NR 6 (248)
czerwiec
2019 r.
miesięcznik
Rok XXII
ISSN-1505-523X
15,75 w tym 5%VAT

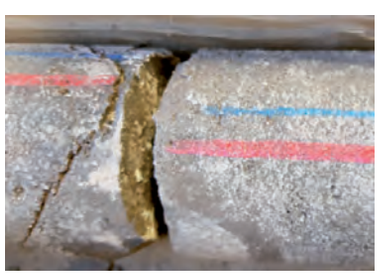
Wiadomości NAFTOWE I GAZOWNICZE

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

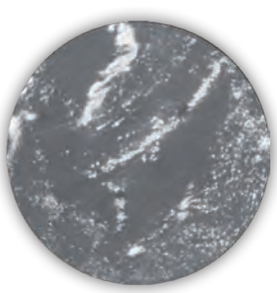
NOWOCZESNE STANOWISKO DO BADAŃ METODĄ TOMOGRAFII KOMPUTEROWEJ

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy dysponuje jedynym tej klasy, w Europie Środkowo-Wschodniej, przewoźnym tomografem komputerowym RXCT (Rotating X-ray CT) firmy Geotek, umożliwiającym pomiary na całych rdzeniach wiertniczych. Tomografia komputerowa (CT) jest nieniszczącą metodą, pozwalającą na wizualizację wewnętrznej struktury badanego obiektu. Zastosowanie nowoczesnego urządzenia RXCT, zoptymalizowanego do badania skał, gwarantuje uzyskanie wysokiej jakości szczegółowego obrazu sedymentologicznego i strukturalnego rdzenia wiertniczego, zarówno w warunkach laboratoryjnych, jak i polowych.

Tomograf medyczny
(woksel – 0,17 × 0,17 × 0,6 mm³)



RXCT (Rotating X-ray CT)
(woksel – 0,07 × 0,07 × 0,07 mm³)



ZASTOSOWANIE TOMOGRAFII KOMPUTEROWEJ W GEOLOGII I GEOFIZYCE

- archiwizacja pełnej informacji geologicznej zawartej w materiale rdzeniowym przed przecięciem rdzenia i pobraniem prób,
- uzupełnienie opisu makroskopowego dzięki odwzorowaniu na obrazie CT niewidocznych w rdzeniu struktur sedymentacyjnych,
- wskazanie miejsc poboru reprezentatywnych próbek,
- generowanie syntetycznych profilowań zmian porowatości i gęstości wzdłuż badanego rdzenia,
- obrazowanie porowatości i szczelinowatości w skałach oraz szacowanie wielkości porowatości pochodzącej odpowiedniood porów, kawern lub szczelin,
- dowiązanie miary wiertniczej do geofizycznej,
- orientacja rdzenia wiertniczego poprzez zestawienie obrazów CT z obrazami mikroopornościowymi ściany otworu (skaner elektryczny).

SPECYFIKACJA TOMOGRAFU KOMPUTEROWEGO RXCT FIRMY GEOTEK

- lampa rentgenowska 65 W, Thermo Kevex Microfocus,
- napięcie źródła – 45 kV – 130 kV,
- detektor 1920 x 1536 px, flat-panel,
- rozdzielczość obrazów 40–300 µm,
- możliwość wykonania pomiarów próbek o średnicy do 15 cm oraz długości do 1,5 m.

KONTAKT

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
Zakład Geofizyki Wiertniczej | Kierownik: dr inż. Marek Dohnalik
Adres: ul. Bagrowa 1, 30-733 Kraków | Tel.: 12 650 67 70 | E-mail: marek.dohnalik@inig.pl

Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

W tym wprowadzeniu do czerwcowego wydania chciałbym się podzielić z Wami pewną refleksją po udziale w 6 Forum Młodzieży, które miało miejsce w Sankt Petersburgu pod koniec miesiąca. Zresztą pełniejsza relacja z tego wydarzenia znajduje się w Biuletynie Informacyjnym ZG.

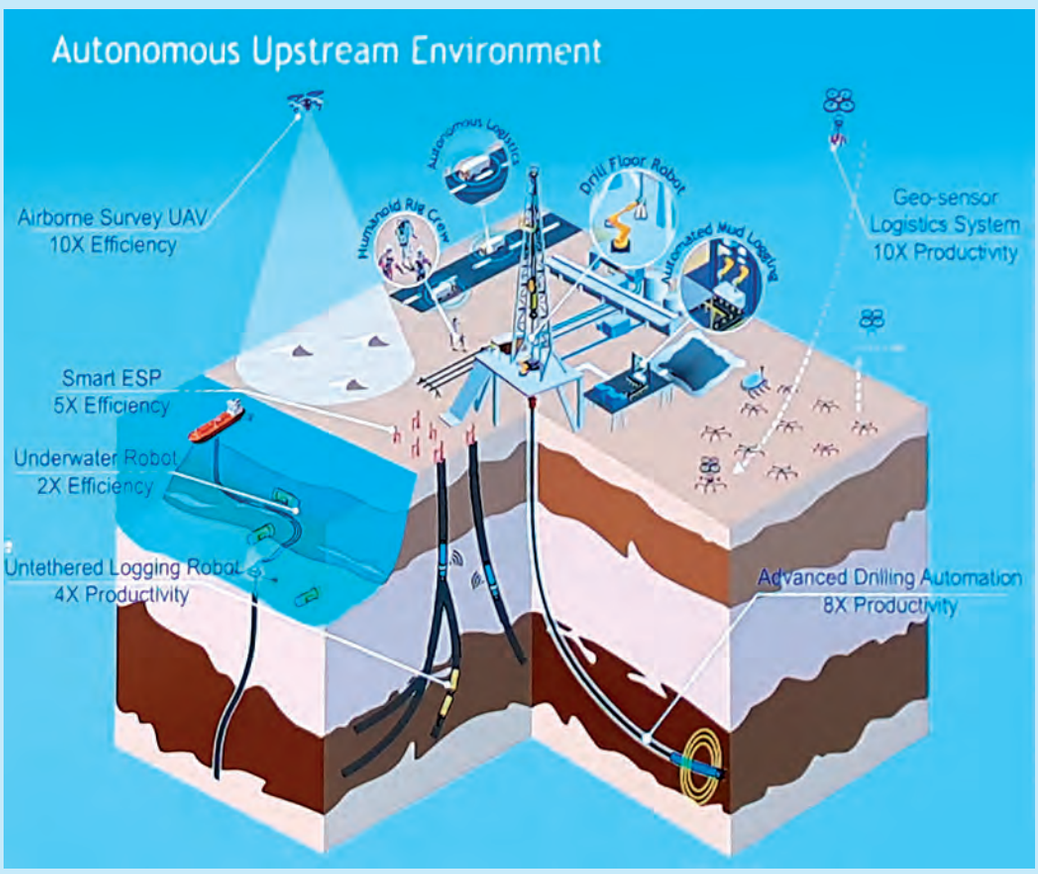
Refleksja ta wybiega trochę w przyszłość, ale dotyczy sektora energetycznego, w skład którego oczywiście wchodzi branża ropy i gazu i znaczenia człowieka w transformacji, która w tym sektorze następuje.

Słuchając wystąpień szeregu przedstawicieli największych firm naftowych, w wielu z nich przewijały się aspekty innowacyjności, cyfryzacji i sztucznej inteligencji, które to zdominują sektor energetyczny w niedalekiej przyszłości oraz kwestia mądrego i odpowiedzialnego zarządzania tymi zmianami, dodatkowo w warunkach zrównoważonego rozwoju. Dużo ważnych słów, z którymi dopiero co się oswajamy, ale które stopniowo zmieniają obraz przemysłu energetycznego na świecie.

Dla przykładu rozwinę jedną ze wspomnianych wyżej kwestii, z wystąpienia dr Mustafy AlAl'ego – dyrektora generalnego firmy Aramco Innovations. Pokazał on na jednym ze slajdów (poniżej) jak wzrasta efektywności przy wzroście cyfryzacji i wykorzystania sztucznej inteligencji i jak może wyglądać niedaleka przyszłość.

Refleksja, o której wspomniałem dotyczy pozycji „człowieka" w tej transformacji. Jak efektywnie, i na jaką skalę przy prognozowanym wzroście demograficznym (do roku 2050 ma nas być ok. 10 mld) na świecie inteligencja i praca człowieka będzie wykorzystywana i w jakim zakresie? Niewątpliwie będziemy potrzebowali więcej energii i efektywność zarówno w poszukiwaniach nowych zasobów, czy nowych źródeł energii i zarządzaniu nimi będzie musiała ulec zmianie, czy jednak na korzyść ludzi?

Odpowiedz na to pytanie pozostawiam każdemu z Was, a równocześnie zachęcam do przyjrzenia się poniższemu rysunkowi, który pokazuje zmiany zachodzące w jednym z obszarów naszej działalności, czyli poszukiwaniach złóż węglowodorów.



SPIS TREŚCI.

NAUKA I TECHNIKA.

- Procedury i wytyczne planowania, zapuszczania i cementowania rur traconych typu LINER. Część 2 4
- Możliwości poprawy procesu spalania i ograniczenia emisji w aspekcie konkluzji BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania 11

ENERGIA GEOTERMALNA.

- Program „Polska Geotermia Plus" 14

WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.

- PGNiG zakupi o 1,5 mln ton rocznie więcej LNG od Venture Global LNG 15

- PGNiG bliżej rozpoczęcia produkcji gazu z norweskiego złoża Ærfugl 16
- Grupa PGNiG liderem innowacji w obszarze poszukiwań ropy naftowej i gazu ziemnego 17

- V Konkurs „Bezpieczny Oddział" 18
- Krwiodawczy challenge 19

- „Kraj nad Wisłą" w Otwartych Działaniach Twórczych 20

KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- PGNiG kupiło udziały w kolejnym złożu w Norwegii 21
- Gazociąg Balticconnector 21
- Wsparcie API i IOGP dla eksportu LNG z USA do Europy 21
- Rosja ostrzega przed spadkiem cen ropy 21
- Ropa z podłoża krystalicznego na złożu Lancaster 22
- NIS Gazprom Neft prowadzi poszukiwania w Rumunii 22
- Ewakuacja platformy Statfjord A 22
- Drugi statek turecki na wodach Cypru 22
- Współpraca Gazprom Niefti z Shellem 22
- Guyana Petroleum Summit w Houston 23
- Spółka LOTOS Petrobaltic kupiła platformę wiertniczą 23
- PKN ORLEN wdraża innowacje 23
- Gazociąg Goleniów-Lwówek z kompletem decyzji lokalizacyjnych 24
- Przejścia bezwykopowe na Żeraniu zakończone 24

WSPOMNIENIE

- Odszedł Ryszard Przywara – wieloletni zastępca dyrektora ds. technicznych Zakładu Gazowniczego w Jaśle 25
- Aldona Nowicka 26

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

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

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

SKŁAD DTP:
Konrad Korona

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

Wersja pierwotna (referencyjna)

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. – PMG Wierzchowice. Fot. arch. PGNiG SA

BIULETYN INFORMACYJNY.

- Kalendarium 27
- Jubileusze urodzinowe koleżanek i kolegów 27
- Posiedzenie Światowej Rady Naftowej 27

- VI Forum Młodzieży Światowej Rady Naftowej – podsumowanie 29
- Posiedzenie Komisji ds. Historii i Muzealnictwa 31
- Denise Cox- prezydent AAPG w Bóbrce 31

- 81 Konferencja i Wystawa EAGE 32

NASZE STOWARZYSZENIE.

- Naukowo i wystrzałowo 34
- Wizyta na Terminalu 35

- Młody Inżynier w Łodzi 35
- Gazownicy z Gdańska odwiedzili Jasło, Przemyśl i Zamość 36

- Sympozjum „Budowa i eksploatacja instalacji kopalnianych" 40

KONFERENCJE SYMPOZJA, TARGI.

- Europejski Projekt SECURe 41

KULTURA KULTURA.

- Naftowe pasje 42

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 Sęp
prof. dr hab. inż. Jerzy Stopa
mgr inż. Erwin Szwast

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

ZESPÓŁ REDAKCYJNY
Redaktor naczelny – 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

Procedury i wytyczne planowania, zapuszczania i cementowania rur traconych typu LINER. Część 2

Wiesław Witek

Marian Wolan

Procedures and guidelines for design, running and cementing of LINERS. Part 2

Streszczenie:

W artykule, który składa się z trzech części przedstawiono problematykę zapuszczania i cementowania kolumny rur typu liner w aspekcie technologii, sprzętu oraz problemów jakie występują w trakcie zabiegu rurowania i cementowania kolumny.

Pierwsza część artykułu omawia generalnie proces zamawiania sprzętu, technologię zamawiania, projektowanie, zapuszczanie i cementowanie kolumny rur traconych typu liner oraz warunki stosowania tej technologii z uwzględnieniem podstawowych kwestii z zakresu konstrukcji samego linera jak i wyposażenia kolumny. W ogólnym zarysie w części pierwszej artykułu przedstawiono poszczególne fazy zapuszczania i cementowania linera z punktu widzenia technologicznego jak również w aspekcie doboru konstrukcji linera do wymogów technicznych otworu w tym jego kategorii z punktu widzenia trajektorii oraz stanu technicznego wg. oceny pomiarów geofizycznych przed operacją rurowania i cementowania.

Ponadto jako generalną informację zaprezentowano w artykule pewne aspekty technologiczne związane z przygotowaniem otworu do rurowania i cementowania linera, aspekty które szczegółowo będą rozwinięte w części drugiej.

Artykuł oparty na bogatej literaturze problemu „state of art" jak również dużym doświadczeniu zawodowym autorów ma na celu lepsze zrozumienie i dalsze doskonalenie techniki i technologii projektowania, zapuszczania i cemetowania linerów szczególnie zapuszczanych w otworach kierunkowych i poziomych.

Właściwe wdrożenie procedur w zakresie zamawiania, projektowania, zapuszczania i cementowania linerów jakie zostało zasygnalizowane w części pierwszej i jakie zostanie szczegółowo omówione w części drugiej artykułu ma na celu całkowite wyeliminowanie zdarzających się jeszcze komplikacji i awarii związanych z realizacją tego rodzaju operacji.

Całość publikacji zostanie podsumowana w części trzeciej jako Suplement obejmujący zagadnienia sprzętowe i wyposażenia linerów stosowanych powszechnie w wiertnictwie naftowym.

Wstęp

Projektowanie, zapuszczanie i cementowanie kolumny rur traconych zwanych popularnie LINER stanowi pod wieloma względami duże wyzwanie techniczno-technologiczne i z tego też względu wymaga stosowania odmiennych procedur w porównaniu z projektowaniem i cementowaniem kolumny rur zapuszczanych do wierzchu.

Zapuszczana kolumna rur traconych typu liner pełni ważną funkcję z punktu widzenia przyszłej eksploatacji odwiertu a ponadto stanowi często podstawową kolumnę rur posadowionych w bardzo skomplikowanych warunkach geologicznych i złożowych co w takiej sytuacji w sposób zasadniczy wyróżnia podejście do kwestii zapuszczania i cementowania tego rodzaju kolumn.

Bardzo często zdarza się, że w realizacji danego projektu wiercenia, kolumny tracone typu LINER spełniają funkcję kolumny awaryjnej, a więc zapuszczanej i cementowanej w sytuacjach wyjątkowych co znacznie podnosi wymagania związane nie tylko z przygotowaniem otworu do rurowania i cementowania ale również wymagania dotyczące integracji całej kolumny dla ewentualnego kontynuowania wiercenia otworu lub dla wykonania finalnego uzbrojenia wgłębnego odwiertu i przekazania go do eksploatacji.

W pierwszej części artykułu wskazano generalnie na główne aspekty planowania, projektowania, zapuszczania i cementowania rur typu liner podkreślając i wskazując jednocześnie na potrzebę opracowania specjalnych procedur w tym zakresie.

Tak więc jak wynika z treści pierwszej części niniejszego artykułu cały proces technologiczny związany z zapuszczaniem i cementowaniem rur typu liner wymaga stosowania skomplikowanej procedury, zastosowania specjalnych narzędzi oraz wyposażenia dla zapewnienia skutecznego zapuszczenia, posadowienia i zacementowania tego rodzaju kolumny rur.

Autorzy artykułu bazując na własnych doświadczeniach zawodowych przedstawiają w niniejszej części pewien zakres stosowania odpowiednich procedur i zasad jakie powinny obowiązywać w trakcie poszczególnych faz technologicznych przygotowania,zapuszczania i cementowania rur typu LINER [6,10]

Autorzy artykułu opierają się w tym zakresie również na bogatej literaturze [1,2,3,4,8] obejmującej niektóre specyfikacje API oraz procedury proponowane do stosowania przez producentów linerów.

Zaprezentowana w drugiej części artykułu propozycja wytycznych do procedur w zakresie planowania, zapuszczania i cementowania kolumn rur typu liner do stosowania w praktyce przez Serwis Linerowy, może stanowić jednocześnie propozycje do ustanowienia i wdrożenia wytycznych dla Operatorów takich jak np.: PGNiG S.A.; ORLEN Upstream Sp z o.o. i innych podmiotów w realizacji projektów wierceń.

Zaproponowane w niniejszej części zapisy proceduralne mogą po ewentualnej weryfikacji pod kątem dopasowania do innych regulacji stanowić dokument w postaci Instrukcji obowiązującej w relacjach biznesowych, jakie wynikają z umów handlowych lub umów serwisowych pomiędzy poszczególnymi podmiotami.

Zaproponowane zapisy proceduralne wypełniają pewną lukę w instrukcjach i rozporządzeniach stając się spójnym zapisem z obowiązującymi instrukcjami Rurowania i Cementowania zatwierdzonymi przez Kierownika Ruchu Zakładu realizującego dany projekt w ramach prowadzenia Robót Geologicznych i ewentualnie specyficznymi wymogami Operatora wynikającymi z aktualnych wymagań techniczno-geologicznych wierconego otworu.

Wytyczne do procedur mogą być podstawą

do ustanowienia stosownych instrukcji w zakresie technologii zapuszczania i cementowania kolumn rur typu liner – poczynając od fazy zamówienia, poprzez fazę wykonania operacyjnego i kończąc na fazie oceny zabiegu poprzez sporządzenie stosownego raportu po realizacji projektu, jak również po ocenie jakości stanu zacementowania RBT.

Główne wytyczne dotyczące procesu planowania, zapuszczania i cementowania kolumn rur typu liner

Jak już wspomniano na wstępie niniejszej części artykułu proponowane wytyczne do procedur obejmują zasadniczo cały zakres postępowania w procesie projektowania, zapuszczania i cementowania linerów.

Dla przypomnienia z części pierwszej artykułu cały proces wykonania zabiegu zapuszczania i cementowania linera został podzielony na poszczególne fazy ujęte w wytycznych do procedur, które będą poniżej omawiane w szczegółach, a mianowicie:

FAZA I - obejmuje analizę założeń Geologiczno-Technicznych, w tym w szczególności warunków otworowych, jakie są przewidywane w danym interwale oraz wymogów stawianych przez zamawiającego w zakresie parametrów technicznych jakie powinien spełniać zapuszczany do otworu zestaw linera.

FAZA II - obejmuje proces zamawiania zestawu linera wraz z narzędziami, które są niezbędne w procesie zapuszczania i cementowania linera. Proces zamawiania powinien obejmować kwestie techniczne, w tym procedury i zakres odpowiedzialności dostawcy linera za skuteczność jego zapuszczania i cementowania łącznie z odpowiedzialnością za usterki narzędzia jakie wynikną w trakcie procesu rurowania i cementowania, w tym odszkodowanie w sytuacjach wystąpienia awarii wynikłych z niewłaściwego zadziałania narzędzi, które nie są zawinione przez Zamawiającego lub strony trzecie.

FAZA III - obejmuje proces przygotowania narzędzia, w tym jego skręcanie w obecności zamawiającego zestaw linera i dostarczenie pełnej dokumentacji (zwymiarowane schematy linera, wykresy z testów ciśnieniowych raporty, ewentualnie zdjęcia, filmy) wykonane przez producenta/dostawcę linera, w tym pakowania, zabezpieczenia i określenia warunków transportu zestawu z warsztatu na wiertnię z jednoczesnym określeniem odpowiedzialności producenta do momentu rozładunku narzędzia na wiertni.

FAZA IV - obejmuje proces opracowania i zatwierdzenia Projektu Technicznego zapuszczania i cementowania linera oraz proces przygotowania zestawu linera na wiertni do zapuszczania, w tym szkolenie załogi w zakresie obowiązujących procedur w trakcie zapuszczania linera jak i jego cementowania oraz procedur postępowania po cementowaniu.

FAZA V - obejmuje proces skręcania i zapuszczania samych rur linera, jak również zapuszczania linera na przewodzie wiertniczym zgodnie z zatwierdzonym Projektem Technicznym oraz obowiązującymi w tym zakresie procedurami ustanowionymi przez producenta/dostawcę linera/serwis przy akceptacji zamawiającego usługę, czyli inwestora.

FAZA VI - obejmuje proces zapięcia wieszaka i wykonania zabiegu cementowania zgodnie z zatwierdzonym Projektem Technicznym jak również obowiązującymi w tym zakresie procedurami ustanowionymi przez producenta linera i Serwis Linerowy przy akceptacji zamawiającego usługę, czyli inwestora.

FAZA VII - obejmuje proces sporządzania dokumentacji z wykonania zabiegu w postaci rejestru poszczególnych parametrów w trakcie: zapuszczania rur, zapinania wieszaka, uwalniania narzędzia, cementowania rur, zapięciu pakera, cyrkulacji po cementowaniu, wyciągania Running Tool po zabiegu cementowania, opracowanie protokołów, raportów, zapisów elektronicznych, zdjęć, filmów itp. na podstawie rejestrów Drill Lab, Serwisu Cementacyjnego, Rejestratora wiertni i innych.

FAZA VIII - obejmuje proces oględzin wyciągniętego narzędzia Running Tool na wiertni, transport do warsztatu, rozebranie narzędzia. W przypadku komplikacji podczas prac faza ta powinna również obejmować sporządzenie stosownej dokumentacji fotograficznej lub opisowej, sporządzenie protokołu z oględzin narzędzia oraz podpisanie protokołu z tych czynności przez poszczególne strony biorące udział w procesie przygotowania, zapuszczania, cementowania i przeglądu linera po wyciągnięciu, tzn. producenta/dostawcy linera, zamawiającego liner, zamawiającego usługę - inwestora.

Określenie warunków geologiczno-technicznych, jak również spodziewanych zmiennych warunków podczas zapuszczania i cementowania linera

A. Warunki geologiczno-złożowe oraz właściwości płuczki

Rozpoznanie warunków geologicznych, tektonicznych oraz złożowych rejonu wiercenia w tym rozpoznanie interwału otworu, który będzie rurowany jest podstawą do planowania zapuszczania i cementowania linera.

Do tych czynników zaliczamy:

- Wielkość ciśnienia hydrostatycznego jakie będzie wywierane na rurowany interwał
- Wielkość ciśnienia porowego oraz ciśnienia szczelinowania i w tym aspekcie określenie scenariusza hydrauliki płynów jakie będą przetłaczane tak w trakcie cyrkulacji podczas zapuszczania rur jak i podczas procesu cementowania
- Wielkości naprężeń głównych górotworu określone na podstawie badań sejsmicznych, w tym weryfikacja tych naprężeń w trakcie wykonywania próby chłonności lub próby integracyjnej przewiercanych warstw otworu.
- Określenie maksymalnego dopuszczalnego ciśnienia statycznego i dynamicznego podczas cyrkulacji z uwzględnieniem gęstości płuczki, zaczynu, buforu oraz strat hydraulicznych w przestrzeni pierścieniowej
- Określenie statycznej i dynamicznej temperatury w otworze ze względu na czas wiązania zaczynu cementowego. Czas ten powinien być stosunkowo długi w przypadku występowania niekorzystnych warunków otworowych takich jak zaciskanie otworu, sypanie ścian, występowanie znacznych zmian krzywizny tzw. Dog-leg, oraz w przypadku wiercenia otworu poziomego lub o krzywiźnie ponad 40^0
- Odpowiedni dobór średnicy rur linera, gatunku materiału oraz grubości ścianki rury w zależności od warunków środowiskowych, jak również od średnicy wierconego pod rury otworu,planownej średnicy otworu wierconego poniżej buta linera oraz średnicy narzędzi lub sprzętu, jakie planuje się zapuszczać przez liner
- Określenie maksymalnych ciśnień jakim będą poddane rury linera w trakcie eksploatacji otworu lub w trakcie zabiegów technologicznych np. szczelinowanie, oraz określenie tych ciśnień w aspekcie zmian temperatury w otworze (maksymalnej i minimalnej), które wywołują cykliczne zmiany obciążenia wynikające z fluktuacji temperatury, jak i fluktuacji samego ciśnienia
- Określenie chemicznego składu płuczki i reologicznych parametrów płuczki jaka będzie stosowana w trakcie cementowania linera
- Określenie wielkości koncentracji fazy stałej w płuczce z uwzględnieniem niekorzystnego zjawiska działania erozyjnego płuczki obciążonej barytem lub hematytem
- Określenie punktu posadowienia buta rur linera istotne z punktu widzenia skuteczności jego zacementowania. Co do zasady - but rur linera powinien być posadowiony w otworze o nominalnej średnicy (nierozpłukany), oraz w warstwach stabilnych i nieprzepuszczalnych

B. Projektowanie linera

Projektowanie kolumny rur typu liner musi uwzględniać warunki określone powyżej i powinno uwzględniać trójosiowy stan naprężeń, a kalkulacje wytrzymałościowe i dobór parametrów fizycznych rur wykonane na bazie programu Stress Check.

W szczególności w projektowaniu rur linera należy uwzględnić:

- Warunki środowiskowe, w tym występowanie gazów kwaśnych
- Aktualną średnicę i stan techniczny otworu, w tym stopień oczyszczania dna otworu z uwzględnieniem hydrauliki dobranej odpowiednio do trajektorii otworu
- Korozyjnego oddziaływania płynów złożowych na jakie narażone będą rury linera w trakcie eksploatacji otworu
- Uwzględnienie ewentualnego wykonania zabiegu docementowania rur tzw. SQUEEZE, co wywołuje powstanie dodatkowych obciążeń, tak rozrywających jak zgniatających, działających na rury podczas takiej operacji
- Odpowiedni dobór połączenia gwintowego rur linera uwzględniający właściwy rozkład obciążeń pomiędzy rurą gładką a samym połączeniem gwintowym, w szczególności w otworach kierunkowych, gdzie mamy do czynienia z występowaniem dodatkowych obciążeń zginających

C.Selekcja wieszaka linera

Dobór wieszaka linera musi uwzględniać następujące bardzo istotne czynniki, a mianowicie:

- Wieszak musi przenosić maksymalne przewidywane obciążenia jakie powstają w momencie jego zapięcia z uwzględnieniem odpowiedniego współczynnika bezpieczeństwa
- Kliny zamontowane w wieszaku muszą być tak zapinane, aby rozkład obciążeń, jakie te kliny przenoszą na rury, był rozkładem równomiernym i obejmował określoną wielkość powierzchni rur
- Wieszak musi posiadać odpowiednie kanały przepływowe dla płuczki i zaczynu cementowego, z minimalnym ograniczeniem dławienia przepływu dobranym w procesie symulacji hydraulicznej cyrkulacji, tak samej płuczki jak i kompozycji płynów, czyli płuczki, buforu i zaczynu cementowego oraz przybitki
- W zależności od warunków otworowych zapinanie wieszaka może być realizowane w sposób mechaniczny lub hydrauliczny. Ponadto konstrukcja linera i jego dobór do danych warunków otworowych powinna uwzględniać możliwość obracania linerem w trakcie jego cementowania, jak również możliwość wykonania ruchu pionowego w górę i w dół dla lepszego wytłoczenia zaczynu cementowego. Dobór wieszaka linera pod kątem możliwości jego obracania zależy od: ciężaru kolumny rur, wytrzymałości mechanicznej samych rur jak i połączeń gwintowych, jak również ma ścisły związek z trajektorią i stanem technicznym otworu

D. Dobór innego sprzętu.

Oprócz doboru samego wieszaka, z punktu widzenia jego funkcjonalności, istotnym jest również dobór pozostałego wyposażenia linera, do którego należą m.in.:

- Skrobaki ścian otworu, jeżeli mamy do czynienia z płuczką o wysokiej filtracji
- Osprzętu w postaci buta, zaworu i łączników oporowych (posadowych dla klocków cementacyjnych)
- Rodzaj i wytrzymałość pakera na spodziewane ciśnienie różnicowe z uwzględnieniem długoletniej eksploatacji otworu, a więc związane z procesem starzenia się gumy i utraty szczelności w czasie
- Odpowiedni dobór wylotu linera, tzw. PBR, dla ewentualnego dopuszczenia dodatkowej kolumny rur do wierzchu (lub do głębokości technologicznej, jaka może wystąpić w trakcie eksploatacji otworu), zapięcia dodatkowego pakera
- Odpowiedni dobór centralizatorów i ich rozkładu wzdłuż kolumny rur mający istotny wpływ na opory hydrauliczne w trakcie płukania otworu jak również przede wszystkim na wielkość momentu obrotowego w trakcie obracania rurami podczas cementowania

E. Projektowanie zaczynu cementacyjnego oraz projektowanie samego zabiegu cementowania.

Projektowanie zaczynu cementowego jak i projektowanie samego zabiegu cementowania jest bardzo istotne z uwagi na fakt, że sama operacja zapuszczania rur traconych liner tak jak i ich cementowanie, jest technologicznie bardziej skomplikowane niż zapuszczanie i cementowanie pełnej kolumny rur od spodu do wierzchu otworu.

Technologia zapuszczania rur wymaga stosowania specjalnego narzędzia, tzw. Running Tool, przy pomocy którego w sposób mechaniczny lub hydrauliczny następuje zapinanie wieszaka, odpinanie narzędzia oraz uwalnianie klocków, tak przewodowych jak i rurowych. Sam system cementowania rur linera jest również systemem skomplikowanym, ponieważ opiera się na systemie 2-óch lub 4-ech klocków cementacyjnych, których funkcja jest różna a zarazem bardzo istotna w skutecznym wytłoczeniu zaczynu i w skutecznym zacementowaniu rur. W procesie zapuszczania i cementowania linerów statystycznie o wiele częściej dochodzi do komplikacji lub awarii, niż podczas zapuszczania i cementowania rur zapuszczanych do wierzchu - pełnych. Z tego też względu proces projektowania samego zaczynu jak również proces projektowania samego zabiegu muszą być przeprowadzone w sposób bardzo staranny i jednocześnie uwzględniać pewne ryzyka jakie mogą występować w trakcie zabiegu cementowania (przeważnie trudne do przewidzenia). Z tego też względu do bardzo istotnych parametrów zaczynu cementowego w procesie projektowania należy zaliczyć:

- Gęstość zaczynu cementowego dobranego na bazie właściwego gatunku cementu i dodatków z uwzględnieniem temperatury dynamicznej oraz wszelkich gradientów ciśnienia jakie są dostępne w bazie danych
- Uzyskanie właściwej wytrzymałości kamienia na ściskanie określonej na podstawie badań UCA jak również optymalizacja czasu uzyskania SGS w zależności od spodziewanych warunków środowiskowych w otworze (dopływ medium takich jak gaz, ropa czy solanka i często skażonych H_2S lub/i CO_2)
- Odpowiedni dobór filtracji zaczynu cementowego z uwagi na proces hydratyzacji zaczynu i efekt uzyskania szczelności przy braku (wyeliminowaniu) drożności kanałowej w przestrzeni pierścieniowej
- Odpowiedni dobór lepkości zaczynu cementowego, w tym głównie parametru YP, dla uzyskania dobrego wyparcia płuczki przez przetłaczany zaczyn, a co za tym idzie - uzyskania dobrej jakości stanu zacementowania otworu
- Zaprojektowanie zaczynu pod kątem uzyskania specjalnych właściwości z uwagi na spodziewane ucieczki płuczki poprzez dodanie środków powodujących pęcznienie objętości zaczynu (gips, latex itp.), jak również środków opóźniających wiązanie cementu lub jego przyspieszenie (chociaż rzadko) w celu poprawy warunków jakości kamienia cementowego
- Odpowiednie zaprojektowanie buforów zgodnie ze sztuką wiertniczą z zachowaniem hierarchii w zakresie gęstości pomiędzy płuczką, buforem a zaczynem cementowym
- Określenie sposobu sporządzania zaczynu cementowego tzn. przy użyciu zbiornika homogenizującego Batch Mixer lub przy użyciu innej metody
- Sporządzenie projektu cementowania z określeniem istotnych zdarzeń wystąpie-

nia wzrostu ciśnienia w trakcie wytłaczania i posadowienia poszczególnych klocków cementacyjnych w relacji z określoną objętością wytłaczanej przybitki w czasie z założonym wydatkiem

F. Proces przygotowania linera

Proces przygotowania samego linera zależy od sposobu i uzgodnień zawartych pomiędzy Zamawiającym a Producentem w zakresie dostawy samego linera i Running Tool. Zasadniczo istnieją 2 możliwości sposobu przygotowania linera, tzn. u Producenta na miejscu lub u Zamawiającego. Niezależnie od sposobu przygotowania linera i Running Tool, technologia składania linera i jego uzbrajania opiera się na Procedurze Producenta, która powinna stanowić załącznik do umowy na dostawę sprzętu, a w procesie montażu i uzbrajania linera powinni uczestniczyć przeszkoleni przedstawiciele Zamawiającego liner. Cały proces montażu i uzbrajania linera powinien być odpowiednio udokumentowany poprzez sporządzenie stosownych obliczeń, raportów montażowych, zdjęć, filmów, testów funkcjonalności. Innymi słowy cały proces montażu i uzbrajania linera powinien od strony formalnej być udokumentowany i potwierdzony stosownym atestem jakościowym zgodnym z aktualnymi procedurami Producenta sprzętu w tym zakresie.

Finalny dokument odbioru sprzętu powinien być potwierdzony przez strony, czyli Zamawiającego i Producenta, przy czym pełna odpowiedzialność za funkcjonowanie tego sprzętu (linera) spoczywa zawsze co do zasady na Producencie.

G. Proces przygotowania rur

Proces przygotowania rur linera do zapuszczania do otworu powinien odbywać się zgodnie z przyjętymi procedurami jakie obowiązują i są ustanowione czy to przez Operatora czy też przez Kontraktora. W niektórych przypadkach, kiedy jakość kamienia cementowego jest szczególnie ważna, dolna część kolumny rur poddawana jest:

- Usuwaniu powłoki ochronnej zewnętrznej powierzchni rur poprzez piaskowanie
- Usuwaniu powłoki rdzy z zewnętrznej powierzchni rur poprzez piaskowanie
- Montowanie tzw. manszetów cementacyjnych instalowanych powyżej strefy o zwiększonej chłonności, w celu zatrzymania zaczynu i uzyskania kamienia cementowego w tej strefie

H. Procedura zapuszczania linera

Procedura zapuszczania linera rozpoczyna się praktycznie od momentu dowiercenia otworu do planowanej głębokości lub długości i przygotowaniem otworu do rurowania. Generalnie rekomenduje się przeprowadzenie operacji zapuszczania linera z uwzględnieniem następujących operacji lub czynności, a mianowicie:

- Po odwierceniu otworu do planowanej głębokości lub długości bardzo ważnym jest odpowiednie oczyszczenie dna otworu lub odcinka nachylonego otworu o krzywiźnie ponad 40^0 lub odcinka poziomego otworu. Parametry płuczki jak również parametry hydrauliczne takie jak lepkość plastyczna, YP, wydatek tłoczenia, obroty przewodu wiertniczego, sposób usuwania urobku, czas cyrkulacji, określenie stopnia oczyszczania otworu powinny być ujęte w Programie Wiercenia i dopasowane do trajektorii i warunków geologiczno-złożowych danego otworu. Technologia oczyszczania otworu pionowego, tzn. o krzywiźnie do 40^0 jest zgoła inna niż dla otworu powyżej tej granicy krzywizny, nie mówiąc już o otworze poziomym
- Jeżeli po odwierceniu i oczyszczeniu otworu planowane są dodatkowe marsze związane np. z przerabianiem otworu przy użyciu zestawu z Water Melon, wówczas operacja oczyszczania otworu musi być dopasowana do nowej konfiguracji dolnego zestawu przewodu wiertniczego, a technologia oczyszczania otworu co do zasady musi być taka sama jak dla oczyszczania po dowierceniu otworu do planowanej głębokości/długości otworu.
- Jeżeli przed zapuszczaniem rur linera wykonuje się pomiary geofizyczne w otworze, wówczas decyzja co do wykonania marszu kontrolnego po profilowaniu geofizycznym zależy od przebiegu pomiarów
- W czasie wyciągania przewodu wiertniczego po wykonaniu oczyszczania finalnego, cała partia przewodu powinna być szablonowana szablonem dobranym do danej średnicy przewodu oraz klocków przewodowych, przy czym zaleca się, aby do zabiegu zapuszczania i cementowania rur linera wybrać taką partię przewodu, która potencjalnie będzie czysta wewnątrz i wolna od rdzy, osadów cementu lub płuczki w celu uniknięcia sytuacji przytkania portów lub przelotu narzędzia Running Tool w trakcie zapinania wieszaka, uwalniania narzędzia i zwalniania poszczególnych klocków w trakcie operacji cementowania
- Wybrana partia przewodu przeznaczona do zapuszczania i cementowania linera powinna być oddzielona od reszty przewodu w sposób oznakowany tak, aby wykluczyć popełnienie jakiegokolwiek błędu w tym zakresie
- Przed zapuszczaniem i skręcaniem linera wszystkie elementy zapuszczane do otworu, w tym oczywiście rury, muszą podlegać szablonowaniu potwierdzonym stosownym i podpisanym protokołem szablonowania zgodnie z wymogami Projektu Technicznego
- Operacja zapuszczania linera, jej poszczególne fazy, muszą być zapisane w Projekcie Technicznym Zbrojenia otworu w zestaw linera, zwanym dalej PTZOwZL, opartym na Specyficznych Procedurach Producenta linera, który stanowi załącznik do PTZOwZL (opracowany w języku polskim i angielskim, celem zweryfikowania tłumaczenia) w zakresie: sposobu skręcania rur, prędkości zapuszczania rur, sposobów i częstotliwości przeprowadzania prób cyrkulacji, rejestru ciśnień próbnych w odniesieniu do zakładanych wydatków tłoczenia, wielkości momentów obrotowych dostosowanych do ilości obrotów, wielkości ciśnień zapinania wieszaka i uwalniania narzędzia jak również scenariusza uwalniania poszczególnych klocków cementacyjnych w odniesieniu do przetłaczanych objętości płynów i charakterystycznej pozycji danego klocka w przewodzie lub rurach w trakcie ich przetłaczania.

  Wszystkie operacje cyrkulacji wykonywane podczas zapuszczania rur powinny być w miarę możliwości wykonywane przy użyciu świeżej płuczki bez urobku, dla uzyskania maksymalnego ograniczenia zawartości fazy stałej
- Generalnie po zapuszczeniu kilku rur wraz z dolnym wyposażeniem w postaci buta, zaworu czy też łącznika posadowego, należy wykonać próbę sprawdzenia funkcjonalności zaworów (maksymalnie 2-5 min).
- Prędkość zapuszczania linera jak i sposób zatłaczania rur powinien uwzględniać zachowanie odpowiedniej równowagi ciśnień w otworze, w tym unikanie efektu tłokowania lub obniżenia poziomu płuczki w przestrzeni pierścieniowej do poziomu,przy którym może nastąpić zachwianie równowagi a nawet dopływ medium do otworu np. gazu, ropy lub solanki.
- Po dokonaniu inspekcji wieszaka,pakera linera (zgodnie z procedurami producenta) i po ich skręceniu do zestawu rur, należy wypełnić specjalnym płynem (o podwyższonej lepkości) przestrzeń pomiędzy Running Tool a wylotem rur linera, tzw. PBR. Proces wypełniania tej przestrzeni powinien odbywać się w sposób gwarantujący odpowietrzenie tej przestrzeni i wypełnienie jej

w 100% przygotowanym uprzednio płynem. W Projekcie Technicznym Zbrojenia Otworu w Zestaw Linera powinno określić się parametry reologiczne takiego płynu oraz objętość, jak powinna być zatłoczona do ww. przestrzeni.

- Po zapuszczeniu linera do poszczególnych charakterystycznych miejsc otworu takich jak: but poprzednich rur, końcowa głębokość, należy przeprowadzić testy cyrkulacji otworu oraz ustalić wielkości dopuszczalnych momentów obrotowych, przy czym ostatnia rura zestawu linera powinna być dopuszczana i cyrkulowana do spodu po zmontowaniu głowicy cementacyjnej.
- Po dopuszczeniu zestawu rur linera do spodu otworu należy wykonać minimum 1 obieg płuczki tzw. bottom's up, czyli od buta rur do wierzchu. Jeżeli w trakcie finalnej cyrkulacji rur linera stwierdza się zgazowanie płuczki lub niejednorodną jej gęstość i parametry reologiczne, wówczas czas cyrkulacji musi być wydłużony optymalnie do uzyskania wymaganych Projektem Technicznym Zbrojenia Otworu w Zestaw Linera warunków do przeprowadzenia zabiegu cementowania rur.

I.Procedura wykonania czynności przed cementowaniem i zabieg cementowania.

Czynności związane z przygotowaniem linera do cementowania zawarte są w Projekcie Technicznym Zbrojenia Otworu w Zestaw Linera i oparte powinny być na Procedurze Producenta linera, która stanowi załącznik do PTZOwZL . Procedura Producenta w tym zakresie powinna być opracowana w języku polskim i angielskim w celu zweryfikowania jakości tłumaczenia tej procedury. Do najważniejszych zagadnień proceduralnych związanych z czynnościami przed samym zabiegiem cementowania można zaliczyć m.in.:

- Przeprowadzenie szczegółowego szkolenia w zakresie czynności operacyjnych przed zabiegiem cementowania w tym operacji wykonania niezbędnych testów ciśnieniowych i funkcjonalności linera przed wrzuceniem kuli do zapięcia wieszaka i uwolnienia Running Tool, operacji zapięcia wieszaka i uwolnienia Running Tool oraz w zakresie zachowania zasad bezpieczeństwa
- Omówienie zasad działania poszczególnych elementów linera w aspekcie funkcjonalności i działania w tym przedstawienie scenariuszy wystąpienia zdarzeń nietypowych w trakcie zapuszczania,zapinania i cementowania oraz działań jakie powinny być podjęte w razie wystąpienia dysfunkcjonalności działania linera
- Omówienie sposobu wypełniania przestrzeni pomiędzy Running Tool a PBR, z określeniem rodzaju medium oraz parametrów reologicznych tego medium, jak również zweryfikowanie wypełnienia tej przestrzeni, wykonanie innych zabezpieczeń w postaci zamontowania dodatkowych filtrów dla wyeliminowania sedymentacji fazy stałej w tej przestrzeni
- Szczegółowa procedura czynności związanych z przygotowaniem linera przed cementowaniem powinna zawierać instrukcję Producenta/Dostawcy linera dołączoną do Projektu Technicznego Zbrojenia otworu w zestaw linera.

Zabieg cementowania linera można zaliczyć do jednych z trudniejszych operacji z dziedziny procesu cementowania rur z uwagi na szereg kwestii, a mianowicie:

– zazwyczaj mała długość kolumny rur linera, co ogranicza w dużym stopniu objętość stosowanego zaczynu cementowego jak również skraca czas jego zatłoczenia, a jednocześnie znacznie wydłuża czas jego przetłoczenia przez przewód i same rury linera, oraz skutecznego wytłoczenia zaczynu poza rury
– skomplikowana konstrukcja samego linera wymagająca spełnienia wielu warunków, w tym głównie odnoszących się do reologii i innych parametrów płuczki, które mają bardzo istotny wpływ na skuteczność zadziałania poszczególnych mechanizmów linera, mechanizmów sterowanych hydraulicznie
– warunki otworowe, często bardzo ekstremalne z uwagi na wąski zakres ciśnień porowych i gradientów szczelinowania lub chłonności, co ogranicza w znacznym stopniu parametry hydrauliczne, sterowane często w trakcie zabiegu cementowania i odmienne od parametrów założonych w Projekcie Cementowania czy też symulacji.

W związku z powyższym, projekt zabiegu cementowania musi być bardzo szczegółowo przedyskutowany pomiędzy Producentem/Dostawcą linera a Wykonawcą zabiegu, w ścisłym porozumieniu z Operatorem, czyli Zamawiającym. Do zasadniczych kwestii proceduralnych, wynikających wprost z samego Projektu Cementowania i stosownych symulacji wykonanych na podstawie dostępnego programu komputerowego, można zaliczyć:

- Opracowanie receptury zaczynu cementowego oraz buforu dostosowanych do warunków otworowych z uwzględnieniem nie tylko głównych parametrów reologicznych zaczynu i buforu, ale również odpowiedniej objętości
- Istotnym z punktu widzenia skomplikowanej konstrukcji samego linera wskazanym jest odpowiednie wydłużenie czasu wiązania zaczynu cementowego dla okresu zatłaczania i jego wytłaczania w szczególności, gdy warunki otworowe są słabo zrównoważone
- Jeżeli liner jest hydraulicznie sterowany wówczas istotnym jest zachowanie względnej czystości płuczki tzn. ograniczenia zawartości fazy stałej w płuczce do minimum w celu uniknięcia przytkania portów lub przelotów w poszczególnych elementach linera
- Do przepłukania linera przed cementowaniem wymagane jest użycie świeżej lub bardzo dobrze oczyszczonej płuczki (bez zanieczyszczenia urobkiem) tak, aby maksymalnie ograniczyć wytrącanie się fazy stałej w miejscach wystąpienia dławienia przepływu płuczki oraz jednocześnie umożliwić wypłukanie ewentualne osadów wytrąconych w trakcie zapuszczania linera
- Bardzo istotnym jest zastosowanie odpowiedniej objętości buforu lub przemywki, która standardowo powinna zapewnić minimum 7-10 minutowy kontakt ze skałą i elementami linera w trakcie zatłaczania płynów, lub zapewnić minimalną wysokość słupa tych płynów w przestrzeni wynoszącą od 100 do 150 m.
- W momencie przetłaczania buforu lub przemywki przez elementy linera w obrębie Running Tool, w miejscu mocowania klocków rurowych oraz łączników posadowych, zaleca się pompowanie tych płynów z wydatkiem w reżimie turbulentnym, jeżeli dane wynikające z symulacji hydraulicznej na to pozwalają. Takie przetłaczanie ww. płynów umożliwi ewentualne oczyszczenie newralgicznych miejsc elementów linera i wpłynie pozytywnie na funkcjonalność samego linera
- Jeżeli z uwagi na warunki otworowe zachodzi konieczność zastosowania środków ograniczających ucieczki płuczki lub samego zaczynu w strefach spękanych lub o potencjalnych zanikach, wówczas zastosowanie np. blokatorów lub innych środków, powinno być uwzględnione i przebadane laboratoryjnie ze wskazaniem w Projekcie Technicznym działań, jak tego rodzaju zaczyn czy bufor należy wytłaczać
- W przypadku stosowania płuczek olejowych lub na bazie oleju, czyli inwersyjnych, należy laboratoryjnie ocenić stopień zgodności płynów tzw. współczynnik kompatybilności płynów na styku płuczka olejowa - bufor - zaczyn cementowy - bufor/płuczka
- Jednym z bardzo istotnych badań laboratoryjnych, obok atestów samego zaczynu

i buforu, jest określenie na podstawie pomiarów metodą UCA parametrów wytrzymałościowych kamienia cementowego w czasie, oraz określenie minimalnej wartości SGS w czasie, dla podjęcia ewentualnie czynności po zabiegu cementowania, co do czasu przestoju na związanie zaczynu oraz ewentualnego wywarcia ciśnienia w przestrzeni pierścieniowej po podciągnięciu przewodu i odpłukaniu nadmiaru cementu, lub przed zapięciem pakera linera

- Podczas wyciągania przewodu wiertniczego po odpłukaniu linera bezwzględnie należy utrzymywać ciągłe wypełnianie przestrzeni pierścieniowej, aby nie dopuścić do zaburzenia równowagi ciśnień w otworze i dopływu gazu, poprzez wiążący zaczyn cementowy
- Zabieg cementowania wykonywany jest wyłącznie na podstawie zatwierdzonego przez Głównego Projektanta Zabiegu, KRZ, Geologa Górniczego oraz Przedsiębiorcę
- Projekt Cementowania powinien być sporządzony na zatwierdzonym w Ruchu Zakładu formularzu odnoszącym się wyłącznie do cementowania rur linera, który to formularz jest odmienny w swoje formie od formularza dotyczącego Projektu Cementowania Rur Okładzinowych.
- W szczególności w Projekcie Cementowania Linera należy określić precyzyjnie wielkości wydatków tłoczenia, objętości wytłaczanych płynów oraz ciśnień w relacji czasowej dla charakterystycznych miejsc styku poszczególnych klocków cementacyjnych w obrębie Running Tool oraz łączników posadowych lub pierścieni oporowych
- Przebieg zabiegu cementowania musi być zarejestrowany przez Serwis Cementacyjny oraz laboratorium Drill Lab od momentu wykonania prób ciśnieniowych rurociągów tłoczących do momentu dobicia ostatniego klocka cementacyjnego, wykonania próby szczelności rur i zwolnienia ciśnienia.
- Jeżeli tego wymaga sytuacja, cały zabieg cementowania powinien być również dokumentowany poprzez wykonanie zdjęć, filmów, notatek lub innych narzędzi dokumentacyjnych

J. Czynności po wykonaniu zabiegu cementowania.

Po wykonaniu zabiegu cementowania linera oraz wyciągnięciu przewodu i Running Tool z otworu, należy:

- Dokonać wizualnego przeglądu Running Tool oraz innych elementów linera przed jego umyciem oraz po umyciu wodą lub innymi środkami w przypadku stosowania płuczki olejowej
- Udokumentować poprzez wykonanie zdjęć lub filmów stan faktyczny wyciągniętego Running Tool, jego poszczególnych elementów, tak przed ich umyciem jak i po ich umyciu
- Sporządzić protokół z zabiegu zapuszczania i cementowania linera z wyszczególnieniem istotnych nietypowych zdarzeń jakie wystąpiły podczas tych zabiegów, a odstępowały od zapisów zawartych w Projekcie Technicznym Zbrojenia Otworu w zestaw linera i Projekcie Cementowania Linera. Do protokołów powinny być dołączone zapisy przebiegu operacji zapuszczania i cementowania wykonane przez S.C. jak i Drill Lab
- Protokoły z zabiegów zapuszczania linera oraz zabiegu cementowania muszą być podpisane przez wszystkie osoby odpowiedzialne za wykonanie tych operacji i uczestniczące w ich realizacji na otworze.
- Jeżeli z operacji wykonania zabiegu zapuszczania linera i cementowania linera sporządzany jest inny protokół np. przez osobę nadzoru ze strony Producenta/Dostawcy linera, wówczas taki protokół musi być zweryfikowany na zgodność z podstawowym protokołem sporządzanym przez Wykonawcę zabiegu zapuszczania i cementowania
- Jeżeli istnieją niezgodności w zapisach pomiędzy tymi dwoma protokołami w szczególności, gdy mamy do czynienia z problemami jakie wystąpiły podczas operacji zapuszczania i cementowania linera, wówczas należy sporządzić stosowny protokół rozbieżności, który może być podstawą do rozpatrywania spornych kwestii wynikających z konstrukcji samego linera lub warunków otworowych lub innych
- W sytuacji wystąpienia wad w działaniu poszczególnych mechanizmów linera stwierdzonych na podstawie wstępnych i udokumentowanych oględzin Running Tool, dalsza procedura postępowania może wynikać z warunków dostawy linera określonych w stosownej umowie zawartej pomiędzy Zamawiającym a Producentem/Dostawcą, lub na podstawie specjalnie spisanej notatki, w której określony zostanie tryb postępowania dla wyjaśnienia ewentualnych przyczyn zaistniałych problemów jakie wystąpiły podczas zapuszczania i cementowania linera

Podsumowanie.

Rozwinięte zapisy procedur i rekomendacji zaprezentowane w drugiej części artykułu stanowią propozycję autorów dla opracowania szczegółowych instrukcji jakie mogłyby obowiązywać w ruchu zakładu wykonywującego roboty geologiczne jak również stanowić istotne wsparcie dla opracowania właściwych programów wierceń lub SIWZ przez Zamawiającego.

Ponadto zapisy takich instrukcji wydane w formie obowiązującego dokumentu zgodnego z przepisami „pgg" oraz umowami zawartymi pomiędzy stronami czyli Zamawiający/Wykonawca/Dostawca/Producent pozwolą na uregulowanie spornych kwestii dotyczących odpowiedzialności jakie mogą się pojawiać w sytuacjach występowania komplikacji lub awarii podczas zapuszczania i cementowania rur typu liner.

Wydaje się, że opracowanie pewnych reguł w postaci instrukcji przez zespół specjalistów tak ze strony Zamawiającego jak i Wykonawcy, instrukcji opartych na procedurach i rekomendacjach zaproponowanych w artykule pozwoli na maksymalne ograniczenie zdarzających się niestety w polskim wiertnictwie komplikacji i awarii w trakcie zapuszczania i cementowania kolumny rur typu liner.

Problem staje się tym bardziej ważny w sytuacji gdy mamy do czynienia z wierceniem trudnych otworów pionowych lub otworów typu ERD oraz otworów poziomych, w których projektowanie długich często awaryjnie zapuszczanych kolumn rur linera staje się koniecznością.

Literatura:

1. *Ron Sweatman-Well Cementing Operations-IADC Drilling Series 2015*
2. *Erik B.Nelson-Well Cementing -Second Printing 1990*
3. *M.J.Economides, L.T.Watters.S.Dunn-Norman - Well Construction*
4. *Deep Well and Liner Cemementing Studies--Materiały Firmy Halliburton*
5. *Analiza zabiegów zapuszczania i cementowania kolumny rur typu liner zrealizowanych przez Exalo Drilling S.A.-Raport wykonany przez FK WES na zlecenie Exalo Drilling S.A. -2019 r*
6. *Problemy zapuszczania i cementowania kolumny rur typu liner-warsztaty zorganizowane przez Exalo Drilling S.A. z wykorzystaniem wykładu FK WES-2019 r*
7. *Materiały katalogowe firm Weatherford oraz Baker dot. konstrukcji i technologii linerów.*
8. *Procedury przygotowania,zapuszczania i cementowania kolumny rur typu liner-Bulletin D17 (Bul D17) API 1989*
9. *Materiały archiwalne FK WES ze szkoleń dot. technologii zapuszczania i cementowania linerów-seminaria i szkolenia Halliburton,Weatherford.*

10. *Zapuszczanie i cementowanie kolumny rur typu liner firmy Weatherford w otworze Dukla-1.Konsultacje FK WES w ramach nadzoru operacji.Procedury zapuszczania i zapinania linera.*

Koniec części drugiej

Dr inż. Wiesław Witek

Absolwent AGH w Krakowie, Wydziału Górniczego, specjalność Wiertnictwo (1970 r.), doktorat AGH w Krakowie (1978 r.), mgr prawa Uniwersytet Rzeszowski (2014 r.). W latach 1970-1977 pracował w FMWiG GLINIK w Gorlicach na stanowisku konstruktora i Kierownika Pracowni Projektowej. W okresie 1977-1992 pracował na licznych kontraktach zagranicznych jako kierownik wiertni i superintendent m.in. w Libii, Kuwejcie, Iraku, Zairze, Indiach, Omanie i Indonezji dla takich firm jak OXY, Mobil Oil, Agip, Petrofina, ONGC, Shell, MEW. W latach 1992-2000 zatrudniony w PGNiG na stanowisku Kierownika Działu Techniki Wiertniczej i specjalisty ds. zakupu w ramach Banku Światowego. W latach 2000-2002 pracował w INVESTGAS na stanowisku Dyrektora Inwestycji Górniczych i Eksploatacji. Od 2002 prowadzi własną działalność gospodarczą będąc właścicielem Firmy Konsultingowej „WES". Jest autorem licznych publikacji i ekspertyz związanych z wierceniem otworów w ramach projektu Shale Gas jako niezależny konsultant jak również jest autorem licznych projektów w zakresie PMG, cementowania oraz projektowania otworów. W ramach komisji powoływany przez Prezesa WUG bierze udział jako ekspert w pracach związanych z oceną zagrożeń wyrzutów gazu w KGHM Polska Miedź. Odznaczony medalem RSGO w Krakowie za udział w akcjach likwidacji erupcji gazu m.in. Różańsko i Wierzchowice. Działalność i liczne opracowania zamieszone są na stronie internetowej https://fk-wes.pl/

Mgr inz. Marian Wolan

Absolwent Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie (1998 r.). W 1998 roku rozpoczął pracę w firmie Poszukiwania Naftowe „Diament" Sp. z o.o. w Zielona Góra. W trakcie swojej kariery zawodowej zajmował wiele stanowisk między innymi: asystent kierownika Wiertni, Specjalista ds. Próbników Złoża i Linerów, kierownik Grupy Wyposażenia Eksploatacyjnego, kierownik Grupy Wyposażenia Eksploatacyjnego Odwiertów, Od 2013 roku pracuje w firmie Exalo Drilling S.A. Obecne zajmuje stanowisko z-cy dyrektora ds. Serwisów Region Zachód - z-ca kierownika Ruchu Zakładu. Podczas swojej kariery zawodowej przyczynił się do rozwoju serwisów w firmie PN „Diament" w tym do powstania Serwisu Linerów, które stanowią istotną część działalności operacyjnej Exalo Drilling S.A. Przez wiele lat był czynnym ratownikiem górnictwa otworowego. Brał udział w wielu akcjach ratowniczych i profilaktycznych między innymi przy likwidacji otwartej erupcji na PMG Wierzchowice oraz w otworze Żołynia. Obecnie rozpoczął Doktorat Wdrożeniowy na AGH w Krakowie na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu..

Możliwości poprawy procesu spalania i ograniczenia emisji w aspekcie konkluzji BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania

Grażyna Żak

Jarosław Markowski

Michał Wojtasik

Combustion improve and emissions reduce in the context of BAT conclusions for large powerplants

Commission Implementing Decision (EU) 2017/1442 of 31 July 2017 [1] establishing the Best Available Techniques Conclusions for large combustion plants in accordance with Directive 2010/75 / EU of the European Parliament and of the Council [2] was published in Official Journal of the European Union (L212) on 17 August 2017. Operators of combustion installations will be required to implement a production practice of appropriate solutions to meet the BAT conclusions by 16 August 2021.

Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. [1] ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE [2] została opublikowana w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej (L212) w dniu 17 sierpnia 2017 r. Prowadzący instalacje energetycznego spalania będą zobowiązani do wprowadzenia do praktyki produkcyjnej odpowiednich rozwiązań w celu spełnienia konkluzji BAT do dnia 16 sierpnia 2021 r.

Przegląd przepisów dotyczących rodzajów działalności objętych wymaganiami konkluzji BAT pozwolił na zidentyfikowanie obszarów w przemyśle energetycznym, w których mogą znaleźć zastosowanie dodatki uszlachetniające do paliw, poprawiające proces spalania i ograniczające emisje niespalonych węglowodorów, LZO oraz cząstek stałych, SO_x, HCl i HF.

W tabeli zamieszczono opis wybranych konkluzji BAT znajdujących się w decyzji wykonawczej Komisji (UE) [1] wraz z opisem efektów działania dodatków uszlachetniających rekomendowanych do stosowania przez Zakład Dodatków i Nowych Technologii Chemicznych INiG – PIB.

Definicje

*Najlepsze dostępne techniki (**Best available technology – BAT**) definiuje się, zgodnie z art. 2 pkt 11 Dyrektywy Rady 96/61/WE z dnia 24 września 1996 r. [3] dotyczącej zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli, jako najbardziej efektywny i zaawansowany poziom rozwoju technologii i metod prowadzenia danej działalności, który wskazuje możliwe wykorzystanie poszczególnych technik jako podstawy przy ustalaniu dopuszczalnych wielkości emisji i innych warunków pozwolenia mających na celu zapobieganie powstawaniu, a jeżeli nie jest to możliwe, ograniczenie emisji i oddziaływania na środowisko jako całość, z tym że:*

- *technika – oznacza zarówno stosowaną technologię, jak i sposób, w jaki dana instalacja jest projektowana, wykonywana, eksploatowana oraz likwidowana,*
- *dostępne techniki – oznaczają techniki o takim stopniu rozwoju, który umożliwia ich praktyczne zastosowanie w danej dziedzinie przemysłu, z uwzględnieniem warunków ekonomicznych i technicznych oraz rachunku kosztów i korzyści, a które to techniki prowadzący daną działalność może uzyskać,*
- *najlepsza technika – oznacza najbardziej efektywną technikę w osiąganiu wysokiego ogólnego poziomu ochrony środowiska jako całości.*

*Wprowadzenie do praktyki produkcyjnej konkluzji dotyczących BAT ma za zadanie zminimalizowanie oddziaływania działalności produkcyjnej na środowisko naturalne. Wymiernym poziomem tego oddziaływania jest ustalenie wartości poziomów emisji **BAT-AEL (Best available technology – associated emission levels)** dla procesów produkcyjnych, których dotrzymanie ma zapewnić ograniczony poziom oddziaływania przemysłu na środowisko. Wielkości te zostały określone w oparciu o stosowanie technik wymienionych w konkluzjach. Trzeba jednak zastrzec, że techniki te nie stanowią pełnego katalogu możliwości zmniejszenia oddziaływania przemysłu na środowisko naturalne (nie mają ani nakazowego, ani wyczerpującego charakteru) i nie są bezwzględnie wymagane pod warunkiem, że prowadzący instalacje zastosują ekwiwalentne metody ochrony środowiska zarówno w zakresie spełnienia wartości poziomów emisji BAT-AEL jak i ich monitorowania.*

Podstawy prawne

Podstawy prawne do opracowania konkluzji stanowiły:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola)
- Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 19 kwietnia 2016 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo ochrony środowiska [21]
- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska [19]
- Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach [16]
- Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. Prawo wodne [18]
- Ustawa z dnia 7 czerwca 2001 r. o zbiorowym zaopatrzeniu w wodę i zbiorowym odprowadzaniu ścieków [21]
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów [15]
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2014 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody [14]
- Ustawa z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej [20]
- Ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji [17]
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 28 grudnia 2010 r. w sprawie wzoru formularza raportu oraz sposobu jego wprowadzania do Krajowej bazy

Tabela 1. Stosowanie dodatków uszlachetniających w aspekcie możliwości spełnienia wybranych konkluzji BAT

Nr BAT	Opis konkluzji	Techniki mające na celu realizację zadania wyznaczonego w konkluzji	Efekty stosowania dodatków uszlachetniających
6, 55	Poprawa ogólnej efektywności środowiskowej obiektów energetycznego spalania oraz ograniczenia emisji CO i niespalonych substancji do powietrza poprzez zapewnienie optymalnego spalania i stosowania odpowiednich kombinacji metod.	b. Konserwacja układu spalania.	Wydłużenie okresów poprawnej eksploatacji poprzez zastosowanie dodatków podwyższających temperaturę topliwości popiołów. Kompozycje dodatków zostały przetestowane w laboratorium w aspekcie spalania biomasy. Uzyskano pozytywne wyniki.
12	Zwiększenie sprawności energetycznej spalania, zgazowania lub jednostek IGCC użytkowanych ≥ 1 500 godz./rok, dzięki zastosowaniu odpowiednich kombinacji technik.	a. Optymalizacja spalania - minimalizacja zawartość niespalonych substancji w spalinach i stałych pozostałościach po spalaniu.	Wpływanie na zawartość niespalonych węglowodorów w spalinach dzięki zastosowaniu modyfikatorów procesu spalania. Technologia wstępnie przetestowana w warunkach przemysłowych w zakładach energetycznych.
16	Ograniczenie ilości odpadów przesyłanych do unieszkodliwienia ze spalania lub procesu zgazowania i technik redukcji zanieczyszczeń, w ramach BAT należy zorganizować operacje w celu zmaksymalizowania, zgodnie z zasadą pierwszeństwa i z uwzględnieniem cyklu życia następujących elementów: b) przygotowania odpadów do ponownego użycia, np. w zależności od konkretnych wymaganych kryteriów jakości;	b. Recykling lub odzysk pozostałości w sektorze budowlanym.	Wprowadzanie dodatków które mogą zwiększać udział cenosfer w popiołach. Opracowano koncepcję na podstawie przeglądu literatury.
21	Ograniczenie emisji SO_x, HCl i HF do powietrza ze spalania węgla kamiennego lub brunatnego.	a. Wtrysk sorbentu do kotła (do paleniska lub do złoża). b. Dozowanie sorbentu do kanału spalin (DSI).	Sorbenty służące do podwyższania temperatur topliwości popiołów jako efekt uboczny mogą powodować zmniejszenie emisji HCl i HF. Na podstawie literatury opracowano koncepcję, wymagane jest sprawdzenie tego rozwiązania w praktyce.
22, 66	Ograniczenie emisji pyłu i metali zawartych w pyle do powietrza ze spalania węgla kamiennego lub brunatnego.	c. Wtrysk sorbentu do kotła (do paleniska lub do złoża).	Obniżanie zawartości pyłów w spalinach dzięki zastosowaniu modyfikatorów procesu spalania. Technologia wstępnie przetestowana w warunkach przemysłowych. Testy wykazały pozytywny efekt podczas spalania ciężkiego oleju opałowego.
29	Ograniczenie emisji SO_x, HCl i HF do powietrza ze spalania oleju opałowego lub oleju napędowego w kotłach.	a. Dozowanie sorbentu do kanału spalin (DSI).	Modyfikatory procesu spalania opracowane w INIG-PIB mają korzystny wpływ na zmniejszenie emisji SOx. Technologia potwierdzona laboratoryjne w testach z zastosowaniem lekkiego oleju opałowego, oraz w testach quasi przemysłowych spalania biomasy.
33	Ograniczenie emisji CO i lotnych związków organicznych do powietrza ze spalania ciężkiego oleju opałowego lub oleju napędowego w silnikach tłokowych.	b. Katalizatory utleniające.	Modyfikatory procesu spalania opracowane w INIG-PIB mają korzystny wpływ na zmniejszenie emisji CO i LZO. Technologia potwierdzona laboratoryjne w testach z zastosowaniem lekkiego oleju opałowego oraz w warunkach quasi przemysłowych z zastosowaniem biomasy.
34	Ograniczenie emisji SO_x, HCl i HF do powietrza ze spalania ciężkiego oleju opałowego lub oleju napędowego w silnikach tłokowych.	b. Dozowanie sorbentu do kanału spalin (DSI)	Modyfikatory procesu spalania opracowane w INIG-PIB mają korzystny wpływ na zmniejszenie emisji SOx. Technologia potwierdzona laboratoryjne w testach z zastosowaniem lekkiego oleju opałowego.
57	Ograniczenie emisji SO_x, HCl i HF do powietrza ze spalania paliw procesowych z przemysłu chemicznego w kotłach	b. Wtrysk sorbentu do kotła (do paleniska lub do złoża) c. Dozowanie sorbentu do kanału spalin (DSI)	Modyfikatory procesu spalania opracowane w INIG-PIB mają korzystny wpływ na zmniejszenie emisji SOx. Technologia potwierdzona laboratoryjne w testach z zastosowaniem lekkiego oleju opałowego.
59	Ograniczenie emisji lotnych związków organicznych i polichlorowanych dwubenzodioksyn i dwubenzofuranów do powietrza ze spalania paliw procesowych z przemysłu chemicznego w kotłach.	Konserwacja układu spalania	Wydłużenie okresów poprawnej eksploatacji poprzez zastosowanie dodatków podwyższających temperatury topliwości popiołów. Technologia sprawdzona laboratoryjnie w przypadku biomasy.
63	Zwiększenie sprawności energetycznej współspalania odpadów.	Optymalizacja spalania - minimalizuje zawartość niespalonych substancji w spalinach i stałych pozostałościach po spalaniu	Zastosowanie odpowiedniej kompozycji dodatków modyfikujących proces spalania może powodować zwiększenie sprawności energetycznej i w efekcie minimalizację emisji niespalonych substancji i cząstek stałych. Podstawy takiej koncepcji opracowano we współpracy z partnerem przemysłowym.
67	Zapobieganie emisji SO_x, HCl i HF do powietrza ze współspalania odpadów z biomasą lub torfem.	Wtrysk sorbentu do kotła (do paleniska lub do złoża) Dozowanie sorbentu do kanału spalin (DSI)	Modyfikatory procesu spalania opracowane w INIG-PIB mają korzystny wpływ na zmniejszenie emisji SOx. Sorbenty służące do podwyższania temperatur topliwości popiołów jako efekt uboczny mogą powodować zmniejszenie emisji HCl i HF.

o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji [13]
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu [11]
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu [12]
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku [9]
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 10 listopada 2005 r. w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego, których wprowadzenie w ściekach przemysłowych do urządzeń kanalizacyjnych wymaga uzyskania pozwolenia wodnoprawnego [8]
- Rozporządzenie Ministra Budownictwa z dnia 14 lipca 2006 r. w sprawie sposobu realizacji obowiązków dostawców ścieków przemysłowych oraz warunków wprowadzania ścieków do urządzeń kanalizacyjnych [6]
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 18 listopada 2014 r. w sprawie warunków, jakie należy spełnić przy wprowadzaniu ścieków do wód lub do ziemi, oraz w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego [10]
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 5 października 2015 r. w sprawie szczegółowego sposobu postępowania z olejami odpadowymi [7]
- Decyzja wykonawcza Komisji z dnia 28.02.2012 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych, w odniesieniu do produkcji żelaza i stali (Dz.U. L 70 z 8.3.2012, str. 63–98)
- Norma PN-ISO 4225:1999 Jakość powietrza. Zagadnienia ogólne – terminologia [4]

Zakres obowiązywania

Konkluzje zawarte w decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. dokumencie odnoszą się do następujących rodzajów działalności:

1. Spalanie paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej.
2. Zgazowanie węgla lub innych paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie wynoszącej 20 MW lub więcej.
3. Unieszkodliwianie lub odzysk odpadów we współspalarniach odpadów w odniesieniu do odpadów innych niż niebezpieczne, o wydajności przekraczającej 3 tony na godzinę lub w odniesieniu do odpadów niebezpiecznych, o wydajności przekraczającej 10 ton na dobę, tylko wtedy, gdy taka działalność odbywa się w obiektach energetycznego spalania spełniających założenia pkt 1.

oraz do niżej wymienionych rodzajów paliw:

- paliwa stałe (np. węgiel kamienny, węgiel brunatny, torf),
- biomasa (zdefiniowana w art. 3 pkt 31 dyrektywy 2010/75/UE),
- paliwa ciekłe (np. ciężki olej opałowy i olej napędowy),
- paliwa gazowe (np. gaz ziemny, gaz zawierający wodór i gaz syntezowy),
- paliwa charakterystyczne dla przemysłu (np. produkty uboczne przemysłu chemicznego i hutnictwa żelaza i stali),
- odpady, z wyjątkiem zmieszanych odpadów komunalnych zdefiniowanych w art. 3 pkt 39 i z wyjątkiem pozostałych odpadów wymienionych w art. 42 ust. 2 lit. a) ppkt (ii) i (iii) dyrektywy [2].

Podsumowanie

Techniki mające na celu realizację zadań wyznaczonych w konkluzjach BAT, pomimo teoretycznej dostępności na rynku wielu rozwiązań konstrukcyjnych i technologicznych, nie zawsze mogą zostać zastosowane w istniejących obiektach ze względu na ograniczenia techniczne i ekonomiczne. Natomiast zastosowanie dodatków uszlachetniających poprawiających parametry eksploatacyjne i ekologiczne paliw wykorzystywanych w tego typu obiektach zwiększa sprawność energetyczną i w efekcie minimalizuje emisję niespalonych węglowodorów, LZO, cząstek stałych, SOx, HCl i HF, pozwalając na osiągniecie oczekiwanych efektów za pomocą prostego i taniego rozwiązania. Możliwość wytwarzania energii elektrycznej i/lub cieplnej poprzez spalanie uszlachetnionych paliw nie wymusza znacznych zmian konstrukcyjnych w instalacjach energetycznych oraz nie wymaga dużych nakładów finansowych.

Literatura

1. *Decyzja Wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r., Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L212/1, 17.08.2017*
2. *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r., Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 334/17, 17.12.2010*
3. *Dyrektywa Rady 96/91/WE z dnia 24 września 1996 r., Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L257, 10.10.1996*
4. *Norma PN-ISO 4225:1999 Jakość powietrza. Zagadnienia ogólne – terminologia.*
5. *Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 19 kwietnia 2016 r., Dz.U. 2016, Poz. 672.*
6. *Rozporządzenie Ministra Budownictwa z dnia 14 lipca 2006 r., Dz.U. 2006 nr 136 poz. 964 z późniejszymi zmianami.*
7. *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 5 października 2015 r., Dz.U. 2015 poz. 1694.*
8. *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 10 listopada 2005 r., Dz.U. 2005 nr 233 poz. 1988 z późniejszymi zmianami.*
9. *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r., Dz.U. 2007 nr 120 poz. 826 tekst jednolity.*
10. *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 18 listopada 2014 r., Dz.U. 2014 poz. 1800.*
11. *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r., Dz.U. 2012 nr 0 poz. 1031.*
12. *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r., Dz.U. 2010 nr 16 poz. 87.*
13. *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 28 grudnia 2010 r., Dz.U. 2011 nr 3 poz. 4.*
14. *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2014 r., Dz.U. 2014 r. poz. 1542.*
15. *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r., Dz.U. 2014 poz. 1546 z późniejszymi zmianami.*
16. *Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r., Dz.U. 2013 poz. 21 z późniejszymi zmianami.*
17. *Ustawa z dnia 17 lipca 2009 r., Dz.U. Nr 130, poz. 1070 z późniejszymi zmianami.*
18. *Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r., Dz.U. 2001 nr 115 poz. 1229.*
19. *Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r., Dz.U. 2001 nr 62 poz. 627 z późniejszymi zmianami.*
20. *Ustawa z dnia 29 czerwca 1995 r., Dz.U. Nr 88, poz. 439.*
21. *Ustawa z dnia 7 czerwca 2001 r., Dz.U. 2001 nr 72 poz. 747 tekst jednolity.*

dr hab. Grażyna Żak*
Adiunkt w Zakładzie Dodatków i Nowych Technologii Chemicznych
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

mgr inż. Jarosław Markowski
Asystent w Zakładzie Dodatków i Nowych Technologii Chemicznych
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

dr Michał Wojtasik
Asystent w Zakładzie Dodatków i Nowych Technologii Chemicznych
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

ENERGIA W GEOTERMALNA.

Program „Polska Geotermia Plus"

Michał Kruszewski

Konsolidacja programów wsparcia rozwoju polskiej geotermii to cel działań Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW), który wychodzi z programem „Polska Geotermia Plus". Głównym jego celem jest zwiększenie wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce, a bezpośrednim motywem są m.in. wyniki badań potencjału źródeł geotermalnych na terenie kraju.

Kwota alokacji dla zwrotnych oraz bezzwrotnych form dofinansowania wynosi do 600 000 PLN w tym do 300 000 PLN dla bezzwrotnych form dofinansowania, oraz kolejne 300 000 PLN dla zwrotnych form dofinansowania.

Przedsięwzięcia, które mają szansę na dofinansowanie, podzielono na obligatoryjne i fakultatywne. Wśród tych pierwszych są m.in. budowa nowej, rozbudowa lub modernizacja istniejącej ciepłowni, lub elektrociepłowni, lub elektrowni geotermalnej, opartej na źródle geotermalnym, lub modernizacja, lub rozbudowa istniejących źródeł wytwarzania energii o ciepłownię, lub elektrociepłownię, lub elektrownię geotermalną, opartej na źródle geotermalnym, lub wykonanie, lub rekonstrukcja otworu geotermalnego z wyłączeniem pierwszego odwiertu badawczego. Fakultatywnie inwestycje, kwalifikujące się do wsparcia w ramach nowego programu NFOŚiGW to na przykład modernizacja sieci ciepłowniczych, poprawa efektywności energetycznej, instalacje OZE, wykonanie pierwszego odwiertu badawczego.

Dotacje mogą sięgać do 40 proc. kosztów kwalifikowanych (do 50 proc. w przypadku przedsięwzięć geotermalnych wykorzystujących technologię ORC), a pożyczki – do 100 proc. kosztów kwalifikowanych. W przypadku pożyczek oprocentowanie wyniesie: WIBOR 3M + 50 pb, nie mniej niż 2% przy okresie finansowania nie dłuższym niż 20 lat. Program „Polska Geotermia Plus" będzie realizowany w latach 2019-2025, przy czym zobowiązania (rozumiane jako podpisywanie umów) podejmowane będą do 2023 roku, a wydatkowanie środków przewidziano do 2025 roku.

Program skierowany jest do przedsiębiorców, w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2018 r. poz. 646, z późn. zm.), wykonujący działalność gospodarczą. Wnioski o dofinansowanie można składać od 3 lipca 2019 do wyczerpania środków. Ogłoszony nabór ma charakter ciągły, co oznacza, że wpływające wnioski oceniane będą na bieżąco.

- https://inzynieria.com/wpis-branzy/wiadomosci/9/55666,polska-geotermia-plus-nowy-program-wsparcia-budowy-cieplowni-geotermalnych (dostęp: 01.07.2019)
- http://nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/srodki-krajowe/programy-priorytetowe/polska-geotermia-plus/nabor-2019---polska-geotermia-plus/ (dostęp: 01.07.2019)
- https://www.wnp.pl/energetyka/rusza-program-polska-geotermia-plus-z-budzetem-600-mln-zl,348354_1_0_0.html (dostęp: 01.07.2019)
- https://biznesalert.pl/nfosigw-program-polska-geotermia-plus/ (dostęp: 01.07.2019)

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

Fot: Andrzej Bęben/ARC

PGNiG zakupi o 1,5 mln ton rocznie więcej LNG od Venture Global LNG

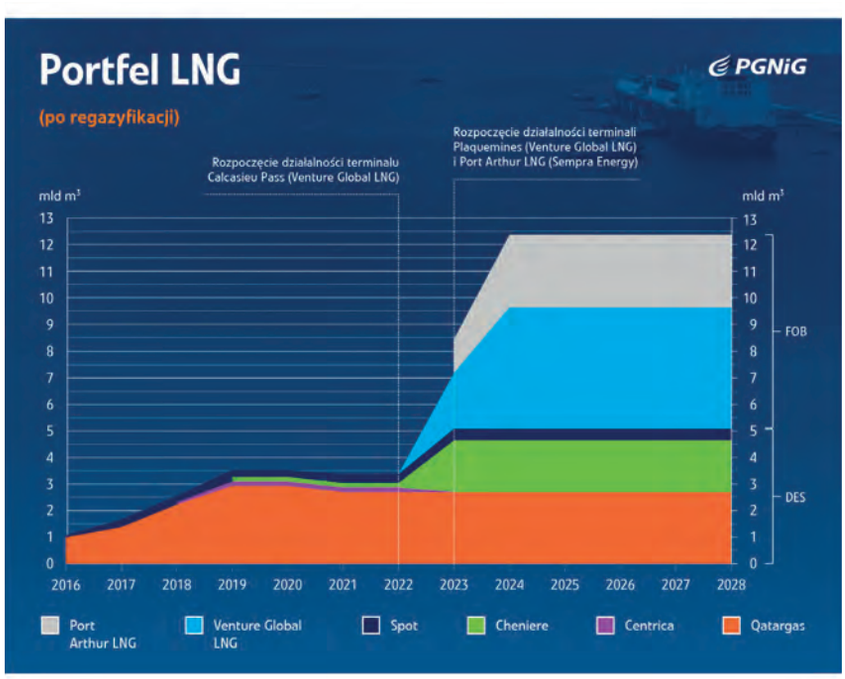
Fot. arch. PGNiG SA

Podczas wizyty Prezydenta RP Andrzeja Dudy w Waszyngtonie, członkowie zarządów Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA oraz Venture Global LNG podpisali porozumienie, które zwiększa wolumen zakupu skroplonego gazu ziemnego o dodatkowe 1,5 mln ton LNG rocznie. W uroczystości w Eisenhower Executive Office Building Białego Domu udział wzięli Sekretarz Energii USA Rick Perry oraz Sekretarz Stanu w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów, Pełnomocnik Rządu RP do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej Piotr Naimski.

Zgodnie z zapisami porozumienia wolumen LNG odbieranego z terminalu Plaquemines począwszy od 2023 roku został zwiększony z 1,0 mln do 2,5 mln ton rocznie (tj. z 1,35 do 3,38 mld m^3 gazu ziemnego po regazyfikacji). Tym samym łączny wolumen zakupionego przez PGNiG gazu z obu terminali budowanych przez Venture Global LNG osiągnie 3,5 mln ton LNG rocznie – 1,0 mln ton pochodzić będzie z terminalu Calcasieu Pass, a 2,5 mln ton – z terminalu Plaquemines.

Sekretarz Energii USA Rick Perry powiedział: – Polska i Stany Zjednoczone mają silny i strategiczny sojusz i przyjaźń, którą wzmacnia wspólne zaangażowanie w bezpieczeństwo energetyczne i zrozumienie, że prawdziwe bezpieczeństwo energetyczne osiąga się poprzez różnorodność energetyczną. Dzisiejsze ogłoszenie znaczącego rozszerzenia istniejącego partnerstwa LNG między Venture Global i PGNiG jeszcze bardziej umacniają ten cel. Pod kierownictwem Prezydenta Trumpa nasze dwa narody rozpoczęły strategiczny dialog energetyczny między USA a Polską, który wzmacnia i wspiera partnerstwa takie jak to. Oczekujemy jeszcze więcej w nadchodzących miesiącach i latach.

– Zwiększamy nasz portfel LNG w zakresie wolumenów, które odbierać będziemy z USA po 2022 roku, czyli po wygaśnięciu kontraktu jamalskiego. Dzięki dobrym relacjom z naszymi amerykańskimi partnerami i skutecznym negocjacjom uzyskaliśmy możliwość pozyskania dostaw LNG z terminalu Plaquemines na bardzo konkurencyjnych warunkach – powiedział Piotr Woźniak, prezes Zarządu PGNiG SA.



– Od 2022 i 2023 roku z terminali eksportowych należących do Venture Global LNG zlokalizowanych w Luizjanie nad Zatoką Meksykańską będziemy odbierać każdego roku łącznie 3,5 mln ton gazu LNG, co odpowiada ok. 4,73 mld m^3 gazu ziemnego po regazyfikacji. Amerykańskie LNG staje się coraz bardziej konkurencyjne i kolejne kwartały zwiększonego importu do Europy tylko to potwierdzają – podsumował Maciej Woźniak, wiceprezes Zarządu PGNiG SA ds. handlowych.

– Cieszymy się, że możemy rozszerzyć nasze strategiczne partnerstwo z Polską i PGNiG, jedną z najważniejszych międzynarodowych firm naftowych i gazowych w Europie. Budowa naszego terminalu Calcasieu Pass przebiega zgodnie z planem, a to porozumienie potwierdza naszą zdolność do zaoferowania naszym zagranicznym partnerom niedrogiego LNG także z terminalu Plaquemines. Oba terminale będą korzystać z tych samych wydajnych i niezawodnych rozwiązań technologicznych, które zapewnia firma Baker Hughes, spółka z Grupy GE (BHGE) – oświadczyli wspólnie Mike Sabel i Bob Pender, prezesi Venture Global LNG. – Cieszymy się również, że turbiny parowe naszego projektu i generatory tych turbin będą produkowane w Polsce, globalnym centrum doskonałości produkcyjnej – dodali.

W maju br. amerykańska Federalna Komisja Regulacji Energetyki (FERC) wydała ostateczną decyzję środowiskową dla terminalu Plaquemines LNG oraz towarzyszącej mu infrastruktury gazociągowej – Gator Express Pipeline.

Kontrakty PGNiG z Venture Global LNG zostały zawarte we wrześniu 2018 roku na 20 lat w formule FOB (Free-on-Board). Oznacza to, że od momentu załadunku w terminalu skraplającym to nabywca, czyli w tym wypadku PGNiG, dysponuje ładunkiem LNG i może decydować o jego porcie docelowym – skierować go do Polski albo odsprzedać na globalnym rynku.

Departament Public Relations
PGNiG SA

PGNiG bliżej rozpoczęcia produkcji gazu z norweskiego złoża Ærfugl

Wydobycie z pierwszego odwiertu na złożu Ærfugl zostanie uruchomione w połowie 2020 roku. Do końca przyszłego roku do produkcji zostaną włączone jeszcze trzy kolejne otwory. Przy zagospodarowaniu złoża PGNiG Upstream Norway wykorzysta innowacyjne rozwiązania techniczne.

Zgodnie z planem zagospodarowania, wiercenia na złożu Ærfugl zostały podzielone na dwie fazy – po trzy odwierty w każdej. Operator złoża, Aker BP, ocenia zaawansowanie prac pierwszej fazy na 40 procent. Równolegle, w ramach fazy drugiej, PGNiG Upstream Norway wraz z partnerami koncesyjnymi podjęło decyzję o wejściu w etap definiowania szczegółowego rozwiązania technicznego dla zagospodarowania części złoża w ramach tej fazy. Ma ono rozpocząć się jeszcze w listopadzie 2019 roku.

– Plan zagospodarowania złoża jest intensywny i realizowany zgodnie z harmonogramem. To ważne, bo uruchomienie produkcji z Ærfugl oznaczać będzie dla PGNiG istotne zwiększenie własnego wydobycia gazu w Norwegii, który od IV kwartału 2022 roku chcemy przesyłać do kraju gazociągiem Baltic Pipe – powiedział Piotr Woźniak, Prezes Zarządu PGNiG SA.

Ærfugl (dawniej: Snadd) to złoże gazowo-kondensatowe, którego zasoby wydobywalne są oceniane na 274,7 milionów baryłek ekwiwalentu ropy naftowej. Zgodnie z założeniami, w szczytowym roku produkcji wydobycie z tego złoża przypadające na PGNiG wyniesie około 0,5 mld m sześc. gazu ziemnego.

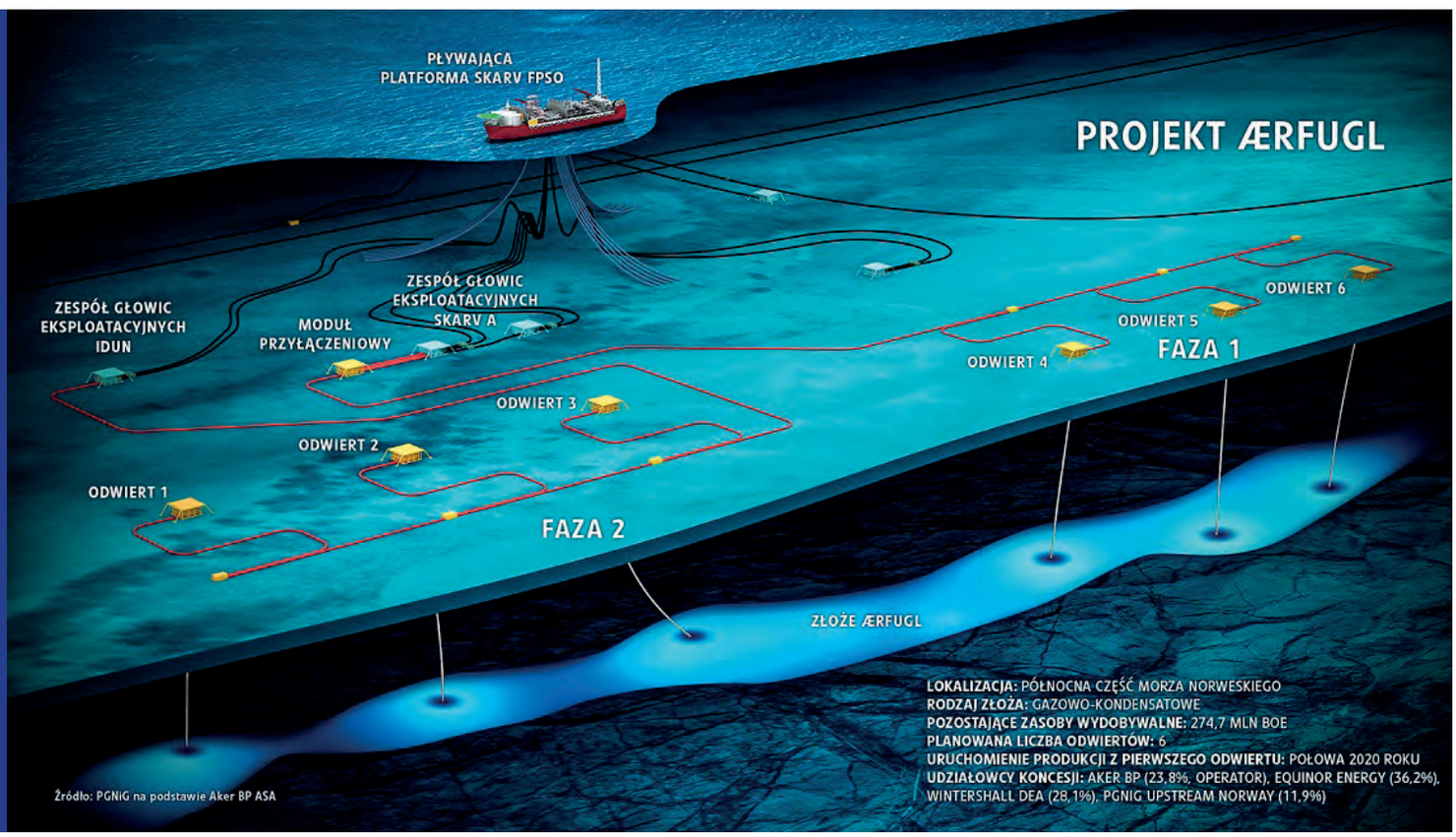
Złoże będzie eksploatowane za pomocą siedmiu odwiertów – sześciu odwierconych w ramach planu zagospodarowania oraz odwiertu rozpoznawczego, zrealizowanego w 2013 roku. Otwory wiercone w ramach fazy pierwszej zostaną włączone do produkcji w listopadzie 2020 roku. Wcześniej, bo w czerwcu 2020 r., rozpocznie się wydobycie z jednego z odwiertów zaplanowanego w fazie drugiej. Będzie to możliwe dzięki wykorzystaniu już istniejącej infrastruktury przesyłowej. Pozostałe dwa odwierty, które będą zrealizowane w fazie drugiej, rozpoczną wydobycie w drugiej połowie 2021 roku.

Przy zagospodarowaniu Ærfugl PGNiG Upstream Norway zamierza wykorzystać nowe rozwiązania techniczne. Pierwszym jest technologia ETH-PiP (ang. electrically trace-heated pipe in pipe) do transportu wydobytych ze złoża węglowodorów. Rozwiązanie to polega na podgrzewaniu elektrycznym i aktywnym stabilizowaniu temperatury poszczególnych odcinków podmorskiego gazociągu przesyłowego, co ma zapobiegać wytrącaniu się hydratów gazu w trakcie transportu paliwa na pływającą platformę FPSO, odległą od odwiertów o 21 kilometrów.

Drugą nowością będzie zastosowanie po raz pierwszy na świecie głowic eksploatacyjnych o średnicach przelotowych zwiększonych do 7 cali. Partnerzy koncesyjni zdecydowali się na ich użycie ze względu na prognozowane wysokie przypływy gazu z odwiertów.

PGNiG Upstream Norway posiada 11,92 proc. udziałów w koncesji, które nabyło w 2007 roku. Operatorem jest Aker BP a pozostałymi partnerami Equinor Energy i Wintershall DEA.

Departament Public Relations
PGNiG SA



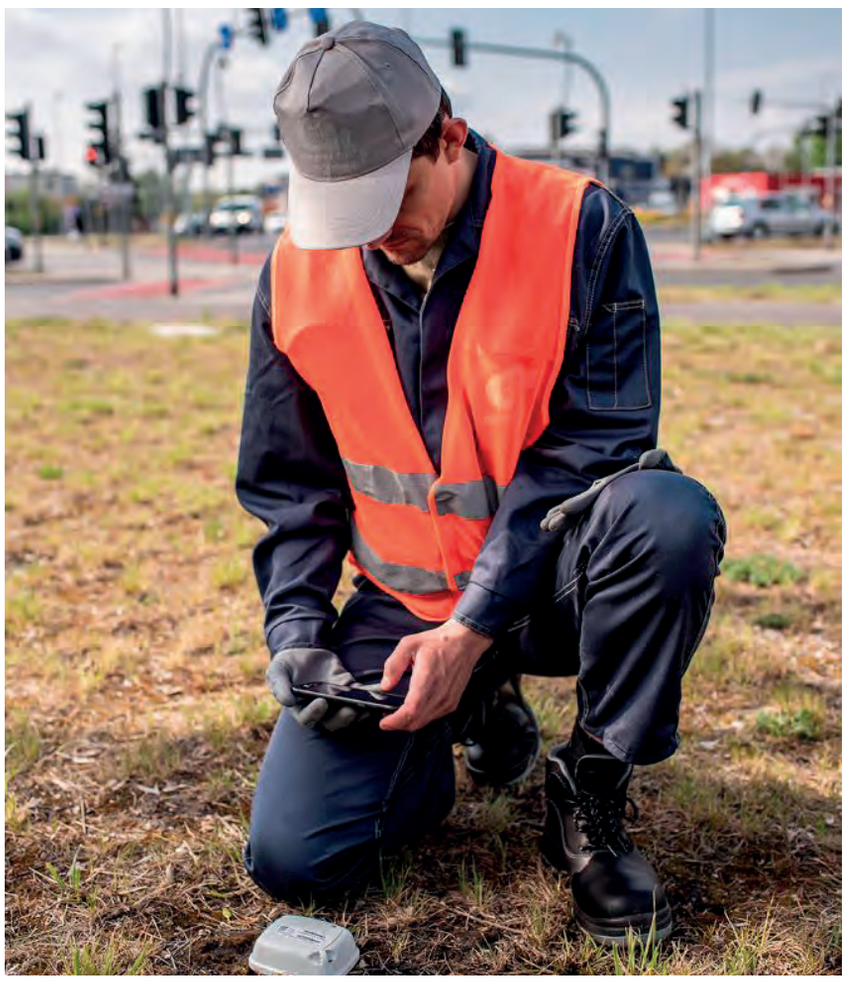
Grupa PGNiG liderem innowacji w obszarze poszukiwań ropy naftowej i gazu ziemnego

Geofizyka Toruń SA z Grupy Kapitałowej PGNiG jako pierwsza w Europie wdrożyła nowe technologie pozyskiwania danych sejsmicznych w poszukiwaniu złóż węglowodorów. Zamiast dotychczas stosowanych kablowych sieci geofonów – wykorzystuje ultralekkie bezprzewodowe czujniki nodalne. Małe gabaryty i waga czujników pozwalają prowadzić badania w harmonii ze środowiskiem naturalnym i otoczeniem społecznym.

Badania sejsmiczne są ważnym etapem poszukiwania węglowodorów. Polegają na kontrolowanym wzbudzeniu fali sejsmicznej, która przenika w głąb ziemi, odbija się od kolejnych warstw geologicznych i powraca na powierzchnię, gdzie rejestrowana jest za pomocą specjalnych czujników, tzw. geofonów. Zebrane dane pozwalają ustalić, gdzie na badanym obszarze występują złoża ropy naftowej i gazu ziemnego.

System geofonów rozłożonych na powierzchni, obejmującej nawet kilkaset kilometrów kwadratowych, wymaga połączenia kablami, użycia urządzeń transmisyjnych oraz ciężkich baterii. Logistyka takiego sprzętu wymusza zastosowanie ciężkich środków transportu. Dla minimalizacji oddziaływania na środowisko naturalne i uciążliwości dla lokalnych społeczności Geofizyka Toruń wdrożyła innowacyjny nodalny system akwizycji danych sejsmicznych. Opiera się on na ultralekkiej samodzielnej jednostce pomiarowej – nodzie, w którą wbudowano układy rejestrujące dane sejsmiczne, systemy GPS i wydajne baterie pozwalające na rejestrację danych przez kilka tygodni. Nody nie są połączone kablami, można je ukryć pod cienką warstwą ziemi, a ich monitoring odbywa się przy użyciu smartfonów. To nowatorskie podejście – nazywane lekką sejsmiką – pozwala na wykorzystanie środków transportu bardziej przyjaznych środowisku naturalnemu.

– Badania geofizyczne są zawsze dostosowane do lokalnych uwarunkowań środowiskowych, do infrastruktury drogowej i prowadzonej działalności rolniczej. Dla mieszkańców terenów, na których prowadzimy badania, ważne jest, by prace sejsmiczne nie kolidowały z ich codziennym życiem.– mówi Piotr Woźniak, prezes Zarządu PGNiG SA. – Dzięki nowej ultralekkiej technologii bezprzewodowej i miniaturyzacji całego systemu



Fot. Geofizyka Toruń SA

nasi geofizycy minimalizują oddziaływanie badań sejsmicznych na otoczenie, a jednocześnie gwarantują najwyższą jakość wykonania stawianych im zadań geologicznych w obliczu trudnych uwarunkowań terenowych – dodaje.

Geofizyka Toruń jest pierwszą firmą w Europie, która wykorzystuje innowacyjny nodalny system akwizycji danych. Dotychczas zrealizowała już 10 badań geofizycznych z wykorzystaniem lekkiej sejsmiki, z których większość została przeprowadzona w Polsce. Technologia ta jest również doskonałym rozwiązaniem dla lokalizacji źródeł wód geotermalnych. Takie badania Geofizyka Toruń wykonała w tym roku w Holandii. Obecnie spółka prowadzi prace sejsmiczne na Węgrzech, a jesienią tego roku rozpocznie realizację akwizycji danych sejsmicznych w technologii nodalnej w Niemczech. Będzie to największe badanie sejsmiczne w Europie pod względem liczby użytych nodów i wolumenu rejestrowanych danych sejsmicznych.

Technologia bezprzewodowa w badaniach sejsmicznych jest rozwijana od wielu lat, ale dopiero teraz osiągnięto satysfakcjonującą miniaturyzację jej komponentów. Wcześniejsze rozwiązania sprowadzały się w praktyce do rezygnacji z kabli. Nadal wymagały jednak stosowania urządzeń transmisyjnych, baterii i wiązek geofonów. Dzięki nowemu systemowi ilość sprzętu do akwizycji danych sejsmicznych znacząco się zmniejszyła i łatwiej jest uzyskać zgody właścicieli nieruchomości na prowadzenie badań geofizycznych na ich terenie.

Geofizyka Toruń, wraz z producentem nodów, kontynuuje prace nad rozwojem tej nowej technologii, aby w jak największym stopniu dopasować ją do potrzeb klientów i zmieniającego się światowego rynku usług geofizycznych.

Departament Public Relations
PGNiG SA

V Konkurs „Bezpieczny Oddział"

W konkursie „Bezpieczny Oddział" wzięło udział 11 zespołów. Fot. archiwum Oddziału

V edycja Konkursu „Bezpieczny Oddział" oraz III Konferencja „Bezpieczni na starcie, zdrowi na mecie" odbyły się w dniach 5-7 czerwca br. w Wiśle. Organizatorem wydarzenia był Dział Systemów Zarządzania ISO i QHSE PGNiG SA Oddziału w Zielonej Górze.

W Konkursie udział wzięło 11 trzyosobowych drużyn. Zakres tematyczny konkursu obejmował w części pierwszej: upadek z wysokości, ochronę środowiska i ekologię, wypadek komunikacyjny, tamowanie masywnych krwawień, postępowanie w przypadku zamachu. Druga część konkursu dotyczyła bezpieczeństwa chemicznego, wyzwań RKO QCPR, w jej ramach odbyła się także gra terenowa – pożar, techniki linowe, wirtualna rzeczywistość, a także test wiedzy o BHP.

W Konferencji uczestniczyli zaproszeni prelegenci, Dyrektorzy z Okręgowych Urzędów Górniczych, Dyrektor firmy EkoMS Consulting Sp. z o.o., goście z Centrali Spółki: Wiceprezes Zarządu PGNiG SA Magdalena Zegarska, Dyrektor Departamentu BHP i Świadczeń Socjalnych Maria Pawelska oraz Radosław Dec, kierownik Działu BHP i Ochrony Ppoż., goście z Oddziału w Sanoku, OGiE, kadra kierownicza komórek organizacyjnych Oddziału oraz uczestnicy konkursu.

Prelegenci omówili wykładnię prawną i praktykę dot. wykonywania prac szczególnie niebezpiecznych, podziemne składowanie substancji w górotworze na przykładzie instalacji użytkowanych przez Oddział, czynniki środowiskowe wpływające na występowanie objawów depresji, zarządzanie emocjami, atrakcje pozytywnego myślenia oraz jak zapobiegać chorobom nowotworowym.

Dyrektor Oddziału Krzysztof Krupiński wraz z Wiceprezes Magdaleną Zegarską oraz kierownikiem Działu Systemów Zarządzania ISO i QHSE Edytą Dudkowiak wręczyli uczestnikom nagrody pieniężne oraz upominki rzeczowe. Drużyny, które zajęły trzy pierwsze miejsca, zakwalifikowały się do konkursu BHP o Puchar Prezesa Zarządu PGNiG SA, który odbędzie we wrześniu br. w siedzibie Centrali Spółki w Warszawie.

Agnieszka Gocek
Dział Systemów Zarządzania
ISO i QHSE
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

Klasyfikacja turnieju: I miejsce: Urszula Nowak- Bogdanowicz, Tomasz Gruszczyński (Dział Elektryczny i Automatyki), Rafał Bisset (Dział Podziemnego Magazynowania Gazu), II miejsce: Paweł Kantorski, Przemysław Wieliński, Michał Joka (KGZ Radlin), III miejsce: Beata Lisek, Patryk Sałamacha (OK Gorzów- Drezdenko), Dariusz Cieśla (Terminal Wierzbno). Fot. archiwum Oddziału

Krwiodawczy challenge

Tegoroczne akcje krwiodawcze zielonogórskich górników przebiegają pod hasłem „Challenge - 100 krwiodawców na 100-lecie PCK". Podczas dwóch zbiórek 46 osób już oddało ten życiodajny płyn.

Największe zainteresowanie naszych małych gości budziły psy ratownicze. Fot. Magdalena Kudła

Podczas akcji przed siedzibą Oddziału krew oddają „stali bywalcy", ale pojawiają się także osoby, które po raz pierwszy przyłączają się do szczytnej idei honorowego krwiodawstwa. Fot. Magdalena Kudła

Akcja „Dar krwi na Dzień Dziecka", która odbyła się 13 czerwca, ściągnęła na plac przed budynkiem Oddziału w Zielonej Górze mnóstwo gości. Tego dnia zgromadziliśmy 13,5 litrów krwi! Celem akcji było propagowanie honorowego krwiodawstwa i zbiórka krwi, tak potrzebnej w okresie wakacji, a także edukacja na temat bezpieczeństwa.

Zaprosiliśmy do współpracy strażaków z Ochotniczej Straży Pożarnej w Jarogniewicach, którzy pojawili się z wozami strażackimi, psami ratowniczymi i torem przeszkód dla czworonogów. Odwiedziły nas też dzieci z kilku miejskich przedszkoli, które pod nadzorem strażaków mogły użyć prawdziwej gaśnicy. Uczestnicy akcji mieli również okazję obejrzeć urządzenia stosowane przez ratowników otworowych, m.in. detektory siarkowodoru, maski przeciwgazowe, aparaty tlenowe.

W Jesionce, dzień później odbyła się akcja dla pracowników z jednostek terenowych i Zielonej Góry. W leśnym otoczeniu kolejne osoby oddały krew. Przed nami dwie akcje zbiórki krwi w grudniu z okazji Barbórki. Mamy nadzieję, że uda nam się zrealizować założony challenge i pozyskać krew od stu osób.

Magdalena Kudła
Dział Komunikacji i PR
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze

Strażacy z OSP Jarogniewice opowiadali o używanym przez siebie sprzęcie. Fot. Michał Burkowski

Podczas akcji wręczone zostały odznaczenia Zasłużony Honorowy Dawca Krwi dla krwiodawców z Zielonej Góry i okolic, które wręczyli przedstawiciele Lubuskiego Oddziału Okręgowego Polskiego Czerwonego Krzyża w Zielonej Górze. Fot. Magdalena Kudła

Partnerem akcji było Exalo Drilling SA. Fot. Magdalena Kudła

Organizatorem akcji terenowej był Klub HDK PCK „Nafta". Fot. Magdalena Kudła

„Kraj nad Wisłą" w Otwartych Działaniach Twórczych

PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze jest sponsorem wspierającym projektu Otwarte Działania Twórcze, w ramach którego odbyła się kolejna edycja poświęcona Polsce.

Otwarte Działania Twórcze (ODT) to międzyszkolny projekt edukacyjno-wychowawczy realizowany od 2004 r. przez Zespół Szkół Specjalnych nr 1 w Zielonej Górze przy wsparciu Stowarzyszenia Na Rzecz Osób Upośledzonych „TACY SAMI".

Happening w centrum Zielonej Góry to zawsze szereg atrakcji artystycznych i sportowych. Fot. Michał Burkowski

Fot. Michał Burkowski

Fot. Michał Burkowski

Każda edycja projektu obejmuje integracyjne warsztaty plastyczne, happening w centrum miasta, wernisaż w Salonie Wystaw PGNiG oraz atrakcyjną wycieczkę. Myślą przewodnią Otwartych Działań Twórczych jest tworzenie grup integracyjnych z udziałem młodzieży niepełnosprawnej intelektualnie i zdobywanie elementarnej wiedzy o kolejnym poznawanym kraju Unii Europejskiej.

PGNiG Oddział w Zielonej Górze przygotował stoisko z balonami oraz atrakcję do wspólnych fotek - ogromną maskotkę Gazuś Fot. Jolanta Pietras

W tym roku uczniowie ZSS nr 1 i SP nr 2 w Zielonej Górze poszerzyli informacje na temat tradycji polskich. Na integracyjnych warsztatach artystycznych „Kraj nad Wisłą" w trakcie zabawy powstały kolorowe prace wielkoformatowe.

Wesoły happening organizowany w ramach ODT odbył się 5 czerwca br. na Placu Bohaterów w centrum miasta przy wsparciu Medycznego Studium Zawodowego w Zielonej Górze, wolontariuszy Uniwersytetu Zielonogórskiego, wolontariuszy Fundacji „Dr Clown", członków Stowarzyszenia „Tacy Sami" w Zielonej Górze, wolontariuszy I LO, wolontariuszy „Klubu Małego Księcia", uczniów Zespołu Szkół Technicznych. Zostały przygotowane stanowiska plastyczne (malowanie na sztalugach, wykorzystanie szablonów do malowania na folii, wykonanie prac z wykorzystaniem tektury i bibuły), zabawy z chustą animacyjną, malowanie twarzy, stanowiska gier zręcznościowych i zabaw sportowych.

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

Jerzy Zagórski

PGNiG kupiło udziały w kolejnym złożu w Norwegii

PGNiG Upstream Norway przejmie 22,2 proc. udziałów w złożu Król Lear na Morzu Północnym, w koncesjach PL146 i PL333, od firmy Total E&P Norge. Przypadającą na PGNiG wielkość wydobycia szacuje się na 0,25 mld m³ gazu ziemnego rocznie, a początek produkcji zaplanowano na 2025 rok.

Król Lear jest złożem gazowo-kondensatowym. Według danych Norweskiego Dyrektoriatu Naftowego jego udokumentowane zasoby wydobywalne wynoszą 98,6 milionów baryłek ekwiwalentu ropy naftowej (9,2 mld m³ gazu ziemnego i 6,5 mln m³ ropy naftowej). Operatorem na złożu jest firma AkerBP, która w 2018 roku odkupiła 77,8 proc. udziałów od Equinor Energy.

– Król Lear to jedno z największych niezagospodarowanych dotychczas odkryć na Morzu Północnym. To kolejny w ostatnim czasie nasz zakup na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Rozwijamy działalność upstream w Norwegii zgodnie z założeniami Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG. Gaz wydobywany z tego złoża będzie w przyszłości kierowany do Polski gazociągiem Baltic Pipe – powiedział Piotr Woźniak, prezes Zarządu PGNiG SA. Ze względu na potencjał dalszej współpracy strony transakcji uzgodniły nie ujawniać jej wartości.

Obie koncesje są obecnie w fazie zagospodarowania. Proces inwestycyjny zaplanowano na lata 2021-2024, tak by wydobycie ze złoża mogło rozpocząć się w 2025 roku.

Poprzednią akwizycją PGNiG Upstream Norway było nabycie 42,4 proc. udziałów w złożu Tommeliten Alpha w 2018 roku, które leży również na Morzu Północnym, na południe od Króla Leara. Po sfinalizowaniu najnowszej transakcji spółka posiadać będzie udziały w 25 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Jest operatorem czterech z nich.

Departament Public Relations
PGNiG SA

Gazociąg Balticconnector

Statek układający rurociągi „Lorelay" 5 czerwca br. rozpoczął układanie na dnie Zatoki Fińskiej gazociągu *Balticconnector* z Finlandii do Estonii. Jest to 77-kilometrowy odcinek od tłoczni Inkoo do estońskiego portu Paldiski. Codziennie układanych jest 2-3 km rur o średnicy 500 mm i zakończenie tego etapu nastąpi do końca lipca. Budowa przebiega zgodnie z harmonogramem, w sierpniu będą gotowe pozostałe obiekty, w tym tłocznia Inkoo i we wrześniu przewidziany jest próbny rozruch. Uruchomienie komercyjnego przesyłu gazu planowane jest w grudniu br. Projektowana przepustowość gazociągu wynosi 7,2 mln m³ gazu na dobę. Nowa magistrala umożliwiająca dwukierunkowy transport gazu między Finlandią i Estonią ma długość (z dwoma odcinkami lądowymi) 155 km. Jej koszt wynosi 250 mln euro, w tym dofinansowanie unijne stanowi 187,5 mln euro.

Wsparcie API i IOGP dla eksportu LNG z USA do Europy

Amerykański Instytut Naftowy (API) i organizacja producentów ropy i gazu IOGP *(International Oil and Gas Producers)* zajęły wspólne stanowisko w sprawie zwiększenia eksportu LNG z USA do krajów Unii. Nie jest oficjalne oświadczenie rządu USA, ale głos czołowego producenta i eksportera LNG w dyskusji o relacjach transatlantyckich. Zalecenia przedstawiono 2 maja br. na forum energetycznym w Brukseli. Dyrektor IOGP ds. europejskich Francois-Regis Mouton powiedział: „Jeśli chcemy rzeczywiście osiągnąć w Europie cele klimatyczne, powinniśmy uświadomić naszym politykom rolę i znaczenie gazu ziemnego zarówno w perspektywie bliskiej jak i długoterminowej. USA, W. Brytania i inne kraje pokazały wpływ przejścia od węgla kamiennego do gazu na redukcję emisji CO2 i jakość powietrza. Przemyślane wykorzystanie własnych zasobów gazu przez Europę wraz z dostawami LNG z zewnątrz może stworzyć system łączący odnawialne źródła energii i gaz i zapewniający zaopatrzenie mieszkańców Europy w czystą energię dostępną w umiarkowanej cenie."

Rekomendacje dotyczące polityki USA skierowane są do FERC *(Federal Energy Regulation Commission)* i do Departamentu Energii i obejmują doskonalenie procedur związanych z zezwoleniami eksportowymi, aby tok postępowania był przejrzysty i spójny. Należy również zwrócić uwagę na promocję LNG z USA w Europie oraz zapewnić przygotowanie w odpowiednim czasie niezbędnej infrastruktury energetycznej.

Dla Unii Europejskiej ważne będzie zajęcie wyraźnego stanowiska potwierdzającego rolę gazu w miksie energetycznym w bliskiej i dalszej przyszłości. Komisja Europejska powinna nakłaniać kraje członkowskie do zwiększania ilości sieciowych połączeń międzynarodowych i zachęcać przedsiębiorstwa użytku publicznego do większego wykorzystania LNG i CNG w transporcie, aby zmniejszyć emisję CO_2. Negatywne skutki mogą też powodować restrykcyjne normy jakości gazu wprowadzające niepotrzebne bariery dla dostaw LNG do Unii.

Rosja ostrzega przed spadkiem cen ropy

Na posiedzeniu międzyrządowej komisji koordynacyjnej OPEC w Moskwie na początku czerwca br. przedstawiciele Rosji i Arabii Saudyjskiej wyrażali zaniepokojenie z powodu zmniejszonego popytu na ropę, co może spowodować spadek cen ropy poniżej 40 dolarów za baryłkę. Minister energii Aleksander Nowak wyraził opinię, że „Istnieje duże ryzyko pojawienia się nadprodukcji. Musimy dokonać głębszej analizy i zobaczyć, jaki jest rozwój wydarzeń w czerwcu" (konferencja OPEC odbędzie się 25-26 czerwca br.). A. Nowak przyznał, że cena 40 dolarów lub niższa nie jest bez znaczenia dla Rosji, Arabii Saudyjskiej czy innych partnerów. Rosyjski minister finansów Anton Siłuanow ostrzegał wcześniej, że obecna sytuacja może sprowadzić ceny poniżej tego poziomu. Rosja jest zdeterminowana do energicznych działań w kierunku powstrzymania obniżki cen, natomiast stanowisko Arabii Saudyjskiej w tej sprawie jest bardziej wyważone, ale minister energii Khalid Al-Falih uważa, że producenci z OPEC dołożą starań, aby zapobiec spadkowi cen poniżej 40 dolarów. „Przygotowujemy się do podjęcia kroków zapobiegawczych, aby taki scenariusz nie wydarzył się." Chociaż nie podano szczegółów, to jednak następnego dnia po oświadczeniu cena ropy Brent wzrosła.

Sprawy energii będą dyskutowane na spotkaniu grupy G-20 przewidzianym 15-16 czerwca w Nagano w Japonii i 28-29 czerwca w Osace.

Ceny ropy w ciągu pierwszych czterech miesięcy tego roku wzrosły o 35%, gdy oprócz ograniczeń wydobycia uzgodnionych w OPEC, w Iranie i w Wenezueli nastąpiły przerwy w produkcji i spadek eksportu. Wzrost został nieco zahamowany wskutek wojny handlowej USA-Chiny. Al-Falih ocenia to następująco: „Nie ma wątpliwości, że obecna sytuacja na światowym rynku ropy wykazuje oznaki niepewności i niestabilności i współpraca Rosji i Arabii Saudyjskiej ponownie nabiera większego znaczenia." Zapowiadane działania są bardzo pożądane i korzystne dla budżetu federalnego Rosji. Prezydent W. Putin jest niechętny odchodzeniu od porozumienia grupy 25 producentów z 2016 r. (OPEC+), które wzmacnia partnerstwo polityczne Moskwa-Rijad, ponadto sprzyja inwestycjom saudyjskim w Rosji. W grę wchodzi zakup udziałów w projekcie Arctic LNG 2 i współpraca z *Rosnieftią, Gazpromem* i holdingiem petrochemicznym *Sibur*.

Ropa z podłoża krystalicznego na złożu Lancaster

Spadek wydobycia ropy na brytyjskim szelfie kontynentalnym zainicjował zainteresowanie innymi, nowymi formacjami produktywnymi. Taką formacją są skały zbiornikowe w szczelinowatym lub spękanym podłożu krystalicznym opisane w1981 r. w Zatoce Sueskiej, w których znajduje się złoże Zeit Bay. Akumulacje tego typu są eksploatowane m. in. w Wietnamie i mają znaczny udział w wydobyciu. W W. Brytanii badania produktywności podłoża prowadzi od 10 lat firma *Hurricane Energy*. W 1974 r. wykonano pierwszy otwór na strukturze Lancaster znajdującej się na grzbiecie Rona na zachód od Szetlandów. W prekambryjskim podłożu krystalicznym jak również w zalegających na nim mezozoicznych utworach klastycznych w otwartych spękaniach stwierdzono obecność ropy. Następny otwór, Lancaster Pilot odwiercony w 2009 r. potwierdził te wyniki. Po opróbowaniu próbnikiem złoża strefy uskokowej uzyskano przypływ 299 t/d ropy o ciężarze 0,8349 g/cm^3 (38^o API), bez wody, w drugiej strefie uskokowej uzyskano 363 t/d ropy i 58 m^3 wody. Był to impuls do dalszych prac i analiz. W 2018 r. rozpoczęto przygotowania do próbnej eksploatacji. Kulminacyjny moment nastąpił 5 czerwca br. gdy statek FPSO „Aoka Mizu" rozpoczął 72-godzinną próbną eksploatację uzyskując przypływ 2720 t/d ropy. Przedstawiciele *Hurricane* mówią, że do pełnej oceny wielkości złoża i długotrwałej produkcji konieczny będzie okres od 9 do 12 miesięcy. Założyciel i dyrektor *Hurricane Energy* Robert Trice uważa, że sukces na złożu Lancaster stanowi zachętę dla brytyjskiego przemysłu naftowego, aby poszukiwania na brytyjskim szelfie kontynentalnym rozszerzyć na strefy spękanego podłoża krystalicznego.

NIS Gazprom Neft prowadzi poszukiwania w Rumunii

Wydobycie ropy naftowej w Rumunii osiągnęło maksimum w 1976 r. – było to 14,6 mln t i od tego momentu systematycznie zmniejsza się i w 2018 r. wyniosło 3,4 mln t. Podobnie jest z wydobyciem gazu, którego szczytowy punkt w postaci 36,2 mld m^3 nastąpił w 1986 r., po czym nastąpił spadek do 10,4 mld m^3 w 2018 r. Teraz rosyjsko-serbska spółka *NIS Gazprom Neft* (Serbia boryka się z podobnymi problemami) rozpoczęła nowy program poszukiwań w Basenie Panońskim. Poprzednio badania były ukierunkowane na płytsze horyzonty do głębokości 2-3 km, przeważnie w utworach mioceńskich, obecnie rozpoznawane będą również struktury mezozoiczne i paleozoiczne. Ponownie interpretowane są wyniki z 900 km profili sejsmicznych i 600 km^2 zdjęć 3-D w obrębie czterech bloków koncesyjnych blisko granicy z Węgrami. Pierwszym sukcesem było wiercenie Teremia 1000 na antyklinie w utworach neogenu w obrębie bloku EX-7. Przewiercono dwa interwały skał metamorficznych z naturalną szczelinowatością i zawartością bardzo lekkiej ropy. W próbach uzyskano przypływ 49 t/d. Stwierdzono też pięć horyzontów gazonośnych w miocenie, z których uzyskano przypływy od 20 tys. m^3 do 120 tys. m^3 gazu. Ocena przemysłowego znaczenia tego złoża i decyzja o eksploatacji zostanie podjęta po wykonaniu otworu rozpoznawczego Teremia 1001 i potwierdzeniu potencjału złożowego piaskowców najwyższego miocenu. Ryzyko poszukiwawcze w Basenie Panońskim jest wysokie ze względu na dość niewielkie miąższości horyzontów produktywnych, duże upady i występowanie gazów wulkanicznych. Drugi pozytywny rezultat to wiercenie Beba Veche Sud 1000 w obrębie bloku EX-8. Mimo znacznej ilości wykonanych badań sejsmicznych nadal występują strefy słabo rozpoznane, toteż *NIS Gazprom Neft* zawiązał spółkę z kanadyjską firmą *East West Petroleum Corp.*, która przejęła 15% udziałów w koncesjach Tria (EX-2, Balle Felix (EX-3), Periam (EX-7) i Biled (EX-8) o łącznej powierzchni 4096 km2. Przewidziane jest wykonanie 400 km^2 zdjęć sejsmicznych 3-D i 95 km profili 2-D. Koncesje zostały wydane na 25 lat.

Ewakuacja platformy Statfjord A

Eksploatacja złoża Statfjord odkrytego przez Mobil w 1974 r. rozpoczęła się w listopadzie 1979 r. po posadowieniu betonowej platformy Statfjord A. Teraz, po 43 latach produkcji wydajność spada i w roku 2022 przewidziano likwidację platformy. W czasie przerwy w produkcji 7 czerwca br. nastąpiła kolizja statku „Sjøborg" z platformą. Nikt nie odniósł obrażeń, jednak ze względów bezpieczeństwa – uszkodzone zostały łodzie ratunkowe na platformie – ewakuowano helikopterami całą, 276-osobową załogę na sąsiednie platformy Statfjord B i C oraz Gullfaks A. Złoże Statfjord zlokalizowane jest na granicy sektorów norweskiego i brytyjskiego.

Drugi statek turecki na wodach Cypru

Poszukiwania naftowe wokół Cypru nadal odbywają się w napiętej atmosferze wynikającej z konfliktu grecko-turecko-cypryjskiego i nieustalonych linii rozgraniczających wyłączne strefy ekonomiczne na Morzu Śródziemnym. Turecki statek wiertniczy „Fatih" w ub. roku odwiercił pierwszy otwór poszukiwawczy Alanya-1 ok. 100 km od wybrzeża Turcji. W maju br. rozpoczęto wiercenie Finike-1 zlokalizowane w akwenie uznawanym przez rząd Cypru za sektor cypryjski, co wywołało protesty ze strony USA i Unii Europejskiej. Turecki minister energii i zasobów naturalnych Fatih Donmez poinformował, że wkrótce zostanie zakończona przebudowa drugiego, bliźniaczego statku wiertniczego „Yamuz", który w lipcu również rozpocznie wiercenia na Morzu Śródziemnym. *Turkish Petroleum Corp.* (TPAO) planuje też wykonanie badań sejsmicznych.

Współpraca Gazprom Niefti z Shellem

W czasie Międzynarodowego Form Ekonomicznego w Petersburgu podpisano porozumienie o utworzeniu przez *Gazprom Nieft* i *Shell*

joint venture do zagospodarowania koncesji w Jamalsko-Nienieckim Okręgu Autonomicznym. Dokument podpisali 6 czerwca br. prezes *Gazprom Niefti* Aleksander Djukow i dyrektor wykonawczy *Shella* Ben van Beurden. Przewiduje on przejęcie 50% udziałów przedsiębiorstwa *Meretojachanieftiegaz* posiadającego koncesję m. in. na złoże *Meretojachinskoje*. Transakcja zostanie ostatecznie zakończona pod koniec 2019 r. lub na początku 2020 r. Zarząd nowej spółki będzie sprawowany wspólnie przez obu partnerów. Do majątku spółki wejdą również częściowo bloki koncesyjne Tazowskij, Siewierosamburgskij i Zapadno-Jubilejnyj. Łączne zasoby geologiczne *Meretojachanieftiegaz* wynoszą 150 mln t ropy. Przemawiając na uroczystości podpisania umowy dyrektor Ben van Beurden przypomniał poprzedni etap współpracy w spółce *Salym Petroleum Development*.

Jak widać, ostrzeżenia Dep. Stanu USA i zapowiedzi sankcji wobec firm zachodnich kooperujących z Rosją nie są skuteczne.

Guyana Petroleum
Summit w Houston

W maju br. w Houston odbyła się konferencja *Guyana Petroleum Summit* poświęcona podsumowaniu dotychczasowych wyników poszukiwań w Gujanie i perspektywom rozwoju tego basenu. Jednym z tematów było porównanie efektywności poszukiwań w głębokowodnym basenie Gujana-Surinam i poszukiwań ropy i gazu z łupków. W ostatnich latach w amerykańskim przemyśle naftowym rozpowszechniony był pogląd, że korzystniejsze rezultaty produkcyjne i finansowe można osiągnąć w lądowych basenach łupkowych niż w głębokowodnych akwenach Zatoki Meksykańskiej, Zatoki Gwinejskiej czy Brazylii. Osiągnięcia *ExxonMobil* w obrębie bloku Stabroek rzuciły nowe światło na prawdziwość tej opinii. Według wstępnych kalkulacji koszty udostępnienia na złożu Lisa (głębokość wody 1700 m) kształtują się na poziomie 6 dolarów za baryłkę i są najniższe w zestawieniu 50 najważniejszych inwestycji produkcyjnych na morzu. Na znaczenie tego regionu wskazuje liczba 10 wierceń planowanych przez *ExxonMobil* tylko w okresie 2019-20, zaangażowanie 3 statków wiertniczych, program badań sejsmicznych 3-D i 4-D, a niebawem będzie tam pracować 5 jednostek FPSO. Trafność wierceń poszukiwawczych w obrębie bloku Stabroek była wysoka, bo tylko dwa wiercenia Skipjack-1 w 2016 r. i Sorubim-1 w 2018 r. były negatywne, pozostałe 13 otworów było pozytywnych. Istnieją jednak też potencjalne bariery jak spór graniczny z Wenezuelą, możliwość pojawienia się „nacjonalizmu złożowego" ograniczającego dostęp zagranicznych podmiotów (przykładem był konflikt *Repsolu* w Argentynie w 2012 r.) czy wstrząsy geopolityczne, regionalne lub globalne.

Na konferencji w Houston zwracano uwagę na potencjał poszukiwaczy innych części basenu Gujana-Surinam, przede wszystkim bloku Kaieteur sąsiadującego od strony północno-wschodniej z blokiem Stabroek, w obrębie którego znajduje się złoże Ranger. Analizy materiału klastycznego z wiercenia Ranger wskazują na występowanie stożków nasypowych, głębokowodnych turbidytów i nagromadzeń węglanów. Blok Kaieteur położony jest w głębszej części basenu i jednocześnie na głębszych wodach – ponad 2000 m. Jest mniejszy od bloku Stabroek i ma powierzchnię 13500 km^2.

Jerzy Zagórski

Źródła: API, Balticconnector.fi, Blomberg, Equinor, ExxonMobil, Gazprom Neft, Hart Energy, Hurricane Energy, IOGP, NIS Gazprom, Nord Stream 2 AG, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Reuters, Rystad Energy, Shell, TPAO, World Oil.

Spółka LOTOS Petrobaltic kupiła platformę wiertniczą

Platforma o nazwie GIANT, zakupiona od firmy MAERSK, będzie piątą i największą ze wszystkich platform należących do LOTOS Petrobaltic. Spółka jako jedyna prowadzi poszukiwania i wydobycie węglowodorów w polskiej strefie Morza Bałtyckiego od blisko 30 lat.

Zbudowana w 1986 roku w Japonii platforma została w pełni zmodernizowana w 2012 roku. Wcześniej platforma należąca do duńskiego armatora z siedzibą w Kopenhadze operowała na wodach Morza Północnego. Obecnie przebywa w porcie Esbjerg, gdzie jest przygotowywana przez polską załogę do operacji holowania. Zakładana trasa holowania podzielona na dwa etapy będzie przebiegała na trasie Esbjerg-Frederikshavn i Frederikshavn-Gdańsk.

Nim platforma zostanie odholowana w miejsce swojej pracy, na Złoże B3 na Morzu Bałtyckim, musi zostać odpowiednio oznakowana i przystosowana do potrzeb pracy na Bałtyku.

– Po wykonaniu prac przystosowawczych wymaganych do odnowienia klasy oraz przeszkoleniu załogi platforma, rozpocznie prace rekonstrukcyjne na Bałtyku. Jej zadaniem będzie wykonanie przewidzianych rekonstrukcji 7 odwiertów na złożu B3 (B3-5, B3-6, B3-8, B3-9, B3-13, B3-14, B3-15) – mówi Grzegorz Strzelczyk, Prezes Zarządu LOTOS Petrobaltic S.A.

Podstawowe parametry jednostki:
Długość: 84.00 m
Szerokość: 90.0 m
Długość nóg: 160 m
Wyporność: 24,284.6 t
Maksymalna głębokość akwenu: 350 ft /107 m
Maksymalna wysokość fali: 27.0 m
Średnia prędkość wiatru: 43.5 m/sec
Maksymalny prąd: 1.15 m/sec
Air gap: 21.2 m
Platforma może wiercić do głębokości 25 000 stóp (7,620 m).

Dział Komunikacji Zewnętrznej, Grupa LOTOS S.A.

PKN ORLEN wdraża innowacje

PKN ORLEN aktywnie angażuje się we współpracę z polskimi startupami, której celem jest pozyskanie innowacyjnych technologii. Dzięki udziałowi w programie akceleracyjnym Pilot Maker Electro ScaleUp, realizowanym na podstawie zawartej we wrześniu 2018 roku umowy z firma techBrainers, PKN ORLEN rozpoczyna pierwsze testy rozwiązania, które pozwoli zoptymalizować proces ładowania samochodów zasilanych energią elektryczną.

Udział w programach akceleracyjnych umożliwia nam połączenie potencjału startupów z doświadczeniem, infrastrukturą oraz zasobami PKN ORLEN. Proces akceleracji polega na przetestowaniu przez Koncern wybranych, innowacyjnych rozwiązań opracowanych przez startupy, z możliwością wdrożenie ich na większą skalę, po pozytywnym zakończeniu pilotażu. Cieszę się, że już w ramach I rundy projektu Pilot Maker Electro udało się wybrać startup, który przygotuje dla nas roz-

wiązanie z obszaru energetyki – powiedziała Patrycja Panasiuk, Dyrektor Biura Innowacji PKN ORLEN.

Realizacja programów akceleracyjnych pozwala zapoznać się z propozycjami rozwiązań oferowanych przez start-upy oferujące innowacyjne rozwiązania oraz przetestować je nie tylko w środowisku laboratoryjnym, ale także z wykorzystaniem infrastruktury PKN Orlen. Zastosowanie takiego modelu współpracy znacząco ułatwia możliwość współpracy ze startupami na warunkach komercyjnych.

W ramach programu Pilot Maker Electro ScaleUp, PKN ORLEN nawiązał współpracę z firmą Enelion- polskim producentem ładowarek do samochodów elektrycznych oraz oprogramowania dla elektromobilności. W ramach pilotażu zostanie wykonana seria urządzeń testowych wraz z oprogramowaniem umożliwiającym przełączanie faz zasilania ładowarek. System umożliwi zwiększenie wydajności wielopunktowych sieci ładowarek. Jego zastosowanie wygeneruje korzyści zarówno dla operatora sieci ładowarek, jak i użytkowników końcowych. Na podstawie pomiaru bieżącego obciążenia w stacjach i dobranych parametrów granicznych stacje zmieniać będą fazy źródła zasilania tak, aby przyłącze było maksymalnie wykorzystane. Dzięki temu wykorzystana moc będzie większa co pozwoli na skrócenie czasu ładowania.

Kontynuując pozyskiwanie innowacji z zewnątrz, Koncern przystąpił do drugiego z programów akceleracyjnych Space3ac ScaleUp II w lutym 2019 r. podpisana została umowa z firmą Blue Dot Solutions, w ramach którego wspólnie z wybranymi startupami wdrażane będą innowacyjne rozwiązania w takich obszarach jak np. sprzedaż detaliczna, produkcja, logistyka czy też ochrona środowiska.

Oprócz korzyści płynących z możliwości pozyskania innowacyjnych rozwiązań przygotowanych przez młode firmy, udział w programach akceleracyjnych pozwala na budowę kultury innowacyjności, jako fundamentu rozwoju innowacji we wszystkich segmentach funkcjonowania Koncernu. Takie podejście pozwala wypracować w organizacji mechanizmy i procedury umożliwiające pozyskiwanie innowacji z zewnątrz i przyśpiesza ich wdrożenia do działalności operacyjnej.

PKN ORLEN

Gazociąg Goleniów-Lwówek z kompletem decyzji lokalizacyjnych

Wojewoda Lubuski 14 czerwca 2019 r. wydał dwie ostatnie decyzje lokalizacyjne dla inwestycji „Budowa gazociągu Goleniów-Lwówek, DN1000". Wspólnie z decyzjami Wojewody Wielopolskiego z 15 maja br. i Zachodniopomorskiego z 17 maja br. stanowią komplet dokumentów związanych z realizacją tego przedsięwzięcia.

Budowa gazociągu Goleniów-Lwówek to jeden z pięciu projektów realizowanych w ramach inwestycji Baltic Pipe na terenie Polski. Gazociąg będzie liczył ok. 191 km, jego nominalna średnica wyniesie 1000 mm, a ciśnienie robocze 8,4 MPa.

Zostanie wybudowany wzdłuż obecnie istniejącego gazociągu relacji Szczecin-Lwówek. Będzie przebiegał przez teren trzech województw: zachodniopomorskiego, lubuskiego i wielkopolskiego. Obejmie zasięgiem 15 gmin: Goleniów, Maszewo, Stargard, Dolice, Przelewice, Pełczyce, Strzelce Krajeńskie, Zwierzyn, Santok, Deszczno, Skwierzyna, Przytoczna, Pszczew, Międzychód i Lwówek.

Projektowany gazociąg docelowo zostanie podzielony na dwa etapy realizacyjne:

- ETAP I: Goleniów-Ciecierzyce, długości ok. 122 km;
- ETAP II: Ciecierzyce-Lwówek, długości ok. 69 km.

Inwestycja ma zapewnić możliwość odbioru zwiększonej ilości gazu pochodzącego z gazociągu podmorskiego Baltic Pipe i Terminalu LNG w Świnoujściu. Jej realizacja będzie stanowić również istotny element korytarza gazowego Północ-Południe.

Przejścia bezwykopowe na Żeraniu zakończone

Na budowie gazociągu do Elektrociepłowni Żerań GAZ-SYSTEM wykonał już wszystkie 9 zaplanowanych przejść bezwykopowych. Wykorzystane nowoczesne technologie minimalizują wpływ inwestycji na środowisko naturalne i istniejącą infrastrukturę miejską.

Gazociąg DN500 relacji tłocznia Rembelszczyzna – EC Żerań będzie miał ok. 10 km długości. W ramach tego przedsięwzięcia GAZ-SYSTEM wykonał aż 9 przekroczeń bezwykopowych. Zostały one wykorzystane na ok. 30 proc. całej długości trasy. Troska o komfort okolicznych mieszkańców oraz dbałość o środowisko naturalne były głównymi argumentami przemawiającymi za wykorzystaniem tych technologii. Aktualnie trwają prace związane z uzbrajaniem najdłuższego w Polsce mikrotunelu o długości 350 metrów i średnicy zewnętrznej 1099 mm, przechodzącego pod Kanałem Żerańskim, w okolicach PKP Cargo przy ul. Płochocińskiej.

– Prace przebiegają zgodnie z harmonogramem. Zakończyliśmy realizację wszystkich przejść bezwykopowych. Dzięki tym metodom w mniej uciążliwy sposób przekroczyliśmy skrzyżowania z drogami, wiaduktami i kanałem. W aglomeracjach zawsze staramy się tak prowadzić inwestycje, by minimalizować niedogodności dla mieszkańców – powiedział Artur Zawartko, wiceprezes Zarządu GAZ-SYSTEM. Proces budowlany jeszcze trwa, prowadzone są m.in. prace porządkowe. Wszystkich chcących śledzić przebieg budowy zapraszamy na stronę www.kanalzeranski.pl, na której publikowane są aktualne informacje o postępach tej ważnej dla Warszawy inwestycji.

Elektrociepłownia Żerań może potencjalnie ogrzać ok. 43 proc. budynków w Warszawie i zaświecić ok. 6 mln żarówek o mocy 60 W. Szacuje się, że po oddaniu bloku gazowo-parowego produkcja energii elektrycznej zwiększy się o ok. 55 proc. Budowany blok parowo-gazowy w elektrociepłowni, wraz z inwestycją GAZ-SYSTEM, znacząco podniosą również poziom bezpieczeństwa mieszkańców aglomeracji warszawskiej w zakresie dostaw ciepła i prądu. Zauważalny będzie także spadek emisji szkodliwych gazów i pyłów, w szczególności dwutlenku siarki i tlenków azotu. Nowy blok gazowo-parowy będzie również emitował o ok. 40 proc. mniej CO_2 w porównaniu do wyłączanych kotłów, co powinno przełożyć się na zauważalną poprawę jakości powietrza w stolicy.

Planowany termin zakończenia inwestycji to grudzień 2019 r.

Mariusz Kozłowski
Rzecznik prasowy
GAZ-SYSTEM S.A.

Odszedł Ryszard Przywara – wieloletni zastępca dyrektora ds. technicznych Zakładu Gazowniczego w Jaśle

Maj roku 2019 to szczególnie przykry dla jasielskiego gazownictwa czas, ponieważ w przeciągu niespełna dwóch tygodni odeszli dwaj wybitni jasielscy gazownicy.

19 maja 2019 roku zmarł Ryszard Przywara – wieloletni Zastępca Dyrektora ds. Technicznych Zakładu Gazowniczego w Jaśle, a jego odejście nastąpiło zaledwie 13 dni po śmierci Kazimierza Nycza – długoletniego Zastępcy Dyrektora ds. Technicznych i Dyrektora Zakładu.

Zmarli inżynierowi nie tylko ściśle ze sobą współpracowali przez dziesięciolecia, nie tylko ukończyli ten sam kierunek studiów na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, nie tylko zarządzali przez dziesięciolecia obszarem technicznym zakładu jako zastępcy dyrektora ds. technicznych – ale wspólnie, w tym samym czasie, budowali jasielski zakład gazowniczy, który w okresie ich pracy działał na terenie Podkarpacia i Małopolski od: Leska – na wschodzie, przez Sanok, Brzozów, Krosno, Jasło, Gorlice, Krynicę Zdrój, Nowy Sącz po Limanową – na zachodzie.

Ryszard Przywara był wybitnym inżynierem gazownikiem, wieloletnim Zastępcą Dyrektora Zakładu Gazowniczego w Jaśle, zaangażowanym członkiem stowarzyszeń skupionych w NOT, wychowawcą i nauczycielem pokoleń jasielskich gazowników, budowniczym przemysłu gazowniczego na Podkarpaciu i w Małopolsce. Odszedł w przededniu jubileuszu 100 - lecia Zakładu Gazowniczego w Jaśle, najstarszego zakładu gazu ziemnego w Polsce. Zakładowi Gazowniczemu w Jaśle zmarły Dyrektor poświęcił całe swoje 40-letnie życie zawodowe.

Ryszard Przywara urodził się 21 lutego 1949 roku w Tarnobrzegu. Po ukończeniu szkoły podstawowej kontynuował naukę w Liceum Ogólnokształcącym w Jaśle, zdając egzamin dojrzałości w roku 1967.

W roku 1973 ukończył studia na Wydziale Wiertniczo-Naftowym Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, uzyskując tytuł magistra inżyniera i w tym też roku rozpoczął pracę w Wydziale Jasło Zakładów Gazownictwa Okręgu Tarnowskiego. Po zaledwie kilku latach pracy na stanowiskach mistrza oraz specjalisty w roku 1981 awansował na kluczowe i odpowiedzialne stanowisko: Kierownika Działu Sieci i Instalacji.

Po dziesięciu latach kierowania Działem Sieci i Instalacji Gazowych z dniem 1 marca 1991 roku Ryszard Przywara objął po Dyrektorze Kazimierzu Nyczu stanowisko Zastępcy Dyrektora ds.

Ryszard Przywara

Technicznych Zakładu Gazowniczego w Jaśle.

Do roku 2013 nieprzerwanie przez ponad 22 lata zarządzał obszarem technicznym Oddziału w Jaśle. Po 40-letniej pracy dla przemysłu gazowniczego Podkarpacia i Małopolski, 30 czerwca 2013 roku zakończył pracę zawodową, przechodząc na zasłużoną emeryturę. Pożegnanie z pracą zawodową odbyło się w dniu 30 sierpnia 2013 roku w Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce.

Zmarły położył wybitne zasługi dla gazyfikacji miast i wsi, w trakcie jego kierowania działem sieci gazowych a następnie Zakładem Gazowniczym w Jaśle zbudowano sieci gazowe i dostarczono gaz dla mieszkańców blisko pół tysiąca miejscowości Małopolski i Podkarpacia.

Nie poprzestawał na realizacji trudnych i odpowiedzialnych zadań związanych z zarządzaniem zakładu, ale dodatkowo rozwijał liczne nowatorskie inicjatywy: zorganizował warsztaty legalizacji gazomierzy rotorowych oraz miechowych, napraw reduktorów, stację prób, autoryzowane serwisy urządzeń firm Gaselan, RMG, Severin, rozwijał produkcję punktów, stacji gazowych oraz innej infrastruktury na warsztacie.

Dyrektor Przywara był wybitnym inżynierem, bardzo dobrym fachowcem, znawcą przepisów technicznych, zasad budowy, eksploatacji sieci i obiektów gazowych. Odchodząc z pracy na emeryturę w roku 2013, pozostawił zakład świetnie zorganizowany.

Od jego odejścia z zakładu w roku 2013 minęło już 6 lat, ale jego idee są żywotne nadal, jego praca ciągle przynosi efekty, przywoływane są myśli i prawidła, które stworzył zmarły Dyrektor. Mówi się dziś często, że „te zasady wymyślił Dyrektor Przywara", że to jest „szkoła Przywary". Zmarły Dyrektor był nauczycielem i wychowawcą dla jasielskich gazowników: monterów, pracowników technicznych, kierowników oraz dyrektorów.

Dla wszystkich, a szczególnie młodych pracowników, którzy rozpoczynali pracę zawodową, był jak ojciec, wyznaczający cele i wymagający, ale przede wszystkim uczciwy i bardzo wyrozumiały.

Dyrektor Ryszrad Przywara z Dyrektorem Janem Liszką. Rok 1996

Ryszard Przywara był aktywnym członkiem stowarzyszeń skupionych w Naczelnej Organizacji Technicznej: Stowarzyszenia Przemysłu Naftowego i Gazowniczego oraz Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych. Był spiritus movens powstania kół zakładowych tych stowarzyszeń przy Zakładzie Gazowniczym w Jaśle. W działalności naukowo-technicznej szczególnie wspierał i motywował pracowników technicznych: inżynierów i techników, którzy rozpoczynali pracę w gazownictwie. Był pomysłodawcą wielu naukowo-technicznych wyjazdów i spotkań jasielskich kół stowarzyszeń.

Również na emeryturze chętnie angażował się w życie zakładu, interesował się jego rozwojem, wspierał i doradzał. Uczestniczył w okolicznościowych wydarzeniach, barbórkach, w życiu stowarzyszeń NOT, w spotkaniach i wycieczkach naukowo – technicznych. Wspierał i aktywizował działalność kół zakładowych oraz brał udział w zwykłych spotkaniach koleżeńskich. Z każdym potrafił życzliwie porozmawiać, każdemu doradzić i go wspomóc.

Za szczególne osiągnięcia zawodowe wyróżniony został licznymi odznaczeniami, a w tym m.in. Złotym Medalem za Długoletnią Służbę, Srebrnym Krzyżem Zasługi, odznakami: Za Zasługi dla Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, Zasłużony dla Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Posiadał tytuł Dyrektora Górniczego I stopnia.

Zmarły był człowiekiem wielu pasji: zapalonym siatkarzem w młodości i kibicem siatkówki, aktywnym turystą rowerowym, miłośnikiem wycieczek rowerowych, pieszych i samochodowych, ciągle poszukującym nowych miejsc, nowych ludzi, prawdziwym podróżnikiem.

W jasielskim kościele farnym i na cmentarzu komunalnym żegnali zmarłego Dyrektora wraz z rodziną tłumnie zgromadzeni mieszkańcy Jasła, pracownicy Zakładu Gazowniczego w Jaśle i sąsiednich zakładów, koledzy z liceum, ze studiów, koledzy ze stowarzyszeń naukowo – technicznych oraz przyjaciele, których liczne grono zmarły pozostawił.

„Dziś żegnamy Dyrektora, żegnamy przyjaciela, ale – przede wszystkim – żegnamy dobrego człowieka…" – takimi słowami żegnał zmarłego Dyrektora na pogrzebie w dniu 23 maja 2019 roku Bogdan Baniak – Zastępca Dyrektora Oddziału Zakładu Gazowniczego w Jaśle.

Ryszard Przywara zmarł w przededniu jubileuszu 100 - lecia Zakładu Gazowniczego w Jaśle – najstarszego w Polsce zakładu gazu ziemnego. To że zakład ten funkcjonuje nieprzerwanie od blisko wieku, to między innymi zasługa zmarłego Dyrektora. Ryszard Przywara swoją ofiarną pracą, której poświęcił całe życie zawodowe, wychował i wykształcił nowe pokolenia inżynierów, techników i monterów gazowników na Podkarpaciu i w Małopolsce.

Ryszard Przywara został pochowany na zabytkowym Cmentarzu Komunalnym w Jaśle przy ul. Zielonej, na którym spoczywa wiele osób zasłużonych dla miasta, regionu oraz dla przemysłu naftowego i gazowniczego.

Andrzej Data

Oddział Zakład Gazowniczy w Jaśle
Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

Aldona Nowicka (1959-2019)

Przez znajomych nazywana głównie Donią, przeze mnie Aldonką lub, w czasach szaleństwa shalegazowego, Królową shale gazu.

Nie pamiętam kiedy Ją poznałam. Powoli nasza znajomość przerodziła się, może nie w przyjaźń, ale w bardzo dobre koleżeństwo; łącznie ze spotkaniami w prywatnych mieszkaniach czy w teatrze.

Podczas narad planowych szwendałyśmy się razem po miejscowościach, w których były one organizowane, odkrywając (lub nie) uroki okolicy.

Kłóciłyśmy się o shale gaz. Ja uważałam, że to wielka hucpa, Ona opracowywała kolejne projekty otworowe. Szczęśliwie, szaleństwo shalegazowe zostało zakończone, z korzyścią dla nas obu, bo podczas tych kłótni czasami „leciały wióry".

Sprzeczałyśmy się o sprawy polityczne – tu było trochę spokojniej.

Opowiadałyśmy o swoich prywatnych radościach, smutkach, o rodzinach, popijając… Tu też się różniłyśmy. Ona była zwolenniczką piwa, ja – wina. Te różnice najłatwiej było pogodzić! Każda zostawała przy swoim.

Dwa lata temu (kwiecień 2017) przed naradą planową, która miała się odbyć w maju w Krynicy Zdrój, zadzwoniła do mnie, że nie przyjedzie. Dlaczego, co się stało? Mam raka piersi!!!

Potem była Jej walka o życie, moje modlitwy o Jej powrót do zdrowia.

Aż, 23 maja 2019 podczas narady planowej w Krynicy Zdrój, przyszła ta ostateczna wiadomość – Aldona nie żyje!!!

28 maja 2019, wśród tłumu ludzi (rodzina, przyjaciele, znajomi), poszłam z Nią, w tej Jej ostatniej ziemskiej drodze, z ogromnym smutkiem w sercu.

Nie będziemy się już kłóciły, radowały, smuciły …

Tatiana Marszczek

BIULETYN INFORMACYJNY
ZARZĄDU GŁÓWNEGO STOWARZYSZENIA NAUKOWO-TECHNICZNEGO INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO
NR 6 — CZERWIEC 2019 R. — ROK XXVIII — ISSN 1426-9559

Piotr Dziadzio

Dominika Bernaś

Jolanta Likus

Kalendarium

3-6.06.2019 r. w Londynie w pawilonach wystawowych ExCel odbyła się Konferencja i 81 Wystawa EAGE, w której wzięli udział nasi przedstawiciele: Leopold Sułkowski i Jan Wójcik. Relacja z Konferencji została zamieszczona na stronie internetowej SITPNiG i w WNiG.

9.06.2019 r. Denise Cox – prezes American Association of Petroleum Geologists (AAPG) odwiedziła Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce.

10.06.2019 r. w biurze Zarządu Głównego SITPNiG odbyło się posiedzenie Komisji ds. Historii i Muzealnictwa, prowadzone przez przewodniczącą komisji Barbarę Olejarz. Podczas spotkania została omówiona działalność komisji za okres styczeń – maj br., a także plany na drugie półrocze 2019 r.

22.06.2019 r. w Petersburgu, na terenie Uniwersytetu Górniczego, odbyło się posiedzenie Zarządu Światowej Rady Naftowej (WPC) oraz posiedzenie Komitetu Młodych Profesjonalistów (WPC YP). W tym dniu odbyło się również posiedzenie Komitetu Programowego Kongresu w Houston, na którym omówiono stan organizacyjny Kongresu. 23 maja na posiedzeniu Światowej Rady Naftowej wybrano, spośród zgłoszonych kandydatur, organizatora 24 Światowego Kongresu Naftowego. W wyniku głosowania Kanada uzyskała 21 głosów (w stosunku do Azerbejdżanu - 20 głosów) i stała się oficjalnym organizatorem 24 Światowego Kongresu Naftowego w 2023 roku. Miejscem kongresu będzie Calgary. Z ramienia Polskiego Komitetu Narodowego Światowej Rady Naftowej w posiedzeniu WPC wziął udział sekretarz PKNŚRN, Piotr Dziadzio.

23-28.06.2019 r. w Petersburgu odbyło się 6. Światowe Forum Młodzieży WPC. Organizatorem wydarzenia w Petersburgu był Rosyjski Komitet Narodowy Światowej Rady Naftowej. Forum stanowi unikalną platformę do dzielenia się doświadczeniami i pomysłami, pogłębiania wiedzy w zakresie zaawansowanych technologii i osiągnięć branży, rozwijania nowych umiejętności, stając się częścią międzynarodowej sieci młodych specjalistów w dziedzinie energii. Ze strony Polski w Forum uczestniczyło 9 młodych profesjonalistów, w tym 4 osoby spośród członków WPC Young Professionals Poland, jako wolontariusze, przy czym jeden z nich został wyłoniony w ramach konkursu na wolontariat ogłoszonego przez SITPNiG. Podczas jednej z sesji okrągłego stołu został wygłoszony referat przez przedstawiciela WPC Young Professionals Poland.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

70 urodziny

Jan Sandecki z Oddziału w Gorlicach,
Antoni Murawski z Oddziału w Poznaniu
Zofia Ćwierz z Oddziału w Warszawie II,
Kazimierz Sznajder z Oddziału w Sanoku,
Piotr Dalętka z Oddziału w Sanoku,
Janusz Hemerling z Oddziału w Tarnowie,

75 urodziny

Jadwiga Ciesińska z Oddziału w Łodzi,
Włodzimierz Tomczak z Oddziału w Łodzi,
Andrzej Zamaria z Oddziału w Łodzi,
Tadeusz Kulczyk z Oddziału w Zielonej Górze,

90 urodziny

Henryk Ryba z Oddziału w Sanoku.

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

Posiedzenie Światowej Rady Naftowej Sankt Petersburg 22-23 czerwca 2019 r.

Posiedzenie Światowej Rady Naftowej miało miejsce na terenie Uniwersytetu Górniczego w Sankt Petersburgu. Uniwersytet ten jest najstarszą rosyjską uczelnią techniczną i jedną z najstarszych uczelni technicznych w Europie. Został założony 21 października 1773 r. przez cesarzową Katarzynę Wielką, która zrealizowała zaproponowany przez Piotra Wielkiego i Michaiła Łomonosowa pomysł szkolenia inżynierów dla górnictwa i przemysłu metalowego.

22 czerwca, przed rozpoczęciem głównego posiedzenia Światowej Rady Naftowej (WPC), której Polska jest członkiem od 1988 roku, odbyło

się posiedzenie Zarządu WPC oraz posiedzenie Komitetu Młodych Profesjonalistów (WPC YP). Tego też dnia odbyło się posiedzenie Komitetu Programowego Kongresu w Houston, na którym omówiono stan organizacyjny Kongresu. Podsumowaniem pierwszego dnia było zwiedzenie Uniwersytetu i Muzeum Geologicznego.

25 czerwca wszystkie kraje, które kandydowały do organizacji 24 Światowego Kongresu Naftowego w 2023 roku, miały swoje 15 minutowe prezentacje. Komitety Narodowe Argentyny, Azerbejdżanu, Kanady, Kazachstanu i Zjednoczonych Emiratów Arabskich zaprezentowały swój potencjał organizacyjny i przekonywały, dlaczego to właśnie ten kraj ma najlepsze warunki i jest najlepiej przygotowany do organizacji tak prestiżowego dla branży naftowej wydarzenia.

Uniwersytet Górniczy „Gornyj"- główne wejscie. Fot. Piotr Dziadzio

Obrady Światowej Rady Naftowej. Fot. Piotr Dziadzio

Uniwersytet Górniczy „Gornyj" - fragment ekspozycji skał i minerałów. Fot. Piotr Dziadzio

Po prezentacjach odbyło się posiedzenie Światowej Rady Naftowej, w którym uczestniczyło 41 krajów członkowskich spośród prawie 70 należących do tej międzynarodowej organizacji.

Na posiedzeniu przyjęto protokół z poprzedniego posiedzenia w Astanie oraz przedstawione zostały informacje o pracach WPC w okresie od poprzedniego posiedzenia, a w szczególności aktywność prezydenta Tora Fjaerana i wiceprzewodniczących odpowiedzialnych za prace programowe kongresu, finanse, członkowstwo nowych kandydatów do WPC i marketingu. W podsumowaniu zaprezentowano krótko stan organizacyjny kongresu w Houston w 2020 roku.

Podpisanie umowy na organizację 24 Światowego Kongresu Naftowego przez Denis'a Painchaud'a Przewodniczacego WPC Canada (z prawej) i Pierce Riemer'a – Dyrektora Biura WPC (z lewej). Fot arch WPC.

Najważniejszym jednak wydarzeniem tego posiedzenia Światowej Rady Naftowej był wybór, spośród zgłoszonych kandydatur, organizatora 24 Światowego Kongresu Naftowego. Podczas 4 rund głosowania, co wynikało z wyrównanej ilości głosów na każdego z kandydatów, w ostatecznym pojedynku Kanada uzyskała 21 głosów (w stosunku do Azerbejdżanu - 20 głosów) i stała się oficjalnym organizatorem 24 Światowego Kongresu Naftowego w 2023 roku. Miejscem kongresu będzie Calgary. Tak wyrównanego i emocjonalnego głosowania dawno WPC nie pamięta.

Zakończenie posiedzenia Światowej Rady Naftowej, a równocześnie rozpoczęcie 6 Forum Młodzieży pt. „Forum Przyszłych Liderów" odbyło się w Teatrze Maryjskim, gdzie swoje wystąpienia mieli Tor Fjaeran – Przewodniczący WPC, Minister Energii Rosji – Aleksander Novak, Przewodniczący WPC YP – Stephane Rousselet oraz Przewodnicząca YP Rosji – Vlada Streletskaya. Całość zakończyła się baletem romantycznym w 2 aktach pt. „Giselle".

Piotr Dziadzio

VI Forum Młodzieży Światowej Rady Naftowej – podsumowanie

Wystąpienie Alekxandra Novaka. Fot. Arch. PKNŚRN

Konferencja VI Future Leaders Forum odbyła się 23-26 czerwca w Sankt Petersburgu. Była to szósta edycja wydarzenia organizowanego przez młodych profesjonalistów WPC (World Petroleum Council).

Forum ma na celu omówienie aktualnych problemów i innowacyjnych rozwiązań w branży naftowo-gazowej. Wydarzenie było dobrze wsparte przez krajowe Ministerstwo Energii. Future Leaders Forum jest jednym z najważniejszych i największych wydarzeń organizowanych przez World Petroleum Council. Stanowi unikalną platformę do dzielenia się doświadczeniami i pomysłami, pogłębiania wiedzy w zakresie zaawansowanych technologii i osiągnięć branży. Daje możliwość do rozwijania nowych umiejętności, stając się częścią międzynarodowej sieci młodych specjalistów w dziedzinie energii. W forum uczestniczyło ponad 1200 osób z całego świata, między innymi profesjonaliści z krajów takich jak Kanada, Stany Zjednoczone, Iran, Francja, Rumunia oraz wiele innych. Partnerami konferencji zostały czołowe firmy z branży naftowo-gazowej. Między innymi RussNeft, LUKOIL, Surgutneftegas, TATNEFT, Rosneft, CNPC, Shell. Wieczorem 23 czerwca odbyło się oficjalne rozpoczęcie podczas którego głos zabrali Minister Energii – Alexander Novak, Przewodniczący WPC – Tor Fjaeran, Przewodniczący WPC YP – Stephane Rousselet oraz Przewodnicząca Rosyjskiego Komitetu młodych profesjonalistów – Vlada Streleskaya. Po uroczystych przemowach gala zakończyła się baletem pt. „Giselle". W poniedziałek 24 czerwca od godzin porannych rozpoczęło się oficjalne rozpoczęcie konferencji „Future Leaders Forum". Główny panel dyskusyjny podejmował temat transformacji rynku energii. W debacie po raz kolejny mogli wypowiedzieć się Minister Energii i Przewodniczący WPC, pozostałymi uczestnikami byli: Valentina Matvienko – Przewodnicząca Rady Federacji, Zgromadzenia Federalnego Federacji Rosyjskiej, Parviz Shahbazov – Minister Energii Azerbejdżanu, Kanat Bozumbayev – Minister Energii Republiki Kazachstanu. Moderatorem dyskusji był Prof. Vladimir Litvinienko – Rektor Górniczego Uniwersytetu w Sankt-Petersburgu. W czasie głównego panelu uczestnicy wypowiadali się na temat transformacji rynku energii, oraz tego co czeka przemysł w najbliższym czasie, oraz dalszej przyszłości.

„Ze względu na cyfryzację i rozwój technologiczny postęp naukowy odgrywa kluczową rolę w transformacji energii. Dziś współpraca międzynarodowa jest ważniejsza niż kiedykolwiek, jest to warunek konieczny dla rozwoju przemysłu." – zauważył Alexander Novak.

Na rynku ropy naftowej wyraża się na przykład w jego stabilizacji poprzez porozumienie OPEC +. Według ministra energetyki Azerbejdżanu globalna transformacja energetyczna odegra ważną rolę w zmianie geopolitycznej mapy XXI wieku, która będzie się bardzo różnić od mapy, która istniała od ponad 100 lat i powstała na podstawie tradycyjne źródła energii. W czasie dyskusji również poruszono temat dopiero co rozpoczętej konferencji, paneliści zgodnie ustalili że Forum jest doskonałą okazją do dialogu z przedstawicielami władz państwowych i przedsiębiorstw, a także z rówieśnikami, początkującymi specjalistami z kilkudziesięciu krajów. Minister jest pewien, że Forum jako jedna z autorytatywnych platform dyskusyjnych dla młodzieży znacznie przyczyni się do rozwoju zawodowego młodszego pokolenia profesjonalistów z branży i pozwala określić kierunek przyszłej kariery.

W ciągu trzech dni odbyły się dziesiątki różnych spotkań, w różnych formach. Od paneli dyskusyjnych w mniejszym gronie, w postaci tak zwanego "okrągłego stołu", po prezentacje badań naukowych młodych profesjonalistów WPC jak i sesje plenarne.

Polska sekcja młodych profesjonalistów również aktywnie uczestniczyła w konferencji. Oprócz oficjalnych delegatów wiele osób wspierało konferencję poprzez pracę jako wolontariusze.

Sesja plenarna dotycząca innowacyjności. Fot. Arch. PKNŚRN

W czasie dyskusji i prezentacji tematami, które były poruszane najczęściej to cyfryzacja, transformacja rynku energii, czy globalne ocieplenie. Obecni liderzy, osoby zajmujące wysokie stanowiska w firmach takich jak Shell, Lukoil czy Gazprom dzieliły się swoją wiedzą i doświadczeniami z młodymi profesjonalistami. Podczas jednego z głównych paneli dyskusyjnych, dotyczącego niezbędnych umiejętności CEO w 2030 roku padło wiele inspirujących słów skierowanych do przyszłych liderów. Uczestnicy dyskusji byli zgodni co do tego, że zmiana jaka nastąpi w branży oraz w energetyce w najbliższych latach wymusi także inny rodzaj zarządzania ludźmi oraz projektami. Ważne staną się cechy takie jak zgodność wizji oraz transparentność. Cedric Cremers, Country Chair Russia z firmy Shell mówił o dużym znaczeniu długoterminowych relacji, które oddziałują na funkcjonowanie biznesu a Marina Sedykh, CEO firmy Irkutskaya Neftyanaya Compania wygłosiła inspirującą przemowę skierowaną do młodych ludzi aspirujących do roli przywódców zaznaczając różnicę pomiędzy managerem a przywódcą.

Sotkanie okrągłego stołu nr. 7. Technologie Przyszłości. Otwarte podejście do innowacji przygotowany przez YP Poland. Fot Arch. WPC

Grupa uczestników z Polski i przedstawicieli Young Professionals Poland. Fot. Arch. PKNŚRN

Każdego wieczoru organizatorzy zapewniali niepowtarzalne atrakcje w postaci zwiedzania najsłynniejszych miejsc w Sankt-Petersburgu. Po pierwszym wieczorze w Maryjskim teatrze w kolejnych dniach uczestnicy konferencji mieli okazję zobaczyć pokaz fajerwerków podczas wydarzenia "Scarlet Sails", zwiedzić Ermitaż, czy odbyć rejs rzeką Newa.

Zakończenie konferencji odbyło się w Pałacu Konstantynowskim – oficjalnej rezydencji prezydenta Rosji na malowniczym wybrzeżu Zatoki Fińskiej, gdzie władze rosyjskie przyjmują ważnych gości. Forum przygotowane przez Rosyjski Komitet WPC było absolutnie niepowtarzalne. Panele dyskusyjne pozwoliły przygotować się do dalszej pracy przy wyzwaniach w branży, a każdy wieczór był doskonale przygotowany do tego, aby każdy uczestnik miał niezapomniane wspomnienia z najbardziej znanych miejsc w Sankt-Petersburgu.

Wydarzenia tego typu dają możliwość głębszego zrozumienia branży oraz tego z jakimi problemami spotykają się specjaliści z innych części świata. Takie znajomości niejednokrotnie zaowocowały wspólnymi projektami, które łączyły ekspertów z całego świata.

Filip Czerniawski

Patryk Bijak

Pałac Konstantynowski. Widok od strony Zatoki Fińskiej. Fot. Arch. PKNŚRN

Posiedzenie Komisji ds. Historii i Muzealnictwa

10 czerwca 2019 r. w biurze Zarządu Głównego SITPNiG odbyło się posiedzenie Komisji ds. Historii i Muzealnictwa, prowadzone przez przewodniczącą komisji Barbarę Olejarz.

Podczas spotkania została omówiona działalność komisji za okres styczeń – maj br. W tym okresie zostały przygotowane wystawy okolicznościowe – 165 lat Muzeum oraz ekspozycje dotyczące osób zasłużonych dla przemysłu. Zostały ukończone również prace nad albumem będącym współczesną wizytówką Muzeum w Bóbrce.

Fot. arch. SITPNiG

W kwietniu br. w Bóbrce miała miejsce XIII edycja konferencji historycznej zainicjowanej przez PAN z Wrocławia. Już nie w Bóbrce, ale we Lwowie jest planowana w listopadzie 2019 II edycja międzynarodowej konferencji historycznej, organizowanej wspólnie z PGNiG, PSG i Uniwersytetem Pedagogicznym w Krakowie.

W ramach współpracy z firmami z branży naftowej, gazowniczej i rafineryjnej obejmującej przekazywanie materiałów i eksponatów historycznych do Muzeum w Bóbrce, dobiegają końca prace związane z przenosinami zabytkowej sprężarki ze starej tłoczni gazu w Jarosławiu do Muzeum w Bóbrce. Muzeum w Bóbrce kontynuuje współpracę z krajowymi i europejskimi muzeami naftowymi.

Komisja objęła swoimi działaniami koordynację odnowy nagrobka Tytusa Trzeciewskiego oraz wykonanie płyty nagrobnej z tablicą informacyjną Jakuba Perkinsa, której ułożenie na cmentarzu w Grabownicy ze względów pogodowych jest wstrzymane do momentu obeschnięcia gruntu.

Członkowie Komisji opracowali biogramy zasłużonych przedstawicieli przemysłu: Ignacego Łukasiewicza, Władysława Długosza, Witolda Zglenickiego, Mariana Wieleżyńskiego, Stanisława Wdowiarza, Kazimierza Kachlika oraz Stanisława Pilata, które zostaną przekazane Mazowieckiej Izbie Inżynierów Budownictwa realizującej projekt publikacji biogramów wybitnych budowniczych pt. „Luminarze budownictwa".

Dominika Bernaś

Denise Cox – prezydent AAPG w Bóbrce

9 czerwca 2019 roku Denise Cox – prezes American Association of Petroleum Geologists (AAPG) odwiedziła Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce.

Denice miała okazję po raz pierwszy oglądać tak duże i zbudowane na terenie czynnej kopalni ropy naftowej muzeum. Zachwycona lokalizacją, zbiorami oraz możliwością oglądania i czucia zapachu ropy naftowej z najstarszej kopanki „Franek" stwierdziła, że miejsce to powinni zwiedzać wszyscy, którzy zajmują się biznesem naftowym. Szczególnie prezydenci AAPG kolejnych kadencji. Przez cały ponad dwugodzinny spacer po muzeum nie ukrywała również, że wiele podobnych eksponatów zna z muzeum z Texasu, ale również sama na początku swojej kariery miała z niektórymi do czynienia. Podsumowując swój pobyt w Bóbrce stwierdziła, że zrobi wszystko, aby strona AAPG miała informację na temat naszego muzeum oraz, że zostanie podlinkowana, tak aby odwiedzający stronę AAPG mogli zobaczyć to unikatowe miejsce. Stwierdziła, że mamy duży obszar do zagospodarowania jeśli chodzi o przyszłą współpracę.

Fot. arch. SITPNiG

Kolejnym miejscem odwiedzonym przez naszego gościa było odsłonięcie łupków menilitowych (głównej skały macierzystej dla węglowodorów w Karpatach) w Rudawce Rymanowskiej. Jest to najlepsze i największe odsłonięcie tego typu skał w Karpatach, dodatkowo z pięknymi strukturami tektonicznymi.

Ostatnim punktem wizyty w Karpatach był rezerwat Skamieniałe Miasto w Ciężkowicach, gdzie odsłaniają się w formie wspaniałych ostańców erozyjnych piaskowce ciężkowickie, jedna z najważniejszych skał zbiornikowych dla złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Karpatach. Tam też widoczne są łupki pstre, które stanowią bezpośrednie uszczelnienie dla złóż zakumulowanych w piaskowcach ciężkowickich. Emocje związane ze zwiedzeniem tak istotnych z punktu widzenia systemu naftowego odsłonięć wywoływało wiele pytań i bardzo ciekawą dyskusję – gdyż Denise jest przede wszystkim aktywnym geologiem naftowym.

Podsumowaniem wizyty prezes AAPG w Polsce, a głównie w Bóbrce jest deklaracja współpracy, rozpoczęcie procedury afiliacji naszego Stowarzyszenia przy AAPG oraz otwartość na przyszłą współpracę zarówno w zakresie muzealnictwa, jak i rozwoju naszych wzajemnych relacji.

Piotr Dziadzio
Rafał Kudrewicz

Fot. arch. SITPNiG

81 Konferencja i Wystawa EAGE

EAGE
EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS

Fot. arch. SITPNiG

Doroczna Konferencja i Wystawa EAGE odbyła się w tym roku w Londynie w pawilonach wystawowych ExCel w dniach 3 - 6 czerwca. Wydarzenie zgromadziło ponad 6000 zarejestrowanych uczestników, przedstawionych zostało ponad 1000 prezentacji w formie wykładów i posterów, zaś powierzchnię 17000 m² zagospodarowało 350 wystawców prezentujących firmy, ich produkty i osiągnięcia techniczne. Konferencja odbyła się pod hasłem „Embracing change - creativity for the future" identyfikującym największe wyzwania obecnego czasu.

Nasze Stowarzyszenie (SITPNiG) aktywnie uczestniczyło w konferencji oraz prezentowane było na własnym stoisku, na którym odbywały się spotkania z przedstawicielami Zarządu EAGE oraz krajowych i lokalnych oddziałów EAGE i stowarzyszeń związanych z naukami o ziemi (geoscience).

W trakcie Annual General Meeting for Members, sesji inauguracyjnej Konferencji oraz wydanego przez prezesa EAGE roboczego przyjęcia w Tower Bridge została przedstawiona oraz zaakceptowana działalność organizacyjna i finansowa EAGE w ostatnim roku, założenia planu organizacji na następny rok, a także zaaprobowana propozycja Zarządu w sprawie powołania na funkcję prezesa EAGE na następną roczną kadencję Everharda Muijzert, dotychczasowego sekretarza – skarbnika w Zarządzie. Zastąpił on Jean-Jacques Biteau, który doczekał się szczerze entuzjastycznych podziękowań za swoją działalność na stanowisku prezesa za ostatnie dwa lata. Wśród wręczonych wyróżnień i nagród za działalność organizacyjną na szczególną uwagę zasługuje nagroda dla grupy studentów AGH z Krakowa dla najlepszego EAGE Local Student Chapter. Ta sama grupa polskich studentów zdobyła pierwsze miejsce (na 18 uczestniczących zespołów z całego świata) w wymagającym obszernej wiedzy konkursie z zakresu nauk o ziemi (geoscience) i związanych z nimi zagadnień biznesowych GeoQuiz.

W czasie Konferencji miały miejsce wydarzenia specjalne, wśród nich cztery sesje – fora tematyczne prowadzone przez wybitne osobistości nauki i biznesu obejmujące:

- Getting Fit for the Future - What Will the Oil & Gas Industry Look Like in 2030 and Beyond
- Delivering the World's Low Carbon Energy Needs

Fot. arch. SITPNiG

Fot. arch. SITPNiG

Fot. arch. SITPNiG

Fot. arch. SITPNiG

Fot. arch. SITPNiG

Fot. arch. SITPNiG

– The Roles of Geoscientists & Engineers in the Changing Energy and Technology Landscape
– New Technologies for Geoscience and Engineering

oraz sesje dedykowane: Women in Geoscience Session, Young Professionals Session oraz EU Affairs.

Na powierzchni wystawowej uwagę przyciągały wydzielone strefy, m.in. Start-up Area i Digital Transformation Area, Career Advice Centre.

Na wystawie technicznej Polskę reprezentowały prowadząc własne stoiska Geofizyka Toruń S.A., Geopartner Sp. z o.o, GK Processing oraz Polish Geological Institute -NRI.

Konferencji towarzyszyło 20 warsztatów zawodowych (workshops), 3 jednodniowe szkolenia (Short Courses) i 3 wycieczki geologiczne.

Podczas spotkań z przedstawicielami zarządu EAGE przedstawiciele SITPNiG rozmawiali na temat możliwych form współpracy SITPNiG i EAGE. Rozważany jest udział EAGE w 2020 r. w Kongresie Naftowców i Gazowników oraz możliwość współorganizacji podczas niego sesji młodych profesjonalistów. Również istnieje możliwość zorganizowania w Polsce dorocznej konferencji geofizyki inżynierskiej EAGE Near Surface Division w 2022 roku. Współpraca SITPNiG z EAGE rozpoczęła się w roku 2004 i trwa do dzisiaj. W ciągu tego okresu zorganizowano wiele wspólnych kursów zawodowych oraz spotkań i wizyt. Obie strony wyrażają chęć kontynuacji dalszej współpracy. SITPNiG ma status organizacji stowarzyszonej (Associated Society) z EAGE.

Doroczne spotkanie zakończone zostało w Londynie uroczystym i obfitującym w ciekawe spotkania wieczorem w Muzeum Historii Naturalnej. Następna Doroczna Konferencja i Wystawa EAGE odbędzie się w Amsterdamie w dniach 8 do 11 czerwca 2020.

Leopold Sułkowski
Jan Wójcik

Fot. arch. SITPNiG

ODDZIAŁ w ZIELONEJ GÓRZE

Naukowo i wystrzałowo

Zawody strzeleckie Kół Ostrów i Góra to okazja do spotkania dla pracowników jednostek terenowych pracujących w obrębie Ośrodka Kopalń Ostrów Wlkp. PGNiG SA Oddziału w Zielonej Górze. Fot. archiwum Koła Ostrów Wlkp.

Ogólna klasyfikacja w dwuboju wyłoniła zwycięzcę „Trzecich SITPNiG-owskich zawodów strzeleckich im. I. Łukasiewicza", którym został Andrzej Posiła (PMG Wierzchowice), drugie miejsce zajął Jan Olejnik (OG Radziądz), trzecie miejsce Zbigniew Jurek (OK Ostrów – rejon Góra). Fot. archiwum Koła Ostrów Wlkp.

Koła Ostrów Wlkp. i Góra zorganizowały 31 maja br. cykl dwóch szkoleń pn. Obsługa sportowej broni strzeleckiej „Trzecie SITPNIG-owskie zawody strzeleckie im. I. Łukasiewicza" oraz „Wykorzystanie sczerpanych złóż węglowodorów na przykładzie instalacji do podziemnego składowania odpadów na złożu Borzęcin".

W spotkaniu wzięli udział zaproszeni goście: Wiceprezes Zarządu PGNiG SA Magdalena Zegarska, Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych PGNiG SA Robert Perkowski, Dyrektor Departamentu BHP i Spraw Socjalnych Maria Pawelska, Dyrektor Oddziału w Zielonej Górze Krzysztof Krupiński, Prezes SITPNiG Oddział w Zielonej Górze Zbigniew Gmiński, kierownik OK Grodzisk Wlkp. Norbert Gamrot i kierownik OK Ostrów Wlkp. Wojciech Niepewny.

Pierwsze szkolenie miało miejsce na terenie strzelnicy sportowej OSiR w Rawiczu. Zawody objęła honorowym patronatem Wiceprezes Magdalena Zegarska. Turniej odbył się w dwóch konkurencjach: pistolet sportowy krótki i karabin sportowy. Rywalizacja przebiegała w sportowej, ale zaciętej atmosferze. Dodatkowymi atrakcjami była możliwość oddania strzałów z legendarnego „kałasznikowa" oraz ze strzelby dubeltówki do poperów.

Tematem drugiej części szkolenia było wykorzystanie sczerpanych złóż węglowodorów do podziemnego składowania odpadów na przykładzie złoża Borzęcin. Po zakończeniu prezentacji odbył się panel dyskusyjny, podczas którego omówiono aspekty wykorzystania częściowo wyeksploatowanych złóż gazu do składowania odpadów poprodukcyjnych oraz zwiększenia możliwości intensyfikacji wydobycia gazu ziemnego poprzez takie działania.

Jarosław Cierpka
Zastępca Przewodniczącego
Koło Ostrów Wlkp.

W szkoleniu wzięli udział członkowie SITPNiG i zaproszeni goście. Fot. archiwum Koła Ostrów Wlkp.

Prezentację na temat podziemnego składowania odpadów poprowadził Grzegorz Turowski, kierownik KGZ Załęcze. Fot. archiwum Koła Ostrów Wlkp.

Wizyta na Terminalu

Członkowie Koła Poznań wzięli udział w wyjeździe naukowo-technicznym pn. „Magazynowanie i regazyfikacja LNG na przykładzie Terminala LNG w Świnoujściu". Wyjazd odbył się 31 maja br.

Wzrost znaczenia LNG w ostatnich latach związany jest z ogólnym wzrostem zapotrzebowania na gaz ziemny. Ogromne znaczenie ma także lokalizacja złóż gazu w tych rejonach świata, które trudno połączyć rurociągami z krajami będącymi głównymi odbiorcami tego paliwa. Wykorzystanie skroplonego gazu ziemnego, który zajmuje ok. 600 razy mniejszą objętość, pozwala na dywersyfikację dostaw, jest również znakomitą metodą pokrywania szczytowych zapotrzebowań na gaz.

Powstanie terminalu LNG w Świnoujściu pozwoliło na odbieranie skroplonego gazu ziemnego drogą morską praktycznie z dowolnego kierunku na świecie, co przyczyniło się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski. Obecna zdolność przeładunkowa terminalu wynosi 5 mld m^3 rocznie. Na terenie terminalu zlokalizowane są także dwa kriogeniczne zbiorniki do procesowego magazynowania LNG o pojemności 160 tys. m^3 każdy.

Andrzej Gęsicki
Przewodniczący Koła Poznań

Podczas wyjazdu na Terminal LNG w Świnoujściu uczestnicy zapoznali się ze sposobem dostarczania i składowania LNG oraz procesem jego regazyfikacji na tym bardzo ważnym, strategicznym obiekcie. Fot. archiwum Koła Poznań

Młody Inżynier w Łodzi

Z okazji Dnia Dziecka Koło Zielona Góra zorganizowało dla swoich członków i ich dzieci wyjazd do Łodzi „Młody Inżynier" w dniach 16-17 czerwca br.

Uczestnicy odwiedzili Centralne Muzeum Włókiennictwa, w którym zapoznali się z włókienniczym procesem produkcyjnym: od surowca, przez techniki i technologie włókiennicze do produktów włókienniczych o różnym stopniu i technice przetworzenia. Dodatkowo dzieci wzięły udział w warsztatach „Mam na to patent", podczas których wymyślały i projektowały urządzenia usprawniające nasze codzienne życie. Wszystkie wynalazki zostały opatentowane stosownymi certyfikatami.

Słodkie warsztaty w Manufakturze Czekolady. Fot. Monika Tarasiewcz

Kolejną atrakcją tego dnia była wizyta w Planetarium i pokaz „Gwiazdozbiory wiosennego nieba". Dzieci z zainteresowaniem oglądały rozgwieżdżone niebo, poznając przy tym różne mity i legendy. Drugiego dnia uczestniczyły w warsztatach organizowanych przez Manufakturę Czekolady. Projektowały własną tabliczkę czekolady z dodatkiem wybranych owoców liofilizowanych i bakalii. Poznały również proces produkcji czekolady już od ziarenka. Wszyscy uczestniczyli w degustacji mlecznej czekolady do picia.

Bezpośrednio po warsztatach grupa w towarzystwie przewodnika udała się na spacer po słynnej ulicy Piotrkowskiej. Dzieciom najbardziej podobały się rzeźby rozmieszczone wzdłuż ulicy oraz Pasaż Róży, znajdujący się w podwórku przy Piotrkowskiej 3. Budynki kamienicy zostały wyłożone niewielkimi lusterkami o nieregularnych kształtach, które swoim kształtem przypominają róże. Mozaika zrobiła naprawdę niesamowite wrażenie.

Ewa Białowąs
Członek Zarządu, Koło Zielona Góra

Historię przemysłu włókienniczego w Łodzi grupa poznała w Centralnym Muzeum Włókiennictwa. Fot. Monika Tarasiewcz

Uczestnicy poznali najważniejsze miejsca Łodzi podczas spaceru z przewodnikiem. Fot. Monika Tarasiewcz

Gazownicy z Gdańska odwiedzili Jasło, Przemyśl i Zamość

Piotr Schreiber

Krzysztof Witkowski

SITP NiG

ODDZIAŁ w GDAŃSKU

Członkowie Stowarzyszenia SITPNiG Oddział w Gdańsku, Koła Zakładowego działającego przy PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Gdańsku, zrealizowali zaplanowany w terminie 22-25 maja 2019 r. wyjazd techniczno-poznawczy do Fabryki Armatur Jafar S.A. w miejscowości Jasło.

Fabryka Jafar to aktualnie jedna z najnowocześniejszych średniej wielkości odlewnia żeliwa w Europie, ale przede wszystkim niekwestionowany lider w zakresie produkcji i sprzedaży armatury żeliwnej do wody, ścieków i gazu w Polsce. Powołane do życia w 1953 r. przedsiębiorstwo Terenowe Zakłady Metalowe powstało na bazie istniejącego od końca XIX wieku niewielkiego zakładu produkcji metalowej i było fundamentem dla dzisiejszego przedsiębiorstwa „Fabryka Armatur Jafar S.A."

Najważniejszą inwestycją ostatnich lat była nowoczesna odlewnia żeliwa. W pełni zautomatyzowana, ekologicznie czysta i oszczędna pozwala wyprodukować najwyższej jakości odlewy. Powstał także nowoczesny magazyn logistyczny i nowe pomieszczenia biurowe.

Jarosław. Pod jedną z kamienic. Fot. P. Schreiber

Aktualnie Fabryka Jafar produkuje i sprzedaje ponad 400 tysięcy wyrobów w ciągu roku. Najbardziej rozpoznawalnymi wyrobami przedsiębiorstwa są zasuwy, zawory, hydranty i przepustnice.

Kolejnego dnia odbyło się zebranie wyjazdowe członków Koła, na którym podsumowaliśmy wizytę w Fabryce Armatur Jafar S.A. Dzięki wizycie mogliśmy osobiście zapoznać się z działalnością tej firmy na rzecz branży gazowniczej, poznać etapy wytwarzania takich urządzeń, jak: zasuwy, zawory i przepustnice użytkowane w branży gazowniczej. Omówiono także realizację działań członkowskich w I półroczu 2019 r. i przedstawiono zadania na II półrocze roku bieżącego.

Jarosław. Podziemna Trasa. Fot. P. Schreiber

Na trasie naszej wycieczki znalazły się dodatkowo miejscowości: Jarosław, Markowa, Przemyśl i Zamość.

W Jarosławiu zwiedzaliśmy podziemną trasę turystyczną pod kamieniczkami starego miasta. Poznaliśmy historię tego miasta położonego na szlaku handlowym, jego rozkwit przypadający na XVI i XVII wiek dzięki odbywającym się jarmarkom, na które przyjeżdżali kupcy z terenów Europy i Azji.

W miejscowości Markowa zwiedziliśmy Muzeum Polaków Ratujących Żydów im. Rodziny Ulmów. Przewodnik tego miejsca przybliżył nam realizowaną przez hitlerowskich nazistów eksterminację narodu żydowskiego w okresie II wojny światowej. Podał przykłady osób ratujących rodziny żydowskie przed zagładą.

Przemyśl położony jest na styku trzech krain geograficznych: Pogórza Przemyskiego i Dynowskiego z Kotliną Sandomierską, w tzw.

Przemyśl. Ekspozycja dzwonów. Fot. P. Schreiber

Przemyśl. Ekspozycja fajek. Fot. P. Schreiber

Bramie Przemyskiej, przez którą od stuleci przebiegał szlak handlowy łączący wschodnią i zachodnią Europę. W X wieku na wzgórzu zamkowym wzniesiono okazały gród o potężnych wałach drewniano-ziemnych, o który od początku jego istnienia walczyli władcy Polski, Rusi i Węgier. Przemyśl to miasto królewskie. Znalazło się w granicach Polski w 1018 r., w czasie powrotu Bolesława Chrobrego z Kijowa. W 1340 r. Kazimierz Wielki ponownie przyłącza Przemyśl do Polski, a w miejscu grodu obronnego zbudował okazały gotycki murowany zamek. Władysław Jagiełło opiekował się Przemyślem i bywał częstym gościem zamku. Aktem wystawionym 1 października 1389 r. we Lwowie, zatwierdził Przemyślowi uzyskane znacznie wcześniej prawo magdeburskie oraz określił dokładnie obszar miasta na 100 łanów (2240 ha), nadał liczne uposażenia i przywileje. Za panowania Jana Kazimierza założono pocztę Ziemi Przemyskiej. Według spisu powszechnego w 1931 r. miasto zamieszkiwały 62.272 osoby, z czego 39.430 (63,3%) to rzymscy katolicy, 18.376 (29,5%) – Żydzi, 4.391 (7%) – greko-katolicy, a 85 (0,2%) – przedstawiciele innych orientacji światopoglądowych. Przemyśl był jednym z największych ośrodków miejskich między Krakowem a Lwowem.

Przemyśl. Dobry Wojak Szwejk. Fot. P. Schreiber

Zwiedzanie Przemyśla z przewodnikiem rozpoczęliśmy od wizyty w Muzeum Dzwonów i Fajek w późnobarokowej Wieży Zegarowej. Na ośmiu jej kondygnacjach urządzono ekspozycję zabytków ludwisarstwa i fajkarstwa, wyrobów, z których miasto słynęło i słynie w kraju i za granicą. Z pośród zabytków dominują: Katedra grecko-katolicka, Archikatedra rzymsko-katolicka, kościoły Karmelitów i Karmelitanek Bosych, Reformatów, Rynek i fontanna z misiami oraz wojak Szwejk siedzący na skrzyni z amunicją. Wśród pomników przewodzi: Jan III król Polski z 1863 r. oraz Adam Mickiewicz, postawiony w 1890 r., pierwszy jego pomnik na ziemiach polskich. Godny uwagi jest budynek dworca

Przemyśl. Wnętrze bud. dworca PKP. Fot. P. Schreiber

Zamość.Powitanie z przewodnikiem. Fot. P. Schreiber

PKP wybudowany w latach 1859-1860 i przebudowany w 1985 r., odrestaurowany na Euro 2012. Jest jedną najokazalszych budowli na linii kolejowej łączącej Kraków ze Lwowem. W 1872 r. Przemyśl zyskał również połączenie kolejowe z Budapesztem.

Zamość nazywany jest „Perłą renesansu", „Padwą północy" oraz „Miastem arkad" ze względu na układ architektoniczny starówki zaprojektowanej przez Bernardo Morando. W centralnym punkcie znajduje się Ratusz wbudowany w układ kamienic, do którego prowadzą wachlarzowe schody. Morando zaprojektował zamojską starówkę według planu miast włoskich i miast idealnych w oparciu o koncepcję antropomorficzną. „Głową" jest pałac Zamoyskich, zaś „kręgosłupem" ulica Grodzka. „Ramiona i ręce" to siedem bastionów otaczających miasto. Wokół starówki znajdują się dwa rynki: Rynek Solny oraz Rynek Wodny będące „organami wewnętrznymi". Na starówce przy ulicy Ormiańskiej znajdują się manierystyczno – barokowe kamienice ormiańskie: Kamienica Pod Madonną lub Sołtanowska (żółta), Kamienica Pod Małżeństwem lub Szafirowa (niebieska), Kamienica Pod Aniołem, Pod Lwami lub Bartoszewiczów (czerwona), Kamienica Rudomiczowska (ciemnożółta), Kamienica Wilczkowska (zielona). W 1992 r. zamojska starówka została wpisana na listę Światowego Dziedzictwa Kultury UNESCO.

Z przewodnikiem zwiedzaliśmy Rotundę Zamojską – cmentarz wojenny, miejsce straceń 34 tysięcy ludzi w okresie II wojny światowej oraz wnętrze Katedry Diecezji Zamojsko-Lubaczowskiej p.w. św. Tomasza. Dzięki filmowi oglądanemu w podziemiach Twierdzy, zapozna-

Zamość. Hotel 77. Mykwa. Fot. P. Schreiber

Zamość. Kamienice Ormiańskie. Fot. P. Schreiber

Zamość. Rynek Wielki wieczorem. Fot. P. Schreiber

Zamość. Rotunda. Fot. P. Schreiber

liśmy się z jej historią. Spacerowaliśmy pięknymi uliczkami z kolorowymi kamienicami, Aleją Sław - osób zasłużonych dla miasta Zamościa, jak: Jan Machulski, Jan Ptaszyn-Wróblewski, Krzysztof Zanussi, Jan Englert, Beata Ścibakówna, Janusz Stanny. Poznaliśmy historię Pałacu Zamojskich, pomnika Jana Zamojskiego, Synagogi oraz Rynku Wielkiego i Ratusza. Na zakończenie pobytu w Zamościu w Hotelu 77, ujrzeliśmy wiernie odtworzone podziemia budynku, a w piwnicy niespodziankę: odkrytą przez właściciela budynku Mykwę – zabytkową żydowską łaźnię.

Pełni zdobytej wiedzy, wzruszeń i niezapomnianych obrazów z miejsc, które dane było nam oglądać, wracaliśmy do naszych domów. Wyjazd techniczno – poznawczy stał się okazją do poznania nietuzinkowych osób, Fabryki Armatur Jafar S.A. wytwarzającej innowacyjne urządzenia techniczne, niesamowicie interesujących zabytków historycznych. Był miejscem wymiany poglądów i integracji członków naszej organizacji naukowo-technicznej.

Piotr Schreiber
Krzysztof Witkowski
SITPNiG Oddział w Gdańsku

Zamość. Na pożegnanie. Fot. T. Kitłowski

Sympozjum „Budowa i eksploatacja instalacji kopalnianych"

ODDZIAŁ w SANOKU

Fot. arch. SITPNiG Oddział w Sanoku

7 czerwca 2019 r. Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego Oddział w Sanoku i Krośnie zorganizowało w Bolestraszycach k/Przemyśla sympozjum pt. „Budowa i eksploatacja instalacji kopalnianych".

Po oficjalnym otwarciu Sympozjum przez wiceprezesa Oddziału SITPNiG w Sanoku Pawła Fica rozpoczęto pierwszą część sympozjum – sesję wykładową, na której zaprezentowano referaty:

- Rozwiązania technologiczne stosowane w Oddziale Wydobywczym w Sanoku przy realizacji obiektów produkcyjnych przewidzianych do użytkowania w systemie „bez stałej obsługi"
- Doświadczenia z eksploatacji różnych typów sprężarek zabudowanych na obiektach OK Przemyśl – wady i zalety przyjętych rozwiązań
- Inwestycje przewidziane do budowy w latach 2019/2020 – teren Ośrodka Kopalń Przemyśl.
- Doświadczenia Wykonawcy przy budowie kopalń gazu ziemnego na obiektach PGNiG Oddział w Sanoku – PGNiG Technologie SA".

W Sympozjum wzięło udział ok. czterdzieści osób z PGNiG S.A. OGiE, PGNiG S.A. Oddział w Zielonej Górze oraz Sanoku, a także pracownicy PGNiG Technologie SA. Głównym celem spotkania było poszerzenie wiedzy oraz zaznajomienie się z zagadnieniami dotyczącymi realizacji inwestycji i eksploatacji obiektów kopalnianych. Przedstawiono również doświadczenia w zakresie wykonawstwa i obecnej sytuacji na rynku poddostawców w kontekście terminów realizacji zadań.

Przedstawione referaty wzbudziły zainteresowanie i dyskusję wśród zebranych. Wymieniono się doświadczeniami i poglądami w zakresie automatyzacji procesu eksploatacji złóż i eksploatacji różnego typu sprężarek złożowych. Duże zainteresowanie wzbudziły przedstawione projekty inwestycyjne związane z udostępnieniem nowych zdolności produkcyjnych na złożu Przemyśl.

W drugiej części sympozjum, przeprowadzonej u producenta armatury ZA „POLNA" SA, uczestnicy zapoznali się z ofertą firmy Skamer Tarnów oraz możliwościami produkcyjnymi firmy ZA„POLNA" SA – a w szczególności możliwości ich zastosowania w branży naftowej i gazowniczej. Przedstawiciele zakładów automatyki oprowadzili przybyłych na sympozjum po zakładzie produkcyjnym przedstawiając kolejne procesy wytwarzania armatury od wytopu surowców wsadowych do montażu końcowego i prób. Zainteresowanie i ciekawość wzbudziły w szczególności elementy produkcji armatury związane z wytopem i odlewem elementów staliwnych i żeliwnych.

Po zwiedzeniu zakładów POLNA w Przemyślu i zaprezentowaniu ich możliwości produkcyjnych można dojść do konkluzji, że produkowana armatura i stosowane do jej produkcji nowe rozwiązania technologiczne zapewniają wysoką jakość wyrobów. Zwrócono również uwagę na szybkość reagowania służb serwisowych ZA „POLNA" SA, pozwalająca do minimum skrócić przestoje technologiczne na kopalniach gazu ziemnego i utrzymać ciągłość eksploatacji złóż i odwiertów.

Nie bez znaczenia była możliwość spotkania w gronie zainteresowanych osób, podzielenia się doświadczeniami, rozważenia problemów nurtujących przedstawicieli firm i pracowników współpracujących w branży naftowej i gazowniczej.

Dziękujemy firmom PGNiG SA i PGNiG Technologie SA za współpracę przy organizacji sympozjum.

Paweł Fic
SITPNiG Oddział w Sanoku

Fot. arch. SITPNiG Oddział w Sanoku

Europejski Projekt SECURe

Wizyta na kopalni gazu i obiekcie geosekwestracji gazów kwaśnych. Fot. Grzegorz Turowski

W dniach 11-13 czerwca 2019 r. we Wrocławiu odbyło się pierwsze doroczne spotkanie przedstawicieli partnerów międzynarodowego projektu SECURe – Subsurface Evaluation of CCS and Unconventional Risk, co w wolnym tłumaczeniu można odczytać jako: „Ocena ryzyka związanego z sekwestracją CO_2 i eksploatacją złóż niekonwencjonalnych". Projekt realizowany jest w ramach programu badawczego Unii Europejskiej – Horyzont 2020. Jest to działanie w obszarze niskowęglowych technologii energetycznych (LCE), w zakresie dekarbonizacji paliw kopalnych.

Gospodarzem spotkania był Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy. W spotkaniu konsorcjum SECURe, którego liderem jest British Geological Survey (Wielka Brytania), uczestniczyli reprezentanci następujących jednostek: Department for Business, Energy & Industrial Strategy (Wielka Brytania), French Institute of Petroleum (Francja), Bureau de Recherches Géologiques et Minières (Francja), GFZ German Research Centre for Geosciences (Niemcy), SINTEF (Norwegia), Alberta Geological Survey (Kanada), Geological Survey of Denmark and Greenland (Dania), Heriot-Watt University (Wielka Brytania), Environment Agency (Wielka Brytania), Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, University of Edinburgh (Wielka Brytania), Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, Netherlands Organisation for Applied Scientific Research (Holandia), Shell Global Solutions (Holandia) Scottish Carbon Capture & Storage (Wielka Brytania), Golder Associates Africa (RPA).

Głównym celem projektu SECURe jest zintegrowanie szerokiej wiedzy specjalistycznej, którą konsorcjum utrzymuje w dziedzinie zarówno składowania CO_2, jak i monitorowania poszukiwań złóż niekonwencjonalnych. Projekt jest częścią szerokiego spektrum działań mających na celu ochronę klimatu Ziemi przed szkodliwym wpływem emisji CO_2 do atmosfery. W ciągu pierwszych dwóch dni odbyły się m.in. warsztaty z zakresu poboru próbek i analizy znaczników gazowych, liczne spotkania robocze w poszczególnych pakietach zadaniowych oraz spotkania koordynacyjne. W trzeci dzień spotkania grupa licząca około 40 uczestników odwiedziła kopalnię gazu ziemnego Borzęcin, gdzie zapoznała się z pracą tego unikatowego obiektu. Gazy kwaśne będące produktem odpadowym z instalacji odsiarczania wydobywanego gazu ziemnego, zawierające ok. 80% CO_2 i 18 % H2 są powrotnie zatłaczane do strefy zawodnionej, podścielającej nadal eksploatowane złoże gazu. Działające od 23 lat instalacje są jedynym tego typu przedsięwzięciem w Europie, gdzie równocześnie z eksploatacją węglowodorów prowadzona jest geosekwestracja gazów kwaśnych. Obiekt stanowi doskonały poligon doświadczalny, gdzie można śledzić rozpływy zatłaczanych gazów w warstwach złożowych oraz pracę instalacji procesowych wgłębnych i napowierzchniowych.

Jan Lubaś

Uczestnicy Warsztatów. Fot. Mirosław Wojnicki

Naftowe pasje

Trzy naftowe ekspozycje zostały uroczyście otwarte 5 czerwca w Salonie Wystaw Oddziału w Zielonej Górze.

W ramach cyklu spotkań „Naftowe Pasje" pracownicy Oddziału PGNiG Izabela Marcińska i Krzysztof Pierzchała podzielili się z nami radością tworzenia i zaprezentowali swój artystyczny dorobek twórczy.

Krzysztof Pierzchała pracuje w PGNiG od 1989 r., obecnie w Oddziale Geologii i Eksploatacji w Dziale Organizacyjnym w Pile. W czasie wolnym rozwija swoje zainteresowania, których ma wiele. Jest członkiem chóru męskiego, chóru mieszanego Canto w Wyrzysku oraz chóru ewangelickiego w Pile, gra na trąbce i saksofonie, maluje, kolekcjonuje antyki, stare motory i auta, interesuje się literaturą średniowieczną. Obecnie pisze pracę dyplomową z bardzo intrygujących dziedzin, jakimi są kryminalistyka i kryminologia.

Izabela Marcińska z Oddziałem w Zielonej Górze związana jest od 2004 r. Pracuje w Dziale Serwisowania Odwiertów. Spełnia się w różnych aktywnościach artystycznych, uprawia malarstwo olejne i akwarelowe, gra na instrumentach (skrzypce, erhu, pianino). Jej pasją jest ziołolecznictwo i medycyna funkcjonalna, ze specjalnością w uzyskiwaniu olejków eterycznych metodą destylacji parowej i ich wszechstronnego zastosowania.

Ciekawe postrzeganie świata naszych pracowników miało swój przekaz w obrazach i kompozycjach przestrzennych, które wyjątkowo wpisały się w trzecią wystawę „Bóbrka najstarsza na świecie kopalnia ropy naftowej", która przyjechała do nas z Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce. Wypożyczona ekspozycja to m.in. scenki rodzajowe z końca XIX w. przedstawiające pracę łebaków przy kopance „Franek", miniaturowy zaprzęg konny oraz duży model lampy naftowej Ignacego Łukasiewicza.

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

Ekspozycja poświęcona kopalni w Bóbrce przybliża pracownikom naszego Oddziału początki przemysłu naftowego w Polsce Fot. Magdalena Kudła

Wernisaż prac Izabeli Marcińskiej i Krzysztofa Pierzchały był okazją do spotkania, rozmowy i poznania współpracowników z „innej", prywatnej strony. Fot. Magdalena Kudła

BÓBRKA

165 LAT KOPALNI W BÓBRCE 1854-2019

BÓBRKA MUZEUM

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

International Scientific Conference

Challenges in Applied Geology and Geophysics: 100th Anniversary of Applied Geology at AGH University of Science and Technology (CAGG2019)

10-13 September 2019 Kraków

www.cagg2019.agh.edu.pl

Platinum Partner

Sponsors

Honorary patronate

Patronate

Organizers

Media patronate

CELE KONFERENCJI:

- Wymiana informacji, doświadczeń i poglądów pomiędzy międzynarodowym środowiskiem naukowym a środowiskiem przemysłu surowcowego, a także wyspecjalizowanymi służbami administracji państwowej i samorządów terytorialnych.
- Przegląd najnowszych metod badawczych stosowanych w poszukiwaniu, rozpoznaniu i eksploatacji szeroko rozumianych zasobów mineralnych (łącznie z poszukiwaniem i eksploatacją pierwiastków krytycznych) i energetycznych (z uwzględnieniem niekonwencjonalnych źródeł), z naciskiem na ocenę ryzyka i wpływem tych działań na środowisko.
- Przedstawienie wyników stosowania nowoczesnych metod w rozwiązaniach zadania prostego (modelowania) i odwrotnego (interpretacji) w geofizyce stosowanej.
- Dyskusja na temat kompleksowego zastosowania metod geologicznych, geochemicznych i geofizycznych w poszukiwaniu i rozpoznaniu surowców, a także w problematyce inżynierskiej i środowiskowej.
- Problem efektywnego wykorzystania ekologicznych źródeł energii, ze szczególnym uwzględnieniem energii geotermalnej: informacje o aktualnym stanie rozpoznania zasobów geotermalnych i sposobach ich wykorzystania, a także wyniki prac badawczych mających na celu rozwój sektora geotermalnego w Polsce i na świecie.

SESJE TEMATYCZNE:

I. Geochemia i biogeochemia

II. Zasoby surowców mineralnych i energetycznych

III. Hydrogeologia

IV. Geofizyka stosowana

V. Ekologiczne źródła energii

Szczegóły: www.cagg2019.agh.edu.pl