajektorią wierconego otworu wiertniczego.
- Pomiary pXRF mogą być także wykorzystane do określania składu mineralnego w cienkowarstwowym ośrodku skalnym z większą rozdzielczością pionową niż standardowa interpretacja geofizyczna.

Podziękowania

W artykule zaprezentowano wyniki prac wykonanych w ramach projektów finansowanych przez PGNiG S.A. Autorzy artykułu dziękują PGNiG S.A za udzielenie pozwolenia na publikację wyników wyżej wspomnianych prac.

Benedykt Kubik

Sylwia Kowalska

Rafał Skupio

Urszula Zagórska

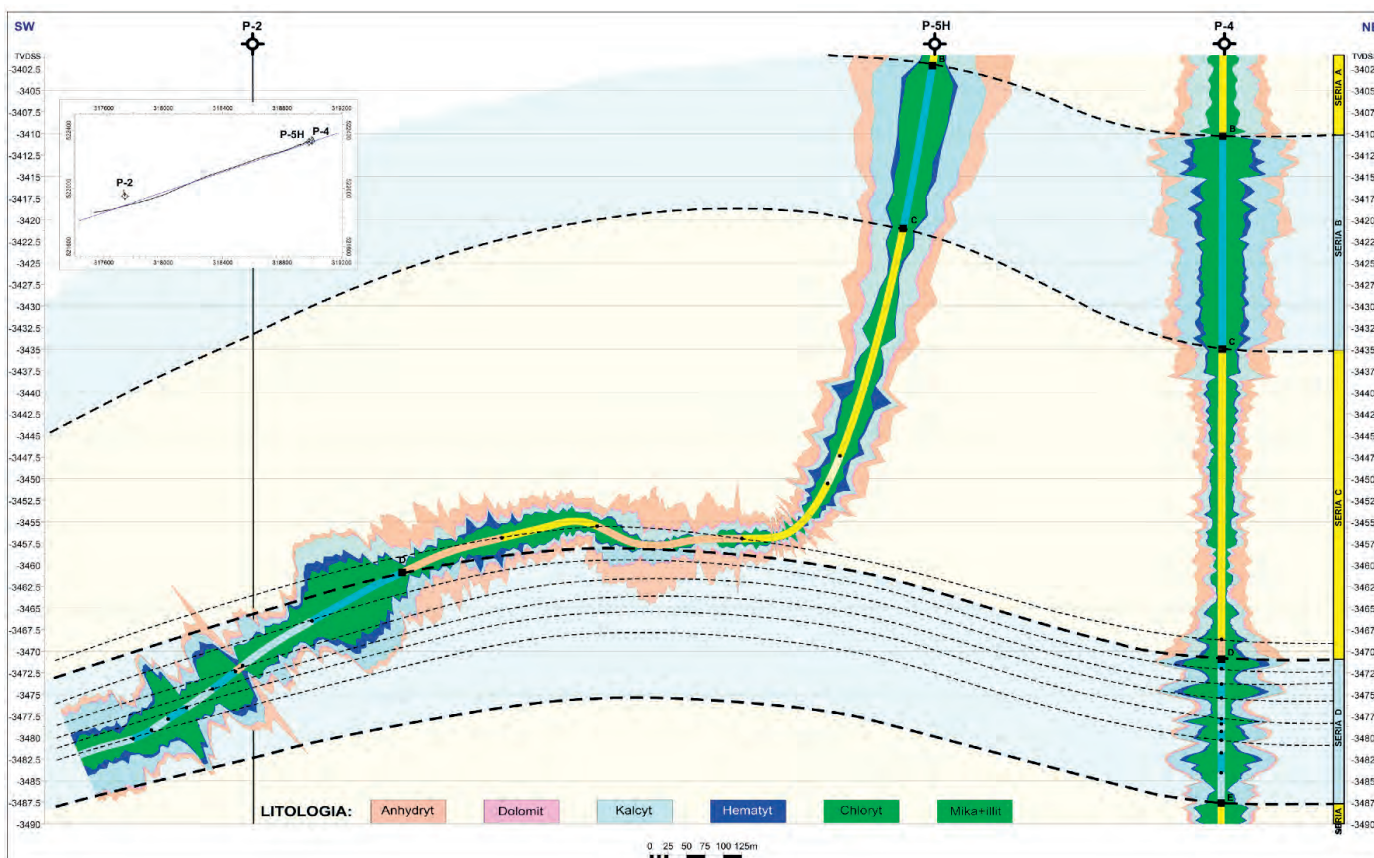
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy

Instytut Badawczy

Krzysztof Wolański

Polskie Górnictwo Naftowe

i Gazownictwo S.A.



Rysunek 6. Przykład zastosowania rekonstrukcji profili litologicznych do sterowania trajektorią otworu wiertniczego

Katastrofy budowlane gazociągów i instalacji gazowych w świetle obowiązujących przepisów



Andrzej Barczyński



Paweł Barczyński

Motto

*Sama wiedza nie wystarczy,
trzeba jeszcze umieć ją stosować.*

Johann Wolfgang von Goethe

Construction catastrophe on gas pipelines and gas installations in the light of the applicable regulations

Abstract

Gas explosions and fires pose a serious threat to human life and health, as well as destructively affect building structures, thus generating serious material losses. The article presents examples of construction catastrophes that have occurred in Poland in recent years. On the basis of two spectacular cases (transmission and distribution gas pipeline), the causes and effects of a construction disaster were discussed in the aspect of applicable technical regulations. The conclusions may be useful for technical services responsible for technical and operational safety and public safety as well as gas system reliability.

Streszczenie

Wybuchy oraz pożary gazu stwarzają poważne zagrożenie dla życia i zdrowia ludzi, jak również destrukcyjnie wpływają na konstrukcje budowlane, generując tym samym poważne straty materialne. W artykule przedstawiono przykłady katastrof budowlanych, które wydarzyły się w Polsce w ostatnich latach. Na podstawie dwóch spektakularnych przypadków (gazociąg przesyłowy i dystrybucyjny) omówiono przyczyny i skutki powstania katastrofy budowlanej w aspekcie obowiązujących przepisów technicznych. Wnioski mogą być przydatne dla służb technicznych odpowiedzialnych za bezpieczeństwo techniczno-operacyjne i publiczne oraz niezawodność pracy systemu gazowniczego.

Do katastrofy budowlanej dochodzi najczęściej w wyniku zdarzeń losowych, do których zalicza się działania sił natury, np. silnych wiatrów, intensywnych opadów deszczu lub śniegu, wstrząsów sejsmicznych. Przyczyną katastrof budowlanych może być też działalność

człowieka, np. wybuch gazu, pożar, wypadek komunikacyjny, w wyniku którego budynek może ulec zniszczeniu.

Od roku 1995 do 2017 w Głównym Urzędzie Nadzoru Budowlanego zarejestrowano 6366 katastrof budowlanych. Tylko 5 proc. z nich, czyli 332 spowodowanych było wybuchem gazu.

Ryzyko powstania zagrożeń wywołanych gazem ziemnym istnieje na każdym etapie przesyłu i dystrybucji. Źródłem zagrożeń są najczęściej przyczyny „obiektywne” (korozja, wady materiałowe czy przypadkowe uszkodzenia), jak również mogą nimi być celowe działania dewastacyjne lub sabotażowe i terrorystyczne [1,2,3].

Ogólnie bezpieczeństwo w transporcie gazu można rozpatrywać jako: bezpieczeństwo energetyczne (zapewnienie ciągłości dostaw gazu), bezpieczeństwo techniczno-operacyjne (właściwe zaprojektowanie, budowa oraz właściwa eksploatacja, zwiększenie niezawodności pracy systemu poprzez wprowadzenie nowoczesnych technologii i rozwiązań technicznych), bezpieczeństwo publiczne (ryzyko powstania zagrożeń wokół obiektów gazowniczych) [2,3]. Zapewnieniu niezawodności funkcjonowania systemu gazowniczego i bezpieczeństwa przesyłu i dystrybucji gazu służy zarządzanie ryzykiem w każdej fazie „życia systemu”, czyli na etapie projektu – ustalenie stref bezpieczeństwa, w trakcie budowy – uzyskanie certyfikatu bezpieczeństwa, w eksploatacji – procedury, monitoring, łączność, zaplecze logistyczne.

Gaz eksploduje z siłą większą od trotylu. Jeśli gaz znajduje się w każdym centymetrze sześciennym obiektu, to zainicjowany wybuch powoduje rozsunięcie się ścian, dlatego, że siła do nich przyłożona jest w każdym punkcie pomieszczenia jednakowa. I tym właśnie wybuch gazu różni od wybuchu materiału wybuchowego, gdzie siła jest zwielokrotniona w stosunku do najbliższych ścian, i zmniejszona do tych położonych dalej. Gdyby chciało się osiągnąć taki efekt jak przy wybuchu gazu, to trzeba byłoby rozłożyć w budynku materiał wybuchowy w kilkaset, a nawet w tysiącu otworach strzałowych.

Gaz ziemny, którego główny składnik stanowi metan, jest w określonych warunkach łatwopalny i wybuchowy. Jest gazem bezbarwnym, lżejszym od powietrza (ważna zaleta, gdyż przy dobrej wentylacji można jego łatwo usunąć z pomieszczenia), nie posiada zapachu (dlatego jest nawaniany w systemie gazowniczym), nie jest trujący, ale przy zawartości w powietrzu powyżej 25% może oddziaływać dusząco i odurzająco na człowieka (z powodu niedoboru tlenu). Temperatura samozapłonu metanu wynosi około 650°C. Przy stężeniu gazu w powietrzu w granicach od ok. 5% do 15% tworzy się mieszanina wybuchowa. Adiabatywna temperatura płomienia wynosi 1950 °C. Groźniejszym paliwem od gazu ziemnego jest propan-butan (LPG), który jest cięższy od powietrza (trudno go usunąć z pomieszczenia) i posiada wyższą temperaturę spalania, niższe granice wybuchowości (2 do 9 %) i większą wartość ciśnienia wybuchu (wyższa prędkość rozchodzenia się fali wybuchowej). Większość katastrof budowlanych spowodowana jest gazem płynnym (LPG).

W zależności od prędkości rozchodzenia się fali, rozróżnia się: deflagację (wybuch właściwy) oraz detonację (eksplozję) [4]. Detonacja jest znacznie groźniejsza w skutkach od wybuchu właściwego (szacuje się, że przyrost ciśnienia jest nawet 10 krotnie większy niż w przypadku deflacji). Samo zjawisko wybuchu ma najczęściej przebieg deflagacyjny, tzn. spalanie następuje z prędkością nie większą niż prędkość dźwięku w mieszaninie gazowej, pod warunkiem, że pomieszczenia mają regularne kształty. Poszczególne wymiary pomieszczeń mieszkalnych (długość, szerokość, wysokość) są w zasadzie do siebie zbliżone i można założyć, że spełniają te warunki. W przypadku natomiast obszarów wydłużonych, typu tunel, rurociąg czy korytarz piwniczny w budynku, wybuch może mieć przebieg bardziej złożony, w skrajnych przypadkach prowadząc nawet do powstawania fali uderzeniowej.

Nieodłącznym zjawiskiem towarzyszącym wybuchowi gazu jest gwałtowny przyrost ci-

śnienia, często połączone z bardzo wysoką temperaturą. Z kolei głównymi parametrami charakteryzującymi oddziaływanie skutków wybuchu na konstrukcje budowlane bądź na człowieka są: fala uderzeniowa, promieniowanie cieplne, a także szkodliwe produkty spalania i hałas [5].

Jak tragiczne skutki mogą powodować zdarzenia spowodowane wybuchem gazu, można przekonać się analizując katastrofy, które wydarzyły się w Polsce w ostatnim trzydziestolecu [6]. Z bardziej spektakularnych katastrof można wymienić:

- 1 lutego 1976 r. w Gdańsku Siedlcach w wyniku wybuchu gazu zawalił się 2-piętrowy budynek mieszkalny, który nie był podłączony do miejskiej sieci gazowej. Przyczyną katastrofy był gaz wydobywający się z nieszczelnych rur biegnącego pod ziemią gazociągu, który przedostał się do piwnicy budynku i eksplodował (17 osób poniosło śmierć, 11 zostało rannych)
- 15 lutego 1979 r. w centrum Warszawy na skrzyżowaniu ulicy Marszałkowskiej i Alei Jerozolimskich wybuch gazu doszczętnie zniszczył budynek „Rotundy”, w którym mieścił się oddział PKO. Również w tym przypadku przyczyną był wybuch gazu ziemnego, który migrując przedostał się z uszkodzonego gazociągu poprzez kanał instalacji telekomunikacyjnej do wnętrza nieposiadającego własnej instalacji gazowej budynku (49 osób zostało zabitych, a 135 rannych)
- 22 stycznia 1982 r. w Łodzi na osiedlu Retkinia, w budynku wielokondygnacyjnym eksplozja gazu zniszczyła cały parter. Prawdopodobną przyczyną było przedostanie się gazu ze skorodowanej sieci zewnętrznej wzdłuż ciepłociągu do piwnicy, gdzie nagromadził się do stężenia wybuchowego (2 osoby poniosły śmierć, a 10 zostało rannych)
- 7 grudnia 1983 r. również na łódzkim osiedlu Retkinia wybuch spowodował całkowite zawalenie się 1/3 pięciokondygnacyjnego budynku. Przyczyną katastrofy było uszkodzenie przez koparkę przyłącza gazowego nie naniesionego na dokumentację geodezyjną (8 ofiar śmiertelnych i co najmniej 3 osoby ranne)
- 17 kwietnia 1995 r. w Gdańsku w dzielnicy Wrzeszcz doszło do potężnej eksplozji. Wybuch zniszczył trzy kondygnacje budynku. Przyczyną wybuchu było rozszczelnienie instalacji gazowej poprzez celowe odkręcenie dwóch korków odwadniaczy, czego efektem było ulatnianie się gazu i wytworzenie mieszaniny wybuchowej. Pod gruzami wieżowca zginęły 22 osoby.

49 mieszkańców udało się uratować, ale wśród nich było 12 rannych.

- 31 maja 2011 r. w Kazimierzu Dolnym wybuch gazu spowodował zawalenie się 3 kondygnacyjnego budynku należącego do Zespołu Szkół
- 14 listopada 2013 r. w Jankowie Przygodzkim podczas budowy dublującego gazociągu DN700 wydarzyła się katastrofa budowlana na gazociągu wysokiego ciśnienia DN500 wybudowanym w r. 1974. W wyniku katastrofy doszło do zapalenia się gazu, co spowodowało śmierć dwóch pracowników, obrażenia ciała osób zamieszkałych na tym terenie oraz duże straty materialne (uszkodzenie 10 domów jednorodzinnych i 2 budynków gospodarczych)
- 23 października 2014 r. w wyniku eksplozji gazu doszło do zniszczenia budynku w Katowicach, w wyniku katastrofy 3 osoby zginęły, a 5 zostało rannych

Do wybuchu gazu na ul. Leszczykowej w Szczyrku doszło 4 grudnia 2019 r. grzebiąc ośmioro mieszkańców. Eksplozja była tak silna, że wielu mieszkańców Szczyrku miało wrażenie, jakby to ich domy się waliły. Przyczyną katastrofy było przewiercenie gazociągu średniego ciśnienia i przedostanie się gazu do posesji.

Aby wyjaśnić jakie mogą być przyczyny powstania katastrof budowlanych spowodowanych wybuchem (zapaleniem się) gazu ziemnego szczegółowo omówiono dwa przypadki: gazociąg przesyłowy o średnicy DN500 w Jankowie Przygodzkim (fot.1) oraz gazociąg dystrybucyjny w Szczyrku.

Głównymi przyczynami katastrofy gazociągu przesyłowego były: wadliwie wykonana spoina na gazociągu DN500, wybudowanie budynków w strefie kontrolowanej, błędy projektowe.

Najbardziej prawdopodobną sekwencją zdarzeń doprowadzającą do rozerwania spoiny było:

- pęknięcie spoiny na skutek uwolnienia naprężeń montażowych po odciążeniu gazociągu z jednej strony (po wykonaniu wykopu), następnie jego gwałtowne rozerwanie,
- wypchnięcie „prawej” części rozerwanego gazociągu ze skarpy przez gaz wypływający z rurociągu pod dużym ciśnieniem (ok. 4,7 MPa),
- pożar gazu,
- osunięcie się skarp na skutek zalania skarp i wykopu wodą w trakcie akcji ppoż. i wypchnięcie rozerwanego gazociągu do wykopu.

Stan rozerwanego spoiny (m.in. brak przetopu) był tak zły, że w każdej chwili, niezależnie

od prowadzonych robót ziemnych, mogło dojść do katastrofy budowlanej. Bardzo istotnym czynnikiem mającym największy wpływ na skutki katastrofy było wybudowanie w strefie „zakazanej” (strefie kontrolowanej) domów jednorodzinnych.

W Polsce są inne strefy kontrolowane dla gazociągów budowanych przed 2001 roku (te gazociągi uważa się za niebezpieczne dla otoczenia, stąd bardzo duże strefy) oraz po 2001 roku (te gazociągi uważa się za bezpieczne dla otoczenia). Dlatego niedopuszczalne jest, ze względu na bezpieczeństwo ludzi i mienia, stosowanie dla gazociągów „starych” zmniejszonych stref kontrolowanych (prawo nie może działać wstecz). Zgodnie z normą BN-71-8976-31 ich odległość od budynków zabudowy jednorodzinnej powinna wynosić co najmniej 50 m. Tymczasem budynki były budowane w strefie „niedozwolonej” (pierwszy budynek był zlokalizowany w odległości 9,4 m, następne odpowiednio: 17,20; 18,70; 22,90; 35,40; 39,0 m). Gdyby nie wybudowano budynków w „zakazanej strefie” nie doszłoby do zapalenia gazu („chmura” gazowa nie dostałaby się do wnętrza budynku, w którym znajdował się czynny kocioł opalany węglem) i skutki pęknięcia rurociągu byłyby niewielkie.

Winnym za wydanie pozwolenia na budowę był właściwy urząd nadzoru budowlanego. W internecie można również znaleźć wyroki sądowe (NSA), które w wielu przypadkach sankcjonowały zmniejszenie stref kontrolowanych dla „starych” gazociągów uważając, że można dla nich stosować zmniejszenie tych stref (prawo nie może działać wstecz).

Ten „bałagan” legislacyjny (niezrozumienie prawa technicznego) spowodował, że w strefie „niedozwolonej” gazociągu (w pasie wyznaczonej przez strefę kontrolowaną) wybudowano wiele obiektów budowlanych.

Podobna sytuacja wystąpiła w Murowanej Goślinie k/Poznań, gdzie budynki zabudowy jednorodzinnej znalazły się w strefie „zakazanej” (pierwszy budynek był w odległości 23 m od gazociągu, a strefa kontrolowana dla gazociągu wysokiego ciśnienia DN500 wynosi po 50 m po obu stronach od osi gazociągu)

Aby uniknąć w przyszłości dalszych katastrof budowlanych w strefie starych gazociągów wysokiego ciśnienia, ze względu na bezpieczeństwo ludzi i mienia, należy dokonać kontroli stref kontrolowanych dla wszystkich „starych” gazociągów wysokiego ciśnienia w całej Polsce (wybudowanych przed 2001 rokiem).

Tam gdzie nastąpiło przekroczenie obowiązujących przepisów można alternatywnie zastosować następujące rozwiązania:

- wybudować gazociąg dublujący (bajpas) i wyłączyć z eksploatacji na zagrożonym



Fot. 1. Widok po katastrofie budowlanej spowodowanej pęknięciem gazociągu przesyłowego w Jankowie Przygodzkim . (<http://www.tvn24.pl>). Fot. Mateusz Nele

- wykupić ziemię wraz z budynkami wybudowanymi w strefie w strefie kontrolowanej
- zobowiązać organy nadzoru budowlanego i sądy do przestrzegania przepisów tzn. dla gazociągów wysokiego ciśnienia wybudowanych przed 2001 r. stosować strefy kontrolowane zgodnie z obowiązującymi w tym czasie przepisami (prawo nie może działać wstecz)

Natomiast przyczyną katastrofy budowlanej jaka wydarzyła się na ul. Leszczykowej w Szczyrku w dniu 4 grudnia 2019 r. było przewiercenie gazociągu średniego ciśnienia podczas prowadzenia prac remontowych. Okazało się, że w wyniku przebudowy drogi gazociąg znalazł się na znacznie niższej głębokości, niż wynikało to z map geodezyjnych. Ekipy remontowe dokonując przewiercenia natrafiły na gazociąg powodując jego przewiercenie. Ulatniający się gaz nie mogąc wydostać się na powierzchnię (zmarznięty grunt) zaczął migrować w kierunku domu jednorodzinnego. Poprzez nieszczelne otwory infrastruktury technicznej (np. wodociąg, gazociąg, rurę kanalizacyjną, kable elektryczne, teletechniczne) przedostał się do piwnicy posesji i doszło do wybuchu gazu. W tym przypadku ekipy remontowe przed przystąpieniem do prac powinny wykonać wykopy „kontrolne” w celu dokładnej lokalizacji gazociągu lub zaniechać wszelkich operacji decydując się na zastosowanie bezpiecznego rozwiązania, tzn. wykonanie ręcznych wykopów.

Podsumowanie i wnioski

1. Wybuchy oraz pożary gazu stwarzają poważne zagrożenie dla życia i zdrowia ludzi,

2. Nie wolno budować budynków w strefie kontrolowanej gazociągu określonej w stosownym rozporządzeniu [7]
3. Zobowiązać organy nadzoru budowlanego i sądy do przestrzegania przepisów technicznych tzn. dla gazociągów wysokiego ciśnienia wybudowanych przed 2001 r. stosować strefy kontrolowane zgodnie z obowiązującymi w tym czasie przepisami (prawo nie może działać wstecz)
4. Przy wprowadzaniu infrastruktury technicznej do budynku (instalację wodną, gazową, kanalizacyjną, elektryczną, teletechniczną) należy dokładnie uszczelnić wszystkie otwory wlotowe, aby w razie pojawienia się gazu w sąsiedztwie domu nie przeniknął do niego
5. Jeżeli prowadzi się prace montażowe w obszarze, w którym znajdują się gazociągi należy wykonywać je z dużą starannością, z zachowaniem wszelkich zasad bezpieczeństwa.

Literatura

1. A. Matkowski, A. Barczyński: *Znaczenie rozwiązań technicznych w systemie przesyłu i dystrybucji dla bezpieczeństwa dostaw gazu. Symposium pt.: Bezpieczeństwo systemów energetycznych, Warszawa 8-9 grudnia 2004 r.*
2. Andrzej Barczyński, Adam Matkowski: *Bezpieczeństwo przesyłowego i dystrybucyjnego systemu gazowniczego w świetle*

dyrektyw europejskich i prawa energetycznego - Gaz, Woda i Technika Sanitarna Nr 7-8/2005 str. 2-9

3. Andrzej Barczyński: *Bezpieczeństwo energetyczne, techniczno-operacyjne oraz publiczne systemu gazowniczego oraz możliwości i bariery rozwoju gazownictwa w Polsce - Sesja Naukowo-Techniczna z okazji Jubileuszu 80-lecia Oddziału Wielkopolskiego Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych, 17 maja 2018 r., Ośrodek Nauki PAN w Poznaniu*
4. A. Barczyński: *„Opinia dotycząca możliwości powstania wybuchu w budynku wielorodzinnym znajdującym się w Poznaniu przy ul. 28 czerwca 1956 r nr 323 oraz mechanizm powstania wybuchu” - zlecenie Prokuratury Rejonowej w Poznaniu, 20 kwietnia 2018 r.*
5. Tadeusz Chyży *Politechnika Białostocka: Wybuch gazu w budynkach mieszkalnych. Wybuch wentylowany” - Biuletyn WAT Vol. LXIII, Nr 3, 2014*
6. Jacek Szer: *Katastrofy budowlane spowodowane wybuchem gazu - XXVII Konferencja Naukowo-Techniczna awarie budowlane, 2015*
7. *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (Dz.U. 2013r. poz. 640)*

dr hab. inż. Andrzej Barczyński
Doradztwo GAZ-ENERGIA

mgr inż. Paweł Barczyński
ROMGOS-Gwiazdowscy sp. z o.o.

Opracowanie własnej receptury płuczki olejowej przez Exalo Drilling S.A.



Andrzej Goc

Development of authorial Oil Base Mud recipe by Exalo Drilling S.A.

Summary

In this paper are presented Exalo Drilling S.A. Mud and Cementing Laboratory and R&D Department researches which led to the formulation of personalized oil base (synthetic) mud. The region in Poland where oil base mud is usually used is the Carpathians flysch. The basis for developing the recipe were requirements of the Investor for performing one of several wells in this region. Researches on the recipe of OBM also considered geological structure and rock's properties in the region in which the well was planned. The background and knowledge of Exalo Drilling S.A. Mud and Cementing Laboratory and R&D Department has allowed for defining own Oil Base Mud, which has been used while Drilling the well.

Streszczenie

W artykule zaprezentowano wyniki badań Laboratorium Płynów i Cementów oraz Działu Badań i Rozwoju Exalo Drilling S.A., które doprowadziły do opracowania własnej receptury płuczki olejowej (syntetycznej). Obszarem, na którym przede wszystkim stosowane są płuczki olejowe w Polsce jest Flisz Karpacki. Podstawą do opracowania własnej receptury były wymagania przedstawione przez Inwestora na jednym z otworów wierconych w tym rejonie. W badaniach nad recepturą płuczki olejowej uwzględniono budowę geologiczną oraz właściwości skał z obszaru, na którym miał być planowany otwór. Doświadczenie i wiedza pracowników Laboratorium Płynów i Cementów oraz Działu Badań i Rozwoju pozwoliły na zdefiniowanie autorskiej płuczki, która z powodzeniem została użyta w trakcie wiercenia planowanego otworu.

Wstęp

Historia płuczek olejowych sięga lat 20. XX w. kiedy to do wiercenia użyto surowej ropy. W latach 40. zaczęto stosować pierwsze płuczki emulsyjne. Na początku lat 90. minionego wieku pojawiła się pierwsza generacja płuczek syntetycznych oparta na estrach, eterach, czy polialfaolefinach. Ze względu na mniejszą szkodliwość dla środowiska naturalnego w porównaniu do olei mineralnych, czy diesla, w następnych latach nastąpił gwałtowny rozwój płuczek syntetycznych.

Na przeszkodzie powszechnego użycia płuczek olejowych stanęła ich cena, kilku, kilkunastokrotnie wyższa niż cena płuczki wodnej o tej samej gęstości. Innym czynnikiem wpływającym na ograniczone użycie tego typu płuczek są wysokie koszty utylizacji płuczki i urobku. Jedną z wad płuczek olejowych jest rozpuszczalność gazów (np. metan, siarkowodor) oraz ciekłych węglowodorów w płuczce.

Płuczki olejowe, oprócz swoich wad, mają niezaprzeczalne zalety, do których zalicza się między innymi możliwość wielokrotnego użycia tej samej płuczki, co obniża koszty przygotowania i użycia płuczki olejowej. Wynika to z faktu, że parametry fizyko-chemiczne takiej płuczki są stabilne w długim okresie. Płuczki olejowe charakteryzują się większą stabilnością temperaturową w stosunku do płuczek wodnych, a także są odporne na skażenie solami, anhydrytem, czy cementem. Jednakże ich największą zaletą jest zapobieganie pęcznieniu skał ilastych, szczególnie wrażliwych na hydratację – co przekłada się na wysoki postęp wiercenia w tego typu skałach.

Mając na uwadze zalety płuczki olejowej, Inwestor zdecydował się na ich użycie. Wychoząc naprzeciw temu zapotrzebowaniu, Exalo Drilling S.A. opracowało własny system płuczki olejowej (syntetycznej).

Badania

W Polsce, obszarem, na którym płuczki olejowe są przede wszystkim stosowane, jest obszar Fliszu Karpackiego. Cechą charakterystyczną fliszu są naprzemianległe ułożone warstwy skał osadowych pochodzenia morskiego. W związku z wierceniem otworu, na którym planowano wykorzystać płuczki olejową, Dział Badań i Rozwoju postanowił na potrzeby tego otworu opar-

ować własną, autorską płuczki olejową. Przewidywano użycie płuczki olejowej (syntetycznej) w interwale obejmującym wiercenie w nasunięciu karpacko-stebnickim w następujących utworach geologicznych:

1. Jednostka skolska – formacja z Ropiarki (warstwy inoceramowe): łupki, piaskowce,
2. Jednostka skolska (warstwy spaskie): łupki ilasto-mułwcowe szare, czarne, twarde, zlustrowane, bezwapniaste,
3. Jednostka stebnicka: iłowce, mułowce, margle, piaskowce, anhydryty, sole, gipsy.

Wiercenie tego interwału planowano zakończyć po nawierceniu 5 m stropu miocenu autochtonicznego.

Przy opracowaniu płuczki olejowej wzięto pod uwagę obszar i jego strukturę geologiczną. Jednocześnie pamiętano, że skały ilaste ze względu na swoją budowę, wiek, pochodzenie, czy głębokość zalegania posiadają różne właściwości fizyko-chemiczne. Zawierają one różne domieszki takie jak kwarc, węglany i inne składniki w różnych proporcjach. Bardzo ważnym czynnikiem, mającym wpływ na właściwości skał ilastych jest ich diagenaza, czyli zjawisko, w którym wraz ze wzrostem miąższości nadkładu nad warstwą osadową rozpoczyna się jednoczesny proces kompaktacji, cementacji, wyciskania wody z przestrzeni porowych i międzypakietowych, redukcja przestrzeni porowych oraz przemiana składu mineralnego. Ze wzrostem głębokości pogrzebienia osadów ilastych następuje redukcja porowatości skał z 90 – 70 % do 4 – 3 %, a także zawartość wolnej wody z ~ 70% do poniżej 10%. Duży wpływ na właściwości skał ilastych mają także ruchy górotwórcze, które tę samą warstwę iltu z tego samego okresu geologicznego mogą wypiętrzyć lub pogrzebać. W czasie prac laboratoryjnych uwzględniono także zachowanie się różnych skał ilastych pod wpływem wody. Ma to szczególne znaczenie przy doborze poszczególnych składników płuczki olejowej i ostateczny jej skład. [1, 2, 3, 4]

Podstawą do opracowania własnej płuczki syntetycznej (OBM) były wymagania, jakie zostały przedstawione przez Inwestora dla jednego z otworów na Fliszu Karpackim. Wymagania te zostały przedstawione w tabeli nr 1.

Uwzględniając wymagania odnośnie parametrów płuczki oraz potencjalne właściwości przewierczanych warstw ilastych w planowanym otworze, określono przybliżony skład

płuczki olejowej:

1. Olej bazowy (zgodny z wymaganiami Inwestora),
2. Bentonit olejofilny,
3. Emulgator I-go rzędu,
4. Emulgator II-go rzędu,
5. Wapno hydratyzowane,
6. Roztwór chlorku wapnia (CaCl_2) w ilości niezbędnej do uzyskania wymaganego stosunku olej/woda oraz zasolenia,
7. Środek zwilżający w ilości 1% w stosunku do ilości dodanego materiału obciążającego (baryt, blokator węglanowy).
8. Materiał obciążający (baryt, blokator węglanowy) do wymaganej gęstości płuczki.

O kondycji płuczki olejowej decyduje stabilność emulsji i dlatego w pierwszej kolejności skupiono się na rozwiązaniu tego problemu. Na zdjęciu nr 1 pokazano efekt złego doboru środków emulgujących. Zwrócono także uwagę na fakt, że zbyt mała ilość dedykowanych środków emulgujących także nie zapewnia stabilności emulsji, co zobrazowano na zdjęciu nr 2.

Po przeprowadzeniu wielu testów, tak dobrano skład płuczki, aby otrzymać stabilną emulsję. Mając docelową recepturę przygotowano płuczkę, zgodnie z wymaganiami Inwestora, o gęstości $1,60 \text{ g/cm}^3$. Płuczka była sezonowana w piecu obrotowym w temperaturze $110,0 \text{ }^\circ\text{C}$ przez 18 godzin, a jej parametry zestawiono w Tabeli nr 2.

Pomimo niskiej reologii oraz niskiej stabilności elektrycznej, płuczka była stabilna, nie zaobserwowano rozdzielania się faz i sedymentacji materiału obciążającego w płuczce, co zostało zobrazowane na zdjęciu nr 3.

W planowanym otworze, Inwestor przewidział częściowe wykorzystanie własnej płuczki olejowej. Taka próbka została dostarczona do Działu Badań i Rozwoju Exalo Drilling S.A. i posłużyła do przygotowania docelowej receptury



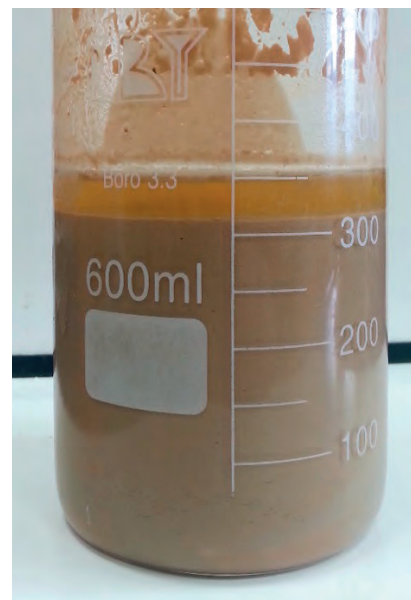
Zdjęcie nr 3

Tabela nr 1. Projektowane parametry płuczki olejowej

Parametr (jednostki)	Wartość
Gęstość (g/cm^3)	1,45 – 1,65
Filtracja HPHT ($\text{ml}/30 \text{ min}$, 121°C , ciś. 35 at)	< 3
Lepkość plastyczna (cP)	10 ÷ 40
Granica płynięcia ($\text{lbs}/100 \text{ ft}^2$)	12 ÷ 25 (50°C)
Żel po 10 sec ($\text{lbs}/100 \text{ ft}^2$)	8 ÷ 25
Żel po 10 min ($\text{lbs}/100 \text{ ft}^2$)	10 ÷ 45
Żel po 30 min ($\text{lbs}/100 \text{ ft}^2$)	≤ 55 (max. 20% większy niż żel po 10 min)
Stosunek O/W	80 : 20 ÷ 85 : 15
Stabilność emulsji (volt)	> 600
Alkaliczność (POM) (kg/m^3)	> 7
Zasolenie fazy wodnej ($\text{g}/\text{l Cl}$)	200 ÷ 260



Zdjęcie nr 1



Zdjęcie nr 2

Tabela nr 2. Parametry laboratoryjnej płuczki olejowej.

Płuczka:	1
Gęstość [g/cm^3]	1,60
Temperatura pomiaru [$^\circ\text{C}$]	50,3
Stabilność elektryczna - ES [V]	562,30
Temperatura pomiaru [$^\circ\text{C}$]	$123 \pm 1,0$
Filtracja HTHP [$\text{ml}/30'$]	5,4
Temperatura pomiaru [$^\circ\text{C}$]	60,5
Lepkość plastyczna – PV [cP]	16,8
Granica płynięcia – YP [$\text{lb}/100\text{ft}^2$]	1,9
Żele – G 10"/10'/30' [$\text{lb}/100\text{ft}^2$]	1,7 / 4,1 / 4,8
⊖ 600	35,5
⊖ 300	18,7

płuczki olejowej. Parametry dostarczonej przez Inwestora płuczki przedstawiono w tabeli nr 3, (płuczka nr 1).

W pierwszej kolejności przygotowano płyn bazowy o składzie:

1. Olej bazowy (zgodny z wymaganiami Inwestora).
2. Bentonit olejofilny w ilości 1%.

3. Emulgator I-go rzędu w ilości 2,5%.
4. Emulgator II-go rzędu w ilości 2%.
5. Środek zwilżający w ilości 2%.
6. Wapno hydratyzowane w ilości 1,5%.
7. Solanka na bazie chlorku wapnia (CaCl_2) o gęstości $1,21 \text{ g/cm}^3$ w ilości niezbędnej do uzyskania wymaganego stosunku olej/woda i zasolenia.

Tabela nr 3. Parametry płuczki Inwestora (nr 1) i przygotowanej docelowej płuczki laboratoryjnej (nr 2).

Płuczka:	1	2
Gęstość [g/cm ³]	1,585	1,455
Temperatura pomiaru [°C]	46,6	51,0
Stabilność elektryczna – ES [V]	1000,0	695,0
Temperatura pomiaru [°C]	121 ÷ 123	120 ÷ 121
Filtracja HTHP [ml/30']	< 0,5	< 1
Faza stała [%]	23,5	26,0
Faza olejowa [%]	59,5	59,5
Faza wodna [%]	8	14,5
Olej / woda (wyliczone)	88 / 12	80,4 / 19,6
Zawartość Cl ⁻ [mg/l]	31 000	42 000
Alkaliczność POM [ml 0,05 M H ₂ SO ₄]	3,65	3,15
Nadmiar wapna [kg/m ³]	13,52	11,67
Temperatura pomiaru [°C]	52,6	61,0
Lepkość plastyczna – PV [cP]	44,7	16,5
Granica płynięcia – YP [[lb/100ft ²]	12,8	3,1
Żele – G: 10"/10'/30' [[lb/100ft ²]	7,3 / 13,6 / 13,4	2,8 / 6,6 / 4,2
⊖ 600	102,2	36,1
⊖ 300	57,5	19,6

Płuczkę Inwestora wymieszano z płynem bazowym przez Dział Badań i Rozwoju w stosunku 1:1, a następnie dociążono do wymaganej dolnej granicy gęstości. Parametry otrzymanej docelowo płuczki laboratoryjnej zestawiono w tabeli nr 3 (płuczka nr 2).

Przygotowana płuczka w laboratorium (tabela nr 3, płuczka nr 2) spełnia wymagania za wyjątkiem granicy płynięcia - YP oraz żeli – G. Pomimo niskich wartości granicy płynięcia i żeli, płuczka była stabilna, nie obserwowano sedimentacji materiału obciążającego (barytu), a także rozdzielania się fazy wodnej i olejowej. Niskie parametry reologiczne w przypadku płuczek olejowych są zaletą ponieważ w trakcie wiercenia, płuczka olejowa powoli nabiera najdrobniejszą fazę stałą, pochodzącą z przewiercanych skał. Pochodząca z urobku faza stała powoduje powolny, systematyczny wzrost lepkości, granicy płynięcia oraz żeli. Usunięcie nadmiaru tej fazy z płuczki olejowej stwarza o wiele większe trudności niż w przypadku płuczki wodnej. Pozostałe parametry spełniały wymagania Inwestora.

Wnioski

Dział Badań i Rozwoju Exalo Drilling S.A. posiada duże doświadczenie w opracowaniu różnych typów płynów wiertniczych na bazie wody. Wykorzystując to doświadczenie,

opracowanie receptury płuczki olejowej nie stanowiło problemu. W czasie prac laboratoryjnych zwrócono szczególną uwagę na geologię rejonu, na którym zlokalizowano otwór, co zaakcentowano w pierwszej części artykułu. Znając profil stratygraficzno-litologiczny, wykorzystując płuczkę dostarczoną przez Inwestora świadomie zrezygnowano z dodatku środków asfaltowych do płuczki olejowej. Wynika to z faktu, że warstwy, w których ma być użyta płuczka olejowa nie są tak wrażliwe na hydratację jak skały zawierające ły z grupy smektytu [4]. Dodatek środka asfaltowego w tym przypadku nie zwiększyłby w jakikolwiek sposób właściwości inhibicyjnych płuczki olejowej.

Także nie podejmowano żadnych kroków w celu podniesienia parametrów reologicznych. Z naszego doświadczenia wynika, że w procesie wiercenia następuje powolny przyrost zawartości najdrobniejszej fazy stałej w płuczce, stąd parametry reologiczne płuczki olejowej systematycznie, powoli rosną.

Prowadząc badania Dział Badań i Rozwoju wraz z Laboratorium Płynów i Cementów Exalo Drilling S.A. wykorzystując swoją wiedzę i doświadczenie tak dobiera parametry nowo opracowanych płuczek laboratoryjnych aby płuczka przygotowana na wiertni spełniała wymagania Inwestora.

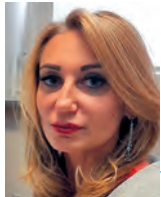
Opracowana w Dziale Badań i Rozwoju przy współdziałaniu Laboratorium Płynów i Cementów Exalo Drilling S.A. płuczka olejowa została z powodzeniem użyta w warunkach przemysłowych. Przez cały okres wiercenia interwału, parametry fizyko-chemiczne były stabilne, a wiercenie tego interwału zakończyło się powodzeniem.

Literatura:

1. Pod red. Maneckiego A. i Muszyńskiego M.: „Przewodnik do petrografii”, Uczelniane Wyd. Naukowe – Dydaktyczne AGH, Kraków 2008
2. Praca zbiorowa.: „Manual of Drilling fluids technology. Borehole instability”, NL Baroid/ NL Industries, Inc., Huston 1985
3. Goc A., Stec M., Wojtasiak P.: „Właściwości pęczniące skał ilastych na przykładzie otworu P-1”, *Wiadomości Naftowe i Gazownicze*, nr 7 (237), 2018
4. Goc A., Piotrowski J., Stec M., Wojtasiak P.: „The influence of water on various clay rocks”, *AGH Drilling, Oil, Gas, Rocznik 35*, nr 1, 2018

Andrzej Goc
Exalo Drilling S.A.,
Dział Badań i Rozwoju

Laboratorium Płynów i Cementów Exalo Drilling S.A. jako akredytowana jednostka badawcza



Marta
Serafin



Maciej
Stec



Agnieszka
Bazan



Andrzej
Goc



Exalo Drilling S.A. jest jednym z wiodących przedsiębiorstw z branży wierceń lądowych w Europie środkowo-wschodniej. Poza podstawową działalnością spółki jaką jest dostarczanie usług wiertniczych i serwisowych, w strukturach Exalo działa akredytowane laboratorium badawcze, tj. Laboratorium Płynów i Cementów, wykonujące zaawansowane pomiary i badania w zakresie technologii płynów wiertniczych i zaczynów cementowych.

Pracownicy laboratorium tworzą zespół wykwalifikowanych specjalistów, zarówno w dziedzinie pracy laboratoryjnej jak i przemysłowej, co pozwala osiągać wysoki poziom efektywności i dostarczać usługi cieszące się uznaniem klientów. Prowadzone przez producentów specjalistyczne szkolenia z obsługi i kalibracji sprzętu laboratoryjnego pozwalają na maksymalne wykorzystanie możliwości robo-

czych aparatury i zapewnienie wysokiej jakości wykonywanych usług.

Laboratorium Płynów i Cementów oferuje kompleksowe badania zgodne z obowiązującymi normami oraz warunkami ustalonymi ze Zleceniodawcą. Uzyskane wyniki badań są poufne i nie wykorzystuje się ich ani do celów własnych ani żadnych publikacji. Wprowadzenie odpowiedniego systemu kontroli jakości za pomocą stałego monitorowania miarodajności wyników badań zapewnia właściwą ich jakość.

W laboratorium, oprócz bieżących zleceń na potrzeby serwisu płynów wiertniczych i serwisu cementacyjnego spółki, wykonywane są prace badawcze, rozwojowe i innowacyjne, mające na celu doskonalenie świadczonych usług dla serwisów otworowych. Jednostka bowiem ściśle współpracuje ze Specjalistami Działu Badań i Rozwoju w procesie opracowywania i wdrażania nowych technologii płynów wiertniczych oraz w realizacji projektów rozwojowych i innowacyjnych.

Podstawową działalnością laboratorium jest więc aktywność badawcza w zakresie projektowania składu płynów wiertniczych oraz analizy właściwości płuczek wiertniczych i zaczynów cementowych. Wykonuje się tu testy materiałów płuczkowych, pomiary parametrów płynów wiertniczych oraz zaczynów cementowych i ich dodatków, zgodnie z wymaganiami specyfikacji API i norm PN-EN ISO. Każdy materiał spełniający warunki opisane w normach jest poddawany dalszym badaniom ze względu na charakter ogólny norm, nieuwzględniający czynników występujących w warunkach przemysłowych. Z tego powodu opracowano dodatkowe testy, które uwzględniają między innymi czynniki takie jak:

- wpływ gipsu i anhydrytu z przewiercanych pokładów,
- wpływ fazy ilastej wrażliwej na hydratację,
- wpływ soli magnezowych,
- wpływ środków flotacyjnych,
- skuteczność działania środków zapobiegających biologicznemu rozkładowi płynów,
- skuteczność materiałów płuczkowych pod kątem uzyskania odpowiednich parametrów reologicznych, pozwalających na skuteczne oczyszczenie otworu ze zwiercin.

Pozwala to na dokładną ocenę przydatności zarówno materiałów płuczkowych jak i dodatków do zaczynów cementowych oraz daje gwarancję, że zastosowane materiały są najlepiej dobrane do zadanych warunków.

Projektując receptury zaczynów cementowych, ich skład dobiera się według wymagań klientów, ale również z uwzględnieniem wybranej technologii zabiegu cementowania i warunków szczególnych.

W Laboratorium opracowano między innymi zaczyny:

- o wysokiej gęstości – 2,4 g/cm³
- o niskiej gęstości i podwyższonej wytrzymałości na ściskanie – 1,35 g/cm³,



Fot. arch. Exalo Drilling S.A.

- o krótkim czasie wiązania (celem likwidacji zaników płuczki),
- przeznaczone do zabiegów cementowania otworów przy BHST 160 °C.

W ramach współpracy z specjalistami Serwisu Płuczkiowego i Działu Badań i Rozwoju, w Laboratorium opracowano receptury nowatorskich płuczek wiertniczych, m.in.:

- płuczkę typu High Performance Water Base Mud do przewiercania skał szczególnie wrażliwych na hydratację,
- płuczkę przeznaczoną do wiercenia otworów kierunkowych i horyzontalnych, charakteryzującą się wysokimi wartościami lepkości przy niskich prędkościach ścinania gwarantującymi doskonałe oczyszczanie otworu ze zwiercin,
- płuczkę typu drill-in-fluid przeznaczoną do wiercenia w warstwach produktywnych, charakteryzującą się wysokim stopniem ochrony strefy przyodwiertowej,



Fot. arch. Exalo Drilling S.A.

- płuczkę syntetyczną opartą na bazie olei syntetycznych przeznaczoną do wiercenia w skałach szczególnie wrażliwych na hydratację,
- płuczkę typu Expure, która może być alternatywą dla płuczek olejowych.

Dodatkowo opracowano receptury cieczy roboczych niezawierających fazy stałej, przeznaczonych do rekonstrukcji odwiertów eksploatacyjnych. Dzięki ścisłej współpracy Serwisu Płuczkiowego z laboratorium przygotowywane są płuczki dla konkretnych wymagań na zadany otwór.

Warto podkreślić, że badania prowadzone są przy użyciu wysokiej klasy specjalistycznego sprzętu produkowanego przez szeroko uznaną w przemyśle naftowym firmę, umożliwiającą pomiary w symulowanych warunkach otworowych. Wyposażenie laboratorium jest pod ścisłym nadzorem metrologicznym. Dzięki systematycznej kontroli przy użyciu certyfikowanych materiałów odniesienia, wzorców oraz regularnemu wzorcowaniu sprzętu pomiarowego w laboratoriach wzorcowujących i Krajowych Instytucjach Metrologicznych, laboratorium zapewnia utrzymanie spójności pomiarowej wyników badań.

W październiku 2019 r. Laboratorium Płynów i Cementów uzyskało akredytację Polskiego Centrum Akredytacji na metody badawcze płynów wiertniczych według normy PN-EN ISO/IEC 17025:2018-02 w zakresie AB1731. Powyższa norma jest narzędziem efektywnego i nowoczesnego zarządzania laboratorium i umożliwia wdrażanie innowacyjnych rozwiązań. Akredytacja jest dowodem na to, że laboratorium działa zgodnie z najlepszą praktyką, potwierdzając jakość świadczonych przez nie usług, wspierając konkurencyjność oraz gwarantując wysokie kompetencje personelu. Ponadto, uzyskana akredytacja buduje zaufanie do rzetelności, bezstronności i poufności pomiarów i badań. Wzmacnia prestiż zarówno laboratorium jak i całej organizacji. Planuje się ciągle rozszerzanie zakresu metod pomiarowych objętych akredytacją.

Marta Serafin
Maciej Stec
Agnieszka Bazan
Andrzej Goc
Exalo Drilling S.A.



Zasoby geotermalne Kenii



Michał
Kruszewski

Kenia, jako największy producent energii geotermalnej w Afryce, jest obdarzona dużym potencjałem geotermalnym. Wynika to z jej korzystnego położenia w obrębie Doliny Rowu Afryki Wschodniej, rozszerzającej się z północy na południe kraju.

Kenia jest obecnie dziewiątym krajem na świecie pod względem produkcji energii geotermalnej. Szacowany potencjał geotermalny Kenii wynosi od 7 000 MW do 10 000 MW i jest rozłożony na 14 perspektywicznych obszarów geotermalnych. W 2019 r. Kenia posiadała około 690 MW zainstalowanej mocy geotermalnej (ponad 20% całkowitej produkcji energii elektrycznej kraju) i tylko do 2030 r. planuje się zwiększyć tę ilość do ponad 5000 MW, co uczyni z zasobów geotermalnych największe źródło energii. Plan ten jest częścią programu Kenya Vision 2030. W ostatnim czasie Kenia mocno powiększyła swoje możliwości geotermalne, znacząco zwiększając geotermalną produkcję energii elektrycznej z 45 MW w 1985 roku do 690 MW w 2019 roku, z czego prawie 400 MW zostało podłączone w 2014 roku. Produkcja energii geotermalnej

jest prowadzona przez Kenya Electricity Generating Company Limited (KenGen), spółkę publiczną podlegającą kenijskiemu Ministerstwu Energii. KenGen obsługuje obecnie około 80% wszystkich dostaw energii elektrycznej w Kenii.

Poszukiwania źródeł geotermalnych w Kenii rozpoczęły się w latach 60-tych XX wieku od wykonania dwóch odwiertów w polu geotermalnym Olkaria. Poszukiwania te kontynuowano w latach 70-tych, wykonując pierwsze głębokie odwierty geotermalne. W latach 80-tych, powstała w Kenii pierwsza elektrownia geotermalna, będąc jednocześnie pierwszą elektrownią geotermalną w Afryce.

Bezpośrednie zastosowania geotermii w Kenii powoli zyskują popularność m.in. w rol-

nictwie, suszeniu roślin, ogrzewaniu pomieszczeń i procesach przemysłowych (np. w zakładach przetwórstwa mleka). Wiadomo, że już na początku XIX wieku rdzenne społeczności afrykańskie wykorzystywały energię geotermalną, głównie gorące źródła. W 2013 r. firma KenGen zbudowała i udostępniła do użytku publicznego geotermalne spa, wykorzystujące wodę z pobliskiej studni o temperaturze wody ok. 100°C. Jak na razie jest to jedyne naturalne uzdrowisko w Afryce.

Produkcja energii geotermalnej w Kenii ma wiele zalet. Spowodowane jest to tym, że energia geotermalna nie jest dotknięta zmiennością klimatu, jest odnawialna, łatwo dostępna i nie ma negatywnego wpływu na środowisko. Na dzień dzisiejszy w Kenii brakuje energii elektrycznej i jedynie 40 % mieszkańców kraju ma do niej bezpośredni dostęp. Zasoby geotermalne są uważane za obiecujące źródło energii dla kraju, który do 2050 roku ma podwoić liczbę ludności.



Geotermalne SPA w Olkarii (Mangi, 2017)



Geotermalna elektrownia w Olkarii (źródło: GEG/Lyður Skulason)

Literatura:

- https://www.independent.co.uk/news/long_reads/geothermal-kenya-africa-green-energy-environmentally-friendly-un-development-expansion-a8228821.html (dostęp 24.02.2020)
- <https://renewableenergy.go.ke/index.php/content/28> (dostęp 24.02.2020)
- *Mangi P.M., Geothermal Exploration in Kenya – Status Report and Updates, presented at SDG Short Course II on Exploration and Development of Geothermal Resources organized by UNU-GTP, GDC and KenGen, at Lake Bogoria and Lake Naivasha, Kenya, Nov. 9-29, 2017.*

Michał Kruszewski
Pracownik naukowy
Fraunhofer IEG (Bochum, Niemcy)
michal.kruszewski@ieg.fraunhofer.de

Przebieg łańcucha dostaw gazu ziemnego w postaci LNG

Gaz ziemny jest paliwem znajdującym zastosowanie w wielu gałęziach gospodarki, począwszy od podstawowego jego użycia w gospodarstwach domowych, poprzez stosowanie w przemyśle oraz sektorze usług. Ze względu na duży zysk energetyczny powstający w procesie jego spalania, surowiec ten jest stosowany w celu wytwarzania energii energetycznej.

Tereny Europy nie są bogate w złoża gazu; stan taki występuje również w Polsce. Polskie wydobycie gazu ziemnego w niewielkim stopniu zaspokaja zużycie surowca. Skutkuje to importem materiału, który sięgnął 77,77% udziału w całkowitych potrzebach energetycznych kraju zaspokojonego przez import z innych państw w 2017 roku. Niewiele mniejszy wskaźnik osiągnęła Unia Europejska – w 2017 roku wyniósł 74,32%. Import w przypadku polskiego zapotrzebowania na surowiec jest zatem nieunikniony. Z danych podanych przez PGNiG, wydobycie krajowe sięga 3,8 mld m³, co stanowi ok. 22% źródła zaopatrzenia w gaz. Pozostałą część, czyli 13,5 mld m³ Polska pozyskuje z importu. Polski import gazu ziemnego obejmuje dostawy rurociągiem z Rosji oraz LNG do Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu.

Dzięki budowie terminalu LNG w Polsce uzyskano możliwość odbioru gazu ziemnego pod postacią LNG. LNG (*Liquefied Natural Gas*) to gaz ziemny, który zostaje skroplony, po poddaniu go uprzedniej kontroli, a następnie w formie ciekłej, w odpowiedniej temperaturze, jest magazynowany i transportowany. Ogromną zaletą jest fakt, iż w stanie ciekłym zajmuje jedynie 1/600 objętości, która byłaby wymagana dla gazu ziemnego w standardowej temperaturze i normalnym ciśnieniu. Jest to substancja relatywnie nietoksyczna, gdyż po uwolnieniu do środowiska nie powoduje jego zatrucia, jednakże jako gaz ziemny jest gazem palnym, więc podlega takim samym zagrożeniom, jakie występują w każdej innej działalności przemysłowej.

Transport gazu ziemnego pod postacią LNG oparty jest na pięciu filarach: pozyskanie surowca, skraplanie, transport, regazyfikacja

oraz przesył gazu do odbiorców końcowych. Każdy z elementów łańcucha dostaw posiada podległe mu technologie, które generują koszty znacząco wpływające na ostateczną ocenę opłacalności inwestycji. Świadomość istnienia zależności między ogniwami pozwala na wyeliminowaniu przestojów w procesie, przy jednoczesnym jak najniższym koszcie.

Pierwszym ogniwem łańcucha dostaw LNG jest pozyskanie lub produkcja gazu ziemnego, poprzedzone odpowiednimi pracami poszukiwawczo-rozpoznawczymi. Skala przedsięwzięcia jest różna i może być określana przez takie czynniki jak: wielkość obszaru wydobycia, ilość prac geologicznych (sejsmicznych oraz wiertniczych), wielkość wydobycia oraz rodzaj pozyskiwanego gazu. Źródła gazu mogą występować zarówno na lądzie, jak i na wodach, co sprawia, że lokalizacja i sposób jego pozyskiwania może być odmienny. Gaz ziemny może być wydobywany bezpośrednio ze źródeł gazowych jak i również jako produkt uboczny pozyskania ropy naftowej czy węgla. Do czynności należących do tego elementu łańcucha należy również dostawa gazu ziemnego do terminalu eksportowego, gdzie po przetransportowaniu, surowiec poddawany jest następnym czynnościom.

Terminal nadawczy LNG, gdzie dociera gaz ziemny, wyposażony jest w instalacje do skraplania, w których obróbce poddawany jest surowiec. Skraplanie to zmiana stanu skupienia, z fazy gazowej w fazę ciekłą, przy odpowiednich warunkach otoczenia, np. zmiany ciśnienia czy temperatury. Głównym składnikiem gazu ziemnego jest metan; prócz niego występują również inne węglowodory (etan, propan) oraz azot, tlen, dwutlenek węgla czy siarka. By zapobiec wytworzeniu niepożądanych produktów procesu skraplania, gaz ziemny musi zostać oczyszczony, przede wszystkim z wody i CO₂. Dzięki temu minimalizuje się ryzyko wystąpienia cząstek stałych, które wytworzyłyby się przy schładzaniu gazu do temperatury ok. -160°C. Skutkiem eliminacji zbędnych związków chemicznych jest czystość LNG – zanieczyszczenia stanowią ok. 5% jego składu, pozostałe 95% stanowi metan. Wyróżniamy trzy stosowane metody skraplania: klasyczny cykl kaskadowy, cykl kaskadowy

z mieszanym czynnikiem chłodzącym oraz cykl rozprężenia z zastosowaniem turboekspandera. Skroplony gaz ziemny poddawany jest operacji magazynowania w odpowiednich warunkach. Ze względu na bardzo niską temperaturę surowca, zbiorniki służące do magazynowania muszą mieć bardzo specyficzną konstrukcję, obejmującą odpowiednie materiały metalowe, polimeryczne, izolacyjne oraz system szczegółowej kontroli. Ostatnią czynnością w ramach drugiego ogniwa łańcucha dostaw jest załadunek LNG na specjalne środki transportu, tj. metanowce.

Istotą handlu LNG jest jego możliwość transportowania na duże odległości bez liniowej infrastruktury przesyłowej, tj. gazociągów. Z transportem, trzecim ogniwem łańcucha dostaw, związana jest inna infrastruktura, obejmująca terminale załadunkowe i rozładunkowe (wraz z instalacjami znajdującymi się na nich), a także flotę jednostek pływających, czyli zbiornikowców LNG. Statki te posiadają podwójne kadłuby, która mają uniemożliwić wyciek gazu oraz przebicie w przypadku zderzenia z inną jednostką. Transport odbywa się drogą morską, a surowiec umieszczany jest w specjalnych zbiornikach kriogenicznych, izolowanych od czynników zewnętrznych, o nadciśnieniu fazy gazowej rzędu 0,5 bar. Zbiorniki wykorzystywane w transporcie dzielą się na trzy rodzaje: zbiorniki kuliste (nie są częścią kadłuba statku, lecz mocowane są do specjalnych elementów wewnątrz kadłuba), zbiorniki membranowe (ładownia statku), a także zbiorniki opierające się na technologiach japońskich, tj. IHI, CS1. W trakcie transportu dokonywany jest szereg pomiarów, który ma na celu wychwycenie niezgodności. W komorze ładunkowej badane jest ciśnienie fazy gazowej nad cieczą, temperatura LNG oraz temperatura fazy gazowej, a także dokonywana jest kontrola ilości cieczy, przed i po zakończeniu rozładunku.

Po dotarciu na miejsce przeznaczenia następuje kolejne ogniwo procesu – regazyfikacja. Poprzedza ją wyładunek, czyli przepompowywanie LNG ze zbiorników znajdujących się na metanowcach, do zbiorników terminalu rozładunkowego, za pomocą pomp znajdujących się na tankowcach. Pompy te dzielą się

na dwa rodzaje: większe, przepompowujące LNG oraz mniejsze, które utrzymują niską temperaturę wewnątrz zbiornika. Pojemność ładunkowa typowego metanowca to ok. 130000 m³. Prócz długiego czasu niezbędne na przesył surowca, niezbędny jest ogromny nakład energii. Część energii przekształca się w ciepło i oddziałuje na LNG, podnosząc jego temperaturę w zbiorniku o ok. 0,5°C. Aby nie dopuścić do zmiany temperatury w trakcie przepompowywania do zbiorników magazynowych terminala odbiorczego, system izolowanych rurociągów musi zostać uprzednio schłodzony. Istotne jest też zadbanie o ciśnienie w zbiorniku tankowca – poprzez wypompowywanie w krótkim czasie ogromnych ilości skroplonego gazu, ciśnienie wzrasta. Aby utrzymać ciśnienie na stałym poziomie, wtłaczany jest metan, który w połączeniu z odparowanym gazem powstałym w trakcie podróży, zapobiega powstawaniu niekorzystnego lokalnego podciśnienia. Następnie gaz zostaje przetransportowany do zbiorników magazynów zlokalizowanych na terminalu, które mają taką samą budowę i dzielą się na te same kategorie, jak zbiorniki wykorzystywane do magazynowania surowca przed procesem transportu. Regazyfikacja LNG odbywa się w terminalu rozładunkowym. Proces ten polega na przywróceniu gazu z formy ciekłej do pierwotnej formy gazowej, poprzez ogrzanie surowca. Metoda regazyfikacji jest uzależniona od położenia oraz dostępności paliwa lub czynnika ogrzewającego. Po poprawnym przebiegu procesu, następuje kontrola jakości uzyskanego gazu i określenie jego składu. Służy ona sprecyzowaniu ilości energii LNG w procesie rozliczeniowym ładunku. Pomiary te dokonuje się jedynie na lądzie, czyli na terenie terminala, nie na statkach, z uwagi na ciągły nadzór nad urządzeniami pomiarowo-analitycznymi, tj. chromatografami gazowymi. Gaz poddany kontroli zostaje przekazany do systemu przesyłowego.

Ostatnim etapem łańcucha dostaw jest dostarczenie gazu ziemnego do odbiorców końcowych. Należąc do nich mogą zarówno gospodarstwa domowe, jak i przedsiębiorstwa. Bezpośrednio z terminala importowego surowiec może być przekazywany za pomocą gazociągu przyłączeniowego do sieci przesyłowej. Transport LNG w formie skroplonej – bądź regazyfikowanego – może odbywać się z wykorzystaniem cystern samochodowych. W przypadku przewożenia surowca w formie

Zagadnienie transportu gazu ziemnego w postaci LNG, a także innych aspektów związanych z tym paliwem: jego wykorzystania w transporcie, roli w transformacji energetycznej, znaczenia dla krajowego bezpieczeństwa energetycznego i wiele innych, poruszane zostaną w trakcie **V Konferencji Naukowej „Bezpieczeństwo energetyczne – filary i perspektywa rozwoju” w Rzeszowie (30-31 marca 2020 r.)**.

Celem Konferencji jest wniesienie wkładu w dyskusję naukową i ekspercką dotyczącą sektora energii. Dzięki czynnemu udziałowi naukowców, ekspertów, przedstawicieli administracji publicznej, spółek energetycznych, organizacji pozarządowych oraz dziennikarzy gospodarczych i studentów możliwy jest rozwój dorobku naukowego w tym obszarze wiedzy.

Uczestnicy konferencji będą mieli możliwość przygotowania artykułów naukowych, które (po uzyskaniu pozytywnych recenzji) mogą zostać opublikowane w punktowanych czasopismach naukowych.

Sponsorem Głównym Konferencji są: **PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., PKN Orlen S.A.**

Partner Srebrny: **Województwo Podkarpackie, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, MPWiK Rzeszów, ML-SYSTEM, Polska Spółka Gazownictwa, Towarowa Giełda Energii**

Partner Brązowy: **Gas-Trading S.A., Asseco Poland, Fundacja Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce**

Zgłoszenia udziału w Konferencji przyjmowane są do **6 marca 2020 r.**

Szczegółowe informacje o Konferencji dostępne są na stronie: **www.institutpe.pl/konferencja2020**

skroplonej, by zachować jego właściwości, używa się cystern ze zbiornikami kriogenicznymi. Możliwość przesyłu za pomocą infrastruktury transportowej zapewnia elastyczność dostaw oraz brak ograniczeń lokalizacyjnych, przy czym nie wiąże się z wysokimi kosztami. Gaz ziemny pozyskany z LNG, ze względu na swoją czystość, wykorzystywany jest także jako paliwo dla pojazdów mechanicznych i elektrowni – spaliny powstałe w procesach posiadają mniejszą toksyczność składników.

Na terenie Europy znajduje się w tej chwili 35 funkcjonujących terminali importowych LNG, a kolejnych kilkanaście jest obecnie budowanych bądź zaplanowanych. Wiele już istniejących jest rozbudowywanych, m.in. polski terminal w Świnoujściu. Najwięcej terminali importowych posiada Hiszpania, jednakże największe terminale znajdują się na terenie Wielkiej Brytanii. Analizując dane dotyczące importu należy zauważyć, iż następuje tendencja wzrostowa, która oddziałuje na tworzenie lub planowanie nowych terminali na terenie europejskim, zwłaszcza na terenie państw niekorzystających wcześniej z tego rodzaju pozyskania surowca, np. Chorwacja. Choć Europa nie posiada znaczących złóż gazu, istnieją na jej terytorium również termi-

nale eksportowe, znajdujące się w Norwegii i europejskiej części Rosji.

Państwa europejskie w LNG dostrzegły możliwość niezależnienia się od niekorzystnych dostaw gazu ziemnego z Rosji, a także zapewnienia sobie bezpieczeństwa energetycznego na wypadek konfliktów zbrojnych. Ponadto w przypadku zwiększenia się konkurencyjności na rynku dostaw, będą mogły wybierać najkorzystniejsze dla nich oferty, a co za tym idzie, uzyskają możliwość negocjacji cen. Równocześnie kraje posiadające terminale importowe mogą pełnić rolę pośredników i zyskiwać na dalszym przesył surowca do państw, które nie mają możliwości odbioru LNG drogą morską.

Perspektywicznie patrząc można przyjąć stwierdzenie, iż gaz ziemny pozyskany z LNG będzie bardzo popularnym, o ile nie najpopularniejszym, pierwotnym nośnikiem energii. Za jego sukcesem może stać jego czystość, czyli niska zawartość zbędnych związków chemicznych, która przekłada się na ich niewielki odsetek w spalinach, a także sposób jego transportowania.

inż. Paulina Zwolenik
Politechnika Rzeszowska

Mieszka gaz od 15 lat



A gdzie jest ten mieszalnik? – to często zadawane pytanie przez gości przebywających na terenie Mieszalni Gazu przy Ośrodku Kopalń Grodzisk. Reagują zdziwieniem, gdy dowiadują się, że znajduje się 2,5 metra pod stopami. Pewnie wyobrażają sobie potężne urządzenie, tymczasem rzeczywistość jest mniej skomplikowana.

Pociąg gaz

Instalacja wyposażona jest aż w dwa mieszalniki o tajemniczych oznaczeniach obiektowych MX – 401/MX – 705. Pierwszy służy do produkcji gazu zaazotowanego podgrupy Lw, drugi przygotowuje mieszankę wsadową dla Odazotowni, do produkcji gazu wysokometanowego „E”.

Konstrukcyjnie są to krótkie odcinki rur o średnicy 200 mm /DN200/, o długości ~3 metrów, z umieszczonymi wewnątrz poprzecznymi stalowymi „ostrzami”, które „tną” wpływające różne strumienie gazu. Efektem końcowym jest gaz o żądanych parametrach technicznych.

Budowa i uruchomienie

Powstanie Mieszalni jest ściśle związane z zagospodarowaniem złóż gazu niehandlowego o różnej kaloryczności, którego zasoby zalegają w obszarze działania Ośrodka Kopalń Grodzisk Włkp. (złóża Paproć, Wielichowo, Ruchoćce,



Mieszalnia gazu Grodzisk. Fot. archiwum Oddziału

Elźbieciny, Jabłonna, Nowy Tomyśl). Od czerwca 2013 r. wsad zasilany jest również gazem ze złóż LMG z rejonu OK Gorzów Włkp.-Drezdenko.

Wykonawcą zadania została firma PBG S.A. Pierwszy próbny rozruch miał miejsce tuż przed końcem 2004 r. Odbiór inwestycyjny I Etapu budowy nastąpił 12.01.2005 r. Po zakończeniu pierwszego etapu budowy instalacja produkowała gaz Lw na bazie gazu wysokometanowego E z Gaz -Systemu (zakupowanego) oraz gazu niskokalorycznego z KGZ Paproć. Pełne parametry techniczne instalacja uzyskała na przełomie lat 2008/2009 wraz z uruchomieniem Odazotowni Grodzisk i KGZ Wielichowo (II Etap). Obecnie instalacja „mieszka” 80 tys. m³/h wsadu do Odazotowni i zdolna jest produkować nawet 100 tys. m³/h gazu Lw. Inwestycja znacząco zwiększyła poziom wydobywania „błękitnego paliwa” w naszym Oddziale.

Niepozorny budynek...

Wygląda na niepozorny budynek, ale sporo „żelastwa” kryje... – skomentował kiedyś

żartobliwie pracownik serwisu. Tylu „naszych” gazomierzy w jednym miejscu nie ma na żadnej instalacji... – powiedział szef serwisu producenta. Wkrótce cały dział konstruktorów Common osobiście oglądał wytwory swojej myśli technicznej w praktyce, aby doskonalić konstrukcję gazomierzy. To jeden z kilku przykładów, gdy nowoczesna instalacja stała się polem doświadczalnym dla dostawców urządzeń do jej budowy (PBG, Polna, Gazomet, Rotork, Plum).

W procesie technologicznym gaz zliczany jest przez 32 gazomierze przy pomocy tyłu przeliczników MacMat. Aż 17 zaworów regulacyjnych odpowiada za żadaną ilość i ciśnienie. Nad jakością i odpowiednim składem produktu czuwa 9 chromatografów, nieprzerwanie kontrolujących składy gazu ze wszystkich kierunków.

Do budowy 25 odcinków pomiarowych i regulacyjnych zużyto 70 zaworów DN200/150, ok. 1100 metrów rur, 85 łuków, 55 trójników. Całość połączyło blisko 600 spawów. Czystość gazów wsadowych i odpowiednią temperaturę

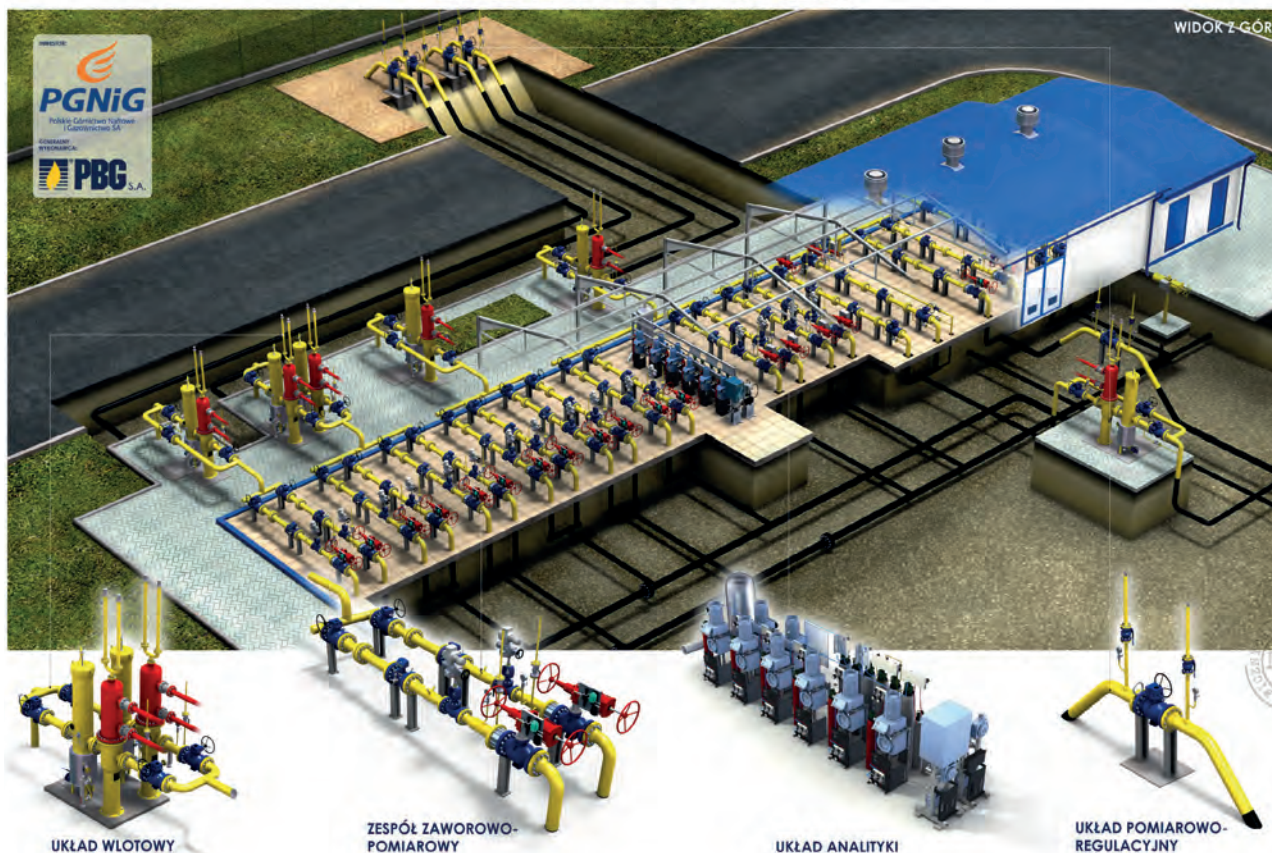


Układy przygotowawcze gazów wsadowych. Fot. archiwum Oddziału



Chromatografy. Fot. archiwum Oddziału

MIESZALNIA GAZU GRODZISK



WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.

zapewnia 5 układów przygotowawczych oraz kotłownia technologiczna o mocy 2 MW.

Proces technologiczny instalacji obejmuje trzy kierunki:

- przygotowanie gazu wsadowego do Odazotowni, z którego produkowany jest gaz podgrupy „E”,
- produkcja gazu handlowego Lw z wykorzystaniem gazu E z Odazotowni i gazów niehandlowych zaazotowanych,
- pomiar gazu handlowego E w punkcie PZO dla firmy Gaz System.

Instalacja przygotowuje wsad, który pozwala wyprodukować miesięcznie ok. 34 mln m³ gazu wysokometanowego E. Średnia miesięczna produkcja gazu handlowego Lw wynosi ok. 30 mln m³.

Ponad 10 mld m³ to łączna ilość gazu, która „przepląnęła” przez Mieszalnię

Innowacje i ludzie

Dla wielu doświadczonych pracowników oddanie Mieszalni do użytku to spełnienie „ma-

żenia”, by przy pomocy przysłowiowego palca „zastawić” zasuwę. Pełna automatyka sterowania pozwala zamknąć i otworzyć zawór jednym „kliknięciem”. Był to przeskok z bardzo „analogowej” do „cyfrowej” rzeczywistości, także mentalnej.

Duże zasługi dla funkcjonowania Mieszalni wniósł kierownik Adam Trybus i jego zastępca Henryk Pisarek. To na nich spoczął trud wdrożenia w nową rzeczywistość załogi i działania w nieprzewidzianych sytuacjach np. awarii 9 przeliczników w upalne lato 2006 r., początkowe problemy z prawidłowym dozowaniem gazów wsadowych. Instalacja była również priorytetem po włączeniu do KRNiGZ Młodasko. Szczególnie, że był to okres końca umów gwarancyjnych i serwisowych.

Od 2016 r. Mieszalnia jest jednostką bezpośrednio pod nadzorem kierownika OK Grodzisk Wlkp. Norberta Gamrota. Nastąpiło odmłodzenie załogi oraz modernizacja systemu sterowania (serwery, sterowniki, system nadrzędny). Zadanie dla załogi jest jasne – utrzymać wsad.

Andrzej M. Mańkowski
Kierownik zmiany
OK Grodzisk Wlkp.
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Odcinki pomiarowo-regulacyjne. Fot. archiwum Oddziału

„Biznes wrażliwy społecznie” docenia Oddział w Zielonej Górze



W trzeciej edycji lubuskiego konkursu „Biznes Wrażliwy Społecznie” PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze został kolejny raz nagrodzony, tym razem za akcję „Górnik w przedszkolu”.

Pomysłodawcą i organizatorem konkursu jest Fundacja na rzecz Collegium Polonicum, która od ponad 15 lat działa w obszarze aktywności społecznej, a obecnie jest liderem Ośrodka Wsparcia Ekonomii Społecznej. Celem konkursu jest zaprezentowanie dobrych praktyk firm z województwa lubuskiego, które realizują inicjatywy na rzecz społeczności lokalnej.

Oprócz nagród, po raz pierwszy w historii konkursu, zostały wręczone wyjątkowe wyróżnienia dla firm, które cechują się świadomym zaan-



Statuetka po raz trzeci trafia do Oddziału w Zielonej Górze. Fot. archiwum Oddziału



Podziękowania najmłodszych na długo pozostają w pamięci. Fot. archiwum Oddziału

gażowaniem społecznym, stając się wzorem do naśladowania i inspiracją dla biznesu. Trzy firmy zostały zaproszone do uczestnictwa w pracach Komisji Konkursu „Biznes Wrażliwy Społecznie” oraz do wspólnego rozwoju i promocji idei takiego podejścia do biznesu, wśród nich Oddział.

W tym miejscu warto wspomnieć, że wizyty górników w ramach akcji „Górnik w przedszkolu/szkole” są okazją do podzielenia się wiedzą na temat wydobywanych surowców i ich wykorzystania w codziennym życiu. Dzieci z zainteresowaniem słuchają o tym, jak powstała ropa i gaz, jak wygląda praca na kopalni. Cieszą się z papierowych czako, kolorowanek i słodyczy.

Zainteresowanie akcją ze strony szkół i przedszkoli jest ogromne, co udowadnia, że projekt ma głęboki sens. Dzięki zaangażowaniu pracowników i przychylności Dyrekcji Oddziału mamy nadzieję kontynuować ją przez kolejne lata.

Dorota Mundry

Dział Komunikacji i PR

PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Gala konkursu, do którego w tym roku zgłosiło się 40 przedsiębiorstw, odbyła się 7 grudnia w Zielonej Górze



„Górnik w przedszkolu” spędza czas z najmłodszymi również na podłodze. Fot. archiwum Oddziału



Podczas prezentacji dzieci dowiadują się m.in. o kolorach piór górniczego czako. Fot. archiwum Oddziału



Jerzy
Zagórski

PGNiG ma zielone światło na wydobycie ze złoża Skogul na Morzu Północnym

Norweski Dyrektoriat Ropy Naftowej wyraził formalną zgodę na rozpoczęcie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego na koncesji PL460. Start produkcji zaplanowano na marzec.



– Formalne zezwolenie norweskiej administracji jest dobrą informacją. Oznacza, że zgodnie z planami będziemy mogli rozpocząć wydobycie z kolejnego złoża na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W procesie wydobycia ze Skogul wykorzystamy infrastrukturę istniejącą już na sąsiednim złożu, co ma duże znaczenie dla zmniejszenia kosztów eksploatacji. Uruchomienie produkcji oznacza dodatkowe przychody, co już w tym roku wesprze wyniki osiągnięte przez naszą norweską spółkę – powiedział Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG SA.

PGNiG Upstream Norway, spółka zależna PGNiG SA, posiada 35 proc. udziałów w złożu Skogul. Właścicielem pozostałych udziałów i operatorem na koncesji jest firma Aker BP, od której PGNiG kupiło udziały w 2017 roku. Złoże odkryto w 2010 roku, a plan jego zagospodarowania został przyjęty w 2018 roku. Zasoby węglowodorów Skogul przypadające na PGNiG Upstream Norway wynoszą ok. 3,3 mln boe (baryłek ekwiwalentu ropy naftowej).

Złoże Skogul zlokalizowane jest w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Vilje, w którym PGNiG Upstream Norway ma 24,24 proc. udziałów. Dzięki istniejącej infrastrukturze produkcyjnej wydobywany gaz ze Skogul trafiać będzie poprzez Vilje do pływającej jednostki magazynującej FPSO Alvheim. Spółka szacuje, że przyrost produkcji własnej w związku z uruchomieniem wydobycia z nowego złoża wyniesie ponad 4 tys. boe dziennie.

PGNiG prowadzi działalność w Norwegii od 2007 roku. PGNiG Upstream Norway posiada obecnie udziały w 29 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Na administracyjne zatwierdzenie czeka nabycie udziałów w kolejnych dwóch koncesjach. Intensyfikacja akwizycji złóż w ciągu trzech ostatnich lat pozwoliła Spółce zwiększyć jej zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej z 80 mln do ok. 200 mln boe.

PGNiG wydobywa obecnie ropę naftową i gaz ziemny z pięciu złóż w Norwegii. Prace inwestycyjne i analityczne prowadzone są na sześciu kolejnych złożach. Poza uruchomieniem wydobycia ze Skogul w tym roku planowane jest jeszcze uruchomienie produkcji ze złoża Ærfugl.

Departament Public Relations
PGNiG SA



Więcej odkryć na świecie w 2019 r.

Oceny agencji *Rystad Energy* z kwietnia ub. roku dotyczące spodziewanej liczby odkryć na świecie oparte na wynikach poszukiwań w I kwartale okazały się trafne. Rok 2019 okazał się pod tym względem pomyślny, najlepszy od roku 2015. Łączny przyrost zasobów ropy i gazu wyniósł 1,65 mld t równoważnika ropy naftowej w porównaniu z 1,23 mld t w 2018 r. Listę najważniejszych odkryć otwiera 26 złóż z zasobami przekraczającymi 1,36 mln t równoważnika ropy naftowej, wśród nich przede wszystkim nowe złoża ropy w Gujanie i złoża gazu Orca w Mauretanii (176 mln t równoważnika ropy naftowej). Wyniki poszukiwań przekładają się na tworzenie wartości operatora i udziałowców. W roku 2019 sukcesy w Gujanie zapewniły zaangażowanym tam koncernom trzy czołowe miejsca w rankingu największej wytworzonej wartości: *ExxonMobil* – 2720 mln dolarów, *Hess Corp.* – 2040 mln i *CNOOC* – 1720 mln. Czwarte miejsce zajął *Total* z rezultatem 873 mln dolarów, głównie dzięki odkryciu złoża Brulpada w południowej Afryce.



Projekt East Med, Unia i Turcja

Grecja, Izrael i Cypr potwierdziły swoje poparcie dla projektu gazociągu *East Med* (*Eastern Mediterranean Gas Pipeline*) podpisując 2 stycznia br. umowę o budowie tej magistrali i określając termin jej ukończenia w roku 2025. Tą inwestycją zainteresowane są również Włochy, czego dowodem jest udział *Edison SpA* w konsorcjum *IGI Poseidon*, które ma budować gazociąg (drugim udziałowcem jest grecka *Depa SA*). Jednak oprócz problemów z finansowaniem (koszt ponad 6 mld dolarów) i trudności technicznych związanych z zagrożeniem sejsmicznym i głębokością Morza Śródziemnego dochodzącą do 3000 m w rejonie między Cyprzem i Kretą *East Med* będzie realizowany w niesprzyjających warunkach geograficzno-politycznych. Chodzi o stanowisko Turcji, która najpierw blokowała wiercenia *ENI* na wodach wokół Cypru, a następnie skierowała dwa statki wiertnicze do strefy ekonomicznej należącej do Republiki Cypryjskiej. Następnie, po Zgłoszeniu Turcji do udziału w mediacji i próbach stabilizacji sytuacji wewnętrznej w Libii dało pretekst do pertraktacji w sprawie rozgraniczenia libijskich i tureckich stref ekonomicznych na Morzu Śródziemnym podpisując dwustronne porozumienie. Umowa arbitralnie wyznacza granice stref pomijając prawa Grecji i Cypru. Z wypowiedzi przedstawicieli rządu tureckiego wynika, że Turcja chciałaby budować własny gazociąg do Europy południowej, będący konkurencją dla *East Med*. Korzystając też ze zbliżenia z Rosją składa oferty dostępu do złóż gazu na wodach Cypru dla firm rosyjskich, co wzmocniłoby jej pozycję w sporze z Unią.

W odpowiedzi na działania Turcji w listopadzie ub. roku Rada Europejska podjęła decyzję o zastosowaniu sankcji. Wysoki przedstawiciel komisji Europejskiej ds. zagranicznych Josep Borrell zalecił opracowanie listy tureckich podmiotów i osób zaangażowanych w prace naruszające prawa Cypru i uznawanych za nielegalne oraz określenie rodzaju restrykcji, jakim mogą podlegać.



Rosja chce przyspieszenia spotkania OPEC+ z powodu koronawirusa

Kolejne posiedzenie ministrów grupy OPEC+ było wyznaczone na 5-6 marca br. Rosyjski minister energii Aleksander Nowak

po rozmowach z przedstawicielami Arabii Saudyjskiej stwierdził, że wybuch epidemii koronawirusa w Chinach może mieć wpływ na zapotrzebowanie na ropę naftową i na ceny i wobec tego wskazane jest przyspieszenie terminu i przesunięcie spotkania na luty. Epidemia może zmniejszyć popyt na ropę o 34 tys. t/d i w następstwie pociągnąć za sobą ceny ropy. Musimy szybko reagować w takich przypadkach i oceniać, czy Rosja jest przygotowana na głębsze cięcia wydobycia powiedział A. Nowak. Obawy o skutki sytuacji w Chinach wstrząsają rynkami przyczyniając się do spadku cen ropy poniżej 57 dolarów za baryłkę z poziomu 65 dolarów 20 stycznia br. OPEC chce przedłużyć cięcia z grudnia 2019 r. przynajmniej do czerwca br. z możliwością pogłębienia redukcji, jeśli rozszerzenie się koronawirusa znacznie wpłynie na popyt w Chinach. Są to zalecenia organu doradczego OPEC - Wspólnego Komitetu Technicznego. W dyskusji zabrał głos nawet rosyjski minister spraw zagranicznych Siergiej Ławrow, popierając zalecenia Komitetu. Analitycy zwracają uwagę na jeszcze jeden czynnik, jakim jest stan budżetu Arabii Saudyjskiej – do jego zrównoważenia potrzebna jest cena ropy w wysokości 80 dolarów.



Akcje Saudi Aramco najtańsze od 2 miesięcy

Spodziewany spadek zapotrzebowania na ropę i spadek cen spowodowały, że kurs akcji *Saudi Aramco* obniżył się do najniższego poziomu od giełdowego debiutu 11 grudnia ub. roku z ceną 35,20 riali (9,39 dolara). Podstawowy indeks przemysłowy Arabii Saudyjskiej 10 lutego spadł o 1,6%, indeks w Dubaju o 0,2%, w Katarze o 0,1%, a kurs *Saudi Aramco* 12 lutego wynosił 33,20 riali (8,88 dolara). Najwyższy kurs był w połowie grudnia – 38,70 riali (10,29 dolara) i od tego czasu trwa nieustanny spadek.



Rozwój sektora LNG

Obroty skroplonym gazem ziemnym na świecie nieustannie rosną i w 2019 r. był to wzrost o 11,8%, a dostawy rynkowe wyniosły 373 mln t. Największy przyrost eksportu LNG nastąpił w USA – był to wzrost o 15,2 mln t do 37,7 mln t. W Rosji eksport zwiększył się o 10,1 mln t dochodząc do 30,2 mln t, w Australii o 7,7 mln t

osiągając 80,2 mln t. W dalszym ciągu największym importerem pozostaje Japonia, która sprowadziła 77,5 mln t, ale jest to mniej niż w 2018 r., kiedy importowano 83,2 mln t. Drugie miejsce wśród importerów zajmują Chiny, trzecie Korea Południowa. Chiny mogą wkrótce zająć miejsce Japonii jako największy odbiorca LNG, ponieważ miniony rok był czwartym kolejnym rokiem wzrostu importu ze wskaźnikiem 13,4%. Największy wzrost importu LNG nastąpił w Europie – z 49,9 mln t w 2018 r. do 87,2 mln t w 2019 r. Jeszcze wyższy był wzrost importu w W. Brytanii: z 5,2 mln t w 2018 r. do 8,1 mln t w 2019 r., co oznacza wskaźnik 164%. Powiększa się flota tankowców LNG i w ub. roku przekroczyła 550 jednostek.

Jak pokazują dane agencji *IHS Markit*, wzrost zdolności produkcyjnych LNG na świecie jest długotrwały i utrzymuje się od 5 lat. W 2015 r. było to 283 mln t rocznie, w tym roku będzie 437 mln t LNG, czyli wzrost przekroczył 50%. W kilku segmentach sektora uzyskano rekordy, które świadczą o perspektywach dalszego rozwoju. Przede wszystkim jest to wzrost ilości inwestycji – zdolność produkcyjna nowych zakładów skraplania gazu zgodnie z założeniami projektowymi osiągnęła poziom 70,4 mln t LNG rocznie. Poprzednio rekordowym rokiem był 2005, ale wtedy było to tylko 50,4 mln t LNG rocznie. Najwięcej inwestycji planuje się w USA, Rosji i Mozambiku.

Druga znacząca zmiana, niezwykła w tej branży, to ogromny wzrost udziału decyzji o rozpoczęciu inwestycji (*FID-Final Investment Decision*) podejmowanych bez zabezpieczenia w formie kontraktów długoterminowych. Takie rozwiązanie jest obciążone większym ryzykiem, ale przyspiesza realizację projektu, świadczy jednocześnie o zaufaniu w biznesowy sukces przedsięwzięcia.

Kolejne osiągnięcie to znaczne zwiększenie udziału start-upów w projektach skraplania. Są to zakłady o łącznej mocy produkcyjnej 38,8 mln t LNG rocznie. Najwięcej start-upów powstaje w USA, Australii i Rosji. Australia jest również liderem eksportu i zapewne utrzyma tę pozycję do roku 2023, gdy dobiegną końca duże inwestycje LNG w USA.



Nowe rozwiązanie w transporcie LNG

Dostawa skroplonego gazu ziemnego z Kataru do Bangladeszu w styczniu br. wzbudziła zainteresowanie na portalach naftowych ze względu na zastosowanie nowego typu tankowca-gazowca *FSRU (Floating Storage and*

Regasification Unit). Umożliwia on przeładunek gazu „ze statku na statek”. Tankowiec typu Q-Flex „Al Saflija” wycararterowany przez *Qatargas* przewiózł 210000 m³ LNG z portu Ras Laffan i dostarczył do jednostki *FSRU „Summit LNG”* zakotwiczonej u wybrzeży Bangladeszu. Gaz będzie przekazywany do terminalu odbiorczego z pominięciem etapu regazyfikacji w instalacjach lądowych.

Gazowce Q-Flex są wyposażone w system odzyskiwania odparowanego LNG tzw. wychwyty zwrotny zmniejszający straty surowca w czasie transportu. „Al Saflija” ze względu na swoje rozmiary (długość 315 m, szerokość 53 m i zanurzenie 12 m) nie może przepływać przez Kanał Sueski, ale przepłynął w ub. roku przez zmodernizowany i poszerzony Kanał Panamski.



Dobry rok dla Brazylii

Miniony rok był dla Brazylii pomyślnym rokiem, jeśli chodzi o wyniki poszukiwawcze i produkcyjne. Dotyczy to przede wszystkim wzrostu wydobycia ropy i gazu i zwiększenia udziału utworów podsolnych w ogólnej produkcji. Brazylijska Narodowa Agencja ds. Ropy Naftowej, Gazu Ziarnego i Biopaliw podała, że w 2019 r. wydobyto 138,4 mln t ropy (wzrost 7,8%) i 44,7 mld m³ gazu (wzrost 9,4%). Z utworów podsolnych pochodziło 66,8% całej produkcji krajowej, w sumie 86,2 mln t ropy i 25,9 mld m³ gazu. Był to bardzo spektakularny wzrost, o 21,6% w przypadku ropy i o 23,3% w przypadku gazu.

W grudniu ub. roku *Petrobras* poinformował, że produkcja ropy osiągnęła rekordowy poziom i wyniosła 516,8 tys. t/d równoważnika ropy naftowej, m. in. dzięki uruchomieniu platform P-67 i P-69 na złożu Lula. Podano również prognozę produkcji w 2020 r., którą określono na 376 tys. t/d równoważnika ropy naftowej. Jest to mniej niż przewidywali analitycy rynkowi, ale koncern wyjaśnia niższe szacunki planowanym przerwami serwisowymi na platformach i opóźnieniami w przyjmowaniu koncesji.



Nowa ocena zasobów rejonu North Slope na Alasce

Ocena zasobów rejonu North Slope była wykonana przez Służbę Geologiczną USA w 2005 r., ale od tego czasu znacznie lepiej

poznano geologię tego obszaru i odkryto nowe złoża, głównie w strefie Nanushuk i Torok. Nowe szacunki opublikowane 23 stycznia br. są wyższe i nie obejmują odkryć dokonanych przez przemysł w okresie 2013-2017. Wielkość zasobów ropy oszacowano na 489 mln t, wielkość zasobów gazu na 251 mld m³. Autorzy podkreślają, że są to nieodkryte, konwencjonalne, technicznie wydobywalne zasoby, które mogą być eksploatowane przy zastosowaniu tradycyjnych metod, bez eksploatacji wspomaganiej. Obszar objęty szacunkami Służby Geologicznej znajduje się między *National Petroleum Reserve Alaska* na zachodzie, Grzbietem Brooks na południu i *Arctic National Wildlife Refuge* na wschodzie. Wyniki raportu stanowią potwierdzenie znaczenia Alaski jako ważnego zaplecza surowcowego, które dostarczyło już miliardy baryłek ropy i daje szansę wydobywania następnych miliardów baryłek.



W dziale „Odkrycia” nadal Gujana, ExxonMobil i blok Stabroek

Koniec roku 2019 przyniósł wiadomości o odkryciach w Surinamie (Maka Central-1) i w Gujanie (Mako-1), ale już w styczniu, zaledwie 16 km od złoża Liza, w otworze Uaru nawiercono kompleks piaskowców nasyconych ropą o miąższości 29 m. Głębokość wody w tym miejscu wynosi 1933 m. Jest to 16 odkrycie na bloku Stabroek powiększające łączne zasoby tej koncesji do 1,08 mld t równoważnika ropy naftowej. Udziały należą do *ExxonMobil* (45%), *Hess Corp.* (30%) i *CNOOC Guyana Petroleum Ltd.* (25%).

W grudniu 2019 r. statek FPSO „Liza Destiny” rozpoczął eksploatację złoża Liza. Do rozpoczęcia wydobywania przygotowują się trzy inne jednostki FPSO zakotwiczone w tym rejonie, a piąty statek FPSO dołączy do nich jeszcze w tym roku.



Energia geotermalna i wiercenia naftowe

Przemysł naftowy stoi w obliczu transformacji energetycznej i jednocześnie boryka się ze skutkami zmiennych cen ropy. Są one odczuwalne przez poszczególne segmenty łańcucha upstream-downstream w różnym stopniu, ale

wyduje się, że szczególnie dotkliwie dotykają wiertnictwa. Publikowana na bieżąco przez firmę *Baker Hughes* liczba czynnych urządzeń wiertniczych pokazuje, jak wiele urządzeń z dnia na dzień jest wyłączanych z użytkowania. To samo dotyczy wykwalifikowanych pracowników. Ponowna mobilizacja sprzętu i personelu przy poprawie koniunktury jest czasochłonna i kosztowna. Kierunkiem lepszego wykorzystania potencjału firm wiertniczych może być skierowanie ich do udostępniania innych źródeł energii. Taką propozycją jest grant Departamentu Energii USA przeznaczony na rozwijanie technologii niezbędnych do wykorzystania energii geotermalnej, a w dalszej kolejności tworzenie przemysłu geotermalnego. Grant otrzymał uniwersytet Teksas, który jest zapleczem naukowo-badawczym branży naftowej. Ponieważ wody geotermalne są eksploatowane za pomocą wierceń, można więc spożytkować zaawansowane technologie wiertnicze i doświadczenie zdobyte przy wykonywaniu setek tysięcy odwiertów naftowych na lądzie i na morzu, jakim dysponują firmy wiertnicze. Jest to oczywiście szansa nie tylko dla firm wiertniczych, lecz także dla producentów sprzętu i firm serwisowych, którzy będą uczestniczyć we wdrożeniu metod wiercenia otworów geotermalnych.

Temat wykorzystania energii geotermalnej obecny jest również na łamach „Wiadomości Naftowych i Gazowniczych” w publikacjach M. Kruszewskiego – w najnowszym artykule (WNIg 1/2020) omówiono wykorzystanie morskiej energii geotermalnej.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Biznes Alert, ExxonMobil, Forsal.pl, Gazprom, Hart Energy, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Petrobras, Puls Biznesu, Reuters, Rystad Energy, USGS, World Oil.*



PKN ORLEN zoptymalizuje przerób ropy

PKN ORLEN zgodnie z zapowiedziami rozwija aktywa produkcyjne, tak aby efektywniej wykorzystał surowce. W tym celu powstanie kluczowa dla płockiej rafinerii instalacja Visbreakingu, która znacząco zwiększy uzysk produktów lekkich, czyli benzyny i oleju napędowego.

Uruchomienie inwestycji o łącznej wartości ok. 1 mld zł planowane jest do końca 2022 roku. Dzięki temu zysk operacyjny EBITDA PKN ORLEN wzrośnie nawet o 415 mln zł rocznie. Szacuje się, że łącznie po zakończeniu wszystkich inwestycji, które realizowane są obecnie w rafinerii Płocku, czyli po 2022 roku, EBITDA wzrośnie o ponad 600 mln zł rocznie.

Zgodnie z przyjętą strategią optymalizujemy produkcję. Z uwagą obserwujemy otoczenie makroekonomiczne. Dlatego rozwijamy nasz core business, jak rafineria, petrochemia, czy energetyka. Kluczem do sukcesu jest przyspieszanie procesów inwestycyjnych, tak aby jak najszybciej osiągać zyski. Przykładem jest budowa instalacji Visbreakingu w płockiej rafinerii. Pozwoli nam ona skutecznie odpowiadać na stale rosnące zapotrzebowanie na produkty wysokomarżowe. Wzmocni też naszą pozycję na konkurencyjnym, międzynarodowym rynku. – mówi Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

W instalacji Visbreakingu, która zostanie oddana do eksploatacji już do końca 2022 roku w Zakładzie Produkcyjnym w Płocku, pozostałość próżniowa, która dotąd wykorzystywana była do produkcji ciężkich olejów opałowych czy asfaltu, będzie przetwarzana na produkty wysokomarżowe – benzynę i olej napędowy. Oznacza to, że rafineria będzie mogła prowadzić jeszcze bardziej pogłębiony przerób ropy naftowej, a tym samym uzyskiwać większe o kilka punktów procentowych ilości paliw z baryłki niż dotychczas.

Instalacja zostanie zbudowana w oparciu o licencję visbreakingu firmy Shell/C&BI NEDERLAND B.V. Jej wykonawcą zostało konsorcjum firm: KTI Poland S.A. (jako lider) oraz IDS-BUD S.A. (jako uczestnik). Spółka podpisała umowę, która obejmuje kompleksowe wykonanie prac w tzw. formule „pod klucz”, czyli zaprojektowanie, dostawy, wykonanie robót budowlano-montażowych wraz z uruchomieniem oraz przeprowadzeniem rozruchu technologicznego instalacji. Uruchomienie instalacji planowane jest do końca 2022 roku.

Proces Visbreakingu to technologia sprawdzona i stosowana już w Grupie Kapitałowej ORLEN, w rafineriach w Czechach oraz na Litwie. Instalacje Visbreakingu cechują najniższe nakłady inwestycyjne (CAPEX) spośród wszystkich dostępnych technologii zagospodarowania pozostałości próżniowej.

Obecnie na terenie Zakładu Produkcyjnego w Płocku realizowana jest również modernizacja instalacji Hydrokrakingu. Umożliwi ona zwiększenie rocznej produkcji diesla o 100 tys. ton. Kolejny realizowany projekt dotyczy modernizacji jednej z jednostek HON (Hydroodsierczenie

Oleju Napędowego) i zwiększy produkcję oleju napędowego o 150 tys. ton. Dzięki tym dwóm inwestycjom, których zakończenie planowane jest na koniec 2020 roku, łączna EBITDA wzrośnie o 200 mln zł rocznie.

Biurowie Prasowe
PKN ORLEN



Wszystkie tłocznie Baltic Pipe w Polsce z pozwoleniem na budowę

10 lutego 2020 roku Wojewoda Wielkopolski wydał pozwolenia na budowę dla tłoczni gazu w Odolanowie. Tym samym GAZ-SYSTEM posiada komplet pozwoleń na budowę dla trzech tłoczyń Baltic Pipe zlokalizowanych na terenie kraju.

Inwestycja będzie polegała na rozbudowie istniejącej tłoczni, wraz z instalacją węzła Odolanów oraz na wykonaniu połączenia tych elementów z istniejącą infrastrukturą przesyłową.

Zatwierdzony decyzją wojewody projekt budowlany zakłada realizację dwóch etapów:

- Etap I – rozbudowa o nowe agregaty o łącznej mocy 30 MW,
- Etap II – inwestycja o kolejne agregaty o mocy 20 MW.

W ramach Projektu Baltic Pipe realizowany będzie Etap I inwestycji. Natomiast rozbudowa tłoczni w zakresie etapu II będzie realizowana jako odrębne zadanie.

– Dzięki dobrej współpracy z urzędami wojewódzkimi proces uzyskiwania decyzji administracyjnych dla kolejnych elementów Baltic Pipe w Polsce przebiega zgodnie z założonym harmonogramem. Równolegle prowadzimy postępowania przetargowe na wykonawców prac budowlanych, tak aby pod koniec 2022 r. osiągnąć gotowość do przesyłu gazu z Szelfu Norweskiego – powiedział Artur Zawartko, wiceprezes GAZ-SYSTEM.

Wydana przez Wojewodę Wielkopolskiego decyzja o pozwoleniu na rozbudowę tłoczni gazu w Odolanowie podlega natychmiastowemu wykonaniu. Ze względu na strategiczne znaczenie inwestycji zadanie to realizowane jest na podstawie tzw. „specustawy gazowej”.

W lutym br. GAZ-SYSTEM otrzymał pozwolenie na rozbudowę tłoczni w Goleniowie i budowę od podstaw nowej tłoczni w Gustorzynie. Inwestycja jest częścią Baltic Pipe, projektu mającego na celu utworzenie nowego korytarza dostaw gazu na rynku europejskim. Projekt składa się z 5 komponentów. Jednym z nich jest rozbudowa i modernizacja polskiego systemu przesyłowego gazu ziemnego.

W jego skład wchodzi połączenie gazociągu podmorskiego z istniejącym systemem budowa gazociągu Niechorze – Płoty i gazociągu Goleniów-Lwówek oraz wybudowanie Tłoczni w Gustorzynie oraz rozbudowa Tłoczni Gazu w Goleniowie i Odolanowie.



Baltic Pipe: gazociąg łączący otrzymał pierwsze pozwolenia na budowę

Wojewoda Zachodniopomorski wydał pozwolenie na budowę dla dwóch obiektów naziemnych odcinka lądowego gazociągu Baltic Pipe, który połączy gazociąg podmorski z krajowym systemem przesyłowym. Terminal Odbiorczy w Konarzewie i Węzeł Przesyłu Gazu w Płotach posiadają komplet decyzji administracyjnych umożliwiających rozpoczęcie prac budowlanych.

Gazociąg łączący relacji Niechorze – Płoty o długości ok. 41 jest jednym z elementów polskiej części projektu Baltic Pipe. Terminal Odbiorczy w Konarzewie to węzeł regulacyjno-pomiarowy, zlokalizowany w gminie Karnice, o przepustowości 1.260.000 m³/h. Zadaniem tego obiektu będzie regulacja i pomiar rozliczeniowy objętości strumienia gazu transportowanego ze złoź na Morzu Północnym do Polski. Natomiast Węzeł Przesyłu Gazu Płoty jest obiektem istniejącym, który obecnie steruje przepływami gazu w gazociągach relacji Szczecin – Gdańsk, zlokalizowanych wzdłuż linii wybrzeża bałtyckiego. Inwestycja będzie polegała na rozbudowie węzła o układ rozdzielczy gazu na kierunki Gdańsk i Szczecin, a także układy pomiarowe i regulacyjne ilości gazu dostarczanego gazociągami z Terminala Odbiorczego Konarzewo w kierunku Goleniowa i Gdańska.

Gazociągi i infrastruktura towarzysząca dla wszystkich etapów Baltic Pipe, ze względu na strategiczne znaczenie inwestycji będzie realizowana na podstawie tzw. „specustawy gazowej”.

Inwestycja jest częścią Projektu Baltic Pipe, projektu mającego na celu utworzenie nowego korytarza dostaw gazu na rynku europejskim. Projekt składa się z 5 komponentów. Jednym z nich jest rozbudowa i modernizacja polskiego systemu przesyłowego gazu ziemnego. W wyniku realizacji tej części inwestycji nastąpi połączenie gazociągu podmorskiego z istniejącym systemem przesyłowym oraz budowa gazociągów: Niechorze – Płoty i Goleniów-Lwówek, wybudowanie tłoczni w Gustorzynie oraz rozbudowa tłoczni gazu w Goleniowie i Odolanowie.



Umowa na rozbudowę terminalu LNG w Świnoujściu została podpisana

Spółka Polskie LNG z Grupy GAZ-SYSTEM podpisała umowę na rozbudowę istniejącej instalacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego o dodatkowe regazyfikatory SCV (ang. Submerged Combustion Vaporiser). Dzięki temu zostaną zwiększone o 50% obecne moce regazyfikacyjne Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu.

Umowa obejmuje zaprojektowanie instalacji oraz montaż regazyfikatorów LNG i pomp kriogenicznych. Efektem tej inwestycji będzie rozszerzenie funkcjonalności i zdolności technicznych terminalu w Świnoujściu. W ramach umowy będą zainstalowane m.in. dwa dodatkowe urządzenia SCV, które umożliwią osiągnięcie zdolności regazyfikacji na poziomie 7,5 mld m³/rok gazu ziemnego rocznie. Kluczowe urządzenia zostały zamówione w październiku 2019 roku w ramach dostaw inwestorskich. Wykonawcą projektu rozbudowy zostało konsorcjum firm PORR i TGE.

– Rząd RP od 4 lat konsekwentnie realizuje strategię dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego do Polski. Rozbudowa Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego jest ważnym elementem uniezależniania się Polski od dostaw z kierunku wschodniego. Dzięki tej inwestycji zwiększamy poziom bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju – powiedział Piotr Naimski, Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

– Dziś podpisujemy umowę, której realizacja zwiększy o 50% dotychczasowe zdolności regazyfikacyjne Terminalu LNG. Oznacza to, że zawarliśmy wszystkie kontrakty dotyczące pierwszego etapu rozbudowy i wchodzimy w fazę wykonawczą inwestycji. Zgodnie z harmonogramem ten etap planujemy zrealizować do końca 2021 r. – mówił Tomasz Stępień, Prezes Zarządu Polskie LNG i GAZ-SYSTEM.

Program rozbudowy Terminalu w Świnoujściu składa się z czterech komponentów: zwiększenia mocy regazyfikacyjnych (I etap) oraz budowy drugiego nadbrzeża, trzeciego zbiornika LNG i bocznic kolejowej na cysterny i kontenery ISO (II etap). Podpisanie umowy na realizację pierwszego etapu tego projektu ma znaczący wpływ na budowanie niezależności energetycznej Polski. Jest elementem strategii rządu w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, którą konsekwentnie realizuje Grupa GAZ-SYSTEM.

Rozbudowa Terminalu w Świnoujściu jest objęta dofinansowaniem z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020, PRIORYTET: VII, DZIAŁANIE: 7.1 w ramach projektu pod nazwą: „Rozszerzenie funkcjonalności Terminalu LNG w Świnoujściu”.

GAZ-SYSTEM.



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



Kalendarium

20.02.2020 r. w Krakowie odbyło się Walne Sprawozdawczo-Wyborcze Zebranie Koła Seniorów działającego przy Oddziale SITP NiG w Krakowie.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

70 urodziny

Adam Sikora
z Oddziału w Sanoku

75 urodziny

Stanisław Bednarz
z Oddziału w Krakowie,
Kazimiera Owczarek
z Oddziału w Warszawie II

80 urodziny

Wojciech Biedrzycki
z Oddziału w Krakowie,

Roman Dusza
z Oddziału w Krośnie,

Józef Pawlak
z Oddziału w Łodzi

85 urodziny

Tadeusz Hałasik
z Oddziału w Sanoku

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

Honorowa Szpada SITP NiG dla najlepszych absolwentów 2019



Wręczenie dyplomu oraz Honorowej Szpady SITP NiG Pani Annie Bąk. Fot. arch. AGH - Zbigniew Sulima

W dniach 10 stycznia 2020 na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska i 30 stycznia 2020 na Wydziale Wiertnictwa Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie odbyły się uroczystości wręczenia dyplomów ukończenia studiów absolwentom kończącym studia w roku 2019.

Uroczystości te były okazją do wręczenia nagród wyróżniającym się studentom. Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, tradycyjnie nagrodziło najlepszych studentów honorowymi szpadami górniczymi. W tym roku wyróżnienie to otrzymały Panie mgr inż. Anna Bąk z WGGiOŚ oraz mgr inż. Katarzyna Murawska z WWNiG. Ponadto Kapituła Szpady przyznała 19 dyplomów za wybitne wyniki w nauce studentom,



Wręczenie dyplomu oraz Honorowej Szpady SITP NiG Pani Katarzynie Murawskiej. Fot. Krzysztof Haładyna



Fot. Krzysztof Haładyna

którzy uzyskali najlepsze średnie ocen z całych studiów. Szpady oraz dyplomy wręczył Kanclerz Kapituły, Sekretarz Generalny SITPNIg dr Rafał Kudrewicz.

Obu uroczystościom towarzyszyły okolicznościowe przemówienia przedstawicieli władz rektorskich, dziekańskich, samorządu studenckiego oraz zaproszonych gości, wśród których nie zabrakło absolwentów obu wydziałów. Nie obyło się bez miłych, a często zabawnych wspomnień lat studenckich przytoczonych przez osoby dziś będące profesorami, nauczycielami akademickimi, szefami firm a także urzędników administracji geologicznej i górniczej. Mówcy wskazywali na istotną więź pomiędzy absolwentami a uczelnią, absolwentami a nauczycielami i między sobą. Można też było zauważyć szacunek dla nauczycieli, w szczególności dla tych wymagających.

Po częściach oficjalnych odbyły się spotkania o charakterze integracyjno-towarzyskim.

Redakcja WNIg



Fot. Krzysztof Haładyna



Pomysł utworzenia nagrody "Honorowa Szpada SITPNIg" dla absolwentów w/w wydziałów AGH przedstawił piszący te słowa w planie pracy Stowarzyszenia na rok 2006 oraz projekcie obchodów Jubileuszu 60 lecia SITPNIg. Zarząd Główny SITPNIg, po emocjonalnej dyskusji przyjął uchwałę nr 85/2006 z dnia 30 marca 2006 r., w której zapisano: „W roku Jubileuszu 60 lecia działalności Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, dla podkreślenia więzi łączącej Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego z Akademią Górniczo-Hutniczą im. S. Staszica w Krakowie, Zarząd Główny SITPNIg postanawia ufundować Honorową Szpadę SITPNIg dla najlepszego absolwenta Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu oraz Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska Akademii Górniczo-Hutniczej”. W dalszej treści w/w uchwały postanowiono, że nagrodę będzie nadawała kapituła zgodnie z regulaminem ustalonym w porozumieniu z Władzami Akademickimi.

Regulamin Konkursu szczegółowo precyzuje warunki nadawania nagrody, opisuje wygląd szpady oraz procedurę wręczenia. Zgodnie z Regulaminem: „Honorowa Szpada SITPNIg” posiada formę klasycznej szpady górniczej, której długość wynosi 88 cm, a klinga 70 cm. Wykonana jest z metalu. Rękojeść szpady ma długość 18 cm i składa się z drewnianego trzonka połączonego półkolistym metalowym kabłąkiem w kolorze żółtym, zakończonym półkolistym kapturkiem. Szpada zaopatrzona jest w kwast zielono-czarny z paskiem zielono-czarnym. Na głównej szpady wygrawerowane są napisy: na jednej stronie – „Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego”, a na drugiej stronie – „*Sapere aude*» (temu, który odważył się być mądrym) NAJLEPSZEMU ABSOLWENTOWI Wydziału AGH w r.”

Warunkiem uzyskania wyróżnienia jest osiągnięcie w toku studiów: bardzo dobrych wyników w nauce, wykazanie się osiągnięciami w pracy w ramach studenckiego ruchu naukowego lub w innych zespołach badawczych oraz prezentujących nienaganną postawą moralną. Do udziału w konkursie mogą być nominowani absolwenci, którzy: ukończyli studia w terminie określonym planem studiów, uzyskali średnią ocen z egzaminów i zaliczeń nie niższą niż 4,5, uzyskali z pracy dyplomowej i egzaminu dyplomowego oceny nie niższe niż bardzo dobre, wykazali się wysokimi lokatami w Sesjach Studenckich Kół Naukowych, konkursach na Notatki w Internecie i in.

Czternaście edycji konkursu o Honorową Szpadę SITPNIg wyłoniło 27 laureatów, w tym 14 na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska oraz 13 na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu (w 2007 r. nie nadano nagrody ze względu na brak kandydatów spełniających kryteria konkursu). Wszyscy szybko zasiliili szeregi pracowników placówek naukowo-badawczych oraz jednostek przemysłowych w kraju i za granicą, rozwijając zdobytą wiedzę w nowych sferach działalności zawodowej, niosąc dobre imię swojej Almae Matris i Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego.

Stanisław Szafran

Wybory w Kole SITPNiG w Sandomierzu



ODDZIAŁ W TARNOWIE

oraz zostały przedstawione plany na 2020 rok. Najważniejszym tematem okazała się sprawa rozpropagowania działalności Koła i pozyskiwania nowych, energicznych i odpowiedzialnych członków Koła. Jest to bardzo ważny temat dotyczący całego stowarzyszenia SITP NiG i uważamy, że powinien on być omawiany na całym forum Stowarzyszenia, a wypracowane rozwiązania będziemy stosować i w naszym Kole.

Beata Gawłowska-Bajda
Wiceprzewodnicząca
Kole SITP NiG w Sandomierzu



Przewodniczący Andrzej Fudala wręcza legitymacje nowym członkom. Fot arch. Kole SITP NiG w Sandomierzu

24 stycznia 2020 roku w Sandomierzu odbyło się V Walne Zebranie sprawozdawczo-wyborcze Kole SITP NiG w Sandomierzu. Obecnie Kole liczy 29 członków, w tym 8 emerytów. Członkowie zrzeszeni w Kole to pracownicy Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o., Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA oraz PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

Kole w Sandomierzu powstało w 2006 roku, a jego założycielami byli: Andrzej Fudala, Beata Gawłowska-Bajda, Wojciech Piątek, Piotr Fudala.

Po wyborach na V walnym zebraniu Kole w Sandomierzu ukonstytuował się Zarząd Kole w następującym składzie:

- Przewodniczący - Andrzej Fudala
- Wiceprzewodniczący - Beata Gawłowska-Bajda
- Sekretarz - Kaptur Małgorzata
- Skarbnik - Bożena Nowińska
- Członek - Paweł Zięba
- Członek - Guzik Tomasz

Na Delegatów na XLIII Walny Zjazd SITP NiG zostali wybrani: Bożena Nowińska, Andrzej Dziura, Kazimierz Płaza i pan przewodniczący Andrzej Fudala.

Po przeprowadzeniu wyborów omawiane były sprawy związane z działalnością Kole



Przebieg Walnego Zebrania Członków Kole. Fot arch. Kole SITP NiG w Sandomierzu



INTERNATIONAL STUDENT PETROLEUM CONGRES & CAREER EXPO

15-17 APRIL 2020

KRAKOW AGH UST



Wodór w infrastrukturze gazowej



Fot. arch. IGG

Pod powyższym tytułem Izba Gospodarcza Gazownictwa zorganizowała w Zakopanem symposium, które zgromadziło czołowych polskich naukowców i ekspertów zajmujących się zagadnieniami coraz częściej określanymi mianem „gospodarki wodorowej”.

Otwierający obrady Dariusz Brzozowski, Wiceprezes IGG, podkreślił, że coraz silniejsza presja społeczna i polityczna na dekarbonizację gospodarki, motywuje branżę do poszukiwania nowych rozwiązań w zakresie polityki energetycznej. Gospodarka wodorowa powstaje w ramach gospodarki niskoemisyjnej, a w zamyśle ma osiągnąć zeroemisyjność w sektorze energetycznym. IGG by stworzyć platformę dyskusji, inicjować i rekomendować systemowe rozwiązania pozwalające ocenić potencjał wodoru w energetyce i gospodarce powołała Grupę Ekspertów ds. Wodoru. Celem grupy jest też współpraca przy wypracowaniu w Polsce koncepcji rozwoju technologii opartych na wodorze.

Gościem honorowym Sympozjum był Sekretarz Stanu w Ministerstwie Aktywów Państwowych – Adam Gawęda.

W swojej wypowiedzi zaznaczył iż cele długoterminowe w przekazie z konferencji klimatycznej COP 24 w Katowicach, czy COP 25 w Madrycie to przejście na konkurencyjną niskoemisyjną gospodarkę do 2050 r. Założona

neutralność emisyjna to zrównoważony, konkurencyjny i bezpieczny system energetyczny z działaniami zwiększania udziału energii odnawialnej. Cele wyznaczone przez COP są bardzo ambitne dla wszystkich krajów, szczególnie też kosztowne przy ograniczeniach elektrowni węglowych i działaniach eliminujących emisję z pozostałych paliw kopalnych w energetyce, transporcie i przemyśle. Aby wizja zmian mogła być realna technicznie i uzasadniona ekonomicznie, Rząd podejmuje wiele działań ukierunkowanych na ograniczenia najbardziej emitujących nośników energii. Stąd warto zidentyfikować najważniejsze problemy przyszłego niskoemisyjnego systemu energetycznego. Tematyka Sympozjum nakreśla uwarunkowania i możliwości transformacji energetycznej. Koncentrujemy się na tym, co ważne dla Polskiej energetyki, akceptując kierunek zmian, będziemy poprzez szeroką współpracę z administracją, nauką i samorządami gospodarczymi wprowadzać te zmiany z korzyścią dla społeczeństwa, środowiska i gospodarki.

Termin „dekarbonizacja” – to ograniczenie emisji CO₂ do zera, a wodór jako nośnik czystej energii ma szansę na zastąpienie paliw kopalnych w najważniejszych sektorach energetycznych.

Dyskusja o zastąpieniu węgla w gospodarce światowej nie może odnosić się w równym stopniu do wszystkich gospodarek świata, ale podkreślone zostało zainteresowanie Rządu w zwiększaniu udziału Polski w realizacji no-

wych technologii energetycznych, tworzeniu strategii dla wdrażania rozwiązań, na rzecz przyszłości - zmian w kierunku ochrony klimatu.

Jako istotne dokumenty w tym zakresie została wymieniona strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju (SOR – do 2030 r.) oraz Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP).

Ważnym dla kierunków działania Grupy Ekspertów przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa było wystąpienie Wiceprezesa PGNiG Arkadiusza Sekścińskiego, który witając wszystkich podkreślił ważność debaty dla rozwoju gazownictwa, jej jakość merytoryczną oraz potrzebę ciągłości współpracy z Izłą Gospodarczą Gazownictwa, jako ważnego dla branży gremium samorządowego.

W sesjach i debatach Sympozjum braли udział przedstawiciele świata nauki: prof. Maciej Chaczykowski, prof. Andrzej Osładcz i prof. Konrad Świrski z Politechniki Warszawskiej, prof. Jerzy Kaleta z Politechniki Wrocławskiej, prof. Jakub Kupecki z Instytutu Energetyki, dr Grzegorz Tchorek z Uniwersytetu Warszawskiego, dr Bartosz Stachowiak z Uniwersytetu im. Prymasa Wyszyńskiego, dr Jacek Jaworski z Instytutu Nafty i Gazu PIB oraz dr Grzegorz Rosłonek z PGNiG, dr Andrzej Szałek z Toyoty Poland, Tomasz Blacharski z EuroPolGaz i mecenas Adam Wawrzynowicz - przedstawiciele przemysłu w swoich wystąpieniach przedstawili potencjalne korzyści wodoru dla gospodarki niskoemisyjnej, możliwości wykorzystania wodoru w działalności branży

gazowniczej i transporcie oraz zidentyfikowali czynniki mające wpływ na wprowadzenie wodoru w warunkach polskiej gospodarki. Przedstawione zostały również działania Europy i obszary tematyczne, których implementacja w ramach rozwiązania politycznego już się rozpoczęła i w dużym tempie jest nadal rozwijana. Wskazywano na inicjatywy podejmowane na Światowym Forum Ekonomicznym w Davos, na setki inicjatyw podejmowanych w UE z odnotowaniem, że nie korzystamy z tego źródła, a perspektywa budżetowa UE po 2021 r. nie przewiduje środków dla gazownictwa. Do połowy 2019 r. powstało kilkadziesiąt różnych inicjatyw politycznych wspierających wodór. Jedenaście wśród krajów zaliczanych do G20 i UE, ma narodowe strategie w zakresie wodorowych ogniw paliwowych. W polskim „Narodowym Planie Energetycznym” termin „ogniwo paliwowe” pojawia się tylko raz. Zwrócono uwagę na sposób prowadzenia projektów w zagranicznych ośrodkach badawczych bądź przemyśle – model szerokiej współpracy dla odpowiednio dobranych projektów – ukierunkowane środki finansowe – konsolidację dużych graczy rynku energetycznego. Zaproszeni Prelegenci i Paneliści omawiali również projekty realizowane w macierzystych uczelniach we współpracy z przemysłem.

Szczególną uwagę zwrócono na brak prawa, na brak analiz ekonomiczno-technicznych i bardzo wczesną fazę działań dla tak ważnego do wykorzystania ogniwa w gospodarce. Na przykładzie japońskiego koncernu (Toyoty) przedstawiono wodorową przyszłość w motoryzacji. Omówiony został też wodór jako nośnik energii do dekarbonizacji wytwarzania ciepła i użytkowania energii w budynkach oraz jako

odnawialny surowiec dla przemysłu. Dokonano analizy szans i zagrożeń potencjału energetyki wodorowej i związanych z tym korzyści ekologicznych. Zaprezentowano projekt demonstracyjny Power to Gas, z głównymi celami tego projektu tj. analizą potencjału odnawialnych źródeł energii do wytwarzania energii elektrycznej, analizą możliwości wykorzystania energii elektrycznej do produkcji wodoru, symulacją rozptyłu mieszaniny gazu ziemnego z wodorem w sieci dystrybucyjnej. Katalog zadań zamykają: analiza wpływu mieszaniny gazu ziemnego i wodoru na szczelność rur, na jakość spalania w gazowych źródłach ciepła oraz dokładność działania urządzeń pomiarowych. W dyskusji podkreślono trafny wybór tematyki obrad, bo temat „gospodarki wodorowej” wymaga poważnych studiów i analiz, co oznacza, że Grupa Ekspertów ds. Wodoru powołana przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa stoi przed wieloma wyzwaniami.

Debata podkreśliła też brak jednoznacznych rekomendacji ustalenia górnej bezpiecznej granicy dla zawartości wodoru w gazie ziemnym. Europejski Komitet Normalizacyjny poprzez Europejską Badawczą Grupę Gazowniczą (GERG) będzie realizatorem przygotowania projektu badawczego. Proces przystosowania transportu gazu ziemnego z dodatkiem wodoru odbywa się stopniowo i jest poprzedzony licznymi analizami, badaniami i pracami normalizacyjnymi. Technologie Power to Gas są obiecujące, szczególnie w sektorze transportu i przemysłu. Dla ich komercyjnego zastosowania wymagana jest redukcja kosztów. Z wyników prac w branży wynika możliwość np.: zagospodarowania odpadowego dwutlenku węgla poprzez połącze-

nie z wodorem a następnie metalizacją czy też możliwość zagospodarowania odpadowego dwutlenku węgla emitowanego z węglowych jednostek wytwórczych poprzez połączenie go z wodorem wytwarzanym w instalacjach Power to Gas.

Badania nad technologiami stanowią istotne wyzwania, które będą decydowały o efektywności jej wykorzystania i zwiększania jej udziału w całkowitym bilansie energetycznym. Oddzielnym zagadnieniem przedstawionym podczas dyskusji było magazynowanie wytworzonego wodoru, badania systemu dystrybucyjnego gazowych źródeł ciepła, gazowych instalacji domowych, urządzeń pomiarowych a także szczelności sieci instalacji gazowych. Podkreślano iż wymogi bezpieczeństwa technicznego to również priorytetowe działania jako krytyczne obszary całej infrastruktury gazowej. W podsumowaniu Sympozjum podkreślono jak ważne są działania dla opracowania narodowej strategii wodorowej, prawnych dokumentów o znaczeniu krajowym oraz szczegółowych planów wdrażania strategii. Obecna duża aktywność organizacji ruchów społecznych i gremiów naukowych stwarza szansę aby uczynić z wodoru ważną część czystej i bezpiecznej przyszłości energetycznej.

Ciąg dalszy tematyki wodorowej Izba będzie prezentowała na VII Kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego w dniach 1-3.04.2020 r. w Łodzi.

Serdecznie Zapraszamy.
<https://www.igg.pl/vii-kppg-zaproszenie>

Teresa Laskowska
 Dyrektor IGG



Fot. arch. IGG



V Konferencja Naukowa

Bezpieczeństwo energetyczne

filary i perspektywa rozwoju

30-31.03.2020

Organizatorzy: **Instytut Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza** oraz **Katedra Ekonomii Wydziału Zarządzania Politechniki Rzeszowskiej im. Ignacego Łukasiewicza** we współpracy ze **Studenckim Kołem Naukowym „Eurointegracja”**

GOSPODARKA
ENERGETYKA ODPADAMI ELEKTROMOBILNOŚĆ
JĄDROWA DOSTAWY GEOPOLITYKA
POLITYKA SUROWCÓW
KLIMATYCZNA GAZU TRANSFORMACJA WSPÓLNY RYNEK
ENERGETYKA ENERGETYCZNA ENERGI W UNII
WIATROWA ZIEMNEGO POLITYKA EUROPEJSKIEJ
OFF-SHORE
NOWE TECHNOLOGIE ENERGETYCZNA
ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII W SEKTORZE
Znaczenie Państw Energetycznym BEZPIECZEŃSTWO DOSTAWY
TROJMORZA DLA BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNE NAFTOWEJ
ENERGETYKA OBYWATELSKA SEKTOR SZTUCZNA INTELIGENCJA W SEKTORZE
ELEKTROENERGETYCZNY ENERGETYCZNYM

W poprzednich czterech edycjach Konferencji wzięło udział **760 uczestników** reprezentujących **43 ośrodki naukowe, 3450 studentów** oraz blisko **13000 internautów**. Wśród uczestników gościliśmy **31 przedstawicieli administracji publicznej**, a także **90 reprezentantów spółek energetycznych**.

Patronat medialny nad V Konferencją Naukową udzieliły m.in.: Polska Agencja Prasowa Biznes, Interia, TVP Info, TVP3 Rzeszów, Centrum Informacji Rynku Energii (cire.pl), BiznesAlert.pl, Polskie Radio Rzeszów, Energetyka24, The Warsaw Institute Review, WysokieNapiecie.pl

Patronat honorowy: Minister Nauki i Szkolnictwa Wyższego, Marszałek Województwa Podkarpackiego oraz Rektor Politechniki Rzeszowskiej im. Ignacego Łukasiewicza.

www.instytutpe.pl/konferencja2020

Relacja z XX edycji Ogólnopolskiego Kongresu Energetyczno-Ciepłowniczego POWERPOL

W dniach 27-28 stycznia 2020 r. w Warszawie, w Hotelu Sofitel Victoria odbyła się XX edycja Ogólnopolskiego Kongresu Energetyczno-Ciepłowniczego POWERPOL, poświęcona perspektywom rozwoju polskiej energetyki w odniesieniu do najbliższych lat, którego głównym organizatorem jest Europejskie Centrum Biznesu.

Kongres objęty został Patronatem Honorowym przez Wiceprezesa Rady Ministrów, Ministra Aktywów Państwowych Jacka Sasina, Ministra Klimatu Michała Kurtykę, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Rafała Gawina, Ministerstwo Rozwoju, Agencję Rynku Energii S.A., Główny Instytut Górnictwa, Górnictwem Izba Przemysłowo Handlową, Krajową Izbę Biopaliw, Krajową Izbę Gospodarczą, Krajowy Instytut Energetyki Rozproszonej, Narodową Agencję Pozaszanowania Energii, Polską Organizację Przemysłu i Handlu Naftowego, Polskie Stowarzyszenie Elektromobilności, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych, Polskie Towarzystwo Certyfikacji Energii, PTPIREE, Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych. Od strony merytorycznej Kongres wspierany był przez ekspertów z firmy PwC Polska.

Podczas Kongresu odbyło się sześć paneli dyskusyjnych podejmujących tematykę zmian



Fot. arch. ECB

w polskim sektorze energetycznym z perspektywy Rządu i przedsiębiorstw, potencjału rynku ciepła i implikacji programu „Czyste powietrze”, polskiego rynku gazu i paliw, OZE w portfolio liderów polskiego rynku, innowacji w obszarze wytwarzania, sieci i dystrybucji oraz potencjału polskich wytwórców na potrzeby segmentu OZE.

XX edycja Ogólnopolskiego Kongresu Energetyczno-Ciepłowniczego POWERPOL została oficjalnie zainaugurowana przez Adama Gawędę Sekretarza Stanu w Ministerstwie Aktywów Państwowych, oraz Ireneusza Zyskę Podsekretarza Stanu w Ministerstwie Aktywów Państwowych, którzy przedstawili uczestnikom najważniejsze wyzwania, przed jakimi obecnie

stoi Polski Rząd, oraz cele jakie zostały wyznaczone dla sektora energetycznego, gazowego, ciepłowniczego oraz OZE.

Po oficjalnych wystąpieniach odbyła się debata inauguracyjna zatytułowana „Co się wydarzy w energetyce w 2020 roku – perspektywa Rządu i przedsiębiorstw”. Panel poprowadzony został przez dr Pawła Grzejszczaka – Partnera w Kancelarii Domański Zakrzewski Palinka, zaś w dyskusji wzięli udział: Adam Gawęda – Sekretarz Stanu, Ministerstwo Aktywów Państwowych; Ireneusz Zyska – Sekretarz Stanu, Ministerstwo Klimatu; Rafał Gawin – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki; Zbigniew Gryglas – Podsekretarz Stanu, Ministerstwo Aktywów Państwowych; Artur Michalski – Wiceprezes Zarządu, NFOŚiGW; Tomasz Stępień – Prezes Zarządu, GAZ-SYSTEM S.A.; Marek Wadowski – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych, TAURON Polska Energia S.A.; Piotr Zawistowski – Prezes Zarządu, Towarowa Giełda Energii S.A.; Początek dyskusji otworzył temat polskiej racji stanu w kontekście globalnych trendów w energetyce i pytania, czy są one możliwe do pogodzenia. Z tej perspektywy kluczowe było pytanie o przyszły kształt polskiego miksu energetycznego. Starano się również nakreślić, jakie implikacje dla gospodarki będą miały programy „Czyste powietrze” i „Mój prąd”. W dalszej części dyskusji goście starali się przeanalizować doświadczenia po ubiegłorocznej interwencji Państwa na rynku energii elektrycznej w postaci zamrożenia cen prądu. Równocześnie odniesiono się do problematyki bezpieczeństwa w 2020 roku z punktu widzenia dwóch kluczowych projektów:



Fot. arch. ECB



Fot. arch. ECB

NordStream i Baltic Pipe. Następnie analizowano skuteczność programów rozwojowych NFOŚiGW jeżeli chodzi o rozwój energetyki prosumenckiej oraz miejsce projektów OZE w planach inwestycyjnych firm energetycznych. Na koniec poproszono uczestników debaty o podzielenie się ich wrażeniami z funkcjonowania rynku mocy, zapytano również o sposoby uzyskania akceptacji społecznej dla nowego kształtu energetyki.

Po debacie inauguracyjnej dyskusja została podzielona na dwie równoległe trwające sesje. W ramach Sesji I odbyły się panele pt.: „Potencjał rynku ciepła i implikacje programu „Czyste powietrze” oraz „Polski rynek gazu i paliw”, zaś w ramach Sesji II dyskusje odbyły się w ramach paneli: „OZE w portfolio liderów polskiego rynku”, „Horyzont 2050: Innowacje w obszarze wytwarzania, sieci, dystrybucji”, „Potencjał polskich wytwórców na potrzeby segmentu OZE”.

I Panel w ramach Sesji I pt. „Potencjał rynku ciepła i implikacje programu „Czyste powietrze” moderowany był przez prof. Waldemara Kamrata z Politechniki Gdańskiej, do dyskusji zaś zasiadli: Witold Retke – NFOŚiGW; Vasco Amaral Cunha – Oficer kredytowy, sektor publiczny, Polska i kraje bałtyckie, Europejski Bank Inwestycyjny; Wojciech Dąbrowski – Prezes Zarządu, PGE Energia Ciepła S.A.; Jarosław Głowacki – Prezes Zarządu, PGNiG Termika S.A.; Piotr Górnik – Prezes Zarządu, Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.; Jacek Szymczak – Prezes Zarządu, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie; Marcin Śmiech – Country Manager, TergoPower; Krzysztof Zamasz – Dyrektor ds. Energii, Doradca Prezesa Zarządu ds. Rozwoju, Veolia Energia Polska; dr inż. Krzysztof Zborowski - Wiceprezes Zarządu, Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „RADPEC” S.A. Panel dyskusyjny rozpoczął się od dyskusji nad konsekwencjami dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, jakie niesie za sobą Ustawa o promowaniu Kogeneracji. Ważnym rozwinięciem

tego tematu był wpływ rynku mocy na sektor ciepłowniczy. Równie ciekawym zagadnieniem, jaki podjęli uczestnicy panelu, dotyczył efektywnych systemów ciepłowniczych i warunków powodzenia transformacji polskiego sektora. W tym kontekście zastanawiano się także nad wyborem optymalnego paliwa dla nowych jednostek wytwórczych (węgiel, gaz, czy biomasa), a także nad możliwościami pozyskiwania ciepła z OZE oraz odpadów. Na koniec odniesiono się do zagadnienia odtwarzania infrastruktury ciepłowniczej i oraz możliwości finansowania rozwoju źródeł i sieci ciepłowniczych. Ciekawa dyskusja objęła również temat optymalizacji doboru źródeł ciepła systemowego pod kątem przyszłych wymogów środowiskowych.

II panel zatytułowany „Polski rynek gazu i paliw” moderowany był przez Macieja Bando – b. Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W debacie wzięli udział: Henryk Młodawski – Członek Zarządu, Exalo Drilling; Mateusz Radecki – Dy-

rektor Pionu Handlowego, PERN S.A.; Andrzej Sikora – Prezes Zarządu, Instytut Studiów Energetycznych; Tomasz Wilczak – Wiceprezes Zarządu, PGNiG Termika. Prelegenci na początku podzielnili się swoimi spostrzeżeniami, jeżeli chodzi o perspektywę rozwoju wydobycia gazu w Polsce oraz możliwości jego importu. Stanowiło to punkt odniesienia do dyskusji o kluczowych projektach inwestycyjnych dla polskiego rynku paliw i gazu oraz o priorytetach w rozbudowie gazowej sieci przesyłowej oraz dystrybucyjnej. Poruszono także temat zanieczyszczeń importowanych paliw i wniosków na przyszłość, jakie Polska wyciągnęła po awarii w kwietniu 2019 roku. Kolejnym zagadnieniem o jakie zapytano prelegentów były możliwości wpływu technologii na efektywność wydobycia gazu w tym gazu łupkowego. Zastanawiano się także, czy gaz można traktować jako „czyste” paliwo dla odbiorców indywidualnych i przemysłu. W ostatniej części panelu debatowano nad perspektywami rozwoju rynku LNG i wodoru w Polsce i miejsca gazu w portfolio firm energetycznych.

W panelu I Sesji II pt. „OZE w portfolio liderów polskiego rynku „ odpowiedzialnym za moderację był Jan Biernacki – Senior Manager, PwC Polska, zaś do debaty zasiadli: dr hab. Wojciech Drożdż prof. US – Wiceprezes Zarządu ds. Innowacji i Logistyki, ENEA Operator Sp. z o.o.; Mariusz Gajda – Wiceprezes Zarządu, ENERGA OZE S.A.; Janusz Gajowiecki – Prezes Zarządu, PSEW; Przemysław Janiszewski – Wiceprezes Zarządu, Polimex-Mostostal S.A.; Michał Kaczerowski – Prezes Zarządu, Ambiens Sp. z o.o.; Przemysław Mandelt, Wiceprezes Zarządu, Tauron Ekoenergia; Mariusz Samordak – Dyrektor Sektora Energetycznego i Technologii, Bank Gospodarstwa Krajowego; Maciej Stryjecki – Prezes Zarządu, FNEZ; dr inż. Andrzej Wiszniewski – Prezes Zarządu, Narodowa Agencja Poszanowania Energii



Fot. arch. ECB

S.A.; Grzegorz Wysocki – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych, PGE Baltica. Zaproszeni goście w pierwszej kolejności zastanawiali się nad wykorzystaniem paliw alternatywnych w energetyce w aktualnym stanie prawnym. Pozwoliło to omówić kluczowe projekty i rozwiązania OZE oraz możliwe płaszczyzny synergii. W drugiej części odniesiono się do obecnie najbardziej kluczowych kwestii, jeżeli chodzi o odnawialne źródła energii. Pierwszą jest rozwój projektów OZE w poszczególnych grupach energetycznych w tym elektromobilności i infrastruktury ładowania, drugim zaś off-shore i jego najbliższa przyszłość. Przy okazji poruszono problem magazynowania energii, który wydaje się być kluczowym dla dalszego rozwoju czystej energii. Równocześnie starano się odpowiedzieć na pytanie, czy wodór i gaz mogą stać się kluczowymi paliwami alternatywnymi dla polskiego rynku.

Panel II pt. „Horyzont 2050: Innowacje w obszarze wytwarzania, sieci, dystrybucji”, moderował Łukasz Dul – Wicedyrektor w Zespole Doradztwa dla Sektora Energetycznego, PwC. W roli prelegentów wystąpili: Daniel Betke – Wiceprezes Zarządu, BSIPE „ENERGOPROJEKT POZNAŃ” S.A.; Jacek Czerwonka - Prezes Zarządu, Ramboll Polska Sp. z o.o.; Mateusz Marzec – Prezes Zarządu, Reliability Solutions Sp. z o.o.; Roman Masek – Dyrektor Techniczny, Belse Sp. z o.o.; Paweł Niedzielski - Dyrektor ds. Sprzedaży, Sektor Energetyczny, Nokia Solutions and Network Sp. z o.o.; Andrzej J. Piotrowski – Prezes Zarządu, PGE Systemy S.A.; Marcin Roszkowski – Prezes Zarządu, Instytut Jagielloński; Robert Zagodzón – CEO, Blue Boson SE; Robert Zasina – Prezes Zarządu, TAURON Dystrybucja S.A., Prezes Zarządu, PTPIREE. W ramach dyskusji poproszono zaproszonych prelegentów o ich ocenę, jeżeli chodzi o kwestię relacji inwestycji „tradycyjnych” i innowacyjności w energetyce – czy jeszcze możemy mówić o takim podziale, czy raczej innowacyjność jest już warunkiem przetrwania i rozwoju przedsiębiorstw energetycznych. Pozwoliło to nakreślić korzyści płynące z innowacyjności. Równocześnie zwrócono uwagę na wyzwania związane z innowacyjnością – szczególnie, jeżeli chodzi o zasoby ludzkie, dostęp do technologii i kapitału. Rozważania uzupełniono o nakreślenie polityki Rządu względem projektów innowacyjnych i rozwojowych, co pozwoliło na precyzyjne określenie miejsca innowacyjności w polskiej energetyce. Na koniec przedyskutowano temat programu Start-up jako źródła innowacji i tego, jak polskie przedsiębiorstwa wykorzystywały potencjał i know-how rynku.

III panel został zatytułowany „Potencjał polskich wytwórców na potrzeby segmentu OZE „ – w roli moderatora ponownie wystąpił Jan Biernacki z PwC Polska, zaś do dyskusji zostali zaproszeni:



Fot. arch. ECB

Ph.D. Eng. Rafał Kajka – Dyrektor Departamentu Pojazdów Elektrycznych, WB ELECTRONICS S.A.; Sylwia Koch-Kopyszo – Prezes Zarządu, Polskie Stowarzyszenie Elektromobilności, Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego; Ewa Malicka – Prezes Zarządu, Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych; Andrzej Popławski – e-mobility & e-car sparing, innogy Polska S.A.; Arnold Rabięga – Prezes Zarządu, Krajowy Instytut Energetyki Rozproszonej; Witold Retke – Doradca w Departamencie Energii, NFO-ŚIGW; Adam Stępień – Dyrektor Generalny, Krajowa Izba Biopaliw; Bogdan Szymański – Prezes, Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV; Maciej Tomaszewski – Dyrektor ds. Rozwoju, Ekoenergetyka-Polska Sp. z o.o.; Dawid Zieliński – Prezes Zarządu, Columbus Energy. Debata podzielona została na trzy części. W pierwszej zastanawiano się nad potencjałem polskich wytwórców komponentów instalacji OZE oraz możliwościami zostania liderem segmentu energetyki rozproszonej i prosumenckiej przez polskich producentów. W drugiej części analizowano kierunki rozwoju fotowoltaiki i e-mobility. Na koniec podniesiono temat samorządów, jako pożądanego, ale trudnego partnera biznesowego. W podsumowaniu zwrócono się do prelegentów z pytaniem, czy Polska może zostać liderem wśród producentów komponentów energetyki wiatrowej.

W drugim dniu Kongresu odbyła się wycieczka techniczna do Elektrociepłowni Żerań – drugiego co do wielkości źródła ciepła dla Warszawy, zarządzanego przez PGNiG TERMIKA SA. EC Żerań jest jednym z pięciu zakładów energetycznych w aglomeracji Warszawskiej należących do PGNiG TERMIKA SA.

XX edycja Ogólnopolskiego Kongresu POWERPOL była wspierana przez liczne grono firm partnerskich oraz partnerów medialnych, które angażowały się w przygotowania wspomniane-

go przedsięwzięcia. Europejskie Centrum Biznesu główny organizator Kongresu pragnie szczególnie podziękować Partnerowi Strategicznemu firmie TAURON Polska Energia S.A., Partnerowi Głównemu: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., Partnerowi Merytorycznemu firmie PwC Polska, Partnerowi Technologicznemu firmie PGNiG Termika S.A., Partnerom: Bank Gospodarstwa Krajowego, Bank Ochrony Środowiska S.A., Belse Sp. z o.o., ENEA S.A., Grupa Energa, Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o., Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.; Grupa GPEC, PERN S.A., PGNiG S.A., Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „RADPEC” S.A., TergoPower, Towarowa Giełda Energii S.A., podziękowania należą się także Sponsorowi: Innsoft Sp. z o.o. a także firmie Blue Boson i Europejskiemu Bankowi Inwestycyjnemu za współpracę w ramach Kongresu.

Europejskie Centrum Biznesu dziękuje również Patronom Medialnym: Portalowi BiznesAlert.pl; Centrum Informacji o Rynku Energii CIRE.PL; Portalowi elektroinżynieria.pl; Magazynowi Energetyka Ciepła i Zawodowa; Portalowi energetykaciepła.pl; Magazynowi Energetyka Wodna; Portalowi Energetykon.pl; Magazynowi ESCO w Polsce; Portalowi Euractiv; Portalowi inżynieria.com; Magazynowi Law Business Quality; Magazynowi Biomasa; Magazynowi Nowa Energia; Magazynowi Nowoczesne Technologie w Przemysle; Portalowi Nuclear.pl; Portalowi OZEON, Magazynowi Polish Market; Magazynowi Rynek Inwestycji; Czasopismu Smart Grids Polska; Portalowi środowisko.pl; Magazynowi Świat Elit; Portalowi Trendy w Energetyce; Portalowi Teraz-Srodowisko.pl; Wiadomościom Naftowym i Gazowniczym; Portalowi Wysokienapiecie.pl.

Tomasz Rymkiewicz
Europejskie Centrum Biznesu



GAZTERM XXIII

2020 KONFERENCJA

Szczyt Gazowy Trójmorza – bezpieczeństwo, integracja, transformacja.

4-7 MAJA 2020

MIĘDZYDROJE, HOTEL VIENNA HOUSE AMBER BALTIC



PATRONAT HONOROWY
PREZYDENTA RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
ANDRZEJA DUDY

PARTNER GŁÓWNY
KONFERENCJI



PARTNER MERYTORYCZNY
KONFERENCJI



BRANŻOWY PARTNER
KONFERENCJI



PATRON MEDIALNY



ORGANIZATOR

studio | 4u

BIURO ORGANIZACYJNE KONFERENCJI

Studio 4u, 70-782 Szczecin, ul. Leśna Polana 17, tel. kom.: +48 607 220 470, +48 602 365 879, e-mail: gazterm@gazterm.pl

www.gazterm.pl

Kolejny Barbórkowy Turniej w Kręgle o Puchar Przewodniczącego Koła SITPNiG w Lublinie 2019



Tomasz Życzyński

Nie zmniejsza się zainteresowanie sztanदारową imprezą Koła SITPNiG w Lublinie - tradycyjnych Barbórkowych zawodów w Kręgle o Puchar Przewodniczącego Koła, a wręcz wzrasta liczba drużyn i kibiców. XVIII edycja turnieju zorganizowanego w ramach Sympozjum Technicznego Koła SITPNiG przy Zakładzie Gazowniczym w Lublinie pn. „Co wiemy o instalacjach gazowych” już za nami.

Zainteresowanie kolejną edycją turnieju przeszło najsmielsze oczekiwania organizatorów. Do turnieju zgłosiło się 19 drużyn, co zmusiło do wynajęcia dodatkowych torów w Galerii Vivo - Klub Bowlingowy Masters, aby rozegrać eliminacje.

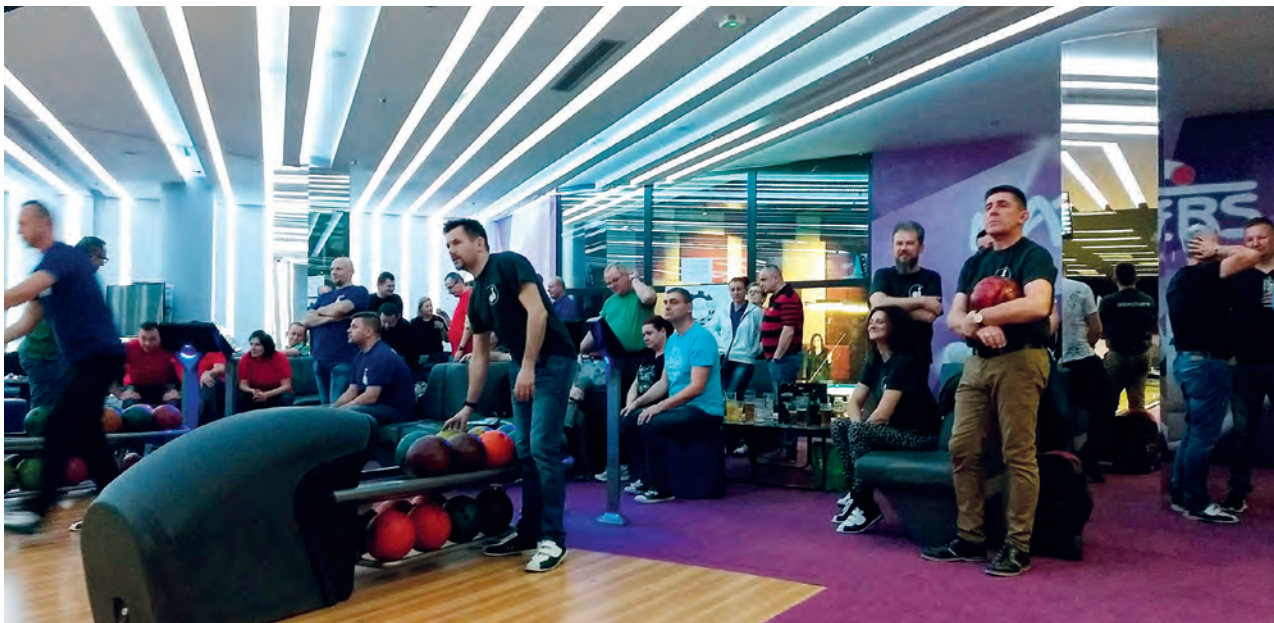
Po tygodniach kompletowania składów, treningów i przygotowań, po uroczystym, komisyj-



Trofea w turnieju. Fot. Tomasz Życzyński – archiwum Koła SITPNiG w Lublinie

nym losowaniu grup i torów, zawody odbyły się 7.12.2019 r. w trzech grupach eliminacyjnych. Do finału „A” awansowało 8 drużyn z najlepszymi wynikami (w tym zwycięzcy obu grup eliminacji) a w finale „B” o miejsca 9-16 rywalizowały drużyny z kolejnymi najlepszymi wynikami z eliminacji. Już na tym etapie 3 najsłabsze

drużyny odpadały z dalszej rywalizacji. W każdej drużynie, które wystawiały jednostki i działają Oddziału Zakładu Gazowniczego w Lublinie, pracownicy PGNiG Obrót Detaliczny, musiała występować przynajmniej 1 kobieta i 1 członek stowarzyszenia. Poziom sportowy od wielu lat jest bardzo wysoki i tak było w tym roku.



Przebieg eliminacji. Fot. Tomasz Życzyński – archiwum Koła SITPNiG w Lublinie



Medale ufundowało Koło SITPNIg w Lublinie. Fot. Tomasz Życzyński – archiwum Koła SITPNIg w Lublinie

Wygrała drużyna WYAUTOWANI w składzie Grzegorz Drozd - kapitan, Jacek Siwiec, Marcin Kobylka, Jarosław Szczepański i Małgorzata Gołkiewicz – zdobywając w finale A 722 pkt.

Drugie miejsce zdobyła drużyna dRES (kapitan Dariusz Rybczyński) – 637 pkt. a trzecie miejsce drużyna HaHaCze (kapitan Paweł Olszewski) – 585 pkt.

W finale „B” tzn. 9 miejsce zajęła drużyna Kula u Nogi (kapitan Jacek Banaszek). Najlepszym



Drużyna GUBERNATOR z Gazowni Bełżyce. Fot. Tomasz Życzyński – archiwum Koła SITPNIg w Lublinie



Drużyna dRES – II miejsce. Fot. Tomasz Życzyński – archiwum Koła SITPNIg w Lublinie



Drużyna WYAUTOWANI – zwycięzcy turnieju. Fot. Tomasz Życzyński – archiwum Koła SITPNIg w Lublinie

zawodnikiem został Jacek Siwiec rzucając w jednej grze 222 pkt., najlepszą zawodniczką została Ewa Wielguszevska-Bury z wynikiem 161 pkt. Drużynom z miejsc I-III wręczono okazałe puchary, a wszyscy uczestnicy drużyn z miejsc 1-10 odebrali pamiątkowe medale; zawodnikom najlepszym indywidualnie wręczono wygrawerowane statuetki.

Zawody profesjonalnie prowadziła wyspecjalizowana firma, organizując w trakcie zawodów dodatkowe konkursy z nagrodami rzeczowymi. Wszystkie trofea wręczał po zakończeniu turnieju Zarząd Koła. Tegoroczne zawody stały na bardzo wysokim poziomie sportowym i organizacyjnym – przez ponad 5 godzin bawiło się ponad 100 osób – członków SITPNIg, pracownicy PSG i PGNIg OD oraz nasi sympatycy. Poprzedzające zawody Sympozjum Techniczne także cieszyło się dużym zainteresowaniem. Trzy referaty dotyczące instalacji gazowych (I - Warunki Techniczne i Wymagania, II – Budowa, montaż i odbiory instalacji gazu, III – Kontrole okresowe przewodów kominowych ważnym elementem bezpieczeństwa instalacji gazowych) przygotował Tomasz Życzyński – ekspert i biegły sądowy w tym zakresie.

Na koniec relacji z bardzo udanej imprezy będącej wspianą promocją Koła SITPNIg w Lublinie kilka zdjęć z naszego turnieju.

A z kronikarskiego obowiązku tradycyjnie Zarząd Koła w Lublinie składa przy tej okazji podziękowanie Oddziałowi SITPNIg w Tarnowie za pomoc finansową przy organizacji seminarium i zawodów.

Tomasz Życzyński
Przewodniczący Koła SITPNIg
przy OZG w Lublinie
i Organizator Turnieju

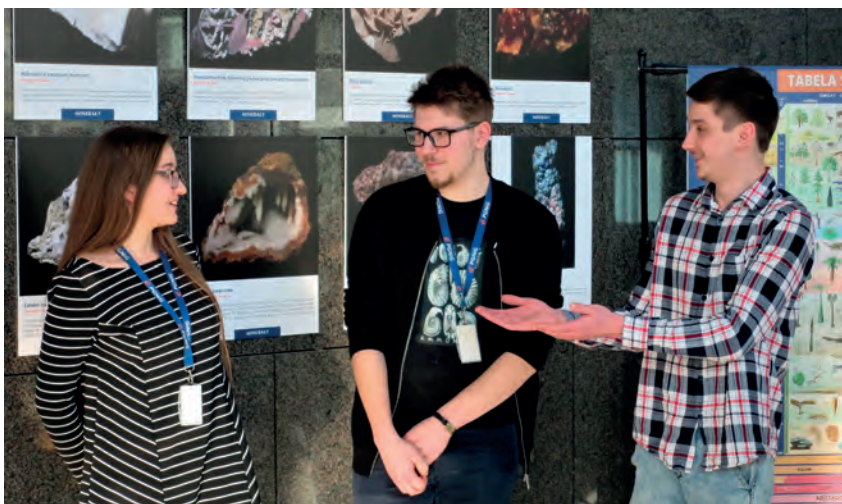
Cantata Petram – wystawa geologiczna



Na wystawie prezentowane są zdjęcia oraz eksponaty zdobyte podczas wypraw. Fot. archiwum Oddziału

Fascynujący wernisaz wystawy skał, minerałów i skamieniałości odbył się w sobotę 8 lutego w Salonie Wystaw Oddziału przy ul. Boh. Westerplatte 15. Organizatorem wydarzenia było stowarzyszenie młodych geologów „Cantata Petram” – zakłęci w skale. To niedawno powstała organizacja zrzeszająca młodych pasjonatów geologii.

Pochodzą z różnych miast i są w różnym wieku, co zupełnie nie przeszkadza im w łączeniu sił i stopniowej realizacji postawionych celów. Najważniejszym spośród nich jest popularyzacja geologii, gdyż jest to dziedzina będąca źródłem uniwersalnej wiedzy o świecie.



Założyciele „Cantata Petram” opowiadali o genezie stowarzyszenia. Fot. archiwum Oddziału



Wśród skał można zobaczyć okazy z odciskami dawnych organizmów. Fot. archiwum Oddziału

Działalność Stowarzyszenia opiera się na wyprawach w teren, dzięki którym wzbogacają zgrupowaną kolekcję prezentowanych później okazów. W przestrzeni wirtualnej istnieją tworząc stronę internetową, na której sukcesywnie udostępniają sprawozdania z wypraw, artykuły popularnonaukowe oraz definicje pojęć geologicznych. Niejednokrotnie mieli też okazję do prowadzenia własnych stanowisk podczas wydarzeń naukowych organizowanych w różnych częściach Polski, przy okazji nawiązując współpracę z Państwowym Instytutem Geologicznym i PGNiG SA.

„Skąd czerpiemy inspiracje, które pchają nas naprzód i motywują do podejmowania kolejnych wyzwań? Sądzimy, że głęboko w każdym z nas wciąż drzemie pierwiastek dziecka,

które z zapartym tchem śledziło losy bohaterów filmowych takich jak Indiana Jones, dr Alan Grant („Park Jurajski”) czy profesor Lidenbrock („Podróż do wnętrza Ziemi”) i marzyło o przeżyciu podobnych przygód. Teraz, już jako dorośli ludzie, mamy szansę zarówno na spełnianie marzeń z dziecięcych lat, jak i pisanie naszej własnej historii dzięki działalności Cantata Petram. Kto wie, jak potoczą się losy stowarzyszenia i do czego zaprowadzi nas zgłębianie tajemnic zaklętych ... w skałach.”

Wystawa prezentowana będzie do końca marca br.

Jolanta Pietras
Dział Komunikacji i PR
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

ZAKŁAD TECHNOLOGII WIERCENIA

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Oddział Krosno



LABORATORIUM ZACZYNÓW USZCZELNIAJĄCYCH

PODSTAWOWY OBSZAR DZIAŁALNOŚCI:

- opracowywanie składów cieczy buforowych, (przemysławających) i zaczynów cementowych dla wierceń prowadzonych na obszarze Polski;
- testowanie nowych rodzajów środków chemicznych a także dodatków i domieszek do zaczynów cementowych oraz określanie właściwości mechanicznych i fizycznych kamieni cementowych;
- dobór właściwości zaczynów cementowych, cieczy buforowych oraz technologii usuwania osadów filtracyjnych w aspekcie poprawy skuteczności uszczelnienia przestrzeni pierścieniowej;
- rozpowszechnianie nowych rozwiązań technologicznych w górnictwie naftowym.

INNOWACYJNA TEMATYKA BADAWCZA:

- zaczyny cementowe z dodatkiem nanomateriałów, tj. nano-SiO₂, nano-Al₂O₃ oraz nanorurek węglowych;
- zaczyny cementowe dla głębokich wierceń, tj. wysokich temperatur i ciśnień złożowych (do ok. 150°C oraz 90 MPa);
- zaczyny uszczelniające na osnowie mikrowypełniaczy do wierceń typu *slim hole*;
- zaczyny na bazie wody morskiej do uszczelniania otworów podczas wierceń na platformach wiertniczych;
- zaczyny cementowe nieulegające sedymentacji do uszczelniania otworów kierunkowych i horyzontalnych;
- zaczyny cementowe do uszczelniania rur okładzinowych w Podziemnych Magazynach Gazu (m.in. w kawernach solnych);
- opracowanie kompozycji ultralekkiego wysokowytrzymałego zaczynu cementowego;
- zaczyny niskocementowe.

PODSTAWOWE I SPECJALISTYCZNE BADANIA LABORATORYJNE DOTYCZĄCE:

- gęstości i rozlewności zaczynów cementowych;
- parametrów reologicznych i filtracji opracowywanych zaczynów cementowych w warunkach HPHT;
- czasu gęstnienia i konsystencji zaczynów w warunkach otworopodobnych;
- parametrów mechanicznych kamienia cementowego (wytrzymałości na ściskanie, przyczepności do rur stalowych);
- odporności na migrację gazu w wiążącym zaczynie cementowym w warunkach otworopodobnych;
- kamieni cementowych ze względu na ich odporność korozyjną, wczesną wytrzymałość na ściskanie, porowatość, przepuszczalność dla gazu;
- usuwania osadów itowych ze skał przed zabiegiem cementowania w symulowanych warunkach otworowych.

BADANIA SERWISOWE DOTYCZĄCE:

- specjalistycznych badań w zakresie pomiarów parametrów technologicznych zaczynów cementowych i cieczy buforowych wykonywanych w trakcie zabiegów cementowań na wiertni.

INSTYTUT NAFTY I GAZU – PIB Zakład Technologii Wiercenia

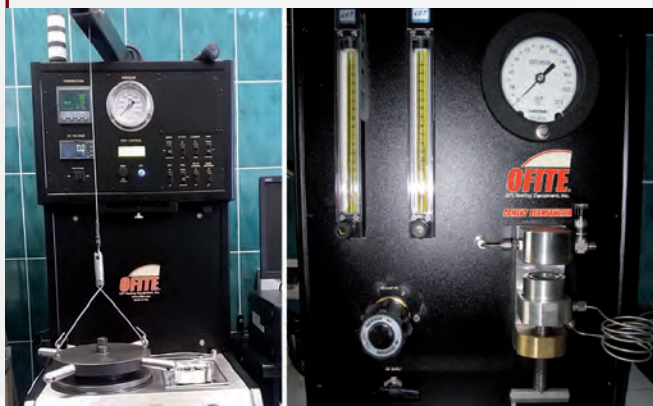
Kierownik: dr inż. Małgorzata Uliasz

Adres: ul. Armii Krajowej 3, 38-400 Krosno

Tel.: 13 436 89 49 wew. 5219 **Fax:** 13 436 79 71

E-mail: uliasz@inig.pl

Konsystometr ciśnieniowy Model 2040 do pomiaru czasu gęstnienia w warunkach otworopodobnych oraz przepuszczalnościomierz gazowy Model 120-87 do pomiaru czasu przepływu określonej objętości azotu przez cylindryczną próbkę kamienia cementowego



Ultrasonograficzny analizator cementu Model 120-51 z modułem do badania żelowania. Służy on do wykonywania ciągłych, nieniszczących badań wytrzymałości na ściskanie w funkcji czasu zaczynów i kamieni cementowych w warunkach otworopodobnych. Dodatkowo mierzy narastanie statycznej wytrzymałości strukturalnej zaczynu cementowego





Forum
Inżynierów
Przyszłości



NOT WROCLAW

12-15.03.2020

A jakim **Ty** będziesz
inżynierem?



WROCLAWSKA RADA
FEDERACJI STOWARZYSZEŃ
NAUKOWO-TECHNICZNYCH

www.fip.not.pl