

NR 3 (245)

marzec

2019 r.

miesięcznik

Rok XXII

ISSN-1505-523X

15,75 w tym 5% VAT

Wiadomości

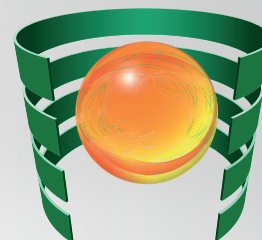
NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



ŚRODKI SMAROWE 2019

ZAKOPANE, 15-17 MAJA 2019 R.



ZAPRASZAMY

- producentów środków smarowych: olejów, smarów i cieczy technologicznych
- producentów olejów bazowych
- producentów i 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

WWW.SRODKISMAROWE.INIG.PL

Organizatorzy



INSTYTUT NAFTY I GAZU
– Państwowy Instytut Badawczy

CEC POLSKA
Stowarzyszenie Współpracy Przemysłu
Naftowego i Samochodowego

Patroni medialni

Nafta-Gaz

MESECEK INSTYTUTU NAFTY I GAZU

**przemysł
chemiczny**

CENA:

2 300 zł (zwolnione z VAT)
przy zgłoszeniu do 26.04.2019 r.

REJESTRACJA UCZESTNIKÓW

Magdalena Skórska-Sawina
Tel.: 12 617 76 64
e-mail: srodkismarowe@inig.pl



PRENUMERATA

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

Zamówienia: tel./fax: 18 352 64 84

<http://www.wnig.pl> e-mail: prenumerata@wnig.pl





Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

W niniejszym wprowadzeniu chciałbym się skupić na jednym z najważniejszych wydarzeń promujących branżę gazowniczą, jakim był 39. Zjazd Gazowników. Szeroka relacja znajduje się w dalszej części wydania. Redaktor sprawozdawca – Adam Cymer na wstępie, (str. 34) pisze: „W dniach 14-15 marca br. odbył się w Warszawie 39 Zjazd Gazowników w 100 rocznicę I Zjazdu Gazowników Polskich, który miał miejsce w kwietniu 1919 r. i wydarzenie to znalazło się w kalendarium oficjalnych obchodów stulecia odzyskania przez Polskę niepodległości. Organizatorami były: Polskie Zrzeszenie Inżynierów i Techników Sanitarnych (PZITS), Izba Gospodarcza Gazownictwa (IGG) oraz Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego (SITPNIg)”.

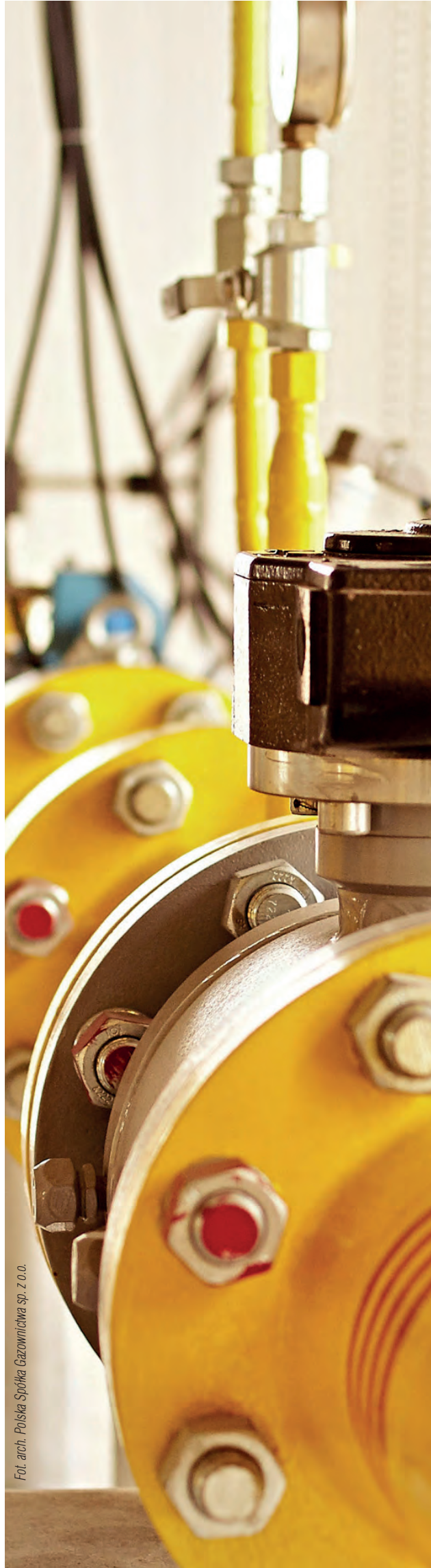
Będąc uczestnikiem tego, bardzo istotnego dla branży gazowniczej, wydarzenia, chciałbym zwrócić uwagę wszystkim czytelnikom nie tylko na doskonałą organizację zjazdu, ale głównie na adekwatny do obecnej sytuacji na rynku szeroko rozumianego gazownictwa zakres tematyczny. Poruszane kwestie dotyczyły zagadnień energetycznych, których gaz ziemny jest dzisiaj podstawą i tzw. „energetyki przyszłości” oraz wyzwań przed jakimi stoją polskie przedsiębiorstwa gazownicze i okołogazownicze. Zakres tematyczny paneli dyskusyjnych jednak nie wyczerpał wszystkich kwestii ze względu na ograniczony czas trwania zjazdu. Wydawało się, że jest ich tyle, że objęłyby ko-

lejne dwa, a może więcej dni. Nie da się jednak wszystkiego zaprezentować, chociaż rozmowy kularowe podczas krótkich przerw uzupełniały dyskusję plenarną.

Wracając do tego wydania „Wiadomości...” to zapraszam również do pozostałych obszarów z jakich publikowane są doniesienia. Wspomnę tutaj chociażby o przeglądzie najważniejszych informacji z kraju i ze świata, chociażby o doskonałych wynikach finansowych Grupy PGNiG w 2018 roku i o jej międzynarodowej aktywności biznesowej.

Na wstępie w rozdziale „Nauka i Technika” publikujemy artykuły z zakresu wiertnictwa i geotermii. Obydwa ważne dla branży. Jeden z nich autorstwa Michała Kruszewskiego, od niedawna naszego redaktora z zakresu geotermii i energii odnawialnej, przeznaczonego nie tylko dla czytelnika polskiego, ale i zagranicznego. W tym obszarze wspomnę również o materiale dotyczącym najdłuższego obecnie przewiertu horyzontalnego (HDD) w Polsce zrealizowanego dla Gaz-Systemu, który będzie wykorzystany podczas budowy gazociągu Zdzieszowice-Wrocław. Gazociąg ten jest elementem gazowego korytarza Północ-Południe. Oprócz tych wyżej wspomnianych, marcowe wydanie WNIG zawiera inne ciekawe informacje, które warto sobie przyswoić, jak i popularyzować.

Piotr Dziadzio



NAUKA W TECHNIKA.

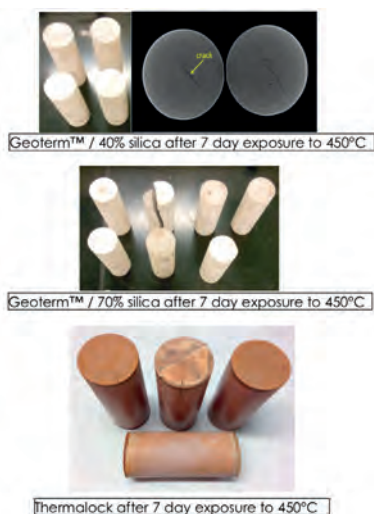
- Serwisowe badania zaczynów cementowych jako droga do poprawy efektywności uszczelniania otworów wiertniczych

4



- Drilling and Well Completion Technology Developments for Tapping Supercritical Geothermal Resources

9

**ENERGIA W GEOTERMALNA.**

- Konstrukcje otworów geotermalnych w Polsce

15

WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.

- LOTOS i PGNiG: pierwsze komercyjne bunkrowanie statków w polskich portach morskich skroplonym gazem ziemnym LNG

16

- LOTOS i Politechnika Gdańska, czyli naukowo-biznesowa współpraca

17



- Stacje LOTOS wielokrotnie nagrodzone w prestiżowym konkursie
- LOTOS z bardzo dobrym zyskiem w 2018 roku
- Najdłuższy przewiert w Polsce zakończony

18

20

22

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

- „Cyfrowe złoża” zwiększy efektywność wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego
- GK PGNiG: stabilny wzrost wyników finansowych w 2018 roku mimo gwałtownych wahań na rynkach energii
- PGNiG wynajmie platformę do wierceń na Morzu Norweskim
- PGNiG na obradach Grupy Ekspertów UNECE ds. Gazu
- Wydobycie ropy na świecie w 2017 r. prawie bez zmian
- Perspektywy rozwoju energii odnawialnej

23

23

24

24

25

26

WYDAWCA: STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO
31-429 Kraków, ul. I. Łukasiewicza 1/110, tel./fax 12 421 32 47
e-mail: sitpnig@sitpnig.pl, <http://www.sitpnig.pl>

**ADRES REDAKCJI**

ul. Kościuszki 34, 38-300 Gorlice, tel./fax 18 352 64 84
e-mail: redakcja@wnig.pl, <http://www.wnig.pl>

REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO

dr Piotr Dziadzio
mgr inż. Jolanta Likus
mgr inż. Dominika Bernaś

SKŁAD DTP:
Konrad Korona

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

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKŁAD: 2000 egz.

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

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

FOTO OKŁADKA:

str. I okł. – Elementy stacji gazowej. Fot. arch. Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

■ Cypr ma nowe złoża gazu	26
■ Przygotowania do eksploatacji złoża Horse Hill	26
■ Nowe obiekty złożowe na Morzu Barentsa	26
■ Czy zasoby ropy i gazu na Morzu Północnym zwiększą się?	26
■ Współdziałanie OPEC-Rosja	27
■ Dekarbonizacja ma też ujemne strony	27
■ Ile ropy z łupków w USA w 2019 r.?	27
■ Grupa Kapitałowa ORLEN inwestuje we flotę kolejową	27
■ Stacje ORLENu najlepsze w Polsce	28
■ Rekomendacja najwyższej w historii dywidendy dla Akcjonariuszy ORLENU	28
■ ORLEN wzmacnia relacje z Saudi Aramco	29
■ Więcej ropy z Angoli	29

■ Podpisanie listu intencyjnego z PGNiG	32
■ Posiedzenie Zarządu Głównego SITPNiG	32



■ Patronat SITPNiG Oddział w Krakowie na Targach Edukacyjnych	33
---	----



WSPOMNIENIE

- Wspomnienie – Andrzej Woroniecki



30

BIULETYN INFORMACYJNY

■ Kalendarium	31
■ Jubileusze urodzinowe koleżanek i kolegów	31
■ Posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej	31



KONFERENCJE W SYMPOZJA, TARGI

■ 39 Zjazd Gazowników	34
-----------------------	----



■ GAZ-SYSTEM na PCI Energy Days w Brukseli	38
--	----

RADA PROGRAMOWA WNiG

mgr inż. Ryszard Chylarecki – 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 Nagy
prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki
inż. Jan Sep
prof. dr hab. inż. Jerzy Stopa
mgr inż. Erwin Szwał

RADA NAUKOWA

prof. dr hab. inż. Kazimierz Twardowski (AGH) – przewodniczący
prof. dr hab. inż. Petr Bujok (Vysoká škola báňská – Technická univerzita Ostrava) – członek
prof. dr hab. inż. Stefan Miska (University of Tulsa) – członek

ZESPÓŁ REDAKCYJNY

Redaktor naczelny – dr Piotr Dziadzio
Zastępca redaktora naczelnego – dr hab. inż. Mariusz Łaciak
Zastępca redaktora naczelnego – prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski
Sekretarz redakcji – Konrad Korona

Redaktorzy tematyczni:

dr hab. inż. Mariusz Łaciak – Gazownictwo
prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski – Wiertnictwo
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

Serwisowe badania zaczynów cementowych jako droga do poprawy efektywności uszczelniania otworów wiertniczych



Marcin Kremieniewski

Streszczenie

W artykule omówiono serwisowe badania parametrów technologicznych zaczynów cementowych, które są realizowane przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy. Płaszcz cementowy, szczególnie z zaczynu lekkiego, może niekiedy wymagać dłuższego czasu oczekiwania na związanie, dlatego też ważne jest określenie, po jakim czasie można będzie przystąpić do dalszych prac po cementowaniu. Prowadzone w trakcie zabiegu cementowania pomiary parametrów technologicznych zaczynu pozwalają określić szereg istotnych parametrów i dają możliwość wprowadzenia korekty w składzie receptury. W publikacji omówiono wyniki badań zaczynów, które zostały użyte do uszczelnienia kolumn rur okładzinowych dwóch otworów wiertniczych. Jedna receptura zaczynu nie została poddana poprzedzającym testom kontrolno – korygującym, natomiast drugi zaczyn został uprzednio zweryfikowany w laboratorium Instytutu Nafty i Gazu - Państwowego Instytutu Badawczego. Przedstawiony przykład potwierdza, że brak testów kontrolno – korygujących może skutkować nieskutecznym uszczelnieniem kolumny rur okładzinowych.

W oparciu o wieloletnią współpracę PGNiG oraz INiG – PIB prowadzone badania parametrów zaczynów cementowych przyczyniają się do poprawy efektywności uszczelniania otworów wiertniczych. Jest to możliwe poprzez modyfikowanie obecnych i projektowanie nowych receptur zaczynów. Na poprawę skuteczności uszczelnienia niewątpliwie wpływa monitorowanie oraz korygowanie parametrów technologicznych zaczynów sporządzanych w warunkach otworowych podczas zabiegu cementowania oraz wymiana doświadczeń z Serwisem Cementacyjnym.

Wstęp

Receptury zaczynów do uszczelniania kolumn rur okładzinowych w otworach wiertniczych muszą spełniać wymagania dotyczące



Fot. 1. Konsystometr wysokociśnieniowy



Fot. 2. Prasa filtracyjna



Fot. 3. Urządzenie do badania migracji gazu

parametrów technologicznych. Wymogi te stają się coraz wyższe, ale znajduje to przełożenie na wzrost efektywności uszczelniania otworu. Znacznym postępem w rozwoju technologii cieczy wiertniczych są prowadzone przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego prace badawczo-rozwojowe oraz serwisowe. W oparciu o umowę INiG – PIB i PGNiG realizowane są badania serwisowe w warunkach otworowych, których celem jest określenie parametrów zaczynu w trakcie zabiegu cementowania. Prowadzenie badań zaczynów na wiertni w trakcie zabiegu cementowania, wpływa na poprawę jakości cementowania otworu wiertniczego. Testy są wykonywane przy użyciu

wysokiej klasy aparatury kontrolno – pomiarowej tj.: przewoźny konsystometr ciśnieniowy (fot. 1), prasa filtracyjna (fot. 2), lepkościomierz, aparat do badania przepuszczalności gazu, aparat do badania migracji gazu (fot. 3), stanowisko do oznaczania kompatybilności cieczy wiertniczych. Dodatkowo w laboratorium stacjonarnym INiG - PIB wykonuje się badania przy użyciu:

- Analizatora narastania statycznej wytrzymałości strukturalnej zaczynu cementowego (SGSM Static Gel Strength Measurement (fot. 4)),
- Ultradźwiękowego analizatora parametrów mechanicznych stwardniałego zaczynu cementowego (UCA Ultrasonic



Fot. 4. Ultradźwiękowy analizator wytrzymałości mechanicznej stwardniałego zaczynu oraz analizator narastania statycznej wytrzymałości strukturalnej płynnego zaczynu



Fot. 5. Porozymetr rtęciowy

- Cement Analyser (fot. 4)),
- Porozymetru rtęciowego (fot. 5),
- Hydraulicznej prasy wytrzymałościowej do badań parametrów mechanicznych stwardniałych zaczynów cementowych i inn.

Wymagania dotyczące prawidłowego uszczelnienia otworów wiertniczych

Za najważniejszy etap realizacji otworu wiertniczego przyjmuje się jego uszczelnienie. Od powodzenia prac wykonanych na tym etapie zależy powodzenie przedsięwzięcia. Kluczową rolę na tym etapie odgrywa stosowany zaczyn cementowy, dlatego należy go poddać badaniom laboratoryjnym. Analizowane są wszystkie parametry wpływające na przebieg i skuteczność zabiegu cementowania. Konieczne jest także prowadzenie testów kontrolno – pomiarowych – korygujących zaczynu cementowego przygotowywanego na wiertni. Dzięki temu możliwe jest wychwycenie i wyeliminowanie ewentualnych błędów, które mogłyby wpłynąć na niepowodzenie zabiegu uszczelniania kolumn rur okładzinowych. Prawidłowe zaprojektowanie zaczynu, przeprowadzenie serwisowych badań parametrów technologicznych, kontrola jakości podczas cementowania, i odpowiednie wykonanie zabiegu cementowania skutkuje uzyskaniem płaszcza cementowego o odpowiedniej trwałości i szczelności podczas długoletniej eksploatacji.

Recepturę zaczynu projektuje dla konkretnych warunków geologiczno - technicznych panujących w otworze. Uwzględniany jest rodzaj przewiercanych struktur geologicznych, głębokość, temperatura i ciśnienie (złożowe i szczelinowania). Dlatego też zaczyny cementowe powinny [11, 15, 16]:

- Posiadać odpowiednio dobrany czas wiązania i gęstnienia (powiększony o margines bezpieczeństwa);

- Wiazać w taki sposób, aby po wtłoczeniu w przestrzeń pierścieniową czas przejścia ze stanu płynnego w związany zaczyn był możliwie krótki [12, 14];
- Posiadać możliwie krótki czas przejścia od wartości 50 Pa do wartości 250 Pa, podczas narastania statycznej wytrzymałości strukturalnej [3, 7];
- Posiadać parametry reologiczne pozwalające na skuteczne wypieranie płuczki i cieczy buforowej z otworu przy zachowaniu jak najmniejszych oporów hydraulicznych i umożliwiające uzyskać maksymalny promień rozprywu w uszczelnianej przestrzeni [5, 17, 18, 19];
- Wykazywać stabilność sedymentacyjną, zerowy odstój wody i niską wartość filtracji (poniżej 50 cm³/30 minut) [4, 6, 14].
- Z kolei struktura płaszcza cementowego powinna [1, 2, 9, 10, 14]:
- Wykazywać dobre związanie z rurami i skalą oraz posiadać zerową bądź minimalną przepuszczalność i niską porowatość
- Posiadać wymagane wartości parametrów mechanicznych;
- Odpowiednio izolować kolumnę rur przed niszczącym działaniem płynów złożowych.
- Charakteryzować się brakiem skurczu podczas twardnienia.

Należy wspomnieć, że w ostatnich latach coraz częściej skracany jest czas oczekiwania na pomiary geofizyczne po zatłoczeniu zaczynu. Dyktowane jest to głównie czynnikiem ekonomicznym z uwagi na możliwość przyspieszenia realizacji kolejnych etapów wiercenia otworu. Jednakże skrócenie czasu oczekiwania na związanie cementu może skutkować brakiem w uzyskaniu odpowiedniej skuteczności uszczelnienia, natomiast wykonanie pomiarów po zbyt krótkim czasie wiązania może skutkować otrzymaniem

nieprawidłowego obrazu stanu zacementowania (rys. 1 i 2). Dlatego ważne jest badanie zaczynu cementowego pobranego podczas zabiegu cementowania, które pozwala określić, po jakim czasie próbka osiągnie wartość wytrzymałości na ściskanie 3,5 MPa. Na podstawie tego określa się czas niezbędny do dalszych prac po cementowaniu (woc¹) i czas do osiągnięcia przez płaszcz cementowy wartości 14 MPa, która to wartość jest wymagana do przeprowadzenia pomiarów stanu zacementowania [8, 10].

Jak wiadomo powodzenie zabiegu cementowania w dużej mierze zależy od odpowiednio dobranych parametrów technologicznych zaczynu cementowego i poprawnie przeprowadzonego zabiegu cementowania. W związku z powyższym istotne jest prowadzenie specjalistycznych badań serwisowych zaczynu cementowego zarówno w laboratorium przed zabiegiem cementowania jak również w trakcie prowadzenia prac cementacyjnych [13]. Ewentualność nieprawidłowego uszczelnienia może skutkować komplikacjami i trudnościami w likwidowaniu ewentualnych migracji i ekshalacji gazu.

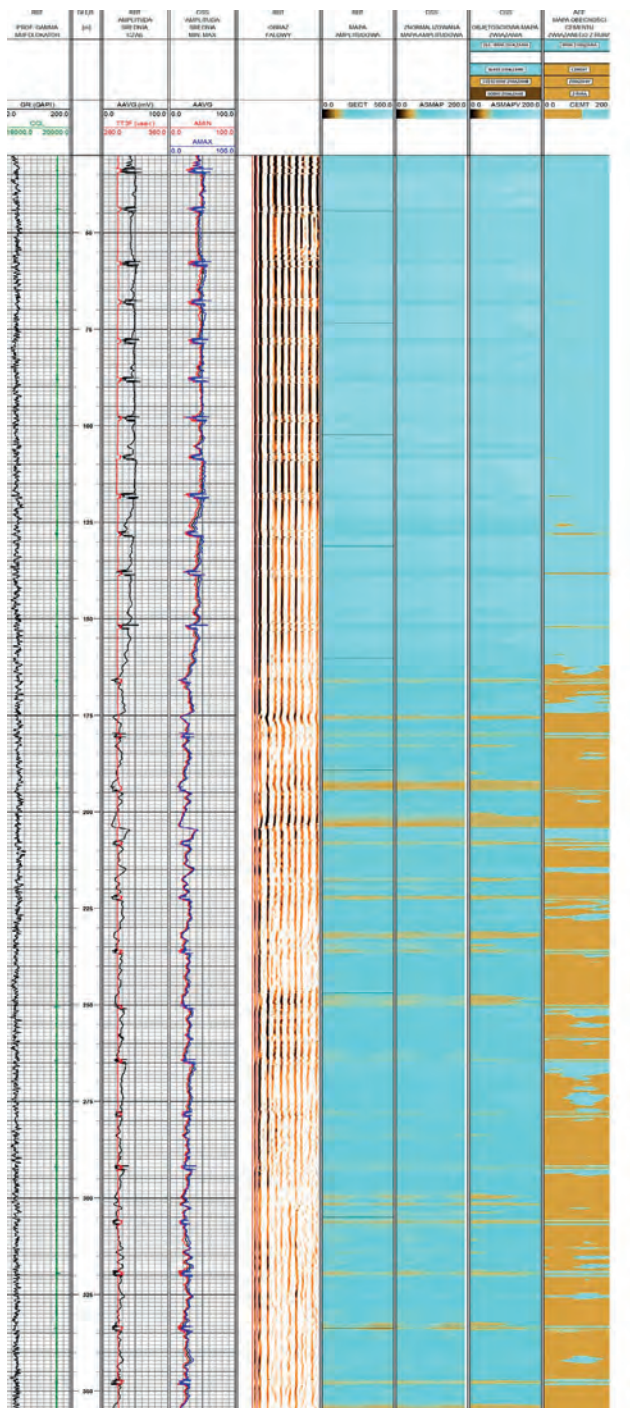
Konieczność prowadzenia badań serwisowych zaczynów cementowych jest szczególnie ważna w dwóch etapach [13]:

- Badania zaczynów w laboratorium przed zabiegiem cementowania.
- Badania zaczynów na wiertni w trakcie prowadzenia zabiegu cementowania.

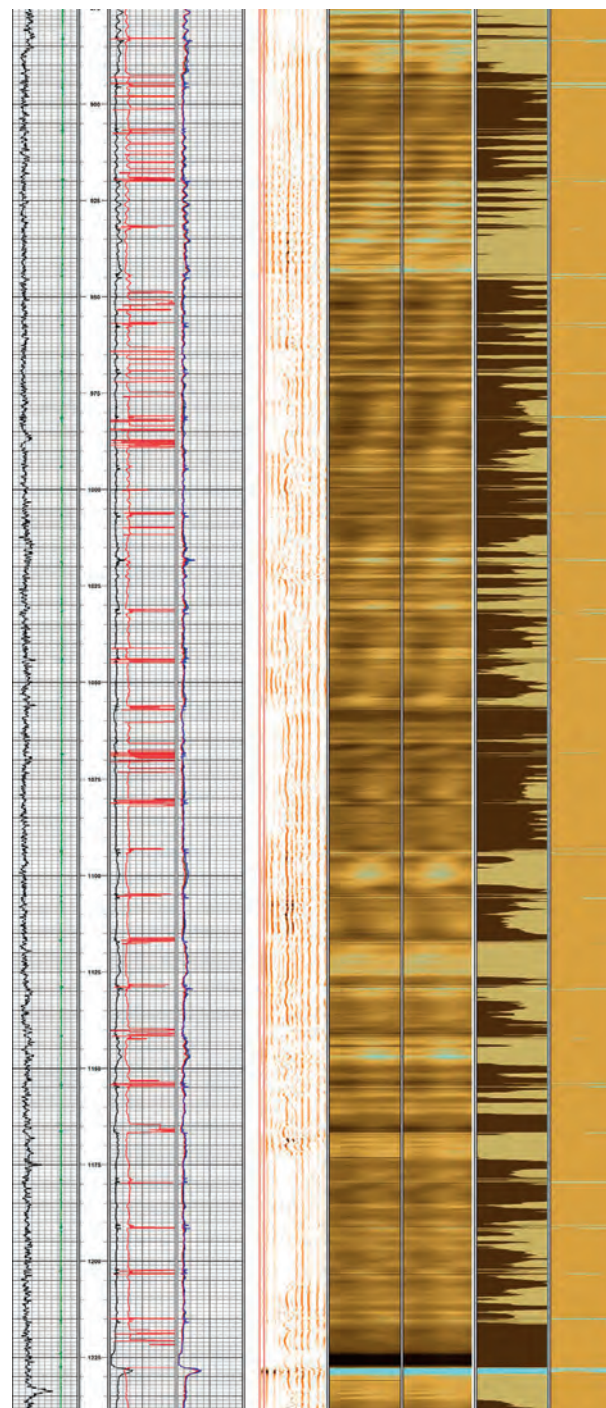
Powyższa metodyka pozwala bardziej kompleksowo monitorować proces uszczelniania przestrzeni pierścieniowej, dzięki czemu możliwe jest projektowanie coraz lepszych zaczynów uszczelniających.

Badania przed zabiegiem cementowania polegają na zweryfikowaniu receptury zaczynu pod kątem doboru optymalnych parametrów dla

¹ woc - z ang. waiting on cement - czas oczekiwania na cement



Rys. 1. Obraz stanu zacementowania wykonany przed osiągnięciem wymaganej wytrzymałości na ściskanie płaszcza cementowego - brak zaczynu w przestrzeni pierścieniowej, częściowe lub słabe związanie (kolor niebieski – prawa strona rysunku)



Rys. 2. Obraz stanu zacementowania wykonany po uzyskaniu wymaganej wytrzymałości na ściskanie płaszcza cementowego - pełne lub całkowite związanie zaczynu cementowego (kolor brązowy – prawa strona rysunku)

danych warunków geologiczno-technicznych. Zaczyn sporządzany jest przy użyciu wszystkich środków oraz ich ilościach zgodnych z recepturą przeznaczoną do zastosowania w warunkach otworowych. Woda zarobowa pochodzi z wiertni, co gwarantuje zgodność składu mineralogicznego cieczy zarobowej. Zaczyn zostaje poddany badaniom zgodnie z normą PN EN ISO 10426. Badane parametry zaczynu powinny być zgodne z założonymi w projekcie cementowania. W razie wystąpienia znacznych rozbieżności następuje weryfikacja składu receptur z jednost-

ką wykonującą zabieg cementowania (Serwisem Cementacyjnym) w celu wdrożenia korekty składu zaczynu cementowego. W przypadku, gdy parametry się pokrywają wyniki zostają przekazane do Serwisu Cementacyjnego i zapada decyzja o zastosowaniu danego zaczynu podczas zabiegu cementowania.

Kolejnym etapem jest badanie zaczynu uszczelniającego w laboratorium mobilnym w trakcie zabiegu cementowania. Próbkę pobiera się z mieszalników w celu weryfikacji parametrów oraz wprowadzenia ewentualnej

korekty w składzie. Analogiczne jak podczas badań w laboratorium stacjonarnym, również w trakcie badań terenowych brak rozbieżności badanych parametrów skutkuje przekazaniem informacji do Serwisu Cementacyjnego, który następnie przystępuje do zabiegu cementowania. Dodatkowo w trakcie trwania zabiegu cementowania rejestrowany jest czas gęstnienia zaczynu w warunkach otworopodobnych, dzięki czemu możliwe jest monitorowanie jego przetłaczalności w każdym momencie tłoczenia [13].

Konieczność prowadzenia dodatkowych badań wynika również z faktu, że weryfikacja powyższych parametrów umożliwia wprowadzenie propozycji modyfikacji zaczynów przeznaczonych do kolejnych zabiegów cementowań w porównywalnych warunkach geologiczno – technicznych. Odwzorowanie warunków laboratoryjnych w warunkach terenowych jest trudne do osiągnięcia, a z punktu widzenia Nadzoru Inwestorskiego, badania „in situ” pozwalają na szczegółowe przedstawienie informacji o parametrach zastosowanego zaczynu cementowego. Ponadto w razie wystąpienia ewentualnych komplikacji, Serwis Cementacyjny posiada swego rodzaju potwierdzenie poprawności wykonania prac i prawidłowego sporządzenia zaczynu.

Parametry zaczynu bez wprowadzenia korekty oraz po korekcie serwisu INiG – PIB

W tabeli 1 przedstawione zostały receptury zaczynów, które zastosowano w porównywalnych warunkach otworowych. Były to zaczyny dla temperatury 25°C i 30°C i ciśnienia 8 MPa oraz 10 MPa.

Zaczyn pierwszy to skład z otworu S1. Dla tego zaczynu nie przeprowadzono wstępnych badań kontrolno – korygujących. Drugi zaczyn został poddany badaniom kontrolno – korygującym i zastosowany na otworze oznaczonym B2. Parametry tego zaczynu zweryfikowano przed zabiegiem cementowania z parametrami zapisanymi w projekcie.

Zaczyn z otworu S1 użyty do uszczelniania kolumny 9 5/8" zawierał środek odpieniający, polimer antymigracyjny oraz środek przyspieszający czas wiązania. Drugi zaczyn B2, który użyto do uszczelniania kolumny rur 7" zawierał środek odpieniający, upłynniający, antyfiltracyjny, lateks i stabilizator lateksu, środek przyspieszający czas gęstnienia oraz zastosowano 10%-ową ilość dodatku mikrocementu w celu doszczelnienia matrycy płaszcza cementowego. W obydwu zaczynach spoiwem wiążącym był cement wiertniczy klasy G HSR. Składy ilościowe zestawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Składy receptur zaczynów

Oznaczenie otworu Dla warunków Kolumna rur/ temperatura/ciśnienie	S1 9 5/8" / 25°C / 8,1MPa	B2 7" / 30°C / 10MPa
Woda wodociągowa	w/c = 0,43	w/c = 0,49
Dodatek odpieniający KCI (bwow)	0,1%	0,5%
Dodatek upłynniający	-	3,0%
Dodatek antyfiltracyjny	-	0,2%
Polimer antymigracyjny	-	0,1%
Lateks	6,0%	-
Stabilizator lateksu	-	8,0%
Dodatek przyspiesz. czas gęstnienia Mikro cement	-	1,0%
Cement wiertniczy G HSR	2,0%	10,0%
Dodatek spęczniający	100,0%	0,1%
Oznaczenia: w/c – współczynnik wodno-cementowy, bwow – w stosunku do masy wody zarobowej		

Analizując wyniki badań zestawione w tabeli 2, zaobserwowano rozbieżności w zaczynie, który nie był poddany wcześniejszym testom kontrolno – korygującym (otwór S1). Największe rozbieżności występowały w parametrach reologicznych, gdzie założona lepkość plastyczna miała wynosić ok. 50 mPa·s, a uzyskała wartość 102 mPa·s. Drugim parametrem wykazującym odstępstwo był czas gęstnienia. W założeniach projektowych czas początku gęstnienia wynosił nieco ponad 6 godzin, a czas końca gęstnienia miał nastąpić po ok. 7 godzinach. Natomiast w trakcie cementowania czas początku gęstnienia uzyskano po 9 godzinach, a czasu końca gęstnienia nie zarejestrowano do 12 godzin trwania testu.

Drugi zaczyn, który użyto podczas cementowania na otworze B2 to receptura poddana badaniom w INiG – PIB w celu weryfikacji składu. Zestawienie parametrów w tabeli 2 przedstawia porównywalne wyniki parametrów założonych z uzyskanymi w trakcie cementowania. Niewielkie różnice w lepkości plastycznej mogą wynikać z różnic temperatury otoczenia w warunkach laboratoryjnych polowych. Różnice w czasie gęstnienia zaczynu są minimalne i wynoszą od 4 do maksymalnie 8 minut w odniesieniu do założeń projektowych.

Potwierdzeniem różnic w parametrach płynnych zaczynów są wyniki analizy makroskopowej próbek stwardniałego zaczynu. Na zestawieniu

obserwuje się nieciągłości i wgłębienia (fot. 6) w przekroju płaszcza cementowego uzyskanego z zaczynu bez poprzedzających badań kontrolno – korygujących (otwór S1). Odłam próbki przedstawiony na fotografii 7 ukazuje wyraźne wgłębienia i pustki świadczące o braku jednorodności struktury zaczynu po związaniu. Fotografia 8 przedstawia ewentualność niepełnego wypełnienia przestrzeni pierścieniowej. Efektem znacznie podwyższonej wartości lepkości plastycznej jest nierównomierne rozplynięcie się zaczynu podczas wykonywania próbek w formie.

W recepturze poddanej wcześniejszym badaniom kontrolno – korygującym występowała odmienność w porównaniu do wcześniejszych próbek. Przedstawiony na fotografii 9 przekrój próbki jest jednolity bez widocznych wgłębień. Odłam próbki (fot. 10) przedstawia homogeniczną strukturę potwierdzającą prawidłowo zaprojektowaną recepturę, natomiast uzyskana z formy belka widoczna na fotografii 11 wykazuje jednorodność, co potwierdza odpowiedni dobór parametrów reologicznych zaczynu cementowego sporządzonego w warunkach otworowych.

Podsumowanie:

W artykule przedstawiono wyniki badań zaczynu, dla którego przeprowadzono badania wstępne oraz zaczynu bez wcześniejszych ba-

Tabela 2. Parametry zaczynów (założone i realne na otworze)

Rodzaj zaczynu	Zaczyn bez uprzednich testów kontrolno - korygujących		Zaczyn zweryfikowany uprzednio w laboratorium INiG - PIB	
	S1		B2	
Oznaczenie zaczynu	Parametry założone	Parametry na otworze	Parametry założone	Parametry na otworze
Gęstość [kg/m³]	1800	1790	1800	1800
Filtracja [cm³/30 min]	12,0	8,0	28,0	30,0
Lepkość plastyczna [mPa·s]	50,2	102,0	99,0	84,0
Granica płynięcia [Pa]	16,9	16,3	5,3	5,3
Odstój wody [%]	0,0	0,4	0,0	0,0
Czas gęstnienia [h:min]	35 Bc	6:14	2:30	2:38
	100 Bc	6:53	3:15	3:11
		Ponad 12 godz.		

Związany zaczyn cementowy bez poprzedzających badań kontrolno-korygujących



Fot. 6. Przekrój płaszcza cementowego (nieciągłości stwardniałego zaczynu)

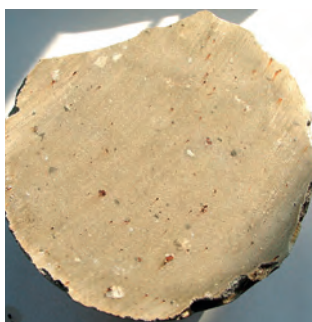


Fot. 7. Odłam z próbki płaszcza cementowego (widoczne pustki)



Fot. 8. Brak jednorodności w wypełnieniu uszczelnianej przestrzeni

Związany zaczyn cementowy po wykonaniu badań kontrolno-korygujących



Fot. 9. Przekrój płaszcza cementowego (jednolita struktura)



Fot. 10. Odłam z próbki płaszcza cementowego (jednolita struktura)



Fot. 11. Całkowite wypełnienie uszczelnianej przestrzeni

dań weryfikacyjnych. Zaobserwowano różnice, które mogą być wynikiem braku wcześniejszego pomiaru kontrolnego. Nadmierne wartości parametrów reologicznych nietestowanego wcześniej zaczynu mogły spowodować niedokładne wypełnienie przestrzeni pierścieniowej, a długi czas gęstnienia zaczynu skutkuje zwiększonym ryzykiem wystąpienia migracji gazu. W zaczynie, który został uprzednio poddany badaniom w laboratorium, nie zaobserwowano odstępstw od założonych parametrów. Powyższe pozawala wnioskować, że prowadzenie serwisowych badań parametrów technologicznych zaczynów uszczelniających przed i w trakcie cementowania przyczyniają do poprawy skuteczności uszczelniania kolumn rur okładzinowych. Prowadzone przez INiG – PIB prace badawcze mają na celu ciągłą poprawę parametrów zaczynów przeznaczonych do stosowania w perspektywicznym rejonie.

Literatura

- Bensted J. Cementy wiertnicze. Cz.2. Stosowanie cementów wiertniczych do cementowania odwiertów. *Cement Wapno Beton* 2004. nr 2. s. 61-72
- Bensted J., J Smith J. Cementy wiertnicze z historycznej perspektywy, *Oilwell Cements. Part 6. An Historic Perspective. Cement Wapno Beton* 2008 nr 3. s. 124 - 135
- Dębińska E.: Wyznaczanie statycznej wytrzymałości strukturalnej i wczesnej wytrzymałości mechanicznej zaczynów cementowych *Nafta-Gaz*, 2013 nr 2, s. 134 – 142
- Gawlik P., Szymczak M.: Migracje gazowe w przestrzeniach międzyrurowych otworów realizowanych na Przedgórzu Karpat”, *Nafta-Gaz* nr 7–8, Kraków 2006. s. 349-358
- Gonet A. , Stryczek S.: Reologia wybranych zaczynów uszczelniających wykonanych z cementów Górażdże Cement S.A. *Symposium Naukowo - Techniczne, Cementy w budownictwie, robotach wiertniczych i inżynierskich oraz hydrotechnice*, Piła - Plotki 2001
- Kremieniewski M. Rzepka M.: Badania zaczynów cementowych przeznaczonych do uszczelniania otworów wiertniczych. *Wiadomości Naftowe i Gazownicze*. 2012 nr 4 s. 9 – 13
- Kremieniewski M. Rzepka M. Dębińska E.: Statyczna wytrzymałość strukturalna zaczynów przeznaczonych do uszczelniania otworów o podwyższonym ryzyku występowania migracji gazu. *Nafta – Gaz* 2014 nr 9 s. 608 – 616
- Kremieniewski M. Ograniczenie ekshalacji gazu w otworach wiertniczych poprzez modyfikację receptur oraz kształtowanie się struktury stwardniałych zaczynów uszczelniających. *Prace INiG - PIB*, Kraków 2016, str. 1-400
- Kremieniewski M., Rzepka M., Celowość prowadzenia prac badawczych nad nowymi środkami obniżającymi filtrację zaczynów cementowych. *Nafta - Gaz*. str. 583-590., nr 8. 2017
- Kremieniewski M. Poprawa wczesnej wytrzymałości mechanicznej płaszcza cementowego powstałego z zaczynu lekkiego. *Nafta Gaz*, str. 599-605, nr 8. 2018
- Kremieniewski M. Ocena skuteczności oczyszczania kolumny rur okładzinowych przed cementowaniem na podstawie badań przy użyciu viskozymetru obrotowego. *Nafta Gaz*, str. 59-66, nr 9. 2018
- Kremieniewski M., Wpływ środków regulujących czas wiązania na parametry reologiczne zaczynu cementowego. *Nafta Gaz*, str. 18-28, nr 11. 2018
- Kremieniewski M. O konieczności prowadzenia serwisowych badań parametrów technologicznych zaczynów. *Nafta Gaz*, str. 48–55, nr 1. 2019
- Małolepszy J., Wójcik J.: Wpływ dodatków chemicznych na procesy hydratacji genellitu. Cz. I. *Cement-Wapno-Gips* 1987, nr 6, s. 114–118
- Nelson E. B, Guillot D.: *Well Cementing*, Schlumberger, 2006
- Rzepka M., Kremieniewski M., Dębińska E.: Zaczyny cementowe przeznaczone do uszczelniania eksploatacyjnych kolumn rur okładzinowych na Niżu Polskim. *Nafta – Gaz* nr 2012 nr 8 s. 512 – 522
- Stryczek S., Wiśniowski R., Gonet A., Złotkowski A.: The influence of time of rheological parameters of fresh cement slurries. *AGH Drilling, Oil, Gas* 2014, vol. 31, nr 1, s. 123–133.
- Stryczek S., Wiśniowski R., Gonet A., Ferens W.: Parametry reologiczne świeżych zaczynów uszczelniających w zależności od czasu ich sporządzania.. *Wiertnictwo, Nafta, Gaz* 2009, nr 26/1–2, s. 369–382.
- Stryczek S.: Wpływ superplastifikatorów na właściwości reologiczne zaczynów cementowych. *Nowoczesne Budownictwo Inżynierskie* 2011, s. 60–62.

Marcin Kremieniewski

Instytut Nafty i Gazu
- Państwowy Instytut Badawczy

Drilling and Well Completion Technology Developments for Tapping Supercritical Geothermal Resources



Michał Kruszewski

Rozwój technologii wiercenia oraz konstrukcji otworów w celu pozyskiwania zasobów nadkrytycznych wód geotermalnych

Streszczenie

Nadkrytyczne zasoby geotermalne zlokalizowane w pobliżu strefy krucho-krystalicznej okazały się istnieć na głębokościach, które mogą być odwiercone dostępną technologią wiertniczą. Dowodem na to, jest szereg geotermalnych kampanii wiertniczych w ciągu ostatnich lat, począwszy od końca lat siedemdziesiątych. Obecnie, zainteresowanie zasobami nadkrytycznymi jest duże, gdyż wykazano, że jeden z takich odwiertów może znacząco zwiększyć wydobycie wód geotermalnych, a jednocześnie zmniejszyć zapotrzebowanie na wiercenie w obrębie pola geotermalnego. Projekty głębokich wierceń, w ramach których badano zasoby nadkrytyczne, takie jak te prowadzone na Islandii, we Włoszech czy w Japonii, gdzie temperatury znacznie przekroczyły punkt krytyczny i gdzie produkowano korozyjne płyny geotermalne, napotykały szereg znaczących problemów. Przedstawione tutaj badania stanowią obszerną analizę najnowszych osiągnięć technologicznych w zakresie technologii wiercenia oraz orurowania i zacementowania otworów w polach geotermalnych o wysokiej entalpii, w których temperatura przekroczyła krytyczny punkt wody.

Abstract

Supercritical geothermal resources located close to the brittle-ductile transition zone have been proven to exist at drillable depths. This was demonstrated by several deep geothermal drilling campaigns throughout the years, starting in the late 1970s. The interest in exploring supercritical resources is strong, as it was revealed that one such well might significantly increase the production output and simultaneously decrease the need for drilling operations within a particular geothermal field. Deep drilling projects exploring

supercritical resources such as these carried out in Iceland, Italy or Japan, where temperatures went significantly above the critical point and hostile geothermal fluids were produced, faced a variety of challenges during drilling operations and fluid production. This research presents an extensive literature search on the recent technology developments in regard to the drilling and well completion technology within different high-enthalpy geothermal fields around the world, experiencing downhole temperatures greater than the critical point of pure water.

1. Introduction

Geothermal wells may be categorized, based on the ambient well temperatures, into low temperature with less than 150 °C at 1000 m, medium temperature between 150 and 200 °C at 1000 m and high temperature with conditions equal or higher than 200 °C at 1000 m (Böðvarsson 1961). There has been, however, an increasing number of boreholes, drilled in the downhole conditions going beyond this categorization, reaching resources with temperatures close to or exceeding the critical temperatures of pure water (i.e. 374 °C).

The conventional hydrothermal geothermal well with a depth of 3000 m and production temperature of 340 °C can yield from 4 up to 10 MWe. Recent studies have proven that productivity might be increased by a factor of 10 if fluids from supercritical resources had been extracted (Friðleifsson et al. 2005, 2014a, b). This is due to the increased enthalpy, lower viscosity, and density of supercritical fluids that allow for much higher flow rates. The longevity of a geothermal well drilled into the supercritical resource depends significantly on the appropriate drilling and well completion technology. Deep and high-temperature drilling projects in countries such as Iceland, Italy, Kenya, Japan, Greece, USA, and Mexico have all reached critical temperatures and encountered highly corrosive and hostile fluids. Such extreme reservoir conditions promoted damage to the casing material, cement sheaths, surface equipment, and led to serious well failures and in many cases to well abandonment. These drilling campaigns created an acute need for improvements in drilling and well completion technologies being currently used for high-temperature wells.

1.1. Well design

The casing program is the most crucial feature that influences successful drilling opera-

tions and the longevity of the future geothermal fluid production. It implies assessing casing setting depths, a number of casing strings, nominal casing weight, casing material, type of connections and well completion. The main functions of casing programs are preventing casing deformation, supporting blow-out preventers and permanent wellhead, containing drilling and production fluids, preventing groundwater contamination, mitigating drilling fluid losses, protecting wells from corrosion, fracturing and erosion, preventing inter-zonal cross-contamination of geothermal fluids, defining a production zone and providing access to the reservoir (New Zealand Standard 2015).

Conventional high-temperature geothermal wells consist usually of three or four cemented casing strings. The typical casing program for most geothermal wells incorporates a conductor pipe, a surface casing, an intermediate casing which may serve as an anchor casing (i.e., casing string to which wellhead is attached), a production casing and an optional perforated liner (holed or slotted). All of the casing strings are cemented from casing shoe to the casing top to prevent corrosion resulting from migration of hazardous reservoir fluids and to control thermal expansion during geothermal fluid production. A liner pipe, which is either suspended from a liner hanger or set at the well bottom, is usually left uncemented in the production section of the well. The completion is finalized by assembling a permanent wellhead at the top of the well. In most cases, it includes an expansion spool placed directly below the first master valve, which allows for expansion of the uppermost parts of the production casing string with respect to the anchor casing to which the permanent wellhead is attached.

No reliable and well-established methods and criteria for well design are yet available for wells with temperatures close to or exceeding the critical point for pure water. The New Zealand Code of Practice for Deep Geothermal Wells from 2015 covers geothermal well design with an account of material strength reduction for well temperatures only up to 350 °C (Karls-son 1978) and production of non-corrosive geothermal fluids. Such temperatures, as previously demonstrated, have already been exceeded in multiple 'super-hot' locations around the world and in many cases, the produced fluids were highly corrosive and acidic.

1.2. Failure modes

A failure mode is regarded as any kind of damage to the downhole construction (e.g. casing strings, cement sheath) and/or surface equipment (e.g. wellhead) of a geothermal well that either temporarily excludes further drilling operations, well testing or fluid production, or leads directly to the partial or total well abandonment. All of the geothermal wells drilled into extremely high temperatures push their components including casing strings, casing connections, wellhead assembly, cement sheaths, drilling fluid to its technical limits. Based on the classification of casing failures made by Teodoru (2015), excluding casing failure from corrosion, extensive wear, and overloading, most wells investigating high-temperature geothermal resources will fall into the category of the so-called temperature variation induced fatigue. This kind of failure is caused by large temperature variations and is aggravated by the lack of casing mobility within the cement sheaths. It is expected that such casing failure will be caused by accumulated temperature cycles, putting the casing material above its yield limit. Similarly, to the casing material and connections, fatigue due to extensive thermally driven loads will lead to cement sheaths damage and potential loss of bond at casing–cement or cement–rock interfaces with the potential influx of hostile reservoir fluids.

2. Technology improvements

To allow for safe fluid production and problem-free drilling into the supercritical geothermal resources improvements of currently used technologies for drilling and well completion, adhered from the petroleum industry, are necessary. This section is divided into five subsections, i.e., drilling technology, drilling fluids, cementing operations, wellhead, and casing materials and logging technology and describes potential solutions and already made improvements in particular drilling projects to accommodate differences and challenges of wells investigating supercritical resources.

2.1. Drilling technology

Common to geothermal areas are hard, volcanic, abrasive, non-homogenous and heavily fractured rock formations which are prone to circulation loss, increased tortuosity, heavy dog legs, high tool wear and low rates of penetration. Conventional drilling tools such as tri-cone tungsten carbide insert drill bits have proven performance to approximately 180 °C, whereas directional drilling systems to temperatures up to 225 °C (Stefánsson et al. 2018), which is not sufficient for drilling into extreme temperatures of a supercritical resource. With conventional



Fig. 1. Cones and bearing from high-temperature tri-cone roller cone drill bits used during drilling of the IDDP-2 well in the Reykjanes geothermal field in Iceland (Stefánsson et al. 2018)

mechanical drilling technologies, penetration rates between 1 and 6 m/h are commonly obtained, meaning that rock breaking and removal should be greatly improved to reduce the cost of deep drilling. Developing technologies such as metal-to-metal sealed drill bits and directional systems, hybrid bits, mud hammers or non-contact and wear-free technologies such as the laser, plasma or electro-impulse drilling might allow for much faster and problem-free drilling for supercritical resources.

Extreme temperatures of circulating drilling fluids promote damages to any elastomer parts of the downhole equipment. This eliminates the possibility of using most types of cementing, directional drilling equipment and conventional drill bit technologies. During the Venelle-2 drilling campaign, a special type of PDC bit without any elastomer parts was used. This kind of 'all metallic' bits is able to operate under extreme temperature conditions. The above-mentioned drill bit technology obtained good results in terms of drilling progress and durability (Bertani et al. 2018). In the IDDP-2 drilling campaign, high-temperature tri-cone rotary drill bits and a hybrid drill bit rated for drilling fluid circulation temperatures of up to 300 °C with a specially designed high-temperature grease and metal-to-metal seals were used for operations. Both proved to function without major problems and provided sufficient penetration rates and bit life (Stefánsson et al. 2018; Chatterjee et al. 2015).

During the IDDP-2 venture, together with temperature-resistant drill bits, a prototype of an elastomer-free directional drilling system with metal-to-metal seals, intended for EGS application with an aggressive fluid environment and high-temperature downhole conditions (up to 300 °C), was implemented (Chatterjee et al. 2015). The evaluation made

after consecutive bit runs with the mentioned metal-to-metal directional drilling system, proved wear of rotor and stator; however, the power section was still operational and provided torque values according to manufacturer's specifications (Stefánsson et al. 2018). In general, the prototype of a directional system for geothermal wells up to 300 °C proved to work successfully during the IDDP-2 drilling operations (Friðleifsson and Elders 2017; Friðleifsson et al. 2017).

New wear-free and contact-less drilling technologies are being currently developed at various institutions around the world. The thermal drilling methods include flame, plasma, spallation, laser, and quasi-thermal electro-impulse drilling technology. Thermal energy is used to weaken the hard rock and create spalls. Subsequently, the spalls with weakened rock are being later mechanically crushed and circulated out of the hole. Efforts within different thermal drilling technologies are ongoing in research institutions in Germany, Slovakia, and Switzerland. Another group of new technologies includes fluid-assisted drilling with high-pressure water jets. This technology is being currently researched e.g. in countries such as Germany and Austria.

Additionally, to the uncertain behavior of drilling fluid under extremely high temperatures, one of the main problems during drilling exploration wells is uncertainties related to pore and fracture pressure predictions and encountering a potential over-pressurized zone. This problem was resolved in the Venelle-2 campaign by Managed Pressure Drilling (MPD) system with a rotating circulation device (RDC) and Coriolis's flow meter, which is mostly used in depleted oil and gas reservoirs with severe circulation losses (Bertani et al. 2018). MPD systems allow keeping well pressures slightly above the pore

pressure, which might be a potential solution for maintaining constant downhole pressures in high-enthalpy geothermal boreholes, preventing differential sticking and allowing for much safer and more efficient drilling in severe circulation loss zones. Unfortunately, MPD systems cannot guarantee well control but rather, enable to provide constant monitoring of bottom hole pressures and flow rates. This helps to evaluate in a real-time variation of downhole conditions and keep the downhole pressure balance within a certain range. Installed Coriolis flow meter is able to detect any difference between flow in and out, whereas through RCD choke valves are controlled and surface back pressure is being regulated.

2.2. Drilling fluids

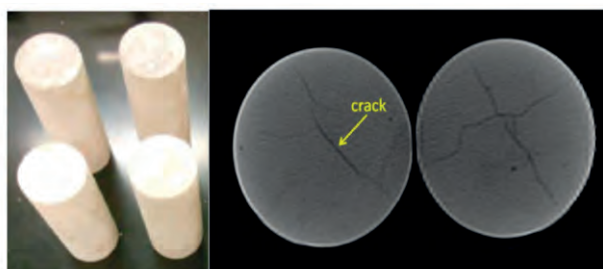
The main task of a drilling fluid during geothermal drilling is to maintain the stability of a wellbore, provide pressure, enable cooling of the downhole environment and drilling equipment and clean the borehole from cuttings. Commonly used bentonitic drilling fluid after exposure to temperatures in the range between 150 and 200 °C (Otte et al. 1990) experiences a sharp increase in the viscosity which might result in stuck pipe incidents. Bentonitic drilling fluids are preferred only for uppermost well sections, where formation collapse is expected and where temperature gradients are not as high. Commonly used polymer additives available at the market today are limited to circulation temperatures of approximately 90 °C. One of the main concerns of drilling, especially in over-pressurized zones, is exposing the drilling fluid to high-temperatures, especially during long periods of drilling stoppage, and simultaneously degrading its properties. In projects such as the IDDP-2, constant total losses throughout drilling operations and highly fractured rock formations (Friðleifsson and Elders 2017; Friðleifsson et al. 2017), resolved the problems connected to the degradation of drilling fluid properties and hole cleaning, as only clean water with polymer pills were used as drilling fluid and all created cuttings were lost in the heavily fractured geothermal reservoir. This phenomenon enabled reaching depths of nearly 4700 m. Different conditions were encountered during the drilling of the Venelle-2 well, which resulted in the usage of a water-based drilling fluid system with ilmenite and sepiolite as drilling suspending agents to resist high circulating temperatures and eliminate the risk of sagging. Selection of the drilling fluid in the Venelle-2 well proved to be successful, however, caused challenges during implementing standard well control procedures (Bertani et al. 2018).

2.3. Cementing operation

One of the crucial operations during drilling any kind of well is the primary cementing operation. Cement blends have to not only withstand high-temperature gradients during placement, drilling, and fluid production but also resist cyclic loading during situations such as well stimulation, production kick-off or an undesirable event of well quenching with cold water. The conventional cement mixture based on Portland cement G or H class with the addition of between 35 and 40% of silica flour has proven performance in conventional geothermal wells (Kosinowski and Teodoru 2012), where temperatures of produced fluids are below 350 °C. The Ordinary Portland Cement (OPC) experiences strength retrogression as early as at 110 °C, after which a rapid decrease of compressive strength and chemical resistance and increase in permeability is seen. To provide good thermal as well as corrosion resistance, improved cement mixtures are necessary. These blends must ensure higher plasticity of hardened

cement and might include non-Portland mixtures such as geopolymers or calcium phosphate sealing systems, lower-density cement blends (e.g., foam cement) which have already proven higher ductility and lower probability of rock fracturing during cementing operations. Another option includes adding plasticizers such as liquid latex to the conventional cement mixtures to create a more ductile sealing system. The Venelle-2 well can be regarded as a successful use of non-Portland cement blend in geothermal well exploring supercritical resources. The cement mixture, designed for boreholes experiencing well temperatures in excess of 450 °C, was used for all 7" sections of the well and also for the temporary abandonment job and up to now, there have been no registered problems related to the cement job quality (Bertani et al. 2018).

Not only cement mixtures but also improvements of the cement placement method for primary as well as remedial cementing jobs are necessary. Stage cementing methods do not sa-



Geoterm™ / 40% silica after 7 day exposure to 450°C



Geoterm™ / 70% silica after 7 day exposure to 450°C



Thermalock after 7 day exposure to 450°C

Fig. 2. Comparison of conventional cement blends with non-Portland ThermoLock cement slurry for 7" casing in the Venelle-2 well (Pallotta and Martini, 2018)

tisfy conditions of wells exploring supercritical resources, which are drilled very often in zones of partial to total losses of drilling fluid and in extremely high thermal gradients. The most suitable cementing method has to allow for continuous cementing to achieve full sealing of any existing and newly created fractures during cementing and ensure a good bond between casing and rock formations. It is usual to pump much more excess cement in a high-temperature geothermal well than it is required for a petroleum or a natural gas well. Common cementing procedures include stage, inner string, reverse circulation, tie-back, lightweight cementing and an annulus packer method. In recently drilled high-temperature wells, where cementing jobs at greater depths, possibly in loss circulation zones, are needed, the reverse circulation cementing method is being more commonly applied (e.g. the IDDP-1 and IDDP-2 wells in Iceland or the Habanero-4 well in Australia) (Friðleifsson and Elders 2017; Friðleifsson et al. 2017).

Results of various research on cement blends in geothermal and petroleum wells proved the inadequacy of selecting the wellbore cement based solely on the compressive strength requirement of 6.9 MPa and permeability of 0.1 mD (API Task Group 1985). It was proven that even high compressive strengths of an annular cement may not guarantee zonal insulation (Philippacopoulos and Berndt 2002). Such studies have emphasized the significant influence on wellbore cement stresses of elastic properties of cement and rock formations such as Poisson's ratio, Young's modulus but also the thickness of casing and cement as well as an applied wellbore, far-field stresses, and temperature. Cement sheaths were so far regarded as a decoupled system. This is a rather simplified assumption and may not be sufficient for the extreme condition of geothermal wells exploring supercritical resources, drilled in tectonically active regions with extremely high temperature and pressure gradients. For future deep drilling ventures, it is needed to look at wellbore cement as a coupled system together with the influence of casing and rock formations. The future cement design has to assess the influence of stresses imposed on cement sheaths during well's lifecycle, as well as far-field stresses and temperature effects. Only such detailed analysis will help to select the proper cement design and predicted cement sheaths stresses for a particular high-enthalpy geothermal field (Teodoriu 2015).

2.4. Wellhead and casing materials

Casing materials used in the geothermal industry have not changed for decades and usually involve conventional API K-55 or L-80 steel

grades. New inexpensive materials, that are corrosion resistant and able to withstand high thermally induced static and cyclic loads, are of high interests in the high-enthalpy geothermal industry (Kaldal et al. 2015, 2016). Some of the potential materials which might possibly be used in wells with temperature conditions above critical include stainless steel, nickel-based alloys, titanium steels and composite metallic materials (Þorbjörnsson et al. 2015). These are, however, rather expensive and will put an immense load on the investment costs of the drilling project. Another interesting concept is the method of cladding the casing strings with corrosion-resistant layers. Such technique is already being used in the wellhead assembly parts of wells such as the IDDP-1 and 2 (Þórhallsson et al. 2014, Friðleifsson and Elders 2017; Friðleifsson et al. 2017). Cladding might improve the corrosion resistance of the conventional steel grades used in the geothermal industry and decrease the price relative to strings being made exclusively from expensive corrosion-resistant materials such as titanium. The main scope of the newly kick-started Geo-Coat international project is to develop specialized corrosion and erosion resistant coatings for a variety of geothermal infrastructure components including casing strings, based on high entropy alloys as well as ceramic and metal mixtures to ensure the required bond strength, hardness, chemical resistance and density for the challenging geothermal applications.



Fig. 3. Heavy corrosion of liner pipe in the KJ-39 well (source: deliverable D4.3 from GeoWell project, Þorbjörnsson 2016)

The casing string design has to follow the assumption of extremely high temperatures and highly corrosive and hostile, especially to the mechanical infrastructure, geothermal fluids, often with high concentrations of H₂S, which mi-

ght potentially lead to sulfide stress corrosion. In order to avoid casing failures, selection of casing strings directly exposed to the reservoir fluids (most commonly a 7" liner pipe and a 9 5/8" production casing) should be limited to casing materials designed for sour conditions. These steel grades include for instance API L-80 and T-95. In recent years, improved casing material such as TN80-3%Cr with lower corrosion rates is being employed for production casing string and liner pipe in the Los Humeros geothermal field due to the influence of hostile geothermal fluids from greater depths (Diez et al. 2015). The TN125SS casing material from the Venelle-2 campaign was selected, due to its elastic behavior with the compression load, which is the governing load. Although TN125SS is not designed especially for sour conditions, it could be used in the presence of H₂S with reservoir temperatures higher than 80 °C (Bertani et al. 2018).

Similarly, to casing material, casing connections have to withstand high thermally induced loads. Due to extremely high thermally induced cyclic stresses, it is believed that both conventional API buttress and premium casing couplings will experience failure in wells investigating supercritical resources. Extensive research is currently being carried out within the frameworks of GeoWell and DEEPEGs project focused on the development of flexible couplings for high-enthalpy geothermal wells (Kaldal et al. 2016). This new solution will allow for axial movement of casing strings (as bends are not possible in a vertical wellbore) to avoid coupling rupture due to periods of heating (thermal expansion) and cooling (high tensile forces due to contraction of steel) during maintenance work and should avoid generating stresses above yield strength of the casing material and reducing likelihood of casing collapse. During running casing, couplings will be in open mode and while heating up, the casing material will expand allowing for each coupling to expand freely downwards via a slip-joint and closing the system before reaching the expected temperatures, with enough residual axial force to seal the connection.

To accommodate extremely high temperatures and seldom corrosive and hostile reservoir fluids, the wellhead assembly has to be diligently selected. The choice should be a compromise between wellhead quality, cost, and safety requirements. All wellheads implemented into geothermal wells have to follow API and ASME regulations. The wellheads used for both IDDP projects were ANSI class 1500 master valves with ANSI class 2500 flanges, whereas the wellhead employed for the recent Venelle-2 project was API class 10,000 rating (Bertani et al. 2018;

Friðleifsson and Elders 2017; Friðleifsson et al. 2017). In the Venelle-2 well, the base flange was realized with high corrosion resistance material. In both mentioned projects, steel cladding was realized on some parts of the surface valves and spools potentially exposed to aggressive reservoir fluids.

2.5. Logging technology

The most important parameters obtained from any geothermal well are temperature and pressure measurements. Currently, available tools allow recording temperatures with a maximum of 350 °C and 4 hours of operation time. A reliable system of temperature recording at extreme temperatures in a geothermal well was, however, yet not developed. As of today, several research projects focused on developing logging technologies for wells with extreme temperatures. One of these projects, HITI (High-Temperature Instruments for supercritical geothermal reservoir characterization and exploitation) developed a temperature logging tool for well conditions reaching the critical point of pure water (Ásmundsson et al. 2014). Another project was initiated during the Venelle-2 drilling venture to develop a temperature and pressure logging tool being able to withstand a temperature of 450 °C, which is much lower than temperatures actually recorded in the Venelle-2 well, and exposure to the operation time of minimum of 6 hours. The tool design is based on logging to an internal memory system and is powered by batteries resistant to higher temperatures. Metal seals used in the tool are rated for 650 °C and measurement accuracy is 5 °C and 0.5 bars (Bertani et al. 2018).

Additional temperature measurements were installed during the IDDP-2 campaign on the outside of the production casing string during running in operations. Installed at various depths between 341 and 2641 m, eight thermocouples and a fiber optic cable were expected to enable continuously measure strain, acoustic noise as well as record temperatures during drilling and future fluid production and evaluate the quality of cementing operations. Thermocouples installed in the IDDP-2 well ceased to transmit temperature data after some time, even though casing was not exposed to temperatures higher than 100 °C. The condition of the fiber optic cable is yet not known, as it will be used after the IDDP-2 well is heated up (Friðleifsson and Elders 2017; Friðleifsson et al. 2017).

3. Conclusions

Recently undertaken European initiatives investigating supercritical geothermal resources greatly improved state of knowledge of

drilling technology, drilling fluids, cementing operations, wellhead, and casing materials and logging technology for high-temperature wells going beyond what is considered currently as a standard within the geothermal industry. It was with their help that the development of new equipment and downhole tools was possible, and areas of potential improvement were emphasized.

It would be beneficial for mitigating challenges and improving the learning curve for wells investigating high-temperature geothermal reservoirs, to establish a dialog with the petroleum industry where scientist and engineers can cross-fertilize experiences and ideas, which could be valuable for upcoming supercritical projects. The biggest potential technology transfer is seen for thermal enhanced oil recovery industry researching steam-assisted gravity drainage and cyclic steam injection methods.

References

1. API Task Group on Cements for Geothermal Wells. API Work Group reports field tests of geothermal cements. *Oil Gas J.* 1985; Feb, II:93–7.
2. Ásmundsson R, Pezard P, Sanjuan B, Hennings J, Deltombe J-L, Halladay N, Lebert F, Gadalia A, Millot R, Gibert B, Violay M, Reinsch T, Naisse J-M, Massiot C, Azais P, Mainprice D, Karytsas C, Johnston C. High temperature instruments and methods developed for supercritical geothermal reservoir characterization and exploitation—The HITI project. *Geothermics.* 2014; 49:90–8.
3. Bertani R, Büsing H, Buske S, Dini A, Hjelstuen M, Luchini M, Manzella A, Nybo R, Rabbel W, Serniotti L. The first results of the Descramble project. In: *Proceedings, 43rd workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University, Stanford, California, February 2018.*
4. Böðvarsson G. Physical characteristics of natural heat resources in Iceland. *Jökull.* 1961. p. 29–38.
5. Chatterjee K, Dick A, Macpherson J. High temperature 300 °C directional drilling system, including drill bit, steerable motor and drilling fluid, for enhanced geothermal systems. U.S. Department of Energy, Energy Efficiency & Renewable Energy, Final Scientific/Technical Report DOE-BHI—0002782, 2015, USA; 2015.
6. Diez H, Flores M, Ramirez M, Tovar R, Rosales C, Solano F, Sandoval F. Neutralization of acid fluids from well H-43 (superheated steam), Los Hornos geothermal field, Mexico. In: *Proceedings world geothermal congress 2015, Melbourne, Australia, 19–25 April 2015.*
7. Friðleifsson GÓ, Armannsson H, Gudmundsson A, Arnason K, Mortensen AK, Pálsson B, Einarsson GM. Site selection for the well IDDP-1 at Krafla. *Geothermics.* 2014a; 49:9–15.
8. Friðleifsson GÓ, Blischke A, Kristjánsson RB, Richter B, Einarsson MG, Jónasson H, Franzson H, Sigurðsson Ó, Danielsen EP, Jónsson SS, Thordarson S, Þórhallsson S, Harðardóttir V, Egilson Þ. Well report RN-17 & RN-17ST, ISOR-2005/007, ISBN 9979-780-26-6, July 2005.
9. Friðleifsson GÓ, Elders WA, Albertsson A. The concept of the Iceland Deep Drilling Project. *Geothermics.* 2014b; 49:2–8.
10. Friðleifsson GÓ, Elders WA, Zierenberg RA, Stefánsson A, Fowler APG, Weisenberger TB, Harðarson BS, Mesfin KG. The Iceland Deep Drilling Project 4.5 km deep well, IDDP-2, in the sea-water recharged Reykjanes geothermal field in SW Iceland has successfully reached its supercritical target. *Sci Drill.* 2017; 23:1–12.
11. Friðleifsson GÓ, Elders WA. Successful drilling for supercritical geothermal resources at Reykjanes SW Iceland. *Transactions of Geothermal Resources Council.* 2017; 41:1095–106.
12. Kaldal GS, Jónsson BM, Pálsson H, Karlsdóttir SN. Structural analysis of casings in high temperature geothermal wells in Iceland. In: *Proceedings of world geothermal congress 2015, Melbourne, Australia, 19–25 April 2015.*
13. Kaldal GS, Þorbjörnsson OI. Thermal expansion of casings in geothermal wells and possible mitigation of resultant axial strain. In: *European geothermal congress 2016, Strasbourg, France, 19–24 Sept 2016.*
14. Karlsson T. Casing design for high temperature geothermal wells. *Transactions of Geothermal Resources Council.* 1978; 2:355–8.
15. Kosinowski C, Teodoru C. Study of class G cement fatigue using experimental investigations. In: *EAGE European unconventional resources conference and exhibition held in Vienna, Austria, 20–22 March 2012.*
16. New Zealand Standard: code of practice for deep geothermal wells from 1991 (NZS 2403:1991) and recent update from 2015 (NZS 2403:2015)
17. Otte C, Pye DS, Stefanides NJ. The applicability of geothermal drilling experience to super-deep drilling. In: Fuchs K, Kozlovsky YA, Krivtsov AI, Zoback MD, editors. *Super-deep continental drilling and deep geophysical sounding. Exploration of the deep continental crust.* Berlin: Springer; 1990.

18. Pallotta D., Martini R., *Drilling activities and lessons learnt, DESCRAMBLE Final Conference, Pisa, Italy, March 2018.*
19. Philippacopoulos A, Berndt M. *Structural analysis of geothermal well cements. Geothermics.* 2002; 31:657–76
20. Stefánsson A, Duerholt R, Schroder J, Macpherson J, Hohl C, Thomas Kruspe T, Eriksen TJ. *A 300 °C directional drilling system, Society of Petroleum Engineers. In: IADC/SPE drilling conference and exhibition, 6–8 March, Fort Worth, Texas, USA, 2018.*
21. Stefánsson A, Gíslason T, Sigurdsson Ó, Friðleifsson GÓ. *The drilling of the RN15/IDDP-2 research well at Reykjanes SW Iceland. Trans Geotherm Council.* 2017; 41:512–20.
22. Teodoru C. *Why and when does casing fail in geothermal wells: a surprising question? In: Proceedings world geothermal congress 2015, Melbourne, Australia, 19–25 April 2015.*
23. Þorbjörnsson ÓI, Karlsdóttir NS, Einarsson A, Ragnarsdóttir RK. *Materials for geothermal steam utilization at higher temperatures and pressures. In: Proceedings world geothermal congress 2015, Melbourne, Australia, 19–25 April 2015.*
24. Þórhallsson S, Bjarni Pálsson B, Hólmgeirsson S, Ingason K, Matthíasson M, Bóasson HA, Sverrisson H. *Well design and drilling plans of the Iceland Deep Drilling Project (IDDP). In: Proceedings world geothermal congress 2010 Bali, Indonesia, 25–29 April 2010.*
25. Þórhallsson S, Matthíasson M, Gíslason T, Ingason K, Pálsson B, Friðleifsson GÓ. *IDDP feasibility report, Iceland Deep Drilling Project, PART II Drilling Technology.* 2003.
26. Þórhallsson S, Pálsson B, Holmgeirsson S, Ingason K, Matthíasson M, Bóasson HA, Sverrisson H. *Well design for the Iceland Deep Drilling Project (IDDP). Geothermics.* 2014; 49:16–22.

This investigation was carried out within the framework of the GEMex project, which received funding from the European Union's EU Horizon 2020 research and innovation program under Grant Agreement No 727550. This paper is based on findings from a study titled "Review of failure modes in supercritical geothermal drilling projects" by Kruszewski and Wittig published in Geothermal Energy (6:28) journal on the 7th of December 2018.

Michał Kruszewski

Jest absolwentem Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie. Podczas studiów, odbył praktyki naukowe na Wydziale Green

Energy Technology w Keilir Institute of Technology przy Uniwersytecie Islandzkim (oddział w Reykjanesbær) oraz na Wydziale Wiertniczym Akademii Górniczej we Freibergu (Niemcy). Doświadczenie wiertnicze zdobył podczas pracy w HS Orka nad wysokotemperaturowym otworem geotermalnym IDDP-2 (Iceland Deep Drilling Project - 2) na półwyspie Reykjanes w południowo-zachodniej Islandii. Od 2017 r. związany z International Geothermal Centre (GZB) w Bochum (Niemcy), gdzie pracuje przy międzynarodowych projektach tj. GEMex (Cooperation in Geothermal energy research Europe-Mexico for development of Enhanced Geothermal Systems and Superhot Geothermal Systems) oraz Ruhr-Marie3D. Jest autorem wielu publikacji naukowych, w tym monografii oraz raportów technicznych, z tematyki wiertnictwa geotermalnego oraz geomechaniki. Wyniki swoich badań prezentował na wielu krajowych oraz międzynarodowych konferencjach m.in. w USA, Włoszech, Hiszpanii, Grecji oraz Niemczech.

Informacja dla autorów publikujących w „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych”

Wszystkie dostarczane materiały przeznaczone do druku powinny być w formie elektronicznej, przesłane na adres redakcji na CD, wraz z wydrukiem. Materiały do 20 MB mogą być przesyłane za pomocą poczty elektronicznej na adres: redakcja@wnig.pl, redakcja.wnig@interia.pl, jednakże autor musi dostarczyć dodatkowo wydruk. Każdy autor wraz z tekstem, który jest jego autorstwa, przesyła swoje zdjęcie. Tekst powinien zawierać krótki tytuł oddający prezentowaną treść oraz streszczenie. Pod nim imię(a) nazwisko(a) autora(ów), adres, e-mail. Tekst nie powinien przekraczać 10 stron A-4 wraz z grafiką i spisem cytowanych w tekście pozycji literatury. Zaleca się stosowanie czcionki Times New Roman 12 pt i podwójny odstęp między wierszami. Wszystkie przeznaczone do zamieszczania w tekście rysunki, zdjęcia, itp. powinny być cytowane jako figury. Figury numerowane w osobnych plikach (wykonane w Corel Draw 7-14 lub jako JPG lub TIFF 300 DPI) z zaznaczeniem w tekście miejsc ich umieszczenia. Podpisy pod figurami na końcu tekstu. Spis literatury powinien zawierać imię i nazwisko autora, rok publikacji, tytuł, wydawcę i strony. Szczegółowe zasady opisane są na naszej stronie internetowej: <http://www.wnig.pl/info/publikuj-u-nas>

Konstrukcje otworów geotermalnych w Polsce

Tomasz
ŚliwaTomasz
KowalskiMichał
Kruszewski

Polska jest krajem o istotnych potencjalnych możliwościach pozyskiwania energii geotermalnej. Odwierty produkcyjne mają za zadanie eksploatację wody geotermalnej znajdującej się w warstwie wodonośnej.

Przykładem odwiertów eksploatacyjnych są Bańska PGP-1, Gostynin GT-1 oraz Uniejów PIG/AGH-2. Funkcją odwiertów chłonnych jest natomiast zatłoczenie wody geotermalnej po odebraniu z niej ciepła do tej samej warstwy wodonośnej, z której uprzednio była eksploatowana (Biernat i in. 2012). Jako przykład mogą posłużyć odwierty Biały Dunajec PAN-1, Pyrzyce GT-2 oraz Uniejów PIG/AGH-1. W Polsce otworami wiertniczymi eksploatowana jest woda geotermalna głównie z utworów dolnej jury i dolnej kredy. Są to wody o temperaturach na wypływie od kilkunastu (odwierty Lidzbark Warmiński GT-1 lub Trzęsacz GT-1) do nawet 95°C (odwiert Konin GT-1) (Sapińska-Śliwa i in. 2017).

Odwierty geotermalne mogą być wykonywane jako pionowe (np. Bańska IG-1, Pyrzyce GT-2) lub kierunkowe (typu „J” m.in. Stargard Szczeciński GT-2k oraz typu „S” m.in. Bańska PGP-3k lub Pyrzyce GT-1 bis). Obecnie do wiercenia otworów geotermalnych stosowana jest metoda obrotowa z prawym obiegiem płuczki (Gonet i in. 2016, Sapińska-Śliwa i in. 2017).

Rury okładzinowe, z których składają się poszczególne kolumny zazwyczaj wykonane są ze stali. Materiał ten jest jednak podatny na działanie zjawiska korozji. Przykładowe rodzaje stali zastosowane w zarurowaniu odwiertów geotermalnych w Polsce to stal o oznaczeniu J-55 (odwiert Pyrzyce GT-4) czy też N-80 (odwiert Lidzbark Warmiński GT-1) (Gonet i in. 2016, Sapińska-Śliwa i in. 2013, Sapińska-Śliwa i in. 2017). W celu zapobiegania zjawiska korozji stosuje się rury z włókna szklanego (odwierty Toruń GT-1, Toruń GT-2, Kleszczów GT-2). Innym sposobem zmniejszenia lub eliminacji zjawiska korozji jest wyłożenie rur stalowych od środka powło-

ką wewnętrzną. Zabieg ten wykonywany jest podczas prac rekonstrukcyjnych. Jako przykład zastosowania rur stalowych z powłoką wewnętrzną (HDPE - High Density Poly Ethylene) mogą posłużyć odwierty Pyrzyce GT-2 oraz Pyrzyce GT-4 (Biernat i in. 2012). Istnieje również wiele innych metod ograniczania procesów i skutków korozji oraz wytrącania minerałów wtórnych w instalacjach geotermalnych. Mają one za zadanie przywrócenie parametrów eksploatacyjnych w systemach geotermalnych. Do metod tych można zaliczyć: stosowanie inhibitorów, zabiegi tzw. miękkiego kwasowania oraz zabiegi z użyciem roztworów kwasów nieorganicznych i organicznych (Kępińska i in. 2011).

Dokonując analizy konstrukcji otworów geotermalnych należy również zwrócić uwagę na typy konstrukcji ich dolnego odcinka. Można wyróżnić tu odcinek bosy (nieorurowany) lub zafiltrowany z normalną lub poszerzoną średnicą w strefie wodonośnej (Sapińska-Śliwa i in. 2013, Sapińska-Śliwa i in. 2017).

Do typowych schematów zarurowania odwiertów geotermalnych w Polsce można zaliczyć dwa. Pierwszy schemat składający się z rur okładzinowych o średnicach kolejno 18 5/8", 13 3/8", 9 5/8" oraz 7" lub 6 5/8". Drugi schemat składający się z rur okładzinowych o średnicach kolejni 20", 13 3/8", 9 5/8" oraz 7 5/8" lub 7" lub 6 5/8" (Gonet i in. 2016, Sapińska-Śliwa i in. 2017). Oba typowe schematy w poszczególnych odwiertach w Polsce mogą nieznacznie różnić się m.in. poprzez zastosowanie dodatkowych kolumn. Należy jednak pamiętać, że każdy schemat zarurowania otworu oraz długości poszczególnych sekcji zależą od wielu czynników, m.in. geologicznych, technicznych czy też ekonomicznych. Ponadto przed zaprojektowaniem konstrukcji otworu geotermalnego należy ustalić podstawowe parametry dotyczące m.in. założeń odnośnie wydajności eksploatacyjnej, temperatury i chemicznych właściwości wody złożowej, a także hydrodynamicznych parametrów złoża (Sapińska-Śliwa i in. 2013).

Oddzielnym zagadnieniem jest temat otworowych wymienników ciepła. Są to otwory, którymi również pozyskuje się ciepło Ziemi. Na terenie AGH w Krakowie, wykonano najprawdopodobniej największą w Polsce liczbę takich otworów, które posiadają różne konstrukcje (19 sztuk). Służą one celom grzewczo-chłodniczym oraz badawczym (Gonet i in. 2011, Śliwa i in. 2017).

Bibliografia:

1. Biernat H., Noga B., Kosma Z., Przegląd konstrukcji archiwalnych i nowych otworów wiertniczych na Niżu Polskim w celu pozyskania energii geotermalnej, Modelowanie Inżynierskie 44, Gliwice 2012
2. Gonet A., Sapińska-Śliwa A., Kowalski T., Śliwa T., Bieda A., Drilling of geothermal boreholes and casing design in Poland, European Geothermal Congress 2016, Strasbourg, France, 19–24 September 2016
3. Gonet A., Śliwa T., Stryczek S., Sapińska-Śliwa A., Jaszczur M., Pająk L., Złotkowski A., Metodyka identyfikacji potencjału ciepłego górotworu wraz z technologią wykonywania i eksploatacji otworowych wymienników ciepła, Wydawnictwa AGH, Kraków, 2011
4. Kępińska B., Bujakowski W., Bielec B., Tomaszewska B., Banaś J., Solarski W., Mazurkiewicz B., Pawlikowski M., Pająk L., Miecznik M., Balcer M., Holojuch B., Wytyczne projektowe poprawy chłonności skał zbiornikowych w związku z zatłaczaniem wód termalnych w Polskich zakładach geotermalnych, Wydawnictwo EJB, Kraków 2011
5. Sapińska-Śliwa A., Biernat H., Śliwa T., Noga B., Konstrukcje otworów geotermalnych w Polsce, Prezentacja IV Ogólnopolski Kongres Geotermalny, Zakopane 30.09-02.10.2013
6. Sapińska-Śliwa A., Wiglusz T., Kruszewski M., Śliwa T., Kowalski T., Wiercenia Geotermalne. Doświadczenia techniczne i technologiczne, Laboratory of Geoenergetics book series vol. 3, Drilling, Oil and Gas Foundation, Kraków, 2017
7. Śliwa T., Gonet A., Złotkowski A., Sapińska-Śliwa A., Bieda A., Kowalski T., Geotermia na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Laboratory of Geoenergetics book series vol. 4, Drilling, Oil and Gas Foundation, Kraków, 2017

Tomasz Śliwa
sliwa@agh.edu.pl

Tomasz Kowalski
tkowal@agh.edu.pl

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
im. Stanisława Staszica w Krakowie,
Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu,
Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii,
Laboratorium Geoenergetyki,
al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

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

LOTOS i PGNiG: pierwsze komercyjne bunkrowanie statków w polskich portach morskich skroplonym gazem ziemnym LNG



Grupa LOTOS i PGNiG zrealizowały między 13 a 18 marca 2019 r. dwa komercyjne bunkrowania statków morskich skroplonym gazem ziemnym LNG. To pierwsze takie operacje przeprowadzone w portach morskich w Gdańsku i Gdyni. Firmy kontynuują współpracę w tym obszarze - wzmocni ona konkurencyjność polskich portów i spopularyzuje ekologiczne paliwo LNG na Bałtyku.

– Bunkrowanie statków gazem ziemnym w postaci skroplonej stanowi kolejną z bardzo wielu możliwości wykorzystania gazu, który PGNiG sprowadza do Polski z Kataru, Norwegii i USA za pośrednictwem Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Jesteśmy przekonani, że paliwo to, m.in. ze względu na swoje ekologiczne walory, stanowi przyszłość transportu morskiego na Bałtyku. – mówi Maciej Woźniak, wiceprezes Zarządu PGNiG SA ds. handlowych

– Grupa LOTOS chętnie angażuje się w projekty z zakresu paliw alternatywnych, co wpisuje się w strategię rozwoju naszej grupy kapitałowej na lata 2017-2022. LOTOS chce objąć pozycję lidera we wdrażaniu paliw alternatywnych nowej generacji, a do takiej z pewnością zalicza się LNG. To ekologiczne i bezpieczne paliwo. Kluczem do dalszego wzrostu jego popularności jest rozwój infrastruktury logistycznej i bunkrowej LNG. W związku z tym, jako Grupa LOTOS jesteśmy zaangażowani w projekt studium wykonalności budowy terminala przeładunkowego LNG małej skali w Gdańsku, który jest współfinansowany ze środków Unii Europejskiej (CEF) – mówi Patryk Demski, wiceprezes Zarządu Grupy LOTOS S.A. ds. inwestycji i innowacji.

– Współpraca Grupy LOTOS i PGNiG trwa od wielu lat. PGNiG jest dostawcą gazu ziemnego dla Grupy LOTOS, a Grupa LOTOS wykorzystuje to paliwo w procesach rafinacji ropy naftowej. Współpraca przebiega bardzo pomyślnie. Obie firmy nawzajem wykorzystują swoje doświadczenia. Z jednej strony to wiedza na temat rynku paliw morskich, a z drugiej: na



Fot. arch. PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

temat specyfiki LNG – dodał Cezary Godziuk, prezes Zarządu LOTOS Asfalt.

13 marca br. do zbiorników statku „Fure Valo” wtłoczono 54 tony paliwa LNG (32.000 Nm³ gazu). Jednostka należy do szwedzkiego armatora, który planuje dalszy rozwój floty napędzanej LNG, i do końca roku ma mieć sześć takich statków. Drugie bunkrowanie miało miejsce 18 marca br. Do zbiorników statku „Ireland” trafiło 18 ton paliwa LNG (10.800 Nm³) z jednej cysterny.

– Cieszę się, że zgodnie z zeszłorocznymi zapowiedziami dokonaliśmy pierwszych w pełni komercyjnych bunkrowań statków LNG w Polsce. To milowy krok w kierunku rozwoju tego rynku w polskich portach morskich, który znacząco zwiększy ich konkurencyjność. Chciałbym szczególnie mocno podkreślić modelową wręcz współpracę przy bunkrowaniach statków zarówno z Portem Gdańsk, jak i Portem Gdynia – mówi Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

Zgodnie z dyrektywą w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, najpóźniej do końca 2025 r., w portach morskich powinna powstać odpowiednia liczba punktów bunkrowania LNG. W przypadku Polski mają to być: Gdańsk, Gdynia, Szczecin oraz Świnouj-

ście. Od teraz usługa bunkrowania LNG wchodzi do stałej oferty obu podmiotów i może być świadczona w obu trójmiejskich portach.

– Zainteresowanie usługą bunkrowania w polskich portach wśród armatorów jest bardzo duże. To zasługa rosnącej świadomości, że LNG - jako alternatywne paliwo żeglugowe - to jedyne dojrzałe rozwiązanie mogące spełnić obecne, jak i przyszłe normy emisyjne, przy jednoczesnej opłacalności ekonomicznej – mówi Marcin Szczudło, wiceprezes PGNiG Obrót Detaliczny odpowiedzialny za obszar CNG/LNG.

LNG będzie zyskiwać na popularności także ze względu na przyjęcie tzw. „dyrektywy siarkowej”. Komisja Europejska planuje do 2050 r. całkowicie wyeliminować emisje pochodzące z transportu morskiego. Dla Europy Środkowo-Wschodniej oznacza to normy bardziej restrykcyjne niż w innych częściach świata. „Dyrektywa siarkowa” nakłada

na armatorów, których statki pływają po obszarze SECA (Sulphur Emission Control Areas), m.in. po Bałtyku i Morzu Północnym, obowiązek wykorzystywania paliw o zawartości siarki nieprzekraczającej 0,1%.

PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

LOTOS i Politechnika Gdańska, czyli naukowo-biznesowa współpraca



Od lewej: Patryk Demski, wiceprezes Zarządu Grupy LOTOS ds. inwestycji i innowacji, Mateusz A. Bonca, prezes Zarządu Grupy LOTOS, prof. dr hab. inż. Jacek Namieśnik, prof. zw. PG, rektor Politechniki Gdańskiej. Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

Grupa LOTOS i Politechnika Gdańska będą współpracować nad projektami badawczo-rozwojowymi w obszarze niskoemisyjnego transportu oraz magazynowania energii. Umowę w tej sprawie podpisano 25 marca w siedzibie uczelni.

W planach jest stworzenie prototypów urządzeń, które będą mogły zostać wdrożone do przemysłu. Można podzielić je na dwa kluczowe obszary: baterie litowo-jonowe oraz wodór. Naukowcy z Politechniki Gdańskiej przygotują m.in. prototypy przetworników, baterii i magazynów energii. Ze swojej strony uczelnia zapewni laboratoria i wykwalifikowaną kadrę. LOTOS z kolei zagwarantuje zakup sprzętu i zajmie się kwestiami związanymi z technologią czy licencją.

Politechnika Gdańska i Grupa LOTOS współpracują merytorycznie od wielu lat. Pracownicy LOTOSU prowadzą wykłady i ćwiczenia na gdańskiej uczelni, a studenci uczestniczą w zajęciach na terenie rafinerii.

Koordinacją projektów związanych z nowymi metodami bilansowania energii, nowymi rodzajami baterii i ogniw oraz nowoczesnymi metodami magazynowania i transportowania energii zajmie się spółka LOTOS Lab.

– Współpraca LOTOS Lab z Politechniką Gdańską trwa od wielu lat. W tym celu zostały podpisane umowy o współpracy z Wydziałem Chemicznym oraz Wydziałem Inżynierii Lądowej i Środowiska, w ramach których realizowane były projekty badawcze. Współpraca rozwija się także na innych polach. LOTOS Lab co roku oferuje studentom PG możliwość odbycia praktyk i staży. Duże zainteresowanie tymi praktykami świadczy, że są one doceniane przez studentów. Przedstawiciele spółki wykazują też aktywność w działalności Rady Konsultacyjnej Wydziału Chemicznego.

go. LOTOS Lab dąży do rozszerzenia współpracy z PG również w obszarach innowacyjnych, w tym celu została opracowana umowa ramowa z PG, która umożliwi wspólne wypracowanie rozwiązań w zakresie atestacji wodoru czy też wód złożonych – tłumaczy Marzena Koczut, prezes Zarządu LOTOS Lab.

– Współpraca z Politechniką Gdańską to kolejny krok na drodze budowania kapitału intelektualnego szerokiej grupy interesariuszy. LOTOS angażuje się w badania i projekty inwestycyjne związane z niskoemisyjnym transportem oraz magazynowaniem energii. Są one także realizacją postulatów rządowej Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju. Zależy nam na współpracy z ośrodkami naukowymi, dlatego cieszy nas dynamicznie rozwijająca się współpraca z kolejną prestiżową uczelnią, jaką jest PG. Jestem przekonany, że przyniesie ona wymierne korzyści. Podpisana umowa ma zarówno wartość biznesową, jak i naukową. Wspólne działania przybliżą nas do wypracowania konkretnych, ekologicznych rozwiązań – mówi Mateusz A. Bonca, prezes Zarządu Grupy LOTOS.



Od lewej: Piotr Kociński, wiceprezes Zarządu LOTOS Lab, Marzena Koczut, prezes Zarządu LOTOS Lab, Mateusz A. Bonca, prezes Zarządu Grupy LOTOS, prof. dr hab. inż. Jacek Namieśnik, prof. zw. PG, rektor Politechniki Gdańskiej, Patryk Demski, wiceprezes Zarządu Grupy LOTOS ds. inwestycji i innowacji oraz prof. Piotr Dominiak, prorektor Politechniki Gdańskiej ds. internacjonalizacji i innowacji. Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.



– LOTOS w swojej strategii na lata 2017-2022 kładzie nacisk na innowacje i współpracę z jednostkami naukowo-badawczymi. Stąd decyzja o podpisaniu umowy z Politechniką Gdańską, jedną z najlepszych polskich uczelni technicznych. Mam nadzieję, że współpraca będzie owocna i pozwoli wdrożyć rozwiązania w zakresie niskoemisyjnego transportu oraz magazynowania energii. Jestem pewien, że zyskamy na tym wszyscy, zarówno Grupa LOTOS, jak i studenci, naukowcy i przedsiębiorcy – podkreśla Patryk Demski, wiceprezes Zarządu ds. inwestycji i innowacji Grupy LOTOS.

– Dostrzegamy rosnącą potrzebę innowacyjnych rozwiązań w obszarze niskoemisyjnego transportu i magazynowania energii. Prace w tym zakresie należą do priorytetowych kierunków badań na Politechnice Gdańskiej. Jestem przekonany, że współpraca Politechniki Gdańskiej z Grupą LOTOS zaowocuje wdrożeniami – podkreśla prof. dr hab. inż. Jacek Namieśnik, prof. zw. PG, rektor Politechniki Gdańskiej.

To kolejna umowa między Grupą LOTOS a polską uczelnią techniczną. We wrześniu 2018 r. przedstawiciele spółki oraz Politechniki Warszawskiej podpisali dokumenty inicjujące wspólną działalność badawczo-rozwojową. Prace badawcze prowadzone są w szczególności na Wydziale Fizyki, Wydziale Elektrycznym, Wydziale Samochodów i Maszyn Roboczych, Wydziale Chemicznym oraz Wydziale Inżynierii Materiałowej.

Dział Komunikacji Zewnętrznej
Grupa LOTOS S.A.

Stacje LOTOS wielokrotnie nagrodzone w prestiżowym konkursie



Pięć nagród i aż osiem wyróżnień zdobyły stacje sieci LOTOS podczas XIX Forum Rynku Stacji Paliw PetroTrend. Szczególnie doceniona została zmodernizowana w ubiegłym roku stacja przy ul. Łopuszańskiej w Warszawie. Forum PetroTrend to najważniejsze spotkanie właścicieli stacji paliw w Polsce.

Forum Rynku Stacji Paliw PetroTrend podejmuje tematy i problemy stojące przed firmami działającymi w sektorze stacji paliw. Zrzesza najwybitniejszych profesjonalistów i liderów opinii w branży, którzy kształtują teraźniejszość i przyszłość rynku paliwowego w Polsce. Podczas XIX Gali, która odbyła się w poniedziałek 18 marca w warszawskim hotelu Marriott, wręczono nagrody dla stacji.

Aż trzy nagrody i dwa wyróżnienia otrzymała zmodernizowana w ubiegłym roku stacja paliw LOTOS przy ul. Łopuszańskiej w Warszawie, w poszczególnych kategoriach:

- nagroda w kategorii FIRMOWA STACJA KONCERNU PALIWOWEGO W SEGMENTIE PREMIUM
- nagroda w kategorii SKLEP CONVENIENCE NA STACJI BENZYNOWEJ
- nagroda w kategorii KONCEPT KAWOWY NA STACJI BENZYNOWEJ
- wyróżnienie w kategorii INNOWACJA NA STACJI BENZYNOWEJ
- wyróżnienie w kategorii KONCEPT GASTRONOMICZNY NA STACJI BENZYNOWEJ



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

Stacja przy ul. Łopuszańskiej była wielokrotnie wymieniana w czasie dyskusji panelowych, jako niezwykle udane rozwiązanie. Ekspertom podobała się kolorystyka wnętrza, dobór naturalnych tworzyw (drewno, kamień), podkreślano prostotę i funkcjonalność rozwiązania.

Nagrody odebrali: Adam Pawłowicz, wiceprezes Zarządu spółki LOTOS Paliwa ds. handlu (na zdjęciu po prawej stronie), Piotr Stawski, szef biura sklepów i usług spółki LOTOS Paliwa (na zdjęciu po lewej stronie) oraz Magdalena Dutkowska, kierownik zespołu ds. wizualizacji i konceptu spółki LOTOS Paliwa.

– Uzyskane przez stację przy ul. Łopuszańskiej wyróżnienia i nagrody, to efekt pracy kilku działów naszej spółki i dobrej współpracy wielu osób. To jedna z naszych stacji, która została objęta standaryzacją. Wyposażona jest w moduł do ładowania pojazdów elektrycznych, najnow-

sze rozwiązania ekologiczne i energooszczędne oraz nowoczesny i funkcjonalny projekt wnętrza, nad którym pracowaliśmy przez wiele miesięcy. Na jej wzór w 2019 roku zaplanowano ujednolicenie kolejnych 14 stacji – mówi Wojciech Weiss, prezes Zarządu spółki LOTOS Paliwa.

– Cieszę się, że eksperci branżowi docenili nasz projekt. Będziemy go wdrażać na wszystkich nowo otwieranych stacjach LOTOS. To rozwiązanie nie tylko atrakcyjne estetycznie, ale również pomagające nam realizować strategiczne cele sprzedażowe. Spółka planuje w tym roku rozpocząć budowę kilku stacji MOP, które również powstaną w nowym koncepcie wnętrza oraz z szeregiem udogodnień dla klienta. Silną markę buduje standard wnętrza, powtarzalność usług oraz jednorodność doświadczeń klienta – tłumaczy Adam Pawłowicz, wiceprezes Zarządu spółki LOTOS Paliwa ds. handlu.

– Jestem szczęśliwa, że udało nam się zdobyć tak wiele nagród dla naszego projektu stacji przy ul. Łopuszańskiej. Ogromnym wyzwaniem było ergonomiczne zagospodarowanie przestrzeni, której nie mogliśmy powiększyć. Musieliśmy umieścić na relatywnie niewielkiej powierzchni bardzo zróżnicowane funkcje, zachowując przestrzenność sklepu. Chcieliśmy również należycie wyeksponować towary, znaleźć miejsce na restaurację sieci SUBWAY, kącik kawowy i oddzielną od reszty strefę wypoczynku. Dzięki dobrej współpracy z projektantami oraz licznym, cennym uwagom naszego pionu operacyjnego udało nam się uzyskać zamierzony efekt – dodaje Magdalena Dutkowska, kierownik zespołu ds. wizualizacji i konceptu spółki LOTOS Paliwa.



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

Wprowadzenie spójnego i wyższego standardu na stacjach to teraz główny cel spółki LOTOS Paliwa. Ustandaryzowane stacje, na których będzie można zobaczyć nowy koncept wnętrza, to m.in. stacje w: Kikole, Pabianicach, Krośnie, Mikołowie, Gdyni przy ul. Janka Wiśniewskiego, czy we Wrocławiu przy ul. Pelczyńskiej. Wśród stacji włączanych do sieci w tym konceptcie są stacje w Krakowie przy ul. Okulickiego, w Poroninie czy Mysłowicach. Spółka LOTOS Paliwa podjęła decyzję o wdrożeniu nowego konceptu również na stacjach w sieci DOFO (stacje franczyzowe) – w Łużnej, Jordanowie i Gnojniku.

– Te nagrody są wynikiem pracy wielu osób, nie tylko najbardziej zaangażowanego Zespołu ds. Wizualizacji i Konceptu stacji, ale również tych z obszaru operacyjnego. Ich doświadczenie oraz praktyczne podejście do różnych rozwiązań pozwoliło na stworzenie nie tylko efektownego, ale również efektywnego rozwiązania. Otrzymałe nagrody i wyróżnienia niejako potwierdzają kierunek, jakim dalej powinniśmy dążyć. Wdrożenie nowego konceptu do sieci DOFO zaowocuje zyskaniem nowej jakości i wzmocnieniem sieci franczyzowej, a tym samym całej marki LOTOS – podsumowuje Piotr Stawski, szef biura

sklepów i usług spółki LOTOS Paliwa.

Oprócz stacji przy ul. Łopuszańskiej, nagrodzone i wyróżnione zostały także inne stacje sieci LOTOS:

- nagroda w kategorii MYJNIA NA STACJI BENZYNOWEJ – stacja nr SF404 w Pruszkowie
- wyróżnienie w kategorii STACJA BENZYNOWA DZIAŁAJĄCA W MIEJSCU OBSŁUGI PODRÓŻNYCH – stacja nr SF819 MOP Krzyżanów Wschód
- wyróżnienie w kategorii FIRMOWA STACJA KONCERNU PALIWOWEGO – stacja nr SF256 Żory
- nagroda w kategorii FRANCYZOWA/PARNERSKA STACJA BENZYNOWA KONCERNU PALIWOWEGO Z REGIONU POLSKA CENTRALNA – stacja nr SP248 w Borkach
- wyróżnienie w kategorii FRANCYZOWA/PARNERSKA STACJA BENZYNOWA KONCERNU PALIWOWEGO Z REGIONU POLSKA PÓŁNOCNA – stacja nr SP171 w Rozogach

Ponadto stacja nr SP212 w Białymstoku zdobyła aż trzy wyróżnienia w kategoriach:

- KONCEPT KAWOWY NA STACJI BENZYNOWEJ
- SKLEP CONVENIENCE NA STACJI BENZYNOWEJ
- FRANCYZOWA/PARNERSKA STACJA BENZYNOWA KONCERNU PALIWOWEGO Z REGIONU POLSKA WCHODNIA

Przed wręczeniem nagród, odbyły się panele związane z branżą paliwową. Program Forum składał się z cyklu konferencji, w których swój udział jako paneliści, ze strony spółki LOTOS Paliwa, zaznaczyli:

- Adam Pawłowicz, wiceprezes Zarządu ds. handlu, „Rynek w dobie zmian – prognozy, wyzwania i oczekiwania”,
- Magdalena Dutkowska, kierownik zespołu ds. wizualizacji i konceptu, „Stacja 2.0 – Koncepty, technologie, wizje rozwoju”,
- Sylwester Królik, kierownik zespołu ds. gastronomii, „Koncepty gastronomiczne – bistro, kawiarnia, restauracja – ewolucja czy już rewolucja”.

Dział Komunikacji Zewnętrznej
Grupa LOTOS S.A.



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

LOTOS z bardzo dobrym zyskiem w 2018 roku



Wyniki finansowe Grupy Kapitałowej LOTOS osiągnięte w 2018 roku są dowodem na bardzo dobrą kondycję firmy. Spółka wypracowała skonsolidowany zysk netto w wysokości 1,6 mld zł. Udało się osiągnąć najwyższą w historii wartość oczyszczonej EBITDA wg. LIFO 3,1 mld zł. Przychody ze sprzedaży wyniosły 30,1 mld zł (to o 24,5% więcej niż w 2017 r.), a na inwestycje przeznaczono 1 mld zł. Przerobiono też najwięcej ropy naftowej w historii rafinerii – 10,8 mln ton. Kurs akcji na GPW pod koniec 2018 r. zbliżył się do poziomu 90 zł za akcję. Drugi rok z rzędu wypłacono dywidendę.

Zadłużenie netto LOTOSU na koniec 2018 r. było na poziomie 1,9 mld zł – obniżyło się o prawie 25%. Wskaźnik długu netto do oczyszczonego wyniku EBITDA wg LIFO wyniósł 0,6x – rok wcześniej wskaźnik ten był na poziomie 0,8x.

Wolumen sprzedaży produktów, towarów i materiałów ropopochodnych w 2018 r. w Grupie Kapitałowej LOTOS wzrósł o około 5,7% w porównaniu z rokiem 2017. Największy wzrost zanotowano dla olejów napędowych oraz produktów ciężkich (asfalty i ciężki olej opałowy).

Co ważne, w 2018 r. otoczenie makroekonomiczne pozytywnie oddziaływało na wyniki GK LOTOS. Średnia cena ropy naftowej na wysokim poziomie 71 USD/bbl korzystnie wpłynęła na wyniki segmentu wydobywczego. Utrzymywał się również wysoki kurs dolara. Dla segmentu produkcji i handlu znaczący był też wysoki poziom modelowej marży rafinerijnej, która w całym 2018 r. wyniosła 7,41 USD/bbl.

SEGMENT WYDOBYWCZY

Grupa LOTOS wydobywa węglowodory w polskiej strefie Morza Bałtyckiego, na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w Polsce i na Litwie. Spółka jest właścicielem lub współwłaścicielem 36 koncesji morskich oraz 11 koncesji lądowych.

W 2018 r. średnie dzienne wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego przez Grupę LOTOS wyniosło 20,4 tys. boe/dzień, co oznacza potencjał roczny na poziomie blisko 1 mln ton ekwiwalentu ropy. Zysk operacyjny w segmencie wydobywczym wyniósł 1046,2 mln zł.

Na koniec 2018 roku, Grupa LOTOS dysponowała rezerwami ropy naftowej i gazu ziem-

nego w kategorii 2P na poziomie 89,8 mln boe.

Projekt Yme (Zagospodarowanie złoża ropy naftowej w Norwegii) znajduje się w fazie realizacji. W 2018 r. prowadzono prace związane m.in. z przygotowaniem instalacji podwodnych oraz modyfikacją platformy Mærsk Inspirer. Ponadto, zakończono budowę konstrukcji wzmocnienia kesona, prowadzono prace podwodne przygotowujące jego posadowienie, a także przygotowywano system załadunku ropy. Rezerwy wydobywalne złoża Yme w kategorii 2P na dzień 31.12.2018 r. to 12,9 mln boe. Rozpoczęcie wydobywania planowane jest na 2 kw. 2020 roku.

W ramach projektu B8 (Zagospodarowanie złoża ropy naftowej na M. Bałtyckim), w 2018 r. przeprowadzono prace związane z montażem i integracją 4 modułów technologicznych, zaawansowano prace elektryczne oraz z zakresu automatyki. Rezerwy wydobywalne złoża B8 w kategorii 2P na dzień 31.12.2018 r. to 35,9 mln boe. Zakładany czas uruchomienia pełnej produkcji ze złoża B8 to 2 kw 2021 roku.

Projekt B4/B6 (Zagospodarowanie złóż gazu ziemnego na Morzu Bałtyckim) znajdu-

je się na etapie przygotowania ostatecznej decyzji inwestycyjnej. W ramach projektu zakończone zostały kluczowe etapy. Aktualny harmonogram projektu zakłada podjęcie ostatecznej decyzji inwestycyjnej w drugiej połowie 2019 roku, po zminimalizowaniu ryzyk związanych z podłączeniem projektu do sieci przesyłowej gazu na lądzie (wymagane zaprojektowanie i budowa na lądzie odcinka gazociągu o długości ok. 30 km pomiędzy Władysławowem a Kosakowem).

SEGMENT PRODUKCJI I HANDLU – HISTORYCZNY PRZERÓB ROPY NAFTOWEJ

W 2018 r. rafineria Grupy LOTOS pracowała przy maksymalnym wykorzystaniu swoich mocy wytwórczych. Dzięki temu, przerobiła 10,8 mln ton ropy naftowej, tym samym pobijając własny rekord. Przerób ten osiągnął poziom o 12% większy niż rok wcześniej. Dominującym gatunkiem przerabianej ropy, podobnie jak w latach ubiegłych, była rosyjska ropa Ural (REBCO).

W segmencie produkcji i handlu w 2018 r. Grupa Kapitałowa LOTOS sprzedała 11 690

WYNIKI FINANSOWE 2018

OCZYSZCZONY
ZYSK EBITDA
WG LIFO
3,1
MLD ZŁ



SKONSOLIDOWANY
ZYSK
NETTO
1,6
MLD ZŁ

PRZYCHODY
ZE SPRZEDAŻY
30,1
MLD ZŁ



PRZERÓB ROPY
NAFTOWEJ
10,8
MLN TON



tys. ton. produktów. Osiągnęła również najwyższy poziom w swojej historii.

Największy udział w sprzedaży, podobnie jak w ubiegłych latach, miał olej napędowy. Wolumen sprzedaży wyniósł 5 470 tys. ton, stanowiąc tym samym 46,8% sprzedaży ogółem. Drugą, co do wielkości pozycją w ilościowej strukturze sprzedaży GK LOTOS, były benzyny z udziałem na poziomie 14,3%. Sprzedaż benzyny przez GK LOTOS wyniosła 1 668 tys. ton i była wyższa o 7,2% w stosunku do roku poprzedniego. Ostatnią pozycją, której udział w ogólnej strukturze sprzedaży GK LOTOS ukształtował się na poziomie powyżej 10%, były produkty ciężkie. Wielkość sprzedaży tej grupy produktów w 2018 r. wyniosła 2 110 tys. ton i wzrosła w porównaniu z rokiem poprzednim o 11,5%.

W 2018 r. GK LOTOS zrealizowała w segmencie produkcji i handlu sprzedaż na rynku krajowym na poziomie 8 609 tys. ton (vs 8 370 tys. ton w analogicznym okresie roku 2017), na rynek eksportowy wprowadziła natomiast 3 080 tys. ton produktów (vs 2 561 tys. ton w 2017 roku). Sprzedaż krajowa wzrosła o 3%.

Kolejny rok z rzędu rosła również sprzedaż krajowa paliwa lotniczego, co jest efektem wzrostu sprzedaży spółki córki LOTOS-Air BP w polskich portach lotniczych. W 2018 r. spółka znacząco zwiększyła skalę operacji w kraju, a wzrost sprzedaży tego produktu w porównaniu z rokiem 2017 wyniósł 16%.

Sprzedaż eksportowa realizowana w 2018 r. była wyższa od sprzedaży w 2017 r. o 20%. Wzrost ten wynikał głównie z wyższego przerobu ropy naftowej. GK LOTOS w 2018 r. osiągnęła udział w krajowym rynku paliw na poziomie 31,4%.

HANDEL DETALICZNY – NAJWYŻSZY POZIOM SPRZEDAŻY

Sieć stacji paliw – Rekordowa sprzedaż paliw i dalsza standaryzacja

W 2018 r. o 2 stacje zwiększyła się liczba stacji sieci LOTOS – jest ich 495. Udało się uzyskać rekordową sprzedaż paliw. W minionym roku w ramach sprzedaży detalicznej osiągnięto 7% wzrost.

Na koniec 2018 r. liczba Miejsc Obsługi Podróżnych (tzw. MOP) w kraju wynosiła 91, a 20 spośród tych stacji funkcjonowało w barwach LOTOSU. Spółka LOTOS Paliwa złożyła najkorzystniejsze oferty i wygrała przetargi na dzierżawę kolejnych MOP: MOP Golina Wielka przy drodze ekspresowej S5, MOP Folwark przy drodze ekspresowej S5 oraz MOP Rudniki Północ przy drodze ekspresowej S61.

Dodatkowo, podpisanych jest 5 kontraktów franczyzowych na nowo budowane obiekty. Obecnie są tam prowadzone inwestycje, a włączenie do sieci planowane jest w okresie 2 kw. i 3 kw. 2019 r.

W 2018 r. prowadzono dalsze prace nad poprawą jakości sieci. W ramach standaryzacji zmodernizowano 14 stacji CODO pod kątem ujednolicenia wizerunku sieci stacji paliw: wizualizacji zewnętrznej i wewnętrznej oraz unowocześnienia wnętrza.

Dzięki wykorzystaniu potencjału dni z zakazem handlu w niedziele oraz aktywnościom sprzedażowym, na stacjach CODO sprzedaż sklepowa w 2018 r. wzrosła o 18% w stosunku do 2017. W tym samym czasie dzięki optymalizacji kosztów uzyskana marża wzrosła o 17%.

W 2018 r. na stacjach LOTOS uruchomiono 7 restauracji SUBWAY (w sumie do końca roku funkcjonowało 35 restauracji).

PROJEKT EFRA

W 2019 r. Grupę LOTOS czeka zakończenie Projektu EFRA. Jest on kontynuacją unowocześniania rafinerii i dopełnieniem konfiguracji przerobu ropy naftowej powstałej w ramach inwestycyjnego Programu 10+. 31 grudnia 2018 r. projekt EFRA był zaawansowany w 98,1%.

Do końca maja 2019 r. status RFSU uzyska instalacja opóźnionego koksowania (DCU), będąca najważniejszym elementem tego projektu. Jednak już dziś widać efekty – dzięki instalacjom HVDU i HGU gdańska rafineria osiągnęła w 2018 r., wspomniany wcześniej, rekordowy przerób.

Parametry instalacji HGU gwarantowane były przez głównego wykonawcę – firmę KT (Kinetics Technology) – zostały potwierdzone przez ruch testowy. Firma KT do realizacji projektu zatrudnia szereg podwykonawców m.in. z rynku polskiego.

INNOWACJE

Projekty rozwojowe i innowacyjne stanowią stałą część inwestycji podejmowanych przez Grupę LOTOS i wpisane są w jej DNA. Spółka otwiera się na nowe możliwości, jakie niosą za sobą paliwa alternatywne.

W styczniu 2018 r. razem z Remontowa LNG Systems podpisano list intencyjny ws. budowy pilotażowego systemu dystrybucji LNG. Nieco wcześniej Grupa LOTOS ze spółką Gaz-System otrzymała również unijne dofinansowanie na opracowanie studium wykonalności projektu budowy w Gdańsku terminalu LNG małej skali i budowy innowacyjnych bunkierek LNG.

W kwietniu podpisano list intencyjny z gminą miasta Gdyni, który zakłada dostawę wodoru do napędu autobusów z ogniwami paliwowymi. Podobny list intencyjny został podpisany wcześniej z gminą miasta Wejherowo. LOTOS Asphalt oraz PGNiG Obrót Detaliczny podpisały umowę o wspólnej ofercie usługi bunkrowania statków paliwem LNG, pochodzącym z Terminala Gazowego w Świnoujściu. Grupa LOTOS zainicjowała też współpracę z Poczta Polska oraz Telewizją Polską. Spółki będą się wzajemnie wspierały w ramach prac badawczych i rozwojowych oraz pilotażu rozwiązań promujących transport niskoemisyjny.

Grupa LOTOS otrzymała decyzję o dofinansowaniu ze środków UE projektu Pure H2 - instalacji do oczyszczania i dystrybucji wodoru oraz dwóch punktów tankowania wodoru. W czasie odbywającego się w Katowicach COP24 została podpisana umowa na finansowanie projektu, dzięki któremu Grupa LOTOS wybuduje dwie pierwsze stacje umożliwiające tankowanie czystego wodoru.

Jesienią 2018 r. w ramach projektu LOTOS Niebieski Szlak rozpoczął się test pierwszych 12 punktów ładowania pojazdów elektrycznych na trasie autostrad A1 i A2. W planach jest czterokrotne powiększenie liczby ładowarek elektrycznych na stacjach sieci LOTOS. Oznacza to budowę i uruchomienie do końca 2020 r. kolejnych 38 punktów ładowania.

W grudniu 2018 r. Zarząd spółki LOTOS Kolej podpisał umowę dot. finansowania zakupu nowoczesnego taboru intermodalnego. Niemal połowę wartości projektu, czyli 74 mln zł ze 183 mln zł, finansuje Unia Europejska. Projekt LOTOS Kolej zakładał zakup 324 nowoczesnych wagonów-platform oraz dwóch lokomotyw elektrycznych za kwotę 183 mln zł.

Z inicjatywy Grupy LOTOS powstał Kłaster Technologii Wodorowych i Czystych Technologii Energetycznych, którego misją jest inicjowanie działań na rzecz zwiększenia znaczenia technologii wodorowych. Pod koniec września 2018 r. Grupa LOTOS S.A. oraz spółka LOTOS Lab podpisały z Politechniką Warszawską umowę o współpracy dot. prac związanych z ogniwami jonowymi i wodorowymi wykorzystywanymi m.in. do budowy prototypów napędu lokomotyw.

Więcej szczegółowych danych na temat wyników finansowych Grupy Kapitałowej LOTOS S.A. w 2018 roku można znaleźć na stronie: www.inwestor.lotos.pl.

Dział Komunikacji Zewnętrznej
Grupa LOTOS S.A.

Najdłuższy przewiert w Polsce zakończony



Przejęcie pod Odrę wykonano na odcinku gazociągu DN1000 Brzeg-Zębice-Kielczów. To najdłuższy dotychczas taki przewiert HDD – wynosi 1180 metrów. Inwestycja to ważny fragment gazociągu Zdzeszowice-Wrocław, będącego elementem gazowego korytarza Północ-Południe.

Podczas budowy gazociągu z Brzegu do Kielczowa GAZ-SYSTEM wykorzystał nowoczesne technologie, w tym 4 przewiertu HDD, 1 przewiert Direct Pipe, wiercenie mikrotunelowe oraz 20 przecisków. Metodę bezwykopową zastosowano w ponad 30 miejscach.

Spółka zdecydowała się wykorzystać technologię kierunkowego wiercenia horyzontalnego (HDD) również podczas przewiertu pod Odrę. To rozwiązanie sprawiło, że nie było utrudnień

dla prowadzenia żeglugi śródlądowej.

W pierwszej fazie wykonano tzw. przewiert pilotażowy, następnie za pomocą dostosowanych do warunków geologicznych narzędzi wiertniczych sukcesywnie powiększano średnicę otworu. Końcowym etapem było wciągnięcie do odwiertu zespawanego w całość odcinka gazociągu, które zostało zakończone 25 marca br.

Generalnym wykonawcą robót budowlanych jest spółka STALPROFIL, a podwykonawcą odpowiedzialnym za przewiert HDD pod rzeką Odrę – firma ZRB Janicki.

Gazociąg Zdzeszowice-Wrocław jest elementem korytarza gazowego Północ-Południe. Jego wybudowanie wpłynie na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski poprzez umożliwienie przesyłania zwiększonych ilości gazu ziemnego z terminalu LNG w Świnoujściu, jak również – w przyszłości – z gazociągu Baltic Pipe.

Trasa gazociągu przebiega wzdłuż istniejącego gazociągu wysokiego ciśnienia przez województwa dolnośląskie (gminy Długołęka, Czernica, Oława i gmina miejska Oława) oraz opolskie (gminy Skarbimierz, Olszanka, Lewin Brzeski, Dąbrowa, Opole, Prószków, Tarnów Opolski, Gogolin, Zdzeszowice i Leśnica).

Rodzaje przejść podziemnych dla gazociągu:

HDD – wiercenie i poszerzanie otworu oraz instalacja w nim przygotowanego odcinka rurociągu;

Mikrotuneling – drążenie otworu przy pomocy tarczy skrawającej z jednoczesnym przeciskaniem rur na odcinku od komory startowej do komory odbiorczej;

Direct Pipe – drążenie otworu przy pomocy tarczy skrawającej z jednoczesnym przeciskaniem rur oraz możliwością sterowania kierunkiem wiercenia;

Przecisk – wprowadzenie w grunt – przy użyciu zespołu urządzeń – rur na odcinku od komory startowej do komory odbiorczej.

Mariusz Kozłowski
Rzecznik prasowy
GAZ-SYSTEM S.A.



Fot. arch. GAZ-SYSTEM S.A.



Fot. arch. GAZ-SYSTEM S.A.



Na zdjęciach przedstawiono wprowadzenie rurociągu DN1000 do otworu wiertniczego Fot. arch. GAZ-SYSTEM S.A.



Jerzy
Zagórski

„Cyfrowe złożo” zwiększy efektywność wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo opracowało Zintegrowany System Zarządzania Złożem, który zoptymalizuje działalność wydobywczą spółki. Oprócz poprawy wyników operacyjnych i finansowych w kraju, nowe narzędzie będzie wspierać ekspansję PGNiG na rynkach zagranicznych.



W procesie poszukiwania i eksploatacji złóż biorą udział m.in. geolodzy, inżynierowie złóżowi i produkcyjni oraz ekonomiści. W każdej z tych dziedzin wykorzystuje się inne oprogramowanie i zestawy danych, co utrudnia wspólną pracę. Trudności te rozwiązuje platforma „Cyfrowe złożo”, która integruje wyniki pracy specjalistów z różnych dyscyplin w jeden model złożowy. Taki model, obejmujący cały proces wydobywczy, pozwala m.in. symulować różne scenariusze wydobywania z kilku złóż jednocześnie, zwiększyć dokładność prognoz, optymalizować program wierceń, analizować efekty planowanych inwestycji (CAPEX) oraz optymalizować zużycie energii (OPEX) i łańcuchy dostaw.

– „Cyfrowe złożo” to narzędzie, które umożliwi PGNiG jeszcze efektywniejsze wykorzystanie zasobów ropy i gazu. Zintegrowane zarządzanie złożami na etapie poszukiwań, eksploatacji i inwestycji przyczyni się do zwiększenia szczytowania i przedłużenia żywotności złóż a jednocześnie do obniżenia kosztów produkcji i większego zwrotu z inwestycji w wydobywanie – wyjaśnia Piotr Woźniak, Prezes Zarządu PGNiG SA.

Korzyści z wdrożenia systemu pokazują wyniki pilotażu przeprowadzonego na złożu Załęcze eksploatowanym od ponad 40 lat. PGNiG wykorzystwała narzędzie do analizy różnych scenariuszy modernizacji kopalni gazu. Pozwoliło to na wybór optymalnego wariantu inwestycji, którego efektem jest wzrost prognozowanego wydobywania ze złoża o 800 mln m³ gazu ziem-

nego. Zwiększenie przewidywanej produkcji przełożyło się z kolei na poprawę efektywności ekonomicznej samej inwestycji – NPV (wartość bieżąca netto) w wariantcie wybranym przy pomocy „Cyfrowego złoża” jest o ponad 200 proc. wyższy niż dla inwestycji zaprojektowanej w tradycyjny sposób.

Przedstawiciele PGNiG podkreślają, że efekty wdrożenia systemu będą różne dla poszczególnych złóż, jednak w każdym przypadku zastosowanie platformy będzie prowadziło do wyboru najlepszej strategii zarządzania złożem i optymalizacji parametrów jego produkcji.

– Polska nie jest krajem szczególnie bogatym w węglowodory, dlatego musimy dobrze wykorzystać te zasoby, którymi dysponujemy – mówi Piotr Woźniak. – To zresztą jest trend światowy, widoczny również tam, gdzie ropy i gazu jest pod dostatkiem. Dlatego „Cyfrowe złożo” pomoże nam także w realizacji planów zagranicznych – do naszej wiedzy i doświadczenia dołożyliśmy nowoczesne narzędzie, które zwiększa atrakcyjność PGNiG jako partnera na koncesjach.

Docelowo platforma „Cyfrowe złożo” będzie wykorzystywana przez GK PGNiG w kraju i za granicą. Priorytetem jest jednak Polska, gdzie spółka eksploatuje ponad 2000 odwiertów na ponad 200 złożach. Kolejnym etapem wdrożenia będzie budowa kompatybilnej z systemem Zintegrowanej Bazy Danych gromadzącej wszystkie informacje geofizyczne, geologiczne, eksploatacyjne i finansowe dotyczące wydobywania. Baza pozwoli znacznie skrócić średni czas akwizycji danych potrzebnych do tworzenia modeli złóż. PGNiG jest w trakcie prac nad pilotażową wersją systemu zintegrowaną z bazą danych.



GK PGNiG: stabilny wzrost wyników finansowych w 2018 roku mimo gwałtownych wahań na rynkach energii

Zysk netto Grupy Kapitałowej PGNiG w 2018 roku wyniósł 3,2 mld zł i zwiększył się o 10 proc. Wynik EBITDA wyniósł 7,1 mld zł i jest o 8 proc. lepszy niż rok wcześniej. EBIT poprawił się o 12 proc. i wyniósł prawie 4,4 mld zł. Przychody Grupy wzrosły rok do roku o 16 proc. do poziomu 41,23 mld zł.

– Mamy za sobą bardzo dobry rok z satysfakcjonującymi nas wynikami. Rosnące

ceny ropy naftowej i wzrost zapotrzebowania na ten surowiec pozwoliły nam zwiększyć przychody z jej sprzedaży – powiedział Piotr Woźniak, prezes Zarządu PGNiG SA. – Do wzrostu przychodów ze sprzedaży gazu ziemnego przyczyniły się natomiast rosnące ceny na Towarowej Giełdzie Energii. W 2018 roku sprzedaliśmy o ponad

2,26 mld m³ gazu więcej niż rok wcześniej, co stanowi wzrost o 8 proc. – dodał.

Dzięki wzrostom cen ropy naftowej i gazu ziemnego przychody ze sprzedaży segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie zwiększyły się o 25 proc. do 7,67 mld zł, a EBITDA tego segmentu o 30 proc.

– Zwiększyliśmy nakłady na segment Poszukiwanie i Wydobywanie. Zastosowanie nowoczesnych technologii rozpoznania węglowodorów pomogło nam osiągnąć wysoką trafność odwiertów. Poprzez intensyfikację prac poszukiwawczych, inwestycje w produkcję z eksploatowanych złóż i optymalizację czasu ich zagospodarowania możliwe było utrzymanie wydobywania gazu ziemnego w całej Grupie Kapitałowej (Polska, Norwegia, Pakistan) na poziomie 4,55 mld m³. Zwiększyliśmy krajowe wydobywanie ropy naftowej o 4 proc. i o 12 proc. w Norwegii. Akwizycje na norweskim szelfie pozwolą nam na sukcesywny wzrost własnego wydobywania do poziomu założonego w strategii – powiedział Piotr Woźniak.

Wolumen sprzedaży gazu w segmencie Obrót i Magazynowanie ogółem wzrósł o 8 proc. do 28,16 mld m³. Przychody ze sprzedaży w tym segmencie wzrosły o 19 proc. do 31,70 mld zł. O ile w przypadku segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie wyższe ceny ropy wpływają pozytywnie na jego wyniki, w przypadku Obrotu i Magazynowania wiążą się z wyższymi kosztami pozyskania gazu importowanego.

Przychody ze sprzedaży segmentu Dystrybucja, jak i wolumen dystrybuowanego gazu ziemnego utrzymały się na poziomach zbliżonych do 2017 roku, mimo obniżonej od marca taryfy dystrybucyjnej. W 2018 roku liczba nowych przyłączy do sieci wyniosła 60 750, w porównaniu do 54 922 przyłączy w 2017 roku, co stanowiło wzrost o 10,6 proc.

W segmencie Wytwarzanie przychody, głównie ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej, wzrosły o 6 proc. do poziomu 2,39 mld zł. Na wynik segmentu pozytywny wpływ miały wyższe ceny prądu, zaś czynnikami niesprzyjającymi były wyższe temperatury w drugiej połowie 2018 roku oraz ceny węgla. W 2018 roku rozpoczęła się eksploatacja wielopaliwowego bloku energetycznego w Elektrociepłowni „Zofiówka” o mocy 70 MWe i 120 MWt.

Najważniejsze wydarzenia 2018 roku:

- Korzystne dla PGNiG częściowe orzeczenie Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie w sporze z Gazpromem. Według Trybunału spełniona została przesłanka kontraktowa uprawniająca PGNiG do żądania zmiany ceny za gaz dostarczany do Polski w ramach Kontraktu Jamalskiego.
- Umowy wieloletnie na zakup skroplonego gazu ziemnego (LNG) z USA z Venture Global LNG, Cheniere Marketing International i Port Arthur LNG. Łączny wolumen gazu ziemnego po regazyfikacji tylko z tych kontraktów wyniesie po 2023 roku ponad 7 mld m³, a wraz z umowami z Qatargas – ponad 10 mld m³.
- Rewitalizacja złoża „Przeźmyśl” – dzięki nowym technologiom możliwe było odkrycie dodatkowych zasobów szacowanych na prawie 20 mld m³ gazu więcej.
- Norweskie Ministerstwo Ropy i Energii zatwierdziło plany zagospodarowania złóż Ærfugl i Skogul, w których udziały posiada PGNiG Upstream Norway. Rozpoczęcie wydobycia planowane jest na 2020 rok.
- Objęcie przez PGNiG Upstream Norway AS ponad 42 proc. udziałów w złożu Tommeliten Alpha. Dzięki transakcji Grupa Kapitałowa PGNiG zwiększy wydobycie na Norweskim Szelfie Kontynentalnym o dodatkowe 0,5 mld m³ rocznie. Rozpoczęcie wydobycia planowane jest na 2024 rok.
- Wygrany przetarg na koncesję – nabycie praw do poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania węglowodorów w emiracie Ras Al Khaimah.



PGNiG wynajmie platformę do wierceń na Morzu Norweskim

Spółki PGNiG Upstream Norway i Aker BP podpisały umowę na wynajem półzanurzalnej platformy wiertniczej. Jesienią rozpocznie się wiercenie otworu poszukiwawczego na prospekcie Shrek w obrębie koncesji PL838. Dla Grupy PGNiG będzie to pierwszy otwór realizowany w roli operatora na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Należące do firmy Odfjell Drilling urządzenie o nazwie Deepsea Nordkapp wykorzystane zostanie do odwiercenia otworów wydobywczych na złożach Skogul i Ærfugl, a następnie do odwiercenia otworu poszukiwawczego nr 6506/5-9 na koncesji PL838 na Morzu Norweskim. Platforma jest całkowicie nową jednostką oddaną

do użytku w styczniu tego roku. Jej najnowsza VI generacja pozwala na pracę w ekstremalnych warunkach morskich. W kwietniu 2019 roku platforma dotrze do norweskiego portu w Bergen, gdzie poddana zostanie ostatnim testom przed dopuszczeniem do prac wiertniczych.

– Nasza wiedza i dotychczasowe doświadczenia pozwoliły nam dobrze przygotować się do przeprowadzenia pierwszego wiercenia w roli operatora na szelfie norweskim. Strategia PGNiG dotycząca dywersyfikacji zakłada znaczące zwiększenie własnego wydobycia gazu w tym rejonie – powiedział Piotr Woźniak, prezes Zarządu PGNiG SA. – W przypadku złóż Skogul i Ærfugl jesteśmy – wraz z naszymi partnerami na tych koncesjach – coraz bliżej rozpoczęcia wydobycia, które zaplanowane zostało na rok 2020 – dodał.

Wiercenia na złożach Skogul i Ærfugl rozpoczną się w maju tego roku. Operatorem na obu koncesjach jest Aker BP, a PGNiG Upstream Norway posiada w nich odpowiednio 35 proc. i 11,92 proc. udziałów. Po zakończeniu wierceń na obu złożach platforma wiertnicza zostanie przekazana do dyspozycji PGNiG Upstream Norway, która – jako operator koncesji PL838 z 40 proc. udziałów – wykorzysta ją do wiercenia otworu poszukiwawczego na prospekcie Shrek. Rozpoczęcie prac wiertniczych w ramach tego projektu planowane jest pomiędzy 1 września a 30 listopada 2019 roku. Na złożu PL838 PGNiG Upstream Norway współpracuje z Aker BP i DEA Norge, które mają po 30 proc. udziałów.

PGNiG Upstream Norway posiada udziały w 24 koncesjach poszukiwawczych i wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Zgodnie ze strategią Grupa PGNiG planuje zwiększyć wydobycie gazu ze złóż w Norwegii do 2,5 mld m³ rocznie po 2022 roku.



PGNiG na obradach Grupy Ekspertów UNECE ds. Gazu

Łukasz Kroplewski, wiceprezes PGNiG ds. Rozwoju, wziął udział w spotkaniu Grupy Ekspertów UNECE ds. Gazu. Jednym z tematów rozmów były działania branży gazowej zmierzające do redukcji emisji metanu.

Grupa Ekspertów UNECE ds. Gazu skupia czołowych przedstawicieli sektora gazowego. Jej podstawowym zadaniem jest doradzanie Komitetowi ds. Zrównoważonej Energii w zakresie roli gazu ziemnego w osiągnięciu Celów Zrównoważonego Rozwoju ONZ. Podczas szóstego już spotkania Grupy omówiono, m.in., znacze-

nie gazu dla poprawy jakości powietrza w miastach. Uczestnicy poświęcili także dużo uwagi zagadnieniom zwiększenia możliwości wykorzystania niekonwencjonalnych źródeł gazu, w tym metanu z pokładów węgla kamiennego.

– Pokłady metanu mogą być bardzo ważnym i cennym surowcem energetycznym. PGNiG prowadzi innowacyjny projekt Geo-Metan, którego celem jest przedeksploracyjne wydobycie tego gazu z pokładów węgla. Pierwsze wyniki są obiecujące. Jeśli przedsięwzięcie uda się skomercjalizować, zwiększymy bezpieczeństwo energetyczne kraju, a jednocześnie sprawimy, że w pracy w kopalniach stanie dużo bardziej bezpieczna i przyjazna środowisku naturalnemu – podkreślił, w trakcie spotkania, Łukasz Kroplewski, Wiceprezes PGNiG ds. Rozwoju. Dodał – To rozwiązanie, które może być stosowane w wielu krajach.

Wiceprezes Kroplewski, który pełni jednocześnie funkcję wiceprzewodniczącego prezydium Grupy Ekspertów, zaproponował również w trakcie obrad rozszerzenie działań Grupy o rozwiązania gas smart grid. Obecnie technologia ta staje się coraz powszechniejszym narzędziem wykorzystywanym w sektorze energetycznym, z potencjałem do zastosowania w gazownictwie. Podobnie jak w przypadku energii elektrycznej, również w sektorze gazu ziemnego, może prowadzić do znaczących oszczędności dzięki zwiększeniu efektywności sieci przesyłowych. W przyszłości jej wykorzystanie może posłużyć do integracji systemu elektrycznego i gazowego.

Podsumowując obrady, wiceprezes Kroplewski zaznaczył – Udział w tego rodzaju spotkaniach branżowych jest dla nas niezmiernie ważny. Prowadzenie aktywnego dialogu z innymi przedstawicielami sektora oraz Organizacji Narodów Zjednoczonych stwarza niepowtarzalną szansę do promocji gazu ziemnego jako najmniej emisyjnego paliwa kopalnego, którego zastosowanie może przyczynić się do osiągnięcia celów zrównoważonego rozwoju. Spotkania tego typu umożliwiają również prezentację stanowiska PGNiG w kluczowych dla nas kwestiach – dodał.

Prace Grupy Ekspertów zakończył warsztat dotyczący rozwiązań, które mogą przyczynić się do redukcji emisji metanu. W trakcie prezentacji przedstawiciele branży mieli okazję zapoznać się z doświadczeniem innych firm w tym zakresie, dyskutowano m.in. o ograniczeniu emisji będących skutkiem transportu surowca tankowcami.

Spotkanie odbyło się w Genewie, w dniach 25-26 marca 2019 roku.



Wydobycie ropy na świecie w 2017 r. prawie bez zmian

Światowa produkcja ropy w 2017 r. w porównaniu z poprzednim rokiem zwiększyła się tylko o 0,4%. Średnie dzienne wydobywanie wyniosło 11062216 t (tab. 1). Różnice w regionach świata zmieniają się od 5-procentowego wzrostu w Afryce do niemal 10-procentowego spadku w Australii i Oceanii. Nie zmieniła się czołówka producentów, na pierwszym miejscu od wielu lat utrzymuje się Rosja, na drugim miejscu jest Arabia Saudyjska, a na trzecim USA. W Europie utrzymuje się trend spadkowy z wyjątkiem Włoch i Bułgarii, ale nie są to producenci, którzy mogą zmienić ogólny bilans. Nawet w Norwegii, w której poprzednio wydobywanie wzrastało, też nastąpił 2-procentowy spadek. W statystyce „World Oil” redakcja nadal utrzymuje podział na Europę zachodnią i wschodnią, przy czym do wschodniej zalicza się Rosję i wszystkie kraje b. ZSRR traktowane jako całość i z tego względu brak danych dotyczących wydobywania na Ukrainie, w Kazachstanie, Azerbejdżanie, Uzbekistanie i Turkmenistanie. Chociaż w Rosji wzrost wyniósł tylko 0,1%, to w całym rejonie wydobywanie wzrosło o 3,6%. Bardzo zróżnicowana jest sytuacja w Afryce, gdzie z roku na rok zmieniają się warunki, w jakich funkcjonuje przemysł naftowy, co powoduje albo załamanie produkcji, albo jej odbudowę. Przykłady to Libia, Algieria czy Tunezja. Ogólnie w regionie nastąpiło zwiększenie wydobywania, ale sygnalizowany spadek ilości wierceń nie rokuje utrzymania tego wyniku. Na Bliskim Wschodzie u największych producentów przeważa stabilizacja, natomiast w Syrii konflikt wewnętrzny spowodował spadek wydobywania o 52%, podobnie było w Jemenie. W Azji największe spadki wystąpiły w Wietnamie i na Filipinach, ale również w Chinach zahamowany został trend wzrostowy. Na półkuli zachodniej powtarza się dysproporcja między rozwojem i wzrostem w Ameryce Północnej (choć dotyczy on USA i Kanady, a nie obejmuje Meksyku) i mozaiką Ameryki Południowej. Jest tam Brazylia z rosnącymi zasobami i produkcją, która zwiększyła się o 4,5% i jest Chile z największym spadkiem wydobywania wynoszącym 34%. Na równi pochyłej znajduje się Wenezuela, gdzie kryzys dotknął nie tylko sektor naftowy, ale cały kraj. Zmniejszenie dostaw ropy z Wenezueli jest problemem dla OPEC, bo zrekomensowanie tej ilości wzrostem wydobywania w innych państwach członkowskich naruszałoby wspólnie przyjęte limity. Potentatem *in spe* w regionie staje się Gujana po imponującej serii odkryć w obrębie bloku Stabroek i bliskim rozpoczęciu eksploatacji nowych zasobów.

Tabela 1

Kraj	Średnie wydobywanie w t/d		
	2016	2017	Zmiana 2016:2017 w %
Ameryka Płn.	2009343	2090961	104,1
Kanada	500851	539745	107,8
Meksyk	297976	268872	90,2
USA	1202240	1273912	106,0
Ameryka Płd.	956723	920882	96,3
Argentyna	72362	65410	90,4
Brazylia	343361	358708	104,5
Ekwador	74786	72216	96,6
Kolumbia*	120496	116008	96,3
Wenezuela*	307156	270450	88,0
Pozostałe	38563	38091	98,8
Europa	402803	396102	98,3
Dania	19176	18632	97,2
Norwegia	224107	219948	98,1
Polska	2767	2760	99,8
Rumunia	10675	10348	96,9
W. Brytania	133267	131295	98,5
Włochy	10200	11302	110,8
Pozostałe	2611	1818	69,6
Rosja i b. ZSRR	1855853	1871701	100,9
Rosja	1479028	1481184	100,1
Inne kraje b. ZSRR	376825	390517	103,6
Afryka	1004468	1054517	105,0
Algieria*	186048	177480	95,4
Angola*	240720	226712	94,2
Egipt	87448	83572	95,6
Gabon*	29988	27132	90,5
Gwinea Równikowa*	30770	25772	83,8
Kongo*	27744	34272	123,5
Libia*	52700	112064	212,6
Nigeria*	254429	267430	105,1
Sudan i Sudan Płd.	34952	34272	98,1
Pozostałe	90439	91582	101,3
Bliski Wschód	3761869	3738675	99,4
Arabia Saudyjska*	1426708	1387200	97,2
Irak*	605336	606968	100,3
Iran*	552840	604112	109,3
Katar*	209100	208522	99,7
Kuwejt*	394658	372994	94,5
Oman	137149	132546	96,6
Turcja	6786	6773	99,8
Zjedn. Emiraty Arab.*	410143	404771	98,7
Pozostałe	19149	14790	77,2
Daleki Wschód	944347	910933	96,5
Chiny	521939	505351	96,8
Indie	99398	99228	99,8
Indonezja*	113152	108977	96,3
Malezja	96220	92235	95,9
Pakistan	11590	12141	104,8
Tajlandia	35478	32715	92,2
Wietnam	41190	36917	89,6
Pozostałe	25379	23369	92,1
Australia i Oceania	61900	55489	89,6
Australia	42840	38964	91,0
Pozostałe	19060	16525	86,7
Ogółem świat	11021147	11062216	100,4
w tym OPEC	4539076	4911144	108,4

*członek OPEC



Perspektywy rozwoju energii odnawialnej

Prezentacja kolejnego wydania „BP 2019 Global Energy Outlook” była okazją do dyskusji o zmianach udziału różnych źródeł energii w bilansie energetycznym. Główny ekonomista BP Spencer Dale za najważniejsze czynniki kształtujące rynek energii uważa energię odnawialną i gaz ziemny. Źródła odnawialne odegrają kluczową rolę w pokrywaniu zwiększonego zapotrzebowania na energię na świecie. Jednocześnie jednak widzi konieczność intensywnego inwestowania w poszukiwania i dokumentowanie nowych zasobów ropy wobec utrzymującego się popytu. Podobną opinię wyraził Colin Bearney z firmy informatycznej IFS dostarczającej aplikacji dla energetyki i przemysłu. Według niego do roku 2040 66% energii będzie pochodziło ze źródeł odnawialnych i ta tendencja będzie wpływać na poziom i kierunki inwestycji w 2019 r. Ważne miejsce zajmuje energia słoneczna – w 2017 r w USA moc zainstalowanych paneli słonecznych wyniosła 4,7 GW. Ceny paneli polikrystalicznych spadają i oceny analityków tego rynku wskazują na dalsze obniżki, m. in. ze względu na zmniejszony popyt w Chinach. Pewne ochłodzenie koniunktury spowodowało wprowadzenie nowych tariff celnych, ale wahnięcie było krótkotrwałe, poza tym tariffy będą co roku obniżane o 5% (obecnie wynoszą 30%). Dla inwestorów indywidualnych istotne są zachęty kredytowe. W 2018 r. kredyty stanowe i federalne pokrywały 30% kosztów instalacji i ta stawka będzie utrzymana w br. W 2020 r prawdopodobnie zostanie obniżona do 26%, a po roku 2022 spadnie do 10%. Rozwinie się też wytwarzanie aparatury sterującej i magazynów energii niezbędnych do stabilnego zasilania urządzeń domowych w nocy i w okresach zachmurzenia. Te dane dotyczą USA, jednak jest duże prawdopodobieństwo wykorzystania i szybkiego wdrożenia takich innowacji w innych krajach, które dopiero rozwijają sektor energii odnawialnej.



Cypr ma nowe złożo gazu

Poszukiwania wokół Cypru rozwijają się pomyślnie i nowe wiercenia potwierdzają wysoką perspektywiczność tego regionu Morza Śródziemnego. Po sukcesach ENI i Totalu w po-

staci złoża Calypso przyszła kolej na Exxon-Mobil, który prowadzi prace w obrębie bloku 10 o powierzchni 2572 km² na SW od wyspy. W pierwszym wierceniu Delphyne-1 stwierdzono tylko nieprzemysłowe ilości węglowodorów, natomiast następny otwór Glaucus-1 przewiercił interwał gazonośny o miąższości 133 m. Głębokość odwiertu wynosi 4200 m, głębokość wody 2063 m. Wstępne szacunki wskazują, że jest jedno z największych złóż gazu w tym regionie, a jego zasoby geologiczne wynoszą od 142 do 227 mld m³ gazu. Dla porównania odkryte w 2010 r. złożo Leviathan ma zasoby 450 mld m³, a największe w basenie lewantyńskim złożo Zohr ma 850 mld m³ gazu. Operatorem tej koncesji jest ExxonMobil Exploration posiadający 60% udziałów, natomiast 40% posiada Qatar Petroleum International Upstream. Odkrycie Glaucus jest bardzo ważne dla Cypru niemal całkowicie uzależnionego od importowanych źródeł energii. Zwiększa również znaczenie Cypru jako przyszłego hubu gazowego na trasie planowanego gazociągu East-Med (Eastern Mediterranean Gas Pipeline) łączącego złoża w Egipcie i Izraelu z Europą.



Przygotowania do eksploatacji złoża Horse Hill

Na złożu Horse Hill odkrytym w 2015 r. w południowej Anglii (w pobliżu lotniska Gatwick) po 6-miesięcznej przerwie wznowiono rozszerzone testy produkcyjne. Ropa występuje w piaskowcach portlandu i wapieniach kimerydu na głębokości 900 m. Przypływ z interwału w portlandzie o miąższości 34 m po perforacji utrzymuje się na stabilnym poziomie 28-29 t/d ropy bez domieszki wody, jednak jest to poniżej optymalnego poziomu 49 t/d. Z tego horyzontu uzyskano do tej pory 693 t ropy. Test w wapieniach kimerydu został wstrzymany do czasu odbudowy ciśnienia. Ogółem ze złoża Horse Hill wydobyto dotychczas 4100 t lekkiej ropy o ciężarze 0,8251 g/cm³ (40° API). Obecnie trwają przygotowania do wiercenia otworu Horse Hill-2, który po dowieńczeniu piaskowców portlandu zostanie odchylony jako odgałęzienie poziome w wapieniach kimerydu. Geolodzy z UK Oil & Gas Investments szacują zasoby geologiczne Horse Hill na 20 mln t równoważnika ropy naftowej.



Nowe obiekty złożowe na Morzu Barentsa

W pobliżu złoża Johan Castberg w południowej części Morza Barentsa Lundin Petroleum AB odkrył w 2015 i 2017 r. złoża Alta i Gohta. Teraz dołączył do nich odwiert 7219/12-1 na obiekcie Filicudi w obrębie bloku PL 533, w którym przewiercono interwał złożowy o miąższości 129 m w piaskowcach jurajskich i triasowych o bardzo dobrych własnościach zbiornikowych. Wykonane rdzeniowanie, pomiary geofizyczne i opróbowanie pozwoliły na określenie miąższości horyzontu roponośnego na 63 m i horyzontu gazowego na 66 m. Odgałęzienie boczne 7219/121A potwierdziło te wyniki. Zasoby złoża Filicudi szacuje się na 4,7-13,6 mln t równoważnika ropy naftowej, co stanowi duży potencjał złożowy obiektów strukturalnych bloku PL 533 i rejonów przyległych i potrzebę wykonania wierceń rozpoznawczych. Platforma półzanurzalna „Leif Ericsson” po zakończeniu wiercenia na Filicudi zostanie skierowana na obiekt Gohta w celu wykonania wierceń konturujących.



Czy zasoby ropy i gazu na Morzu Północnym zwiększą się?

Przez ponad 50 lat obszar na północny zachód od wybrzeża Szkocji był uznawany za nieperspektywiczny i nie prowadzono tam poszukiwań. Przyczyną było stwierdzenie występowania w prowincji wulkanicznej Rattray komór magmowych, a wypełnienie magmą wykluczało obecność ropy i gazu i wobec tego nie było powodu, aby prowadzić dokładniejsze rozpoznanie. Zespół geologów z uniwersytetów w Aberdeen, Adelajdzie i Heriot-Watt ponownie przeanalizował dane otworowe i wyniki badań sejsmicznych 3-D wykonanych przez Petroleum Geo-Services i doszedł do wniosku, że wyniki kompletnie zmieniają model geologiczny opracowany wiele lat temu. Obiekty uważane za trzy wygasłe wulkany to „wulkany-widma”, które nigdy nie istniały. Miały zostać uformowane miliony lat temu, w okresie aktywności sejsmicznej na obszarze dzisiejszego Morza Północnego i wtedy powstało morze oddzielające wyspy brytyjskie od Europy. Używając aktualnych określeń można to nazwać „jurajskim Brexitem”. Oznacza to, że w rejonie o powierzchni 7000 km² w sektorze brytyjskim o wysokiej perspektywiczności znajdują się ogromne masy skalne, prawie w ogóle niezbadane. Rozpoznanie bę-

dzie trudne i skomplikowane, ale Nick Schofield z uniwersytetu w Aberdeen uważa, że obecne metody badawcze pozwolą na rozwiązanie tego zadania.



Współdziałanie OPEC-Rosja

Zawarcie porozumienia o ograniczeniu wydobycia pomiędzy OPEC i grupą 10 producentów ropy nienależących do organizacji i przyjęcie „Deklaracji współpracy” wywołało spekulacje na temat możliwości przystąpienia do kartelu następnych państw. Ostatnio zwiększyła się też częstotliwość kontaktów Rosji z Arabią Saudyjską, co z kolei spowodowało ożywienie na linii OPEC-Moskwa. Sygnałem aktywności jest pismo ze stycznia br. nazywane nieoficjalnie „kartą współpracy” i mówiące o potwierdzeniu i rozwijaniu współdziałania zapoczątkowanego w listopadzie 2017 r. Wspomina się w nim także o „Sojuszu krajów-producentów ropy”, który ma być omawiany na najbliższej, kwietniowej konferencji OPEC. Zarówno OPEC jak i Rosja unikają podawania bliższych szczegółów tego sojuszu, informują jedynie, że celem jest „utworzenie międzyrządowej platformy dla ułatwienia dialogu, wzmocnienie współdziałania w formułowaniu polityki wspierającej stabilność rynku naftowego i stałe kontakty między członkami”. Minister energii Aleksander Nowak zaznacza, że nie przewiduje się powołania formalnej wspólnej struktury OPEC-Rosja, jednak roboczy dokument przewiduje spotkania na szczelnie ministrów dwa razy w roku i regularne narady ekspertów.

Możliwość rozszerzenia OPEC niepokoi USA, bo kartel wraz z Rosją odpowiadałby za 54% światowego wydobycia ropy naftowej. Amerykańska Rada Stosunków Międzynarodowych (*Council on Foreign Relations*) zwraca uwagę na skutki decyzji Arabii Saudyjskiej o jednostronnym zmniejszeniu wydobycia ropy do 1,3 mln t/d, co mogło wpłynąć na wzrost cen ropy o 40% we wrześniu i październiku 2018 r. Na drugim planie znalazło się inne, również istotne oświadczenie Rijadu o zaangażowaniu w inwestycje LNG z możliwością współpracy z Rosją. Tak więc rozszerzenie współdziałania Rosji z Arabią Saudyjską postępuje. Oficjalnie Rosja zapewnia, że nie zamierza wstąpić do OPEC. Przytoczone fakty spowodowały reakcję Kongresu i w lutym br. Komitet Sądownictwa Kongresu przygotował projekt legislacji wymierzonej w kartele producentów i eksporterów ropy nazwanej NOPEC, która ma przeciwdziałać sztucznemu podnoszeniu cen ropy.



Dekarbonizacja ma też ujemne strony

Argumenty na rzecz transformacji energetyki i zwiększania udziału energii odnawialnej koncentrują się przede wszystkim na ochronie klimatu, w tym na ograniczaniu emisji dwutlenku węgla. W drugiej kolejności wymienia się niższe koszty, chociaż przy uwzględnieniu rachunku ciągłego często jest to dyskusyjne. Na uwagę zasługują więc opinie przypominające też o negatywnych stronach ekspansji źródeł odnawialnych, szczególnie jeśli takie opinie są formułowane przez ośrodki, które nie są przeciwnikami transformacji. Z pewnością do tej kategorii można zaliczyć niemiecki Federalny Urząd Ochrony Przyrody (*Bundesamt für Naturschutz*), który opublikował raport wskazujący na negatywne skutki dla ludności i krajobrazu wywołane zagęszczeniem farm wiatrowych, dużych instalacji fotowoltaicznych i wielkopowierzchniowych upraw biomasy. Chociaż społeczeństwo popiera „Energiewende” czyli przełom w polityce energetycznej, to jednak w konkretnych przypadkach występują protesty i sprzeciw. Farmy wiatrowe zakłócają przeloty ptaków, wielkie farmy fotowoltaiczne wyłączają z użytkowania znaczne powierzchnie gleby, a intensywna uprawa biomasy wprowadza monokulturę kukurydzy. Tymczasem w roku 2050 80% energii ma być uzyskiwane ze źródeł odnawialnych, te zagrożenia wzrosną. Prezes Urzędu Ochrony Przyrody Beate Jessel uważa, że istnieje wiele sposobów zminimalizowania skutków rozbudowy źródeł odnawialnych, choćby bardziej przemyślana lokalizacja wiatraków czy umieszczanie paneli słonecznych na dachach budynków.



Ile ropy z łupków w USA w 2019 r.?

Wydobycie ropy z łupków w znacznym stopniu przyczyniło się do wzrostu produkcji ropy w USA i dziś blisko już jest do zajęcia pierwszego miejsca w światowej liście największych producentów. Amerykańska Agencja Informacji Energetycznej (*IEA*) spodziewa się, że w lutym br. wydobyte ropy z 7 głównych formacji łupkowych wzrośnie do 1,112 mln t/d i ustanowiony będzie kolejny rekord. Zwiększa się również wydobyte gazu, w lutym oczekuje się 2,19 mld

m³/d w porównaniu z 1,82 mld m³/d rok temu. Jednak analitycy z *Strata Advisors* uważają, że optymizm jest przedwczesny i wyniki w tym roku nie będą tak dobre. Jedną z przyczyn jest fakt, że wzrost ubiegłoroczny osiągnięto dzięki dłuższym odcinkom poziomym i większym zużyciu proppantu, a to zwiększa koszty. Niższe ceny ropy pod koniec 2018 r. miały hamujący wpływ na nakłady inwestycyjne w I kwartale 2019 r. i ilość rozpoczynanych wierceń, co spowoduje zmniejszenie ogólnej liczby odwiertów w br., a w konsekwencji mniejszą produkcję. Niższa produkcja w 2019 r. to gorsza podstawa wyjściowa na rok 2020. Inne czynniki negatywnie wpływające na wzrost wydobycia ropy z łupków to niedobór kwalifikowanych pracowników, ograniczenia infrastrukturalne i limity spalania gazu w pochodniach na wiertniach.

W opinii *Strata Advisors* elementem, który może wydatnie przyczynić się do zwiększenia efektów przemysłowych są nowe aplikacje z dziedziny otwartego oprogramowania określone jako „breakthrough catalyst”.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Biznes Alert*, *BP*, *ExxonMobil*, *Hart Energy*, *IFS*, *Lundin Petroleum AB*, *Offshore*, *Oil & Gas Financial Journal*, *Oil & Gas Journal*, *Reuters*, *Strata Advisors*, *World Oil*.



Grupa Kapitałowa ORLEN inwestuje we flotę kolejową

Wzrost przewozów kolejowych o ok. 30% do poziomu 11,2 mln ton rocznie planuje Grupa ORLEN w ciągu 5 lat. W tym celu zakładane jest pozyskanie kilkudziesięciu nowoczesnych lokomotyw przewozowych, co umożliwi realizację wyznaczonych celów zarówno na rynku polskim, jak i czeskim.

ORLEN KolTrans wraz z Unipetrol Doprava, czyli przewoźnicy kolejowi z Grupy Kapitałowej ORLEN, ogłosili właśnie postępowanie dotyczące pozyskania kilkudziesięciu lokomotyw przewozowych do realizacji usług w Polsce i Czechach. Jest to odpowiedź na rosnące potrzeby transportowe kluczowych klientów: PKN ORLEN, ORLEN Południe czy czeskiego Unipetrolu.

– Jesteśmy na etapie analizowania możliwości rozwoju. Branża kolejowa w najbliższych latach będzie w tendencji wzrostowej. Trwa bowiem modernizacja sieci linii kolejowych zarządzanych przez PKP PLK ze środków UE na łączną kwotę 66 mld zł. Każdego roku wzrasta także masa przewiezionych wolumenów transportem kolejowym, w tym udział w rynku naszej spółki – mówi Piotr Szymański, prezes Zarządu ORLEN KolTrans. Dodatkowo konkurencyjność transportu kolejowego będzie rosła w związku z przeprowadzanymi remontami i modernizacją infrastruktury. Skróć się tym samym czasy przejazdu, a kolej będzie w stanie zapewnić lepszą ofertę oraz lepiej zarządzać swoim tabor – dodał prezes Szymański.

Inwestowanie we własną flotę lokomotyw wpisuje się w strategię obszaru logistyki PKN ORLEN i stanowi uzupełnienie dla istniejących aktywów w tym obszarze. Posiadanie własnego, mocnego przewoźnika kolejowego umożliwia zbudowanie przewagi konkurencyjnej na wymagającym rynku transportowym – mówi Błażej Krawczyński, dyrektor wykonawczy PKN ORLEN ds. Logistyki.

Celem prowadzonego postępowania będzie poznanie dostępnych ofert pod kątem zakupu na własność, leasingu lub długoterminowego wynajmu lokomotyw elektrycznych i spalinowych. Spółki z Grupy Kapitałowej ORLEN zainteresowane są w szczególności lokomotywami elektrycznymi ze spalinowymi modułami dojazdowymi, jak również hybrydowymi (spalinowo - elektryczne) – obecnie dysponują wyłącznie lokomotywami spalinowymi i elektrycznymi. Istotny jest także dla spółek aspekt serwisowania nowych lokomotyw w perspektywie długoterminowej.

W ramach Grupy ORLEN w ostatnich latach prowadzone były intensywne prace zmierzające do rozwoju przewoźników kolejowych. W tym czasie ORLEN KolTrans pozyskał kilkanaście nowoczesnych lokomotyw od polskich i zagranicznych dostawców. Z kolei PKN ORLEN wymienił park wagonów na nowe, w tym z sukcesem wdrożył system RFID czyli technikę zdalnego odczytywania danych identyfikacyjnych.

ORLEN KolTrans istnieje od 2001 roku. Oferuje kompleksową obsługę transportu kolejowego obejmującego krajowy i międzynarodowy transport towarów, serwis i naprawę taboru kolejowego, dzierżawę wagonów, obsługę bocznic i spedycję. Na rzecz GK ORLEN w 2018 r. zrealizował przewóz 6 mln ton produktów paliwowych oraz petrochemicznych w relacjach krajowych i międzynarodowych.

Główne realizowane przez spółkę relacje to Płock – Świnoujście, Płock – Terminale Paliw PKN ORLEN oraz Płock – Trzebinia – Płock. Oprócz tego istotne są również relacje międzynarodowe z Polski do Czech (Kralupy, Litvinov) oraz na Litwę (Możejki). Obecnie spółka dysponuje flotą 41 lokomotyw i 567 wagonów cystern. Zatrudnia ponad 400 osób. Posiada nowoczesny tabor elektryczny oraz zmodernizowany tabor spalinowy. Eksploatuje 15 rodzajów wagonów cystern – przetestowanych pod względem wymogów bezpieczeństwa. Każdego dnia uruchamiane jest ok. 16 pociągów z logo spółki. Przewożą one produkty rafineryjno – petrochemiczne na poziomie 500 tys. ton/msc. Potencjał spółki budowany jest poprzez ciągłe unowocześnianie posiadanej floty kolejowej i inwestycje w nowe technologie.

Unipetrol Doprava to trzeci co do wielkości prywatny przewoźnik kolejowy w Czechach należący do Grupy Unipetrol. Rocznie transportuje około 3 mln ton towarów, głównie produktów chemicznych wytwarzanych przez spółki GK ORLEN. Jego klientami są także zagraniczne firmy transportowe i zakłady chemiczne. Specjalizuje się również w spedycji, wynajmie wagonów kolejowych, serwisie i naprawie taboru kolejowego oraz doradztwie.



Stacje ORLENu najlepsze w Polsce

PKN ORLEN został zwycięzcą dziesięciu z siedemnastu kategorii konkursowych w tegorocznym plebiscycie organizowanym przez BROG B2B, wydawcę m.in. czasopisma Stacja Benzynowa & Convenience Store. Spółka otrzymała też najważniejszy tytuł - Stacji Benzynowej Roku 2019.

Niekwestionowanym liderem wśród wszystkich stacji paliw w kraju jest Miejsce Obsługi Podróżnych Michałowice na trasie Łódź – Wrocław należące do PKN ORLEN. Obiekt otrzymał najwyższe noty od ekspertów aż w pięciu kategoriach: innowacja na stacji paliw, nowy obiekt, stacja benzynowa działająca w Miejscu Obsługi Podróżnych, koncept gastronomiczny na stacji benzynowej i stacja benzynowa roku 2019.

– Konsekwentnie rozwijamy segment detaliczny, nie tylko poszerzając ofertę na stacjach paliw, ale również wdrażając innowacyjne rozwiązania. Najlepszym przykła-

dem jest właśnie doceniony przez ekspertów konkursu format drive through w Michałowicach. Co istotne w codziennej działalności pozytywne sygnały odbieramy również od naszych zmotoryzowanych klientów. Doceniają oni przede wszystkim szybkość obsługi oraz wysoką jakość oferowanych produktów. To jeszcze bardziej motywuje nas do dalszej pracy – powiedział Wojciech Muszyński, dyrektor wykonawczy PKN ORLEN ds. Sprzedaży Detalicznej.

ORLEN DRIVE, pierwsza stacja w formacie drive through w Polsce została uruchomiona w październiku 2018 r. Można tam zatanować, zamówić produkty gastronomiczne i zapłacić za wszystkie usługi bez konieczności wysiadania z auta. To doskonały przykład otwartego podejścia do biznesu detalicznego. PKN ORLEN poprzez ten projekt dąży do rozwoju QSR (Quick Service Restaurants) na stacjach paliw i transformacji w kierunku punktów kompleksowej obsługi klientów. Wdrożone rozwiązania sprawiają, że aż 68% transakcji udaje się zrealizować w czasie nie przekraczającym 210 sekund.

MOP w Michałowicach to nie jedyna stacja w sieci ORLEN wyróżniona w konkursie „Stacja Benzynowa Roku 2019”. Laureatami w poszczególnych kategoriach zostały również takie obiekty jak:

- Stacja PKN ORLEN Nr 682 w Warszawie przy Al. Solidarności, jako firmowa stacja benzynowa koncernu paliwowego;
- Stacja PKN ORLEN Nr 7666 w Krakowie, jako franczyzowa/partnerska stacja benzynowa Koncernu paliwowego z regionu Polska południowa;
- Stacja PKN ORLEN Nr 7106 w Kolnie, jako franczyzowa/partnerska stacja benzynowa Koncernu paliwowego z regionu Polska wschodnia;
- Stacja PKN ORLEN Nr 7387 we Wrocławku, jako franczyzowa/partnerska stacja benzynowa Koncernu paliwowego z regionu Polska północna.



Rekomendacja najwyższej w historii dywidendy dla Akcjonariuszy ORLENu

Zarząd PKN ORLEN zarekomendował wzrost dywidendy za 2018 r. do poziomu 3,5 zł na akcję. Odzwierciedla on stabilną sytuację finansową spółki i efekty wdrożonych planów rozwojowych. Finalną decyzję

o wysokości dywidendy podejmie Zwyczajne Walne Zgromadzenie.

W minionym roku podjęliśmy szereg działań i projektów rozwojowych, które zdecydowały o przewadze konkurencyjnej PKN ORLEN w najbliższych latach. Funkcjonujemy w zmiennym otoczeniu, ale dzięki właściwym decyzjom biznesowym utrzymujemy dobrą kondycję finansową. Jesteśmy pewni naszych decyzji i realizujemy je przede wszystkim z myślą o naszych akcjonariuszach. Dlatego zgodnie z założeniami strategicznymi zarekomendowaliśmy wzrost dywidendy na akcję – podkreślił Daniel Obajtek, prezes Zarządu PKN ORLEN.

PKN ORLEN od sześciu lat realizuje politykę dywidendową przy zachowaniu strategicznego celu bezpiecznych fundamentów finansowych GK ORLEN i prognoz dotyczących sytuacji makroekonomicznej. Jeśli zaproponowana wysokość dywidendy spotka się z akceptacją ZWZ Spółki, w II połowie tego roku koncern wypłaci ok. 1,5 mld zł swoim akcjonariuszom.



ORLEN wzmacnia relacje z Saudi Aramco

Maksymalnie ok. 800 tys. ton ropy saudyjskiej w ciągu sześciu miesięcy może sprowadzić PKN ORLEN na mocy umowy podpisanej z Saudi Aramco Products Trading Company – spółką córką saudyjskiego producenta. To ważny krok gwarantujący stabilność dostaw do europejskich rafinerii koncernu. Na mocy odrębnej umowy handlowej, dostawca z Arabii Saudyjskiej zobowiązał się także do zakupu ciężkiego oleju opałowego produkowanego przez ORLEN Lietuva. W ten sposób PKN ORLEN poprzez litewską spółkę z Grupy ORLEN wzmacnia strategiczną współpracę z Saudi Aramco, także w zakresie handlu ciężkim olejem opałowym.

Umowy ze spółką córką Saudi Aramco to nowa forma współpracy dwustronnej polegającej na dostawie surowca i odbiorze gotowych produktów. Testujemy różne możliwości zaopatrzenia, a przy okazji budujemy strategiczne partnerstwo z dostawcą z Arabii Saudyjskiej. Podejmowane działania wynikają przede wszystkim z globalnych uwarunkowań, w tym ze zwiększonego popytu na gotowe produkty naftowe, m.in. diesla. Umacniając relacje w rejonie Zatoki Perskiej

realnie przyczyniamy się więc do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego Polski – podkreślił Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN. Na bazie budowanych relacji handlowych udało nam się również wypracować mechanizm, który zagwarantuje ORLEN Lietuva sprzedaż ciężkiego oleju opałowego w przededniu wejścia nowych globalnych regulacji dla paliw bunkrowych. W ten sposób wzmacniamy pozycję naszej litewskiej rafinerii w regionie – dodał prezes Obajtek.

W związku z tym PKN ORLEN będzie mógł sprowadzić sześć ładunków ropy saudyjskiej od maja do października br. Finalny wolumen dostarczanego surowca będzie każdorazowo elastycznie ustalany z producentem, w zależności od bieżących potrzeb koncernu. Wynegocjowana elastyczność handlowa umożliwi skierowanie dostaw zarówno do Naftoportu w Gdańsku lub terminalu w Butyndze.

Z kolei w ramach terminowej umowy handlowej, PKN ORLEN zagwarantował odbiór całości, czyli do 160 tys. ton miesięcznie ciężkiego oleju opałowego z rafinerii w Możejkach, przeznaczonego do sprzedaży morskiej. W ten sposób zabezpieczono fizyczną sprzedaż produktu w początkowym okresie perturbacji rynkowych związanych z wejściem w życie od 1 stycznia 2020 roku nowych globalnych regulacji dla paliw bunkrowych, ograniczających zawartość siarki - IMO 2020. Ich wprowadzenie ma bowiem wpływ na popyt na ciężki olej opałowy sprzedawany przez litewską spółkę Grupy ORLEN.

W ramach realizowanej dywersyfikacji dostaw ok. 30% ropy przerabianej obecnie w Grupie ORLEN pochodzi z kierunków alternatywnych. Koncern wzmacnia m.in. zakupy z Zatoki Perskiej, m.in. poprzez długoterminowe relacje z Saudi Aramco. W kwietniu 2018 r. firmy podpisały aneks do umowy, który zwiększył dostarczany wolumen ropy saudyjskiej do 300 tys. ton surowca miesięcznie. PKN ORLEN pozytywnie ocenia potencjał dostaw z Zatoki Perskiej i pozostaje otwarty na współpracę z producentami z tego regionu, czego najlepszym przykładem jest obecna umowa na sześć dostaw spot.



Więcej ropy z Angoli

PKN ORLEN, po pozytywnym przerobie ropy naftowej z Angoli, po raz pierwszy sprowadzonej do kraju w lutym br., sprowadzi kolejne 130 tys. ton surowca z tego kierunku. Ładunek dotrze do Naftoportu

w Gdańsku w czerwcu br.

– Zgodnie z zapowiedziami umacniamy pozycję w regionie Afryki i ponownie kupujemy surowiec od drugiego pod względem ilości wydobycia kraju na tym kontynencie. Podejmowane działania zmierzające do dywersyfikacji są odpowiedzią na zwiększony popyt na gotowe produkty naftowe na rynku polskim, w tym na diesla. Aby zwiększyć użyski w tym zakresie musimy przerabiać więcej ropy o innych właściwościach niż rosyjska REBCO. W ten sposób realnie przyczyniamy się do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego Polski – podkreślił Daniel Obajtek, prezes Zarządu PKN ORLEN.

Kolejne 130 tys. ton ropy typu Nemba, uzupełniło realizowane przez PKN ORLEN dostawy spot. W ramach zakupów tego typu, w ostatnim czasie zakontraktowany został surowiec m.in. ze Stanów Zjednoczonych, Nigerii czy Zjednoczonych Emiratów Arabskich. Rafinerie z Grupy ORLEN przerabiały już także ropę naftową pochodzącą m.in. z Iraku, Azerbejdżanu, Kazachstanu, Wenezueli, czy Norwegii. Zakupy spot skutecznie uzupełniają długoterminowe zaopatrzenie koncernu w ropę naftową, które obejmuje umowy terminowe z producentami z Zatoki Perskiej i Wschodu.

PKN ORLEN w ramach działań dywersyfikacyjnych zacieśnia również relacje z Saudi Aramco. W ostatnim czasie we wzajemnych relacjach zastosowana została nowa forma współpracy dwustronnej dotycząca dostawy surowca i odbioru gotowych produktów. W związku z tym zakontraktowane zostały dostawy do 800 tys. ton ropy w ciągu sześciu miesięcy dla Grupy ORLEN od spółki córki saudyjskiego producenta. Z kolei na mocy odrębnej umowy handlowej, dostawca z Arabii Saudyjskiej zobowiązał się także do zakupu ciężkiego oleju opałowego produkowanego przez ORLEN Lietuva.

Jeszcze w latach 2012-2013 udział ropy REBCO, a więc w większości rosyjskiej, w produkcji rafineryjnej GK ORLEN wynosił ok. 95%. Obecnie portfel dostawców do wszystkich rafinerii koncernu budowany jest w oparciu o pogłębione analizy ekonomiczne, tak aby skutecznie łączyć bezpieczeństwo dostaw z elastycznością handlową.

Biurowie Prasowe
PKN ORLEN



Wspomnienie — Andrzej Woroniecki



26 stycznia 2019 roku zmarł nagle w wieku 90 lat Andrzej Woroniecki. W swoim bogatym dorobku zawodowym, po doświadczeniach zdobywanych w zakładach branży chemicznej (Krywałd i Boryszew), od 1 stycznia 1968 roku stanął na czele Mazowieckich Zakładów Rafineryjnych i Petrochemicznych w Płocku. W tym czasie płocki zakład dynamicznie rozwija się. Rozbudowywano m.in. park zbiornikowy i front nalewczy produktów. Powstawały też pierwsze instalacje petrochemiczne: Fenol, Aceton, Butadien, Piroлиза, Tlenek Etylenu, Glikol Etylenowy czy Polietylen. Urealniono wstępny projekt budowy Kombinatu. 1 stycznia 1972 roku powołano Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Przemysłu Rafineryjnego w Płocku. Zakładowe Laboratorium Badawcze uzyskało także dzięki jego staraniom nowy ogólnoresortowy status. W czasie pracy w Płocku Andrzej Woroniecki spotkał wielu znakomitych fachowców, ludzi z charakterem silnie zaangażowanych w pracę i rozwój Kombinatu. Płock to była duża rzecz. Wielki zakład, zdolni ludzie. Ale 1972 rok przechodzi do historii jego zawodowych osiągnięć. Wiceminister Henryk Konopacki, wówczas zajmujący się w Ministerstwie Przemysłu Chemicznego inwestycjami, zaproponował mu nadzór nad budową, uruchomieniem i kierowaniem powołanej do życia 1 kwietnia 1972 roku Rafinerii Nafty Gdańsk. Kiedy przyjechał do Gdańska patrzono na niego jak na „wariata”. Przyjechał facet i mówi, że będzie budował rafinerię. Władze Gdańska, a także większość jego mieszkańców nie chcieli tej budowy. Obawiano się wszystkiego. Ówczesna prasa donosiła jak niebezpieczny to zakład. Jak zniszczy gdańskie piękne plaże, zatruje wodę i powietrze. Wiele pracy wymagała zmiana tego wizerunku. Dla sprawnej realizacji całego przedsięwzięcia kluczową była umowa na dostawy przez British Petroleum (BP) ropy arabskich, na jakie się zdecydowano i co w pewnym stopniu uniezależniało nas od Rosjan, dając początek dywersyfikacji dla różnych źródeł zaopatrzenia surowcowego polskich rafinerii. Brytyjczycy zobowiązali się dostarczać ropy z Kuwejtu i ze Zjednoczonych Emiratów Arabskich, surowce mało w Polsce znane. Z tego m.in. powodu, aby nie tracić czasu postanowiono powierzyć BP wykonanie projektu technologicznego rafinerii opierającego się na koncepcji rafinerii zintegrowanej, co na początku dekady lat siedemdziesiątych było podejściem niezwykle nowatorskim. Integracja wielu procesów rafinerij-

nych dawała oszczędności w zużyciu energii oraz umożliwiała znaczne zmniejszenie powierzchni potrzebnej na zabudowę aparatury technologicznej i rurociągów. Olbrzymie znaczenie miał wybór technologii przerobu ropy. W Polsce ich brakowało, a radzieckie nie były przystosowane do przerobu ropy arabskich. Postanowiono, że w rafinerii w Gdańsku zostaną zastosowane najnowocześniejsze zautomatyzowane

technologie, gwarantujące bezpieczną eksploatację instalacji. Ostatecznie, od amerykańskiej korporacji Standard Oil Company (AMOCO) kupiono licencję na procesy Remormingu, Hydroodsiarczania benzyn i olejów napędowych. Z kolei firma Universal Oil Products (UOP) dostarczyła technologię Merox służącą do produkcji paliwa lotniczego, niemiecki koncern Uhde Edeleanu urządzenia do procesów ekstrakcji furfurem i odparafinowania rozpuszczalnikowego Di/Me stosowanych w produkcji olejów smarowych. Dopełnieniem ciągu technologicznego Bloku Olejowego była technologia BP hydorafinacji olejów bazowych. Lata 1972 – 1976 to okres budowy, uruchamiania i przekazywania do eksploatacji wyżej wymienionych, nowoczesnych instalacji. Kolejne lata to zdobywanie ważnych doświadczeń w bezawaryjnej pracy zakładu. W rafinerii w Gdańsku Andrzej Woroniecki przepracował osiem lat. Udało mu się stworzyć bardzo dobry zespół ludzi. Wybudowano rafinerię, która była w tamtym czasie jedynym zakładem w Polsce zbudowanym, uruchomionym i przekazanym do eksploatacji w terminie i którego budowa kosztowała dokładnie tyle ile na nią przewidziano środków. W 1981 roku przeszedł do pracy w Radzie Wzajemnej Pomocy Gospodarczej (RWPG) w Moskwie. Został ekspertem do spraw Nafty i Gazu. Wrócił do kraju w 1986 roku. Przez kolejne kilka lat (1986 – 1989), aż do przejścia na emeryturę, jego wiedzę i umiejętności wykorzystano powierzając mu kierowanie Okręgową Dyrekcją Centrali Produktów Naftowych w Gdańsku.

W czasie swojej zawodowej aktywności odznaczony był Krzyżami Oficerskim i Kawalerskim Orderu Odrodzenia Polski, złotą Odznaką Honorową SiTPNaf, złotą Odznaką za zasługi dla Przemysłu Chemicznego i szeregiem innych.

Zawsze emanujący spokojem, nie dający się wciągnąć w krzykliwe kłótnie, imponujący doskonałą pamięcią, ogromną wiedzą oraz dużym dystansem do spraw tego świata i swoich niegdyśjszych osiągnięć.



Piotr Dziadzio



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



Kalendarium

5.03.2019 r. w siedzibie Biura ZG odbyło się posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej poświęcone analizie pracy stowarzyszenia i zaopiniowaniu działalności merytorycznej i finansowej SITP NiG w roku 2018. Na podstawie dokumentów przedstawionych przez Zarząd Główny, a dotyczących działalności statutowej oraz wykonania budżetu i wyniku finansowego za rok 2018, GKR podjęła uchwały rekomendujące przyjęcie przez Zarząd Główny bilansu za rok 2018 i budżetu na rok 2019.

21-23.03.2019 r. na terenie EXPO Kraków miała miejsce kolejna edycja Targów Edukacyjnych – Festiwalu Zawodów w Małopolsce. SITP NiG Oddział w Krakowie wraz z Zakładem Gazownictwa w Krakowie pragnąc włączyć się w rozwój młodzieży a także promując kształcenie zawodowe objął patronat honorowy nad stoiskiem Zespołu Szkół Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa im. prof. Walerego Goetla w Krakowie.

29.03.2019 r. w siedzibie PGNiG SA Oddział RSGO w Krakowie przy ul. I. Łukasiewicza, odbyło się XI posiedzenie Zarządu Głównego SITP NiG. Głównymi zagadnieniami omawianymi na posiedzeniu były: sprawozdanie z działalności merytorycznej i finansowej stowarzyszenia w roku 2018; zatwierdzenie budżetu na rok 2019; zmiana w zakresie rodzajów działalności prowadzonej przez SITP NiG zgodnie z klasyfikacją PKD; omówienie proponowanych zmian w Statucie SITP NiG; sprawy organizacyjne XLI NWZD oraz nadanie tytułów i odznak honorowych SITP NiG i NOT.

Posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej

5.03.2019 r. w siedzibie biura Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej (GKR) SITP NiG. Wzięli w nim udział wszyscy członkowie Komisji, a także sekretarz generalny SITP NiG – Piotr Dziadzio, dyrektor Biura ZG – Jolanta Likus oraz główna księgowa SITP NiG – Małgorzata Kozdrój. Posiedzeniu przewodniczył Stanisław Józefczyk, przewodniczący GKR.

Komisja przeprowadziła szczegółową analizę otrzymanych dokumentów: sprawozdania finansowego stowarzyszenia za rok 2018, stanowiska Komisji Finansowo-Budżetowej i sprawozdania z działalności merytorycznej SITP NiG. Przedyskutowano składniki kosztowe, przychody, wybrane pozycje bilansu oraz rachunku zysków i strat. Omówiono także realizację podstawowych założeń planu działalności Stowarzyszenia w roku 2018.

Zwrócono uwagę na wykonanie zaleceń sformułowanych przez komisję do realizacji w roku



Fot. arch. SITP NiG

2018 oraz przyjęto wyjaśnienie odstąpienia od zamiaru powołania spółki prawa handlowego OSiR.

Komisja stwierdziła, że działalność SITP NiG była zgodna ze statutem Stowarzyszenia, a przyjęte na rok 2018 zadania programowe zostały wykonane, nie wniosła również uwag do przedstawionego sprawozdania finansowego. Uchwałą nr 2/2019 zarekomendowała Zarządowi Głównemu SITP NiG przyjęcie i zatwierdzenie sprawozdania finansowego i sprawozdania merytorycznego z działalności SITP NiG w 2018 roku.

Jolanta Likus

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

70 urodziny

Kazimierz Domaracki z Oddziału w Poznaniu

Janina Dutkiewicz z Oddziału w Sanoku,

Anna Guła z Oddziału w Sanoku,
Elżbieta Ryzner z Oddziału w Sanoku,
Ryszard Kaczmarczyk z Oddziału

w Pile,

Jan Grzegorek z Oddziału w Łodzi,

Elżbieta Lemiesz z Oddziału w Zielonej Górze,

Jadwiga Jarzyna z Oddziału w Krakowie,

Jerzy Ziętek z Oddziału w Krakowie,

Bożena Świątecka z Oddziału w Warszawie II,

75 urodziny

Antoni Bujnowski z Oddziału w Poznaniu,

Lidia Chodnicka z Oddziału w Warszawie II,

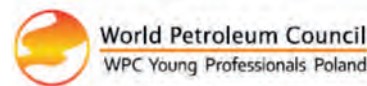
80 urodziny

Anna Zadrozny z Oddziału w Krakowie,

Janina Potocka z Oddziału w Krośnie.

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

Podpisanie listu intencyjnego z PGNiG



14 marca został podpisany pomiędzy SITP-NiG i PGNiG list intencyjny dotyczący współpracy w zakresie realizowania inicjatyw i projektów mających na celu rozwój innowacyjności oraz budowania kultury innowacyjności, w tym wspólnego wspierania działalności Polskiego

Komitetu Młodych Profesjonalistów w ramach WPC Young Professionals. W jej ramach zostaną pojęte wspólne prace koncepcyjno-organizacyjne nad utworzeniem internetowej platformy wymiany wiedzy dedykowanej przede wszystkim członkom WPC oraz WPC Young Professionals.

Szczegółowy rodzaj oraz forma współpracy będzie określana każdorazowo na podstawie odrębnych umów dla każdej z propozycji działań zaproponowanych przez SITP-NiG lub PGNiG.

Jolanta Likus

Posiedzenie Zarządu Głównego SITP-NiG



Fot. arch. SITP-NiG

29 marca 2019 r. w Krakowie w siedzibie PGNiG S.A. Oddział RSGO przy ul. I. Łukasiewicza odbyło się XI posiedzenie Zarządu Głównego Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego.

Wzięło w nim udział 17 członków Zarządu oraz przewodniczący Głównej Komisji Rewizyjnej SITP-NiG – Stanisław Józefczyk, dyrektor BZG SITP-NiG – Jolanta Likus, główna księgowa SITP-NiG – Małgorzata Kozdrój a także Dariusz Gradzi z kancelarii AKGK prowadzącej obsługę prawną stowarzyszenia.

Posiedzeniu przewodniczył wiceprezes SITP-NiG – Waldemar Wójcik.

Głównymi zagadnieniami omawianymi na spotkaniu były: sprawozdanie z działalności merytorycznej i finansowej SITP-NiG w roku 2018, zatwierdzenie budżetu na rok 2019, zatwierdzenie zmian w przedmiocie działalności SITP-NiG zgodnie z PKD, omówienie spraw organizacyjnych związanych z XLI NWZD, omówienie i przyjęcie przez ZG propozycji zmian statutu SITP-NiG, nadanie tytułów honorowych SITP-NiG oraz odznak honorowych SITP-NiG i NOT.

Działalność merytoryczną stowarzyszenia w roku 2018 przedstawił sekretarz generalny, Piotr Dziadzio natomiast działalność finansową zaprezentował Krzysztof Knap – skarbnik SITP-NiG. Przewodniczący Głównej Komisji Rewizyjnej Stanisław Józefczyk przedstawił stanowisko i uchwały GKR rekomendujące sprawozdania z działalności w roku 2018 do przyjęcia przez ZG. Zarząd Główny stosownymi uchwałami zatwierdził sprawozdanie merytoryczne za rok 2018 i budżet na rok 2019.

Następnie sekretarz generalny omówił sprawy związane z organizacją XLI NWZD



Fot. arch. SITP-NiG



Fot. arch. SITPNIg

zwoływanego w sprawie zmiany statutu SITPNIg – miejsce, termin oraz porządek obrad i projekt regulaminu Obrad i Ordynacji Wyborczej, które zostały zaakceptowane przez członków ZG. W dyskusji z udziałem adwokata Dariusza Gradziego omówiono projekt zmian w statucie i przyjęto ostateczne zapisy, które zostaną przedstawione podczas Walnego Zjazdu Delegatów.

Zarząd Główny na wnioski Zarządów Oddziałów, pozytywnie zaopiniowane przez Komisję ds. Odznaczeń i Tytułów Honorowych, podjął również uchwały nadające Tytuły i Honorowe Odznaki SITPNIg oraz NOT. Zatwierdzono do przedłożenia XLI NWZD wniosek Oddziału SITPNIg w Warszawie



Fot. arch. SITPNIg

I o nadanie godności Członka Honorowego, czworo członków Oddziału SITPNIg w Poznaniu zostało uhonorowanych godnością Zasłużonego Seniora SITPNIg, przyznano 30 srebrnych, 12 złotych oraz 8 diamentowych Odznak Honorowych SITPNIg. Ponadto Zarząd Główny na wnioski Zarządów Oddziałów SITPNIg w Gdańsku i Poznaniu, pozytywnie zaopiniowane przez Komisję ds. Odznaczeń i Tytułów Honorowych, postanowił wystąpić do Zarządu Głównego FSNT NOT o nadanie 4 srebrnych oraz 3 złotych Odznak Honorowych FSNT NOT.

Jolanta Likus

Patronat SITPNIg Oddział w Krakowie na Targach Edukacyjnych

W dniach 21-23 marca 2019 na terenie EXPO Kraków miała miejsce kolejna edycja Targów Edukacyjnych - Festiwalu Zawodów w Małopolsce.

Wśród licznie reprezentowanych placówek edukacyjnych swoje istotne miejsce na mapie województwa potwierdził jak co roku Zespół Szkół Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa im. prof. Walerego Goetla w Krakowie. Popularna szkoła przy ul. Brzozowej w Krakowie zaprezentowała bogatą ofertę edukacyjną na kierunkach: technik wiertnik, technik urządzeń sanitarnych, technik informatyk, technik ochrony środowiska i technik geolog. Ścisły związek szkoły z przemysłem naftowym i gazowniczym, a także z środowiskiem naukowym Akademii Górniczo-Hutniczej sprawia, iż absolwenci szkoły stanowią naturalne zaplecze kadrowe w branży naftowej i gazowniczej. SITPNIg Oddział w Krakowie wraz z Zakładem Gazowni-



Fot. arch. SITPNIg O/Kraków

czym w Krakowie pragnąc włączyć się w rozwój młodzieży a także promując kształcenie zawodowe tak istotne dla branży objął patronat honorowy nad stoiskiem Zespołu Szkół Polskiego

Górnictwa Naftowego i Gazownictwa im. prof. Walerego Goetla w Krakowie.

Dominik Staśko

39 Zjazd Gazowników



W dniach 14-15 marca br. odbył się w Warszawie 39. Zjazd Gazowników, w 100 rocznicę I Zjazdu Gazowników Polskich, który miał miejsce w kwietniu 1919 r. Wydarzenie to znalazło się w kalendarium oficjalnych obchodów stulecia odzyskania przez Polskę niepodległości. Organizatorami Zjazdu byli: Polskie Zrzeszenie Inżynierów i Techników Sanitarnych (PZITS), Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego (SITP NiG) oraz Izba Gospodarcza Gazownictwa (IGG). Patronat nad wydarzeniem objął minister Energii.

W sesji inauguracyjnej obrady wzięli udział przedstawiciele Międzynarodowej Unii Gazowniczej (International Gas Union, IGU), Luis Bertran, sekretarz generalny IGU oraz David Carroll, prezydent IGU w latach 2015-2018 i członek Komitetu Wykonawczego IGU w latach 2018 – 2021, którzy po raz pierwszy uczestniczyli w spotkaniu polskiego sektora gazowniczego. Polskie firmy gazownicze reprezentowali: Piotr Woźniak, prezes PGNiG SA oraz Artur Zawartko, wiceprezes GAZ-SYSTEM S.A. Otwierający obrady Paweł Stańczak (PZITS, SITP NiG) wraz z prof. Andrzejem Osiadaczem, przewodniczącym Rady Programowej 39 Zjazdu Gazowników, zarysowali krótko historię polskiego gazownictwa i tradycje organizacji zrzeszającej przedstawicieli tego sektora gospodarki.

W pierwszej sesji problemowej, poświęconej „roli gazu w bilansie energetycznym kraju”, referat wprowadzający wygłosił prof. W. Mielczarski (Politechnika Łódzka). Prezentacja wskazała na uwarunkowania kierunków rozwoju polskiego rynku energii, wynikające z regulacji europejskich, ograniczających emisję CO₂. Z jednej strony jest to walka ze smogiem, co wymaga szerokiego zastosowania gazu do wytwarzania ciepła bezpośrednio lub w kogeneracji. Oznacza to konieczność rozbudowania sieci gazowych i ciepłowniczych i rodzi konieczność subsydiowania tej działalności. Z drugiej zaś strony należałoby zastąpić chociaż część dużych elektrowni węglowych elektrowniami gazowymi, nie tylko ze względu na konieczność ograniczenia emisji CO₂, ale także na poprawę elastyczności pracy systemu elektroenergetycznego ze względu na



Wystąpienie Davida Carroll'a podczas sesji plenarnej Kongresu. Fot. Piotr Dziadzio

rosnącą rolę OZE. Konieczność zmniejszenia emisji CO₂ wskazuje na elektrownie gazowe jako alternatywę dla elektrowni węglowych. Ze względu na emisje: elektrownie węgla kamiennego 0,8Mg/MWh, gazowe 0,5 Mg/MWh.

Przy obecnych zasobach i możliwościach pozyskiwania gazu trudno będzie zaspokoić jednocześnie te dwie najbardziej pilne potrzeby. Profesor zwrócił uwagę, że przez rozpoczęty proces dywersyfikacji kierunków dostaw gazu oraz plany budowy Korytarza Północnego, import gazu znacząco wzrasta, niemniej całkowite zastąpienie dużych elektrowni węglowych przez gazowe wymagałoby około 17-20 mld m³ gazu tylko na potrzeby wielkoskalowej elektroenergetyki. Zadanie to będzie bardzo trudno osiągnąć w krótkim czasie. Należy jednak brać pod uwagę, że konieczność osiągnięcia określonego poziomu produkcji energii z OZE powoduje, że niezbędne są moce zapasowe, a do pracy rezerwowej preferowane są technologie o jak najniższym koszcie kapitałowym – elektrownie gazowe. A zatem dla bezpieczeństwa energetycznego Polski konieczny jest rozwój energetyki opartej na gazie ziemnym.

W panelu dyskusyjnym, którego moderatorem był prof. S. Nagy (AGH), wzięli udział: prof. T. Chmielniak (Politechnika Śląska), M. Dziadkiewicz (PGNiG S.A. Oddział Geologii i Eksploatacji), prof. J. Hupka (Politechnika Gdańska), M. Kamiński (EY Polska), dr M. Kwastarz (Politechnika Warszawska), prof. W. Mielczarski (Politechnika Łódzka), H. Mucha (prezes PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.), J. Radomski (Orlen Upstream sp. z o.o.), M. Sienkiewicz (Towarowa Giełda Energii).

Prof. S. Nagy rozpoczął debatę panelową stwierdzeniem, które uważa za kluczowe dla

dyskusji: gaz ziemny jest trwale przejściowym nośnikiem energii w XXI wieku. Wsparł to przedstawieniem wykresu, na którym zarysowano spadek znaczenia paliw stałych, spadku produkcji energii z węgla, spadku produkcji ropy naftowej i wzrost roli gazu ziemnego, a na końcu tej linii wzrostu znaczenia gazu pojawia się wodór, a to oznacza, że gaz może być źródłem generacji wodoru w energetyce przyszłości. Profesor zwrócił uwagę rozbieżności wielu prognoz w zakresie popytu na gaz, ale ze względu na coraz wyższą konsumpcję energii, mimo energooszczędności, zapotrzebowanie na gaz będzie rosło, w porównaniu ze wszystkimi innymi nośnikami energii. Pierwszy głos w dyskusji należał do H. Muchy (PGNiG Obrót Detaliczny), który potwierdził, obserwując polski rynek, że wyraźnie widać tendencję wzrostową, w roku 2016 – 16 mld m³, w 2017 – 17,7 mld m³, rok ubiegły pewnie znowu podniesie ten wynik. Zapotrzebowanie płynące z gospodarki wzrasta z kwartału na kwartał. Odnosząc się do niepokoju, że nie sprostamy zapotrzebowaniu stwierdził, że rozbudowa terminala w Świnoujściu oraz Baltic Pipe, już w 2022 roku zapewnią zaspokojenie tego rosnącego popytu. Musimy brać pod uwagę, dodał mówca, że rośnie świadomość społeczna w zakresie ekologii, a wspiera ją uruchomiony program rządowy „czyste powietrze”, a zatem przybywać będzie gospodarstw domowych zainteresowanych „błękitnym paliwem”. Wsparcia dla tego spokojnego spojrzenia w przyszłość udzielił M. Sienkiewicz (Towarowa Giełda Energii) wskazując, że analizy rynku gazu, w tym także LNG, który coraz bardziej waży także Polskę, pozwalają nie tylko na zaspokojenie potrzeb, ale także na planowanie



Wystąpienie Pawła Stańcaka – przewodniczącego Komitetu Organizacyjnego Zjazdu. Fot. Piotr Dziadzio

naszego uczestnictwa w europejskim rynku, na przykład poprzez budowę huba gazowego.

Prof. T. Chmielniak (Politechnika Śląska) zabierając głos w dyskusji podkreślił, że nie możemy pozostawać przy energetyce węglowej, bo po prostu zaczyna brakować węgla, więc budowa nowych bloków w tej technologii jest nieracjonalna. Sytuacja byłaby jeszcze gorsza, gdyby nie ograniczenie energochłonności polskiego PKB, przemysł dokonał olbrzymiego postępu w zakresie ograniczenia emisji CO₂. Ale rezerwy wyczerpują się i nie ma alternatywy dla technologii opartych na gazie. Do tej kwestii nawiązała dr inż. M. Kwętarz (Politechnika Warszawska) zwracając uwagę, że w analizach dotyczących rynku energii w kontekście ochrony klimatu, nie możemy pominąć ciepłownictwa. Dzisiaj ciepłownictwo systemowe tylko 6,5% swego potencjału opiera na gazie ziemnym, ale jego potencjał rozwoju, szczególnie wysokosprawnej kogeneracji, jest olbrzymi, sięgający w prognozach 3-5 mld m³ gazu. Prof. J. Hupka (Politechnika Gdańska) dodał, że warto także pamiętać o biogazie, jeśli jest spalany w silnikach w kogeneracji, a jeśli jeszcze jest gazem ze składowisk odpadów, to jest jeszcze lepiej. Niemniej w bilansie gazu, możemy liczyć na niespełna mld m³. Znacznie bardziej możemy liczyć na krajowe zasoby eksploatowane przez GK PGNiG SA, o czym mówił M. Dziadkiewicz (PGNiG S.A. Oddział Geologii i Eksploatacji). Opisał skalę poszukiwań złóż, zakres ich eksploatacji i wydobywania na poziomie 4,3 mld m³. Badania sejsmiczne i prace wiertnicze są ważne, bo są nowe odkrycia, baza zasobowa jest odnawiana. J. Radomski (Orlen Upstream sp. z o.o.) potwierdził, że poszukiwania są konieczne, bo nowe technologie pozwalają na poszukiwania na coraz trudniejszych obszarach i coraz większych głębokościach. Dzięki naszym działaniom – w większo-

ści wspólnym z PGNiG SA – jednak około 30 proc. zapotrzebowania pochodzi z rodzimych źródeł, co jest sytuacją unikalną w Europie. Nawiązał do tej kwestii M. Kamiński (EY Polska) podkreślając ogromny rozwój polskiego rynku gazu w ostatnich kilkunastu latach, rozwoju instytucji rynkowych, infrastruktury, możliwości importowych. Bez tego nie dyskutowalibyśmy dzisiaj o potencjale wzrostu zapotrzebowania na gaz. Na dzisiaj i na jutro dla polskiego rynku gazu najważniejsze są trzy rzeczy, które się stały: pierwsza – połączenia międzysystemowe, istniejące i planowane interkonektory. Druga – to magazynowanie gazu. Mamy ponad 3 mld m³ pojemności, co absolutnie daje nam duże bezpieczeństwo infrastrukturalne i trzecia rzecz, kontraktowe możliwości dostaw, praktycznie nieograniczone. To wszystko pozwala ze spokojem planować rozwój polskiego rynku. Wyzwaniem natomiast jest konieczność rozbudowy systemu przesyłowego, a przede wszystkim systemu dystrybucyjnego. Wzmocnienie tego systemu jest trudne, ale konieczne.

Drugi panel dyskusyjny poświęcony był problemowi „rozbudowy krajowego systemu transportu gazu w przesyśle i dystrybucji”. Wprowadzeniem do dyskusji była prezentacja Sławomira Sieradzkiego (GAZ-SYSTEM S.A.) oraz Mariusza Koniecznego (Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.).

Sławomir Sieradzki przedstawił strategię rozwoju GAZ-SYSTEMU, opartą na 10-letnich planach rozwoju, przygotowywanych co dwa lata, a dane do tego dokumentu są na bieżąco aktualizowane poprzez kontakt z rynkiem. Pojawiają się zatem nowe projekty, nowe średnice. Dwie najważniejsze przesłanki to rozwój sieci przesyłowych oraz integracja rynków poprzez połączenia międzysystemowe. Na pierwszej sesji zjazdu padło pytanie, czy system przesyłowy sprostą rosnącemu zapotrzebowaniu na gaz. Odpowiedź dyrektora wskazywała, że po roku 2022 na punktach wejścia do krajowego systemu będzie 52 mld m³. Rozbudowa tych połączeń jest w trakcie realizacji, w konsultacji z sąsiadami, a kolejne wejścia do tego systemu



Wystąpienie Piotra Woźniaka – prezesa PGNiG, prezesa SITPNiG. Fot. Piotr Dziadzio

będą wynikiem tych konsultacji. Struktura systemu pozwala na pełną dywersyfikację i bezpieczeństwo dostaw. Na potrzeby planu opracowano dwa warianty prognozy zapotrzebowania na usługę przesyłową: (1) wariant umiarkowanego wzrostu, określony na podstawie zawartych umów przesyłowych, uwzględniający podpisane umowy o przyłączenie dla nowych bloków parowo-gazowych przyłączanych bezpośrednio do krajowego systemu przesyłowego oraz (2) wariant optymalnego rozwoju uwzględniający dodatkowo zwiększenie zapotrzebowania wynikające ze złożonych wniosków o wydanie warunków przyłączenia, wydanych warunków o przyłączenie. Kolejny element planu rozwoju to rozbudowa terminala LNG, rozbudowa SCV zwiększających nominalną moc regazyfikacyjną terminalu do 7,5 mld Nm³/rocznie, budowa drugiego nabrzeża, która umożliwi załadunek i rozładunek zbiornikowców, przeładunek LNG oraz załadunek jednostek bunkrujących LNG i usługę bunkrowania, budowa bocznicy kolejowej, rozszerzającej zakres świadczonych usług o możliwość załadunku kontenerów ISO i cystern kolejowych i wreszcie budowa trzeciego zbiornika.

Mariusz Konieczny (Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.) nawiązał do prezentacji na temat rozwoju sieci przesyłowych podkreślając, że planowane przepustowości systemu wymagają rozbudowy dużych gazociągów dystrybucyjnych, bo bez nich rozesłanie po kraju takiego wolumenu byłoby niemożliwe. Dlatego obie jednostki starają się wspólnie integrować systemy. Dyrektor podkreślił, że obie jednostki nieustannie się spotykają się, konsultują projekty a w ostatnim okresie ta współpraca zaczyna się coraz lepiej układać. System dystrybucyjny działa we współpracy z lokalnymi społecznościami i plany rozwoju muszą odpowiadać na ich potrzeby. Na tej podstawie PSG opracowało plan rozwoju sieci dystrybucyjnej w perspektywie pięcioletniej oraz plan inwestycyjny obejmujący trzyletnią perspektywę. Dokonano również weryfikacji średniej wielkości źródeł ciepła (dyrektywa MCP) w relacji do sieci. W październiku ub. roku został ogłoszony program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową w Polsce w latach 2018-2022, pozwalający PSG dokonać pewnego skoku w poziomie gazyfikacji kraju – zgazyfikować dodatkowo 300 gmin, położonych na terenach aktualnych „białych plam” gazownictwa. Dla średnich źródeł ciepła wzrost zapotrzebowania szacowany jest na poziomie 4,5 mld m³. Dyrektor wspominał również, że budowane są kompetencje w zakresie technologii LNG, intensywnie rozwijany jest ten program i do końca bieżącego roku będzie to już kilkadziesiąt dużych stacji LNG i duży segment małych stacji, stosunkowo tanich i przy ich użyciu pregazyfikować i gazyfikować kolejne gminy. Opracowany jest także program budowy dużych stacji LNG



Prof. Władysław Mielczarski (Politechnika Łódzka). Podczas wystąpienia o roli gazu w bilansie energetycznym kraju. Fot. Piotr Dziadzio

jako dosilenie punktów wejścia do systemu dystrybucyjnego. Tylko dzięki rozbudowie systemu dystrybucyjnego jest możliwy wzrost udziału ziemnego w bilansie energetycznym kraju.

Moderatorem panelu dyskusyjnego był prof. Andrzej Osiadacz (Politechnika Warszawska), a wzięli w nim udział: prof. Maciej Chaczykowski (Politechnika Warszawska), Paweł Dobrowolski (PWC Advisory sp. z o.o. sp.k.), Piotr Dworak (EuRoPol GAZ S.A.), Krzysztof Hnatio (prezes Gas Storage Poland sp. z o.o.), Sławomir Sieradzki (GAZ-SYSTEM S.A.), prof. Jerzy Stopa (Akademia Górniczo-Hutnicza), Marian Żołniak (Prezes PSG sp. z o.o.).

Rozpoczynając debatę prof. Osiadacz odwołał się do historii, która pokazuje, że „białe plamy” polskiego gazownictwa to efekt nieopłacalności tych inwestycji z powodu niskiego zapotrzebowania. Czy dzisiaj to się zmieniło? Głos zabrał Marian Żołniak (prezes PSG sp. z o.o.) podkreślając, że spółka jest nie tylko największym operatorem gazu w Polsce, ale w całej Europie. I najbardziej efektywnym. Odpowiadając na pytanie – tak, rośnie zapotrzebowanie na gaz ziemny, rozwija się przemysł, gospodarstwa domowe też nie traktują już gazu jako luksus, a plan gazyfikacji PSG zakłada, że 90 proc. ludności będzie miało do niego dostęp, na terenach obejmujących 5 proc. obszaru kraju. Te historyczne „białe plamy” będą zniknąć. Prezes wskazał również pewien kontekst sytuacji PSG jako inwestora. Polska obok Albanii, Serbii, Gruzji i Ukrainy ma jednoroczną taryfę. Natomiast Wlk. Brytanii taryfa jest ustalana na osiem lat, Włochy i Hiszpania - sześć, pozostałe kraje europejskie - od 4 do 5 lat. Konieczna jest zmiana w tym zakresie, jeżeli spółka ma dalej rozwijać inwestycje. PSG stara się o przynajmniej trzyletni okres taryfowy, by zwiększyć bezpieczeństwo swoich inwestycji. Przy założeniu, że system rozbudowany będzie zgodnie z planem spółki o blisko 6000 km i do tego dojdzie 1000 km z nadzwyczajnego planu rządowego do 2022

roku, to czasu nie pozostało wiele. Prezes nie wie czy to się uda, biorąc pod uwagę gigantyczne bariery, m.in. brak specustawy. Stan jest taki, że po dziesięciu latach projektowania udało się zaprojektować kilkadziesiąt kilometrów gazociągu wysokiego ciśnienia. Przyjęliśmy program Natura 2000, ale zachód cały już wcześniej zbudował swoją infrastrukturę. Lasy Państwowe to kolejny trudny obszar dla inwestycji liniowych. Bez nowego prawa inwestycyjno-budowlanego nie zrealizujemy naszego planu inwestycji. Jeśli zmienimy prawo, kilometr gazociągu nie będzie kosztował kilkuset tysięcy, a dużo mniej, wszyscy na tym skorzystamy. Gazyfikacja wyspowa jest na niektórych terenach korzystna, ale bez sieci się nie obejdzie. Jeżeli jest duży odbiorca stacja wyspowa nie wystarczy. Jeśli nie będziemy mieli własnej ustawy terminalowej, nie zgazyfikujemy kraju w planowanym okresie.

Kolejny temat debaty dotyczył roli magazynów gazu w systemie gazownictwa. Prof. Jerzy Stopa (AGH) zwrócił uwagę, że kiedyś ich rola była prosta – służyły do wyrównywania wahań w zużyciu gazu w celu optymalizacji funkcjonowania infrastruktury przesyłowej. Druga funkcja to kwestia bezpieczeństwa energetycznego, czyli funkcja gromadzenia rezerw strategicznych. Taka sytuacja trwała do 2009 roku, gdy został uchwalony tzw. III pakiet liberalizacyjny, który miał ogromny wpływ na funkcjonowanie całej infrastruktury gazowej, w tym magazynów. Faktycznie wymyślono wówczas administracyjnie wolny rynek gazu w Europie. W moim przekonaniu to nie może być skutecznie i wielu przypadkach źle się to kończyło. Od dziesięciu lat jestem członkiem komitetu ds. podziemnych magazynów gazu Międzynarodowej Unii Gazowniczej. Mogę powiedzieć, że oceny na temat sensu i skutków administracyjnej liberalizacji dzielą się na dwie sfery, oficjalną i kuliarną i różnią się diametralnie. Nie znam przypadku, by przedstawiciele firm gazowniczych

wypowiedzieli się na ten temat pozytywnie. Początkowo wydawało się, że pomysł nie jest zły, bo wykorzystywano różnice cen gazu w okresach zima-lato czyli słynne spready, które wówczas wynosiły około 20 EUR za MWh, więc wydawało się, że świetnie sfinansują działanie komercyjne magazynów. Ale w ostatnich latach sytuacja na całym rynku gazu zmieniła się, głównie za sprawą pojawienia się możliwości transportu i pojawił się rynek LNG ze Stanów Zjednoczonych. Skutek jest taki, że wspomniane spready zaczynają zanikać i w tej chwili wynoszą ok. 2 EUR za MWh, co nawet nie bardzo pokrywa koszty transportu gazu, nie mówiąc już o kosztach magazynowania. Funkcjonowanie magazynów jako biznesu jest kwestionowane i pojawiają się głosy, czy one w ogóle są potrzebne. W tej kwestii prof. Osiadacz dopowiedział, że magazyn gazu jest tym bardziej potrzebny im gorzej jest zaprojektowany system i mniejszą ma akumulacyjność, im większa jest rozpiętość między poborem zimą i latem. W systemach zrównoważonego poboru i przy systemie o dużej przepustowości, magazyn jest mniej potrzebny. Do dyskusji włączył się Krzysztof Hnatio (prezes Gas Storage Poland sp. z o.o.), polskiego operatora systemu magazynów gazu. Stwierdził na wstępie, że magazyny gazu są potrzebne w Polsce, ponieważ obserwujemy zapotrzebowanie na moce szczytowe nie tylko zimowe, ale również w lecie i to jest kwestia bezpieczeństwa energetycznego. W sytuacji kryzysowej musi istnieć możliwość podania do systemu niezbędnej ilości paliwa. Musimy obserwować, co się dzieje w Europie, tak planuje się kolejne magazyny kawernowe, bo otwierają możliwości magazynowania węglowodorów. Taki jest dzisiaj trend na świecie, by przewidzieć możliwość magazynowania wodoru. My także rozważamy nowe inwestycje, na przykład Mogilno z podwojoną pojemnością. Ale wszyscy muszą mieć świadomość, że nowe pojemności nie powstaną z dnia na dzień, rozbudowa kawerny wymaga czasu i to w planowaniu musimy przewidzieć. Ostatni element polskiego systemu gazowniczego – gazociąg jamalski, zaprezentował Piotr Dworak (EuRoPol GAZ S.A.), wskazując na jego znaczenie w kontekście zmian na rynku gazu w Polsce i otoczeniu zagranicznym, w tym także pojawienia się rynku LNG. Przewidywany duży wzrost importu gazu sprawia, że coraz częściej pojawia się temat możliwości powstania huba gazowego. Paweł Dobrowolski (PWC Advisory sp. z o.o. sp. k.) zwrócił uwagę, że hub to jest takie miejsce, gdzie pojawiają się duże ilości gazu, traderzy mogą nim handlować. By powstał hub, muszą być spełnione co najmniej trzy warunki. Podstawa to odpowiednia infrastruktura, odpowiednia przepustowość na wejściu do systemu, możliwość dostarczenia gazu z różnych kierunków, przynajmniej trzykrotnie przewyższająca

zużycie krajowe. To także możliwość przesłania przez kraj takiej ilości jak również magazynowania w odpowiednich pojemnościach. Ten hub będzie możliwy, jak ta konieczna infrastruktura będzie już zrealizowana. Drugi warunek o są kwestie regulacyjne, czyli wprowadzenie zasady TPA, taryfy, bilansowanie dzienne, to jest konieczne. I trzeci warunek to jest obszar handlowy. Musi być podaż, musi być popyt, muszą być traderzy, muszą być odpowiednie wolumeny, musi być odpowiednia płynność i tym obszarze widać największe zagrożenie dla projektu huba. Liczba traderów na rynku się zmniejszyła, wolumeny nie rosną odpowiednio. Ustawa o zapasach obowiązkowych na pewno nie sprzyja powstaniu huba. Brakuje też platformy handlu OTC, platforma wystandaryzowanego handlu, standaryzacja kontraktów są konieczne. No i trzeba brać pod uwagę, co się dzieje na rynkach ościennych, gdzie dokonuje się konsolidacja rynków. A na koniec trzeba jeszcze dodać, że póki mamy złote, istnieje ryzyko kursu walutowego dla traderów zagranicznych.

Na jeszcze jedną funkcję systemu gazowniczego wskazał prof. Maciej Chaczykowski (Politechnika Warszawska), podejmując zagadnienie wykorzystania sieci gazowych do magazynowania energii elektrycznej. Mówiąc o tym mamy na myśli technologię „Power to gas”, bardzo ważny projekt badawczy, sprawdzany na świecie w ponad 140 instalacjach pilotażowych. Skąd pomysł na magazynowanie? Coraz większa presja na odnawialne źródła energii, a więc energii nierównomiernie dostarczanej do systemu, trzeba zapewnić odpowiednie pojemności magazynowe rzędu terawatogodzin, skoro na przykład prognozy niemieckie mówią o 80 proc. energii dostarczanej z OZE. Przy takich ilościach mamy tylko dwie opcje, jeśli chodzi o magazynowanie: chodzi o elektrownie szczytowo-pompowe i energię chemiczną paliw. Wykorzystanie akumulacyjności systemu gazowniczego jest nową funkcjonalnością systemu i nową usługą. W tym kierunku zmierzają bardzo poważne prace badawcze.

Trzeci panel dyskusyjny poświęcony był innowacyjności w polskim gazownictwie. Prezentacji wprowadzającej do dyskusji dokonała Joanna Podgórska (PGNiG S.A.). Moderatorem panelu był prof. Tadeusz Chmielniak (Politechnika Śląska), a uczestniczyli w nim: Wioletta Czemieli-Grzybowska (Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.), dr inż. Jacek Jaworski (Instytut Nafty i Gazu - PIB), Aneta Korda – Burza (GAZ – SYSTEM S.A.), Tomasz Kosik (Emerson Process Management sp. z o.o.), prof. Janusz Kotowicz (Politechnika Śląska), Joanna Podgórska (PGNiG S.A.), prof. Stanisław Nagy (Akademia Górniczo-Hutnicza) oraz prof. Mateusz Turkowski (Politechnika Warszawska).

Prezentacja wprowadzająca pokazała polską pozycję w rankingach światowych gospodarek,

gdzie ze swoim 1% przeznaczonym B+R sytuujemy się na 39 miejscu, a wśród innowatorów UE zajmujemy czwarte od końca miejsce. Nakłady na działalność zdominowane są przez największe przedsiębiorstwa przemysłowe (ponad 60%). Pozytywne jest jednak to, że jesteśmy w czołówce krajów przyjaznych startupom. Na krajowym rynku liderem innowacyjności jest GK PGNiG SA (1 mld zł) a struktura portfela jest taka, że 69% przypada na innowacje, a 31% na B+R. Największy program badawczo-rozwojowy w historii PGNiG SA znajduje się w fazie realizacji, wiele projektów zostało zainicjowanych, trwają przygotowania do uruchomienia kolejnych, w tym w zakresie technologii wodorowych.

Debate panelowa skoncentrowana była na analizie progów i barier dla innowacji, szczególnie, że przed sektorem gazowniczym stoi wielkie wyzwanie sprostania dokonującej rewolucji technologicznej, w tym perspektywa rozwoju technologii wodorowych. Niemniej jednak debata rozpoczęła się od ogólnej konstatacji (prof. S. Nagy), że dla innowacyjności w gazownictwie konieczne jest dowartościowanie gazu ziemnego w bilansie energetycznym kraju, bo silna ekonomicznie branża jest bardziej gotowa do podejmowania programów wdrażania innowacyjności. Drugą ważną konstatacją (prof. Tadeusz Chmielniak) było stwierdzenie, że konieczne jest wnikliwe przeanalizowanie różnych funkcjonujących programów badawczych, ich strukturę organizacyjną i postawić pytanie: czy system programów badawczych, który obecnie funkcjonuje jest wystarczający, czy doświadczenia z formułowania programów badawczych są tylko pozytywne, czy w niektórych przypadkach nie należałoby zweryfikować formuły tworzenia i realizacji niektórych programów. Ważnym akcentem dyskusji było wskazanie, że konieczna jest zmiana modelu oceny projektów realizowanych na uczelniach i instytutach naukowych, odejście od nagradzania za indeksy, a nagradzanie za wdrożenia. Dyskutanci wyraźnie koncentrowali się na warunkach systemowych rozwoju polskiej innowacyjności, także w gazownictwie.

Na zakończenie 39. Zjazdu Gazowników, uczestnicy otrzymali ankietę, wyniki której pozwolą organizatorom dokonać podsumowania zjazdu, wniosków i postulatów ważnych dla przyszłości sektora gazowniczego w Polsce.

Opracował: Adam Cymer

Partnerami wydarzenia byli:
Partnerzy Strategiczni: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG), Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.
Partnerzy Główni: Emerson Process Management Sp. z o.o. oraz PKN Orlen.

GAZ-SYSTEM na PCI Energy Days w Brukseli



Fot. arch. GAZ-SYSTEM S.A.

PCI Energy Days to forum zorganizowane przez Komisję Europejską, które w jednym miejscu zgromadziło przedstawicieli czołowych europejskich firm energetycznych, realizujących projekty infrastrukturalne, posiadające status PCI (ang. Projects of Common Interest – Projekty Wspólnego Zainteresowania).

Celem konferencji, która odbyła się 19-20 marca 2019 r. w Brukseli, była wymiana wiedzy i doświadczeń pomiędzy promotorami projektów, decydentami i środowiskiem eksperckim w zakresie budowania transeuropejskiej infrastruktury energetycznej. GAZ-SYSTEM także zaprezentował realizowane przez spółkę projekty PCI.

Projekty PCI to kluczowe transgraniczne inwestycje infrastrukturalne, łączące systemy energetyczne krajów Unii Europejskiej. Mają one przyczynić się do osiągnięcia celów polityki energetycznej UE, w tym przystępnej cenowo, bezpiecznej oraz zrównoważonej energii dla wszystkich obywateli.

Otrzymanie statusu PCI umożliwia zastosowanie najlepszych praktyk na etapie przedinwestycyjnym, w tym przede wszystkim wykorzystanie specjalnych procedur administracyjnych i pozwoleń. Przy spełnieniu dodatkowych wymagań inwestorzy projektów mogą również ubiegać się o przyznanie dofinansowania w ramach instrumentu Connecting Europe Facility z perspektywy budżetowej Unii Europejskiej przypadającej na lata 2014-2020.

Na obecnie obowiązującej liście projektów PCI, opublikowanej 24 listopada 2017 r., projekty Grupy Kapitałowej GAZ-SYSTEM uzyskały status priorytetowy w ramach dwóch gazowych inicjatyw regionalnych. Są to: „Plan działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu (BEMIP)” oraz „Gazo-

we połączenia międzysystemowe Północ-Południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej”.

W zakres BEMIP wchodzi inwestycje, takie jak budowa gazociągu Baltic Pipe, budowa połączenia gazowego z Litwą oraz rozbudowa Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. W ramach drugiej inicjatywy na liście znalazły się m.in.: połączenia międzysystemowe Polska-Słowacja wraz ze wschodnią nitką korytarza Północ-Południe w Polsce oraz Polska-Czechy z zachodnią nitką korytarza Północ-Południe w naszym kraju.

Inwestycje GAZ-SYSTEM w nowoczesną infrastrukturę gazową to kluczowy element zapewnienia Polsce niezależności i bezpieczeństwa energetycznego. Realizacja tych projektów jest istotna dla rozwoju rynku gazu nie tylko w Polsce, ale także w regionie Europy Środkowo-Wschodniej oraz Morza Bałtyckiego. Przyczyni się też do zniesienia barier w handlu energią w Unii Europejskiej, a tym samym do powstania wspólnego rynku energii

UE, obejmującego otwarte i konkurencyjne rynki państw członkowskich.

Organizatorem PCI Energy Days była Dykacja Generalna ds. Energii Komisji Europejskiej. Było to pierwsze z planowanej serii tego typu wydarzeń, których celem jest stworzenie platformy wymiany wiedzy i doświadczeń pomiędzy promotorami projektów, decydentami i środowiskiem eksperckim.

Na dwudniowe wydarzenie złożyły się część konferencyjna i wystawiennicza. Podczas paneli dyskusyjnych przedstawiciele firm, Komisji Europejskiej, administracji unijnej oraz administracji rządowej krajów UE, specjaliści i eksperci dyskutowali m.in.: na temat dobrych praktyk w realizacji międzynarodowych projektów, aspektów środowiskowych tego typu inwestycji i ich roli w zabezpieczeniu dostaw surowców. Wśród wystawców znalazły się firmy z całej Europy, m.in.: ze Słowacji, Litwy, Łotwy, Bułgarii, Estonii, Chorwacji, Słowenii, Danii, Finlandii, Szwecji, Wielkiej Brytanii, Irlandii, Holandii, Hiszpanii, Francji czy Grecji.

Podczas PCI Energy Days podpisana została deklaracja Marine Grid Declaration. W uroczystości podpisania dokumentu uczestniczył Miguel Arias Cañete, komisarz UE ds. działań w dziedzinie klimatu i energii. Deklaracja została przygotowana przez stowarzyszenie Renewables Grid Initiative i określa zestaw zasad dotyczących rozwoju przesyłowych sieci morskich. Deklaracja wspiera i promuje odpowiednią ochronę środowiska morskiego, zobowiązanie do wczesnego i aktywnego zaangażowania interesariuszy, a także skutecznej wymiany wiedzy i najlepszych praktyk w trakcie realizacji inwestycji.

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



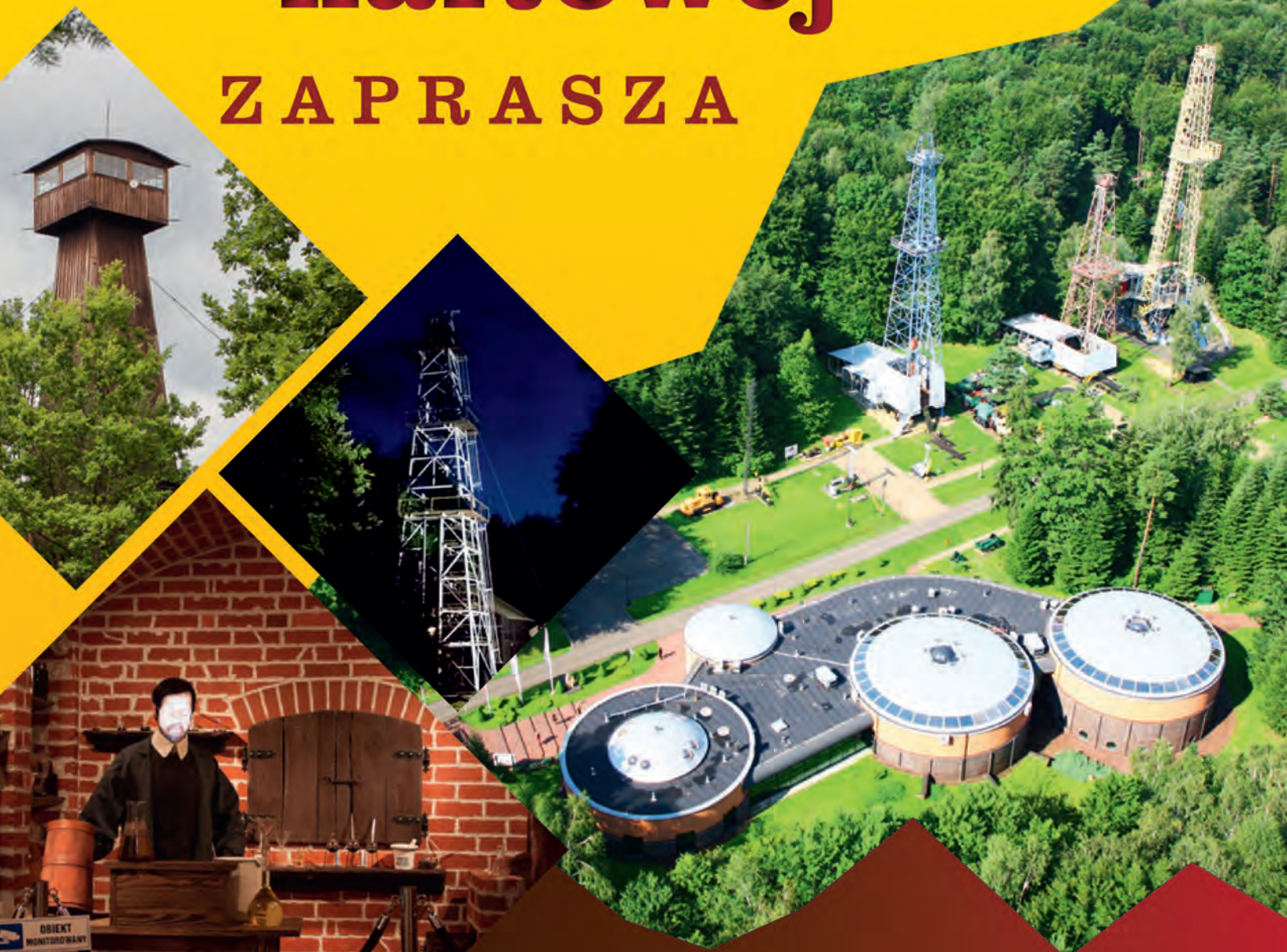
Fot. arch. GAZ-SYSTEM S.A.

BÓBRKA



Najstarsza na świecie kopalnia ropy naftowej

ZAPRASZA



Bóbrka, ul. Kopalniana 35

38-458 Chorkówka

tel. 13 43 33 478

muzeum@bobrka.pl

www.bobrka.pl

GAZTERM XXII 2019 KONFERENCJA

***Bałtycki szczyt gazowy.
Integracja rynków gazu
w regionie bałtyckim.***

6-9 MAJA 2019

MIEDZYDROJE, HOTEL AMBER BALTIC

PATRONAT HONOROWY
PREZYDENTA RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
ANDRZEJA DUDY



PREZYDENT.PL

PARTNER GŁÓWNY KONFERENCJI



BRANŻOWY PARTNER KONFERENCJI



PARTNER MERYTORYCZNY KONFERENCJI



PARTNER KONFERENCJI



ORGANIZATOR

studio | 4u

PATRON MEDIALNY



www.gazterm.pl

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