

NR 6 (260)
czerwiec
2020 r.
miesięcznik
Rok XXIII
ISSN-1505-523X
17 zł w tym 8%VAT

wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



LABORATORIUM PŁUCZEK WIERTNICZYCH

PODSTAWOWY OBSZAR DZIAŁALNOŚCI:

- opracowywanie składów płuczek wiertniczych i cieczy specjalnych (roboczych, nadpakerowych, buforowych, przemawających) dla wierceń i prac rekonstrukcyjnych prowadzonych na obszarze Polski;
- opracowywanie i testowanie nowych rodzajów środków chemicznych, w tym bezpiecznych dla środowiska, do poprawy właściwości reologiczno-strukturalnych i inhibitujących płuczek wiertniczych, ich filtracji, odporności na biodegradację i skażenia chemiczne;
- dobór właściwości płuczek wiertniczych i cieczy przemawających osady filtracyjne oraz technologii ich usuwania w aspekcie poprawy skuteczności uszczelnienia przestrzeni pierścieniowej;
- ocena wpływu płuczek wiertniczych na właściwości fizyczno-mechaniczne skał;
- popularyzacja nowych rozwiązań technologicznych w górnictwie naftowym.

INNOWACYJNA TEMATYKA BADAWCZA:

- cieczy wiertnicze o gęstości poniżej $1,0 \text{ kg/dm}^3$ do złóż o niskim ciśnieniu złożowym;
- inwersyjne płuczki wiertnicze i cieczy przemawające osady z tych płuczek;
- płuczki wiertnicze z dodatkiem nanomateriałów;
- inhibitowane płuczki wiertnicze typu HPWBM – *high performance water based mud*;
- płuczki wiertnicze do przewiercania pokładów węgla;
- płuczki wiertnicze do wiercenia otworów kierunkowych i poziomych;
- dobór inhibitorów krystalizacji soli w płuczkach o pełnym zasoleniu;
- określenie współczynnika tarcia na kontakcie metal-metal i metal-skała w warunkach HPHT w zależności od siły nacisku i prędkości obrotowej;
- technologie zagospodarowania zużytych płuczek wiertniczych i urobku.

PODSTAWOWE I SPECJALISTYCZNE BADANIA LABORATORYJNE DOTYCZĄCE:

- parametrów reologicznych i filtracji opracowywanych cieczy wiertniczych w warunkach normalnej i wysokiej temperatury oraz ciśnienia;
- wpływu płuczek wiertniczych na warstwy skał ilasto-łupkowych;
- zawartości inhibitorów polimerowych i związków chemicznych w cieczach wiertniczych;
- współczynnika tarcia cieczy wiertniczych i napięcia powierzchniowego na granicy faz;
- czystości i temperatury krystalizacji solanek;
- sedymentacji materiału obciążającego i efektywności wynoszenia zwiercin w otworach kierunkowych i poziomych;
- usuwania osadów ilowych ze skał przed zabiegiem cementowania;
- stopnia toksyczności środków chemicznych i cieczy wiertniczych przy użyciu bakterii bioindykatorów;
- doboru materiałów uszczelniających – blokatorów ograniczających ucieczki płuczki wiertniczej w warstwy szczelinowate i chłonne.

BADANIA SERWISOWE DOTYCZĄCE:

- badań płuczek wiertniczych podczas wiercenia otworu w zakresie określania ich parametrów reologiczno-strukturalnych i filtracji w warunkach HPHT, właściwości inhibitujących i chemicznych oraz ściśliwości płuczek przed zabiegiem cementowania rur.

Wielofunkcyjny symulator wiercenia Grace M2200 HPHT do pomiaru smerności i filtracji dynamicznej w warunkach otworopodobnych oraz wiskozymetr Brookfield do pomiaru lepkości przy niskich szybkościach ścinania



INSTYTUT NAFTY I GAZU – PIB

Zakład Technologii Wiercenia

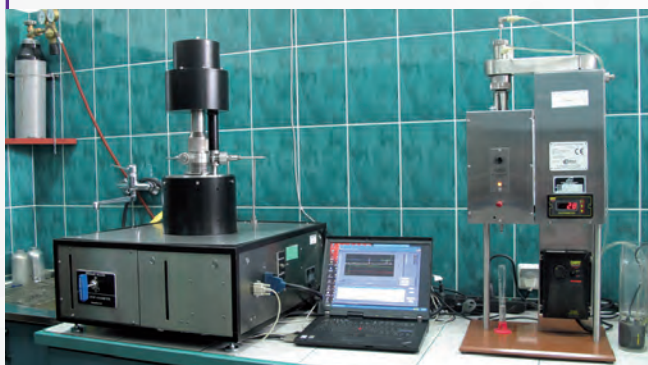
Kierownik: dr inż. Małgorzata Uliasz

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

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

E-mail: uliasz@inig.pl

Aparatura do pomiaru parametrów reologicznych i filtracji płuczek wiertniczych w warunkach HPHT – wiskozymetr OFITE 77 i dynamiczna prasa filtracyjna





Ryszard Chylarecki
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

W bieżącym numerze Wiadomości Naftowych i Gazowniczych z ulgą ukazujemy „odmrożenie” działalności naszego Stowarzyszenia, relacjonując walne zjazdy delegatów Oddziałów SITPNiG w Gdańsku i Tarnowie w ramach kampanii sprawozdawczo-wyborczej, podsumowującej kadencję 2016-2020. Obie relacje pokazują jak nasza społeczność stowarzyszeniowa odnajduje się w warunkach złagodzonych restrykcji postepidemicznych, jak planuje swoją dalszą aktywność, dostosowując się do zmienionej przez koronawirus, rzeczywistości.

Blok „Nauka i technika” w czerwcowym wydaniu magazynu otwiera tekst dr. hab. inż. Andrzeja Barczyńskiego omawiający szerokie spectrum problematyki nawaniania gazu ziemnego. Tekst bogaty w informacje bardzo przydatne w działalności zawodowej projektantom i użytkownikom instalacji do nawaniania gazu. Z olbrzymią satysfakcją chcę również odnotować, że jest to już 31 artykuł kol. Andrzeja Barczyńskiego na łamach WNiG, co z dumą podkreślam (zarazem rumieniąc się, że redakcja „przegapiła” pojawienie się kilka miesięcy temu jubileuszowego trzydziestego artykułu – wiadomo: koronawirus!).

W dziale „Analizy i komentarze” znajdziecie Państwo wnikliwą i znakomicie udo-

kumentowaną drugą część „Niespokojnej historii ropy naftowej” autorstwa Jerzego Zagórskiego. Ukazuje ona nie mające precedensu w światowej historii gospodarczej dynamiczne i nieprzewidywalne reakcje rynku ropy i gazu w ostatnich sześciu miesiącach. I trudno nie zgodzić się z autorem, że rynek ten jeszcze nie raz, w najbliższej przyszłości nas zaskoczy.

W redakcyjnej „Witrynie wydawniczej” rekomendujemy tym razem niecodzienną publikację zatytułowaną „Filozofia poszukiwań naftowych”, której autorem jest profesor Akademii Górniczo-Hutniczej Wojciech Górecki. We „Wprowadzeniu” tak charakteryzuje ją JM Rektor AGH prof. Ryszard Tadeusiewicz: „Dla mnie najciekawszym elementem książki jest penetrowanie przez Autora procesów mentalnych człowieka, który potęgą swojego umysłu i siłą swojej wyobraźni musi odkryć to, co się mieści głęboko pod ziemią, w sytuacji gdy nawet najbardziej zaawansowane metody naukowe nie dają tu dokładnych wskazówek. Wartości tym rozważaniom dodaje fakt, że formułuje je wybitny uczyony, a jednocześnie praktyk poszukiwań naftowych”. Czyż trzeba lepszej rekomendacji i zachęty aby spróbować zdobyć tę książkę, o której szerzej piszemy na stronie 38?

Ryszard Chylarecki



Fot. arch. PGNiG SA

NAUKA I TECHNIKA.

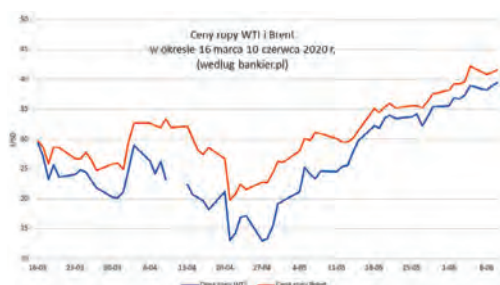
- Podstawowe zasady nawaniania gazu ziemnego 4

**WSPÓŁPRACA W POLSKO-RUMUŃSKA.**

- Współpraca polsko-rumuńska w latach 2019 – 2020 17

**ANALIZY I KOMENTARZE.**

- Niepokojna historia ropy naftowej cz. II 11

**WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.**

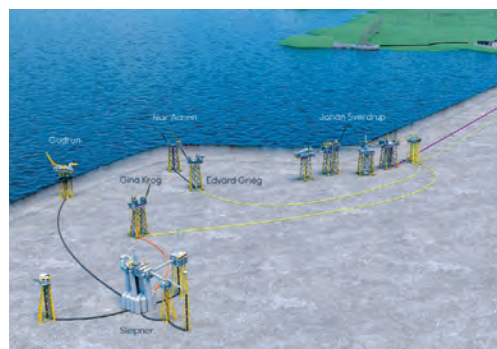
- Pierwsza dostawa LNG dla PGNiG w Kłajpedzie 24

**ENERGIA I GEOTERMALNA.**

- Projekt GECCO (Geothermal Emission Control) 15



- Dobre wieści dla norweskich złóż LOTOSU 25



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



ADRES REDAKCJI
ul. Kościuszki 34, 38-300 Gorlice, tel.: 18 352 64 84, 789 275 087
e-mail: redakcja@wnig.pl, <http://www.wnig.pl>

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

SKŁAD DTP:
Konrad Korona

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

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKLAD: 2000 egz.

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

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

FOTO OKŁADKA:
str. I okł. – KRNiGZ Lubiatów. Fot. arch. PGNiG SA



KRÓTKIE WIĘŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- PGNiG włączy OZE do swojej strategii 27
- Udany I kwartał Grupy Kapitałowej PGNiG 27
- Zgoda Szwecji na Baltic Pipe 28
- Dostawa ropy z USA dla Białorusi 28
- Sondowanie stanowisk przed spotkaniem OPEC+ 28
- Zróżnicowane reakcje na obowiązkowe redukcje wydobycia ropy w Rosji 28
- Największe złożo gazu odkryte po 2005 r. 29
- Czy Międzynarodowa Agencja Energetyczna działa opieszale? 29
- Spadek eksportu LNG z USA 29
- Spadek wydobycia ropy z łupków w USA 29
- Badania sejsmiczne w rejonie Labradoru i Nowej Fundlandii 30
- Nowe złoża gazu na szelfie półwyspu Jamaat 30
- LOTOS Kolej będzie transportować paliwo lotnicze dla wojska 30
- Platformy i statki w zasięgu systemu TETRA 30
- Grupa ORLEN umocni się na rynku chińskim 31
- ANWIL z Grupy ORLEN zwiększy moce produkcyjne 31
- GAZ-SYSTEM przesłał 20,5 mld m³ gazu w ubiegłym roku 32
- Pierwszy odcinek gazociągu Zdzeszowice – Wrocław oddany do eksploatacji 32

- Kalendarium 33
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 33
- Walny Zjazd Delegatów Oddziału SITPniG w Gdańsku 34



- Zwyczajny Sprawozdawczo-Wyborczy Walny Zjazd Delegatów Oddziału w Tarnowie 36



WITRYNA WYDAWNICZA.

- Filozofia poszukiwań naftowych



38

RADA PROGRAMOWA WNiG

prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy – przewodniczący

Członkowie:

dr inż. Mirosław Janowski
mgr inż. Andrzej Koźlecki
mgr Magdalena Kudła
dr Rafał Kudrewicz
mgr inż. Mirosław Majchrzak
prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki
inż. Jan Sęp
prof. dr hab. inż. Jerzy Stopa
mgr inż. Erwin Szwałt

RADA NAUKOWA

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

ZESPÓŁ REDAKCYJNY

Redaktor naczelny – mgr inż. Ryszard Chylarecki
Zastępca redaktora naczelnego – dr hab. inż. Mariusz Łaciak
Zastępca redaktora naczelnego – prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski
Sekretarz redakcji – Konrad Korona

Redaktorzy tematyczni:

dr hab. inż. Mariusz Łaciak – Gazownictwo
prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski – Wiertnictwo
dr hab. inż. Jan Lubaś prof. INiG-PIB – Eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, inżynieria złożowca
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

Podstawowe zasady nawaniania gazu ziemnego



Andrzej Barczyński

Basic principles of odorizing natural gas

Abstract

The article provides applicable normative acts regarding gas odorization, specifying the responsibility of gas system operators for the odorization process and the conditions when gas should be odorized. The requirements for odorizing agents, their distribution, properties, transport method and factors affecting the degree of gas odorization in the gas network were presented. The applications should be useful for users and designers of gas odorizing installations.

Streszczenie

W artykule podano obowiązujące akty normatywne dotyczące nawaniania gazu, określając odpowiedzialność operatorów systemu gazowniczego za proces odoryzacji oraz warunki kiedy gaz powinien być nawoniony. Przedstawiono wymagania stawiane środkom nawanianym, ich podział, własności, sposób transportu oraz czynniki wpływające na stopień nawonienia paliwa gazowego w sieci gazowej. Wnioski powinny być przydatne dla projektantów i użytkowników instalacji do nawaniania gazu.

1. Uwagi wstępne

Celem nawaniania gazu jest zapewnienie odpowiedniego poziomu nawonienia, umożliwiającego szybkie wykrycie wycieków gazu z nieszczelności zlokalizowanych zarówno w obrębie sieci zasilającej, jak i instalacji gazowej, aby w porę ostrzec odbiorcę gazu przed ewentualnym zagrożeniem związanym z bezpieczeństwem publicznym (wybuchem gazu). W przeciwieństwie do gazu miejskiego łatwo rozpoznawalnego, dzięki jego charakterystycznemu zapachowi, gaz ziemny jest bezwonny. Wprawdzie gaz ziemny nie jest trujący, jednakże jest gazem palnym, a wymieszany w odpowiednim stosunku z powietrzem (oko-



Rys. 1. Przykładowa lokalizacja nawianialni (przy ścianie obudowy stacji redukcyjnej) [5]

ło 5-15% objętości gazu ziemnego) stanowi mieszaninę wybuchową. Dlatego też w celu zapobieżenia ewentualnej eksplozji, należy go nawonić (nadać mu zapach), aby gaz był wyczuwalny w powietrzu już przy stosunkowo niskim stężeniu. O jakości nawianiacza decyduje: intensywność i rozpoznawalność zapachu, jego skład chemiczny, lotność (charakteryzowana przez temperaturę wrzenia i prężność par), czystość chemiczna, temperatura krzepnięcia, sposób przechowywania i – w nie mniejszym stopniu – także toksyczność. Dawka nawianiacza powinna być taka, aby gaz wydzielający się z nieszczelnej instalacji lub urządzenia był wyczuwalny nawet przez osoby ze słabo rozwiniętym zmysłem powonienia.

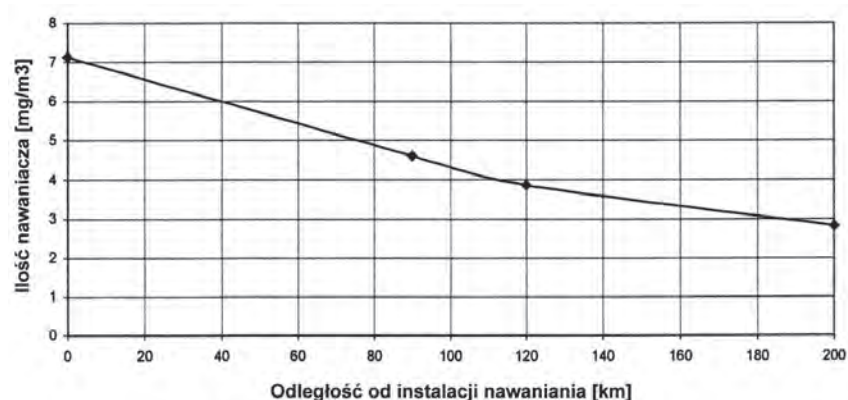
W Polsce problem nawaniania paliw gazowych do użytku komunalnego na szeroką skalę pojawił się w latach 70. XX wieku z chwilą przestawienia dużych aglomeracji miejskich na zasilanie gazem ziemnym. Z danych literaturowych wiadomo, że proces nawaniania gazu

nie jest nowym zagadnieniem, ponieważ już w 1880 roku na dorocznym zjeździe gazowników opublikowano materiał informujący, że w Wiesbaden nawania się gaz wodny dostarczany do gospodarstw domowych za pomocą merkaptanu. Każdego roku w okresie jesiennym dochodzi na sieciach do przewonienia gazu (zwiększenia dawki odorantu podawanego do gazu), co umożliwia łatwiejsze wykrycie potencjalnych nieszczelności na gazociągach dystrybucyjnych oraz na instalacjach przez samych odbiorców [1], [2], [3], [4].

Ogólnie instalacje do nawaniania gazu ziemnego ze względu na miejsce dozowania można podzielić na:

- systemy lokalnego nawaniania,
- systemy centralnego nawaniania gazu.

Nawianialnie typu lokalnego (rys.1) cechuje bardzo prosta budowa, gdyż odorant wprowadzany jest tuż za stacją redukcyjno-pomiarową I stopnia na średnim ciśnieniu. Dużą zaletą tego typu rozwiązania jest możliwość dostawy czy-



Rys. 2. Zmiana stopnia nawaniania w miarę oddalania się od źródła instalacji [5]

stego paliwa gazowego do dużych odbiorców, u których wykorzystywany jest on do celów procesowych.

Nawalnianie typu centralnego w stosunku do typu lokalnego charakteryzują się mniejszymi kosztami eksploatacyjnymi jednakże ich budowa oraz wykonanie nie jest już tak proste jak w przypadku nawalniania na średnim ciśnieniu. Dodatkową wadą tego typu rozwiązania jest obniżenie stopnia koncentracji odoranta w miarę oddalania się od miejsca nawalniania. Zgodnie z praktyką, centralne urządzenia nawalnianie stosuje się na gazociągach wysokiego ciśnienia do 100 km [5], co przedstawiono na wykresie (rys. 2)

Nawalnianie gazu ziemnego w niektórych przypadkach, zwłaszcza dla procesów technologicznych wykorzystywanych w przemyśle (np. produkcja nawozów sztucznych), jest niewskazane. Konieczne jest wówczas usunięcie nawalniania z gazu lub obniżenie jego zawartości w gazie do „bezpiecznego” dla procesu technologicznego poziomu.

2. Aspekty prawne dotyczące nawalniania gazu

Operator systemu gazowego jest odpowiedzialny: „za prowadzenie ruchu sieciowego z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczenia paliw gazowych i ich jakości”.

Podstawowym aktem normatywnym zalecającym instalowanie urządzeń do nawalniania gazu jest Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe [6].

Zagadnienie nawalniania reguluje § 57:

- „Urządzenie do nawalniania gazu ziemnego powinno zapewnić odpowiedni stopień jego nawonienia.
- W stacji redukcyjnej wprowadzenie do gazu ziemnego środków nawalnających powinno odbywać się na przewodach wyjściowych z tej stacji. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się wprowadzenie do gazu ziemnego środków nawalnających w innym miejscu.
- Urządzenia do nawalniania gazu ziemnego powinny być instalowane w wydzielonych pomieszczeniach.
- Zbiorniki ze środkiem nawalnającym gaz ziemny należy umieszczać nad powierzchnią terenu.
- Pod zbiornikami ze środkiem nawalnającym gaz ziemny należy umieścić ruchomą wannę o pojemności zapewniającej przejście całej ilości tego środka.
- Zbiorniki robocze ze środkiem nawalnającym należy wyposażać w odpowiednie wskaźniki poziomu ich napełnienia oraz

w dodatkowe przewody do upustu gazu ziemnego przez filtr wypełniony właściwym sorbentem. Wyloty z przewodów upustowych należy wyprowadzić na zewnątrz”

Natomiast w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego z dnia 2 lipca 2010 r. [7 oraz zmiana 8], w § 38 stwierdza się, co następuje:

„Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych dostarczając paliwa gazowe z sieci dystrybucyjnej o ciśnieniu roboczym nie wyższym niż 0,5 MPa, spełniające parametry jakościowe w zakresie intensywności zapachu, który powinien być wyraźnie wyczuwalny, gdy stężenie gazu ziemnego w powietrzu osiągnie wartość:

- 1,0% (V/V) — dla gazu wysokometanowego grupy E,
- 1,2% (V/V) — dla gazu zaazotowanego podgrupy Lw,
- 1,3% (V/V) — dla gazu zaazotowanego podgrupy Ls,
- 1,5% (V/V) — dla gazu zaazotowanego podgrupy Ln i Lm”.

Zasady odpowiedzialności za nawalnianie nie zostały w sposób jednoznaczny określone w Ustawie prawo energetyczne [9]. Zgodnie z art. 9c ust. 1 zarówno operator systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego, jest odpowiedzialny „za prowadzenie ruchu sieciowego z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczenia paliw gazowych i ich jakości”.

Jednak z innych krajowych przepisów wynikają zalecenia dotyczące odpowiedzialności za proces nawalniania.

Jakość gazu ziemnego dostarczanego do odbiorcy sieci rozdzielczej powinna być taka, aby zgodnie z PN-C-04753 [10] pkt 2 „nawonienie gazu umożliwiło wykrycie niekontrolowanych wpływów gazów z sieci rozdzielczej, instalacji i urządzeń gazowych”.

Natomiast zgodnie z normą PN-C-04752 [11] punkt 2.4 „Wymagania dotyczące jakości gazów ziemnych dostarczanych z sieci przesyłowej do sieci rozdzielczej”, „jakość gazu dostarczonego z sieci przesyłowej do sieci rozdzielczej powinna być zgodna z wymaganiami określonymi w PN-C-04753 z wyłączeniem wymagań dotyczących nawonienia, w przypadku gdy nawalnianie gazu prowadzone jest przez operatora sieci rozdzielczej”.

Z powyższych zapisów wynika, że odpowiedzialność za cały proces nawalniania gazu począwszy od instalacji nawalniania a skończywszy na odbiorcy gazu, ponosi albo operator systemu przesyłowego, albo operator systemu dystrybucyjnego, w zależności od tego, kto eksploatuje instalację nawalniania gazu.

Dlatego obecnie wszystkie instalacje do nawalniania gazu, niezależnie od tego czy jest własność stacji redukcyjnej, obsługiwane są przez operatora dystrybucyjnego, aby odpowiedzialność za ten proces była po stronie operatora mającego bezpośredni kontakt z odbiorcą. Dzięki temu uniknięto dualizmu kompetencyjnego i rozmycia odpowiedzialności obu operatorów, a tym samym obniżenia bezpieczeństwa publicznego oraz generowania dodatkowych kosztów związanych z eksploatacją instalacji nawalniania gazu (dwa laboratoria do pomiaru stopnia nawalniania, podwójna kontrola itp.)

Natomiast z polskich norm wynikają zalecenia dotyczące odpowiedzialności za proces nawalniania tzn.

- jakość gazu ziemnego dostarczanego do odbiorcy sieci rozdzielczej powinna być taka, aby zgodnie z PN-C-04753 [10], w pkt. 2 „nawonienie gazu umożliwiło wykrycie niekontrolowanych wpływów gazów z sieci rozdzielczej, instalacji i urządzeń gazowych”.
- zgodnie z normą PN-C-04752 [11], w pkt. 2.4: „jakość gazu dostarczonego z sieci przesyłowej do sieci rozdzielczej powinna być zgodna z wymaganiami określonymi w PN-C-04753 [26] z wyłączeniem wymagań dotyczących nawonienia, w przypadku gdy nawalnianie gazu prowadzone jest przez operatora sieci rozdzielczej”.

Ponadto zgodnie z PN-C-04750 [12] zapisano: „Jakość paliw gazowych powinna być taka, aby użytkowanie paliw nie powodowało zagrożeń zdrowia i bezpieczeństwa użytkowników ani zagrożeń środowiska oraz aby zapewniona była odpowiednia wartość kaloryczna”.

Dodatkowo w PN-C-04751 [13], w pkt. 2 zapisano: „Jakość gazu ziemnego jest określona m.in. za pomocą zawartości substancji wprowadzonych do gazu w wyniku operacji technologicznych (np. metanolu, glikoli, amin alifatycznych, związków stosowanych jako środki nawalnające)” oraz w pkt. 5.3.9 (Intensywność zapachu) zapisano: „Intensywność zapachu należy określić węchowco. W próbach należy stosować mieszaninę powietrza i gazu ziemnego, w której stężenie metanu w powietrzu jest nie większe niż 20% dolnej granicy wybuchowości. Próby powinny być wykonane niezależnie przez kilka uprawnionych osób. Liczba osób uczestniczących w próbach oraz liczba osób stwierdzających, że zapach jest wyraźnie wyczuwalny, powinny być takie, aby wyniki były statystycznie znaczące.” I dalej w dodatku B.3: „Intensywność zapachu jest parametrem wskazującym, czy w wyniku dodania substancji o silnym i charakterystycznym zapachu uzyskano taki efekt

nawonienia gazu, że możliwe jest wykrycie jego obecności przy stężeniu gazu w powietrzu znacznie niższym niż granica wybuchowości”.

W przepisach polskich brak precyzyjnego określenia kiedy należy nawaniać gaz ziemny

Kwestię nawaniania paliw gazowych oraz przeprowadzania okresowych kontroli poziomu nawonienia, jak również częstotliwości ich wykonywania i metod badań, regulują m.in.:

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 2 lipca 2010 r. sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. Nr 133 poz.891 z 2010 r [7, 8]) w par. 38 ust 1 do 3 określa się parametry jakościowe gazu dostarczane do odbiorcy, w tym nawanianie. Natomiast w pkt 5 mówi się, że na żądanie odbiorcy przedsiębiorstwo energetyczne może dostarczać gaz ziemny o innych parametrach jakościowych pod warunkiem że nie spowoduje to zakłóceń pracy w systemie gazowym
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 2004 r., Dz.U. Nr 105, poz. 1113, w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieci. Rozdział 6, § 22, ust. 1 [14]: „Przedsiębiorstwo gazowniczce dostarcza paliwa gazowe spełniające następujące parametry jakościowe: pkt. 4: Intensywność zapachu gazu powinna być wyczuwalna w powietrzu po osiągnięciu stężenia: a) 1,5% V/V – dla nominalnej liczby Wobbego wynoszącej 25 ÷ 35, b) 1,0% V/V – dla nominalnej liczby Wobbego wynoszącej 41,5 ÷ 50”.
- Norma PN-C-04753:2002 [10] pkt. 2: Jakość gazów ziemnych dostarczanych odbiorcom z sieci rozdzielczej powinna być taka, aby: m.in. nawonienie gazu umożliwiło wykrycie niekontrolowanych wpływów gazu z sieci rozdzielczej, instalacji i urządzeń gazowych. Wymagania dotyczące gazu ziemnego dostarczanego odbiorcom z sieci rozdzielczej podaje tabela 1 normy: obecności przy stężeniu w powietrzu znacznie niższym niż granica wybuchowości. Zapach nawonionego gazu ziemnego powinien być wyraźnie wyczuwalny (l = 2) przez człowieka o przeciętnym powonieniu, gdy jego stężenie w mieszaninie z powietrzem będzie równe stężeniu alarmowemu, tj. osiągnięto wartość odpowiadającą 1/5 (20%) dolnej granicy wybuchowości (0,2 DGW) - pkt. 9.

Z wyżej podanych przepisów wynika, że operator systemu przesyłowego nie jest zobowiązany do nawaniania gazu, natomiast ope-

lator systemu dystrybucyjnego powinien wprowadzać gaz do sieci rozdzielczej odpowiednio nawoniony. Ze względu na to, że operator dystrybucyjny może zasilać również odbiorcę przemysłowego, który nie życzy sobie, ze względów technologicznych, gazu nawonionego, to należałoby w tym zakresie zmienić przepisy.

Wymagania ogólne stawiane środkom nawaniającym

Odoranty stosowane do nawaniania paliw gazowych powinny posiadać następujące właściwości [5]:

- powinny mieć intensywny, charakterystyczny i nieprzyjemny zapach kojarzący się z faktem ulatniania się gazu,
 - nie powinny zakłócać przebiegu procesu spalania, a w trakcie spalania gazu powinny ulegać spalaniu, tracąc swoje właściwości zapachowe,
 - nie powinny wywierać szkodliwego wpływu na ludzi ani na środowisko naturalne,
 - powinny charakteryzować się dostateczną prężnością par (aby w warunkach transportu lub rozdziálu gazu nie uległy kondensacji), niską temperaturą krzepnięcia, powinny ulegać całkowitemu odparowaniu (bez pozostawienia tzw. suchej pozostałości) oraz posiadać wąski zakres temperatur wrzenia w urządzeniach działających na zasadzie odparowania,
 - zapach nawonionego gazu ziemnego powinien być wyraźnie wyczuwalny (przez każdego człowieka o przeciętnym powonieniu i przeciętnej kondycji fizycznej, gdy jego stężenie w mieszaninie z powietrzem będzie równe stężeniu alarmowemu tj. osiągnięto wartość odpowiadającą 1/5 dolnej granicy wybuchowości [20% DGW]),
 - aspekty ekonomiczne (akceptowalna cena).
- Dotychczas nie opracowano takiego środka, który spełniałby wszystkie wymienione wymagania. Najdokładniej odwzorowującymi powyższe postulaty substancjami chemicznymi są alifatyczne lub cykliczne siarczki (tioetery), alifatyczne merkaptany (tiole) głównie drugo- i trzeciorzędowe. Obecnie stosowane odoranty stanowią kompromis pomiędzy właściwościami fizykochemicznymi a możliwościami technicznymi z uwzględnieniem aspektu ekonomicznego.

4. Podział środków nawaniających

Odoranty stosowane w przemyśle gazowniczym można podzielić na dwie zasadnicze grupy:

- związki beziarkowe takie jak zasady pirydynowe, aldehydy, estry i inne (np. przedgon benzolowy),
- związki siarki.

Nawaniacze siarkowe (związki zawierające w swej cząsteczce siarkę), dzięki posiadanym zaletom, a przede wszystkim intensywności zapachu i stabilności chemicznej uznawane są obecnie za najodpowiedniejsze w praktyce gazowniczej.

Alternatywą dla powszechnie stosowanych nawaniaczy, opartych głównie na związkach siarki, są beziarkowe środki nawaniające. W ostatnim czasie w Polsce opracowanym nowym nawaniaczem jest preparat o nazwie handlowej Gasodor™ S-Free™ [15]. Zgodnie z deklaracjami producenta, środek ten jest atrakcyjny ze względów ekologicznych oraz eksploatacyjnych. Jego zastosowanie wiązałoby się nie tylko ze zmniejszeniem emisji do atmosfery szkodliwego ditlenku siarki, powstającego w procesie spalania nawonionych paliw gazowych, ale również i ze zmniejszeniem wywołanej przez te paliwa korozji, ze względu na oczekiwaną znacznie mniejszą ich agresywność w stosunku do materiałów, z których wykonane są gazociągi czy armatura gazowa. Przeprowadzone jednak badania eksploatacyjne wykazały, że środek ten nie predysponuje do zastosowań przy nawanianiu absorpcyjnym (nawaniacz zachowywał się bardzo niestabilnie, co było widoczne zwłaszcza dla wyższych wartości temperatur i wraz ze wzrostem temperatury otoczenia znacznemu zmniejszeniu ulegała zawartość lotnych frakcji mieszaniny, a uzyskana w rutynowych analizach sucha pozostałość po odparowaniu przybierała postać oleistej mazi, świadczącej prawdopodobnie o przemianach mniej lotnych składników mieszaniny). Badania oddziaływania Gasodor™ S-Free™ (zarówno ciekłego, jak i gazowego) na powierzchnię metali oraz elastomerów wykazały również jego niekorzystny wpływ na te materiały [15].

Na terenie Europy trwają badania nad nowym nawaniaczem, którego nazwa brzmi: „Sulfur-free”, nieposiadającym w swoim składzie związków siarki (mieszanina w 50% złożona z tetrabutylomerkaptanu i 50% siarczku metylowego), który ma jednak zapach różniący się od tradycyjnego. Jego intensywność woni jest pięć- lub sześciokrotnie wyższa niż THT, dzięki czemu ilości tego środka do rozprowadzania w sieci są mniejsze (5-6 mg/m³). Osoby pracujące z tym środkiem nawaniającym nie muszą posiadać żadnych uprawnień. Ponadto środek ten dla transportu klasyfikowany jest jako węglowódor.

Związki siarkowe stosowane do nawaniania paliwa gazowego dzielą się na:

- siarczki (tioetery),
- merkaptany (tioalkohole).

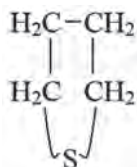
Podstawowe własności fizykochemiczne związków siarki stosowanych do produkcji mieszanek handlowych (blend) przedstawiono w tab. 1:

Tab. 1. Własności fizykochemiczne wybranych odorantów [5]

Nazwa składnika	Symbol	Wzór chemiczny	Ciężar molowy [mol]	Zawartość siarki % wag.	Temp. wrzenia [°C]	Temp. topnienia [°C]	Gęstość [g/cm ³]
Siarczki (tioestry)							
Siarczek dwumetylowy	DMS	CH ₃ -S-CH ₃	62.13	51.6	37.1	-98.3	0.8483
Siarczek dwuetylowy	DES	CH ₃ -CH ₂ -S-CH ₂ -CH ₃	90.19	35.6	92.1	-103.8	0.8362
Tetrahydrotiofen	THT	C ₄ H ₈ S	88.18	36.4	121.1	-96.1	0.9987
Merkaptany (tioalkohole)							
Merkaptan metylowy	MM	CH ₃ -SH	48.11	66.6	6.2	-123.0	0.8665
Merkaptan etylowy	EM	CH ₃ -CH ₂ -SH	62.13	51.6	35.0	-144.4	0.8391
Merkaptan n-propylowy	NPM	CH ₃ -CH ₂ -CH ₂ -SH	76.17	42.1	67.8	-113.3	0.8411
Merkaptan izopropyloowy	IPM	(CH ₃) ₂ CH-SH	76.17	42.1	52.56	-130.5	0.8143
Merkaptan n-butyloowy	NBM	CH ₃ -CH ₂ -CH ₂ -CH ₂ -SH	90.19	35.6	98.94	-115.7	0.8337
Merkaptan tertbutyloowy	TBM	C ₄ H ₁₀ S	90.19	35.6	64.22	-101.1	0.8002

W Polsce jako środek nawianający stosowany jest tetrahydrotiofen (THT) z uwagi na swoje korzystne własności fizykochemiczne takie, jak np.: charakterystyczny zapach kojarzony przez większość populacji z gazem oraz relatywnie długi okres retencji w sieci gazowej.

Jest on związkiem cyklicznym o następującym wzorze strukturalnym:



THT jest najbardziej ze wszystkich odorantów odporny na proces utleniania zachodzący w rurociągu. Charakteryzuje się specyficznym zapachem, lecz również słabymi właściwościami penetracyjnymi gruntu i niską zdolnością do łączenia się z gazem, co skutkuje trudnościami z podaniem zwiększonej dawki odorantu do paliwa gazowego. THT może być użyte w czystej formie lub jako składowa blendu wraz z TBM (merkaptan trójbutyloowy). Dolna granica wyczuwalności zapachu (najmniejsze stężenie środka nawianającego w powietrzu, które jest wyczuwalne w stopniu I = 0,5 (bardzo słaby zapach wyczuwalny przez co najmniej 50% populacji) wynosi dla THT od 0,75 do 1·10⁻³ mg_{THT}/m³ powietrza. Podstawowe własności fizykochemiczne THT przedstawiono w tab. 2.

Klasyfikacja THT zgodnie z dyrektywą 67/548/EWG [16]

FR11, Xn R20/21/22, Xi R36/38, R52/53. Produkt wysoce łatwopalny. Produkt szkodliwy w kontakcie ze skórą i po połknięciu. Działa drażniąco na oczy i skórę. Działa szkodliwie na organizmy wodne; może powodować długo utrzymujące się nie korzystne zmiany w środowisku wodnym.

Klasyfikacja THT zgodnie z rozporządzeniem UE 1272/2008/WE [17]

Flam. Liq. 2 H225, Acute Tox. 4 H302, Acute Tox. 4 H312, Acute Tox. 4 H332, Eye Irrit. 2

Tab. 2. Własności fizyko-chemiczne THT [5]

Nazwa chemiczna	Czterwodorotiofen tetrahydrotiofen		[-]
Wzór sumaryczny	(CH ₂) ₄ S		[-]
Masa cząsteczkowa	88,18		[g/mol]
Temperatura wrzenia	120,9		[°C]
Temperatura topnienia	-96,16		[°C]
Punkt potrójny	176,98		[K]
Prężność par	16,45 (23,5°C) 87,51 (58,2°C)		[Tor]
Gęstość:	20°C	0,9987 (0,9998)	[kg/m ³]
Temperatura krytyczna	349		[°C]
Ciśnienie krytyczne	47,3		[atm.]
Napięcie powierzchniowe	20°C	35,8	[g/s ²]
Lepkość	20°C	0,01042	[g/(cm s)]
Entalpia topnienia	1,757		[cal/mol]
Entalpia parowania	350 K	8,820	[kcal/mol]
	394 K	8,279	
Ciepło właściwe	stały	0,962 (13,12 K)	[cal/(K mol)]
	ciekły	21,799 (173,90 K) 28,86 (180,20 K)	
Entalpia tworzenia	-17,4		[kcal/mol]
Refrakcja	n _D ²⁰	1,5047	[-]
	n _D ²⁵	1,50217	
	n _D ³⁰	1,49962	
Temperatura zapłonu	19		[°C]
Temperatura samozapalenia	200		[°C]
Granice wybuchowości w powietrzu	dolna	1,1 40,4	[% obj.] [g/m ³]
	górna	12,1 444,6	[% obj.] [g/m ³]
Szybkość parowania	1 [m/s]	0,117	[g/(m ² s)]

H319, Skin Irrit. 2 H315, Aquatic Chronic 3 H412

Niebezpieczeństwo. Wysoce łatwopalna ciecz i pary. Działa szkodliwie po połknięciu. Działa szkodliwie w kontakcie ze skórą. Działa szkodliwie w następstwie wdychania. Działa drażniąco na oczy. Działa drażniąco na skórę.

Działa szkodliwie na organizmy wodne, powodując długotrwałe skutki.

W Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 9 września 2002 r. [18] podano w załączniku wartości dopuszczalnych stężeń THT w ziemi (mg/kg suchej masy; tab. 3.) tj.:

Tab. 3. Dopuszczalne stężenie THT w ziemi (mg/kg suchej masy)- (załącznik do rozporządzenia [71])

Zanieczyszczenie	Grupa A	Grupa B			Grupa C				
		głębokość [m ppt]							
		0 - 0.3	0.3 - 15.	>15	0-2	2-15			
tetrahydrotiofen	0.1	wodoprzepuszczalność gruntów [m/s]							
		do	poniżej	do	poniżej	do	poniżej		
		1·10 ⁻⁷	1	5	2	50	60	2	50

Uwaga: Głębokość [m ppt] – wartość głębokości wyrażona w metrach pod poziomem terenu, natomiast – 1·10⁻⁷ wartość przewodnictwa hydraulicznego nasyconego.

5. Transport i magazynowanie nawaniaczy

Transport THT z miejsca jego magazynowania do instalacji do nawaniania gazu powinien się odbywać specjalnie przystosowanym i oznakowanym pojazdem przez przeszkolone osoby w specjalnie oznakowanych (rys. 3) i przystosowanych pojemnikach transportowych spełniających wymagania określone w odpowiednich przepisach odnośnie transportu materiałów niebezpiecznych.



Rys. 3. Wzór nalepki na pojemnikach transportowych. Materiały ciekłe zapalne Symbol (płomień): czarny lub biały; tło czerwone; cyfra „3” w dolnym narożu

Składowanie THT powinno odbywać się w przystosowanym obiekcie wyposażonym w urządzenia, pojemniki, oprzyrządowanie i armaturę służącą do przyjmowania i wydawania środka nawaniającego THT. Urządzenia, z których i do których dokonuje się przelewania środka nawaniającego, powinny być wyposażone w system zapewniający wyrównanie potencjałów elektrostatycznych. W poniższych tabelach przedstawiono zalecane odległości magazynów środków nawaniających od obiektów terenowych (tab. 4) i dróg publicznych (tab. 5) [19], [20].

Dostawy THT powinny odbywać się w standardowych dla UE opakowaniach zwrotnych, jakimi są nierdzewne beczki transportowo-magazynowe o objętościach 50, 100 oraz 200 dm³ – wzór Schmidt GA-50, LA-50, LA-100, GA-200, GN-200 lub inne posiadające: dokumentację producenta, cechę UE dopuszczającą do obrotu zgodnie z przepisami transportowymi ADR i dopuszczenie krajowego transportowego dozoru technicznego (TDT).

Przepisy ADR zawierają w sobie:

- przepisy ogólne i przepisy dotyczące materiałów i przedmiotów niebezpiecznych,
- przepisy dotyczące środków transportu i operacji transportowych, w tym:
- wymagania dotyczące załogi pojazdu, wyposażenia, postępowania i dokumentacji,
- wymagania dotyczące konstrukcji i dopuszczenia pojazdów.

Nawaniacz – THT jest zakwalifikowany do klasy 3 towarów niebezpiecznych. Europejskie piktogramy ostrzegawcze podano na rys.4.

Beczki powinny być zgodnie ze standardem UE uzbrojone w chemoodporną armaturę:

- dwa zawory odcinające proste lub kątowe 1/4” lub 3/8”,

Tab. 4. Zalecane odległości magazynów środków nawaniających od terenów zabudowanych i poza nimi

Lp.	Rodzaje obiektów terenowych	Odległość [m]
1	Pojedyncze budynki nie mieszkalne i inne obiekty gospodarcze	40
2	Budynki i wiaty przemysłowe i magazynowe za wyjątkiem magazynów żywności i odzieży:	
	- w których stale przebywają ludzie	50
	- w których czasowo przebywają ludzie	30
	- nie przeznaczone na pobyt ludzi	-
3	Magazyny żywności i odzieży	100
4	Pojedyncze budynki mieszkalne:	
	- o wysokości do 15m	40
	- o wysokości (15-55)m	50
	- o wysokości ponad 55m	80
5	Budynki mieszkalne w zwartej zabudowie wielorodzinnej	100
6	Budynki administracyjne i użyteczności publicznej w których jednocześnie może przebywać:	
	- do 100 osób	80
	- powyżej 100 osób	100
7	Budynki jak w poz. 6 niniejszej tabeli w których przebywają osoby o ograniczonej możliwości poruszania się	100
8	Tory kolejowe i inne obiekty PKP	40
9	Sieć tramwajowa i trolejbusowa	60
10	Zwarte obszary leśne lub torfowiska	60
11	Ujęcia wody pitnej	200

Uwaga: dla podręcznych składów środków nawaniających ich odległości od obiektów terenowych mieszczą się w strefach wyznaczonych dla nawaniania lub stacji gazowych.

Tab. 5. Zalecane odległości magazynów środków nawaniających do dróg publicznych i poza nimi

Lp.	Rodzaj drogi publicznej	Odległość w terenie zabudowanym w metrach	Odległość poza terenem zabudowanym w metrach	
1	Autostrada	30	50	
2	Droga ekspresowa	20	40	
3	Droga publiczna:			
		- krajowa	15	25
		- wojewódzka	15	20
	- inna	10	15	



Rys. 4. Piktogramy ostrzegawcze [5]

- typowy wtyk szybkozłączny Rectus 21 na zaworze gazowym,
- typowy wtyk szybkozłączny Rectus 25 na zaworze cieczowym (syfonowym).

Wraz z każdą dostawą nawaniacza na stację gazową dostawca dostarcza certyfikat analizy jakości ciekłego THT, „Kartę Charakterystyki” dostarczonej partii THT oraz wymagane obowiązującymi przepisami świadectwa i certyfikaty (wymagania dotyczące karty charakterystyki bezpieczeństwa określają obowiązujące przepisy oraz norma PN-ISO 11014-1 [21]). Dostawca zobowiązany jest dokonać tzw. rejestracji wstępnej dostarczanego środka chemicznego w europejskim systemie REACH, według Rozporządzenia

(WE) nr 1907/2006 Parlamentu i Rady Europejskiej z dnia 18 grudnia 2006 r. [22]

Stosowanie nawaniaczy i operacje związane ze środkami nawaniającymi z punktu widzenia ochrony środowiska mają dwa różne aspekty. Jeden aspekt to zapewnienie ochrony środowiska, w którym jest rozpraszany i użytkowany gaz ziemny, drugi to ochrona środowiska przed niekorzystnymi skutkami kontaktu nawaniaczy z jego elementami. Minimalizacja zagrożeń związanych z rozlewami środków nawaniających, co wiąże się z emisją ich par, jest obowiązkiem, który należy do producentów i odbiorców nawaniaczy gazu ziemnego. Do obowiązków należy zachowanie wszelkich

potrzebnych środków ostrożności podczas transportu oraz magazynowania środka nawaniającego, a także podczas takich operacji, jak: przelewanie do zbiorników, likwidacja rozlewów, czyszczenie lub likwidacja opakowań. Środki do nawaniania gazu są przez ich producentów dostarczane odbiorcom w niewielkich, jednorazowych opakowaniach, w których są również magazynowane przez użytkowników, lub przeważnie w cysternach, z których napelnią się duże zbiorniki magazynowe o pojemnościach od kilku do kilkudziesięciu m³.

6. Czynniki wpływające na stopień nawonienia paliwa gazowego

Stężenie odoranta w gazie ziemnym zależy nie tylko od ilości, jaka zostanie dodana do gazu, ale także od równowagi, jaka zachodzi w nim pomiędzy ścianką a przepływającym gazem. Odorant zgodnie z podstawowymi prawami fizyki dąży do równowagi z nawaniaczem zaadsorbowanym na ściance gazu. Na wartość tego współczynnika największy wpływ mają takie czynniki, jak [5]:

- ciśnienie gazu – rozpuszczalność odorantów w gazie maleje wraz ze wzrostem ciśnienia (więcej nawaniacza adsorbuje się na ściance gazu);
- korozyja i wilgoć w rurociągach – prowadzi do utleniania się odoranta do związków pozbawionych zapachu (wniosek: jeżeli jest wilgotny gaz, a rura w środku skorodowana, to należy wprowadzać do sieci podwyższone dawki nawaniacza);
- węglowodory ciężkie (gazy ziemne obok metanu zawierają również wyższe węglowodory, które w pewnych warunkach mogą ulegać kondensacji, podczas której może dojść do kondensacji wstecznej. Jeżeli dodamy do gazu ziemnego środek nawaniający o wysokim punkcie wrzenia (tetrahydrofien) wzrośnie ryzyko kondensacji, ponieważ podwyższy się punkt rosy węglowodorów. Gdyby w czasie przesyłu gazu ziemnego doszło do niedoboru kondensatu, skład gazu w sieci przesyłowej nie odpowiadałby składowi początkowemu, doszłoby do przesunięcia na korzyść wyższych węglowodorów, a przez to także środka nawaniającego. Jeżeli tego rodzaju kondensat – na skutek zmiany warunków (ciśnienie, temperatura, stężenie) – ponownie przejdzie w stan pary, to wytworzy się gaz ze zbyt dużą dawką środka nawaniającego, który dostanie się – być może – w ciekłej postaci do stacji gazowej albo przejdzie w stan pary w instalacji do podgrzewania wstępnego, albo też ulegnie rozprężeniu

w sieci niskiego lub średniego ciśnienia; wtedy „przedawkowanie” środka nawaniającego może mieć przykre skutki) [2],

- niska temperatura – rozpuszczalność odorantów w wodzie wzrasta, (zasadne jest umieszczanie zbiornika w osłoniętym lub ocieplonym pomieszczeniu),
- spadek stopnia nawaniania w miarę oddalania się od nawaniarki (przykładowo obniżenie stopnia stężenia THT na 200 km odcinku rurociągu gazowego DN 200 mm przedstawiono na rys. 2).

7. Wnioski końcowe

- 1) Celem nawaniania gazu jest zapewnienie odpowiedniego poziomu nawonienia, umożliwiającego szybkie wykrycie wycieków gazu z nieszczelności zlokalizowanych zarówno w obrębie sieci zasilającej, jak i instalacji gazowej, aby w porę ostrzec odbiorcę gazu przed ewentualnym zagrożeniem związanym z bezpieczeństwem publicznym (wybuchem gazu)
- 2) Z obowiązujących przepisów wynika, że odpowiedzialność za cały proces nawaniania gazu począwszy od instalacji nawaniania a skończywszy na odbiorcy gazu, ponosi operator systemu gazowniczego, który eksploatuje daną instalację nawaniania gazu
- 3) Ze względu na obniżenie stopnia koncentracji odoranta w miarę oddalania się od miejsca nawaniania, w Polsce preferuje się systemy lokalnego nawaniania
- 4) W przepisach polskich brak precyzyjnego stwierdzenia kiedy operator może podać odbiorcy przemysłowemu gaz ziemny nienawoniony. O konieczności nawaniania gazu powinien decydować dany odbiorca. Stąd przepisy powinny pozwalać na zrezygnowanie z nawaniania gazu nie tylko przez operatora systemu przesyłowego, ale również dystrybucyjnego.

Bibliografia

1. Sperski B.: „Gazownictwo część II”, wydanie drugie uzupełnione i poprawione, Skrypty uczelniane Nr 659, Kraków 1978,
2. Monografie, Seria Gazownictwo nr 1: Nawanianie gazu ziemnego, PZITS, Mazowiecki Zakład Gazowniczy „Gazownia Warszawska”, Warszawa marzec 2000,
3. Bąkowski K., „Sieci i instalacje gazowe”, wydanie trzecie zmienione, Wydawnictwo Naukowo - Techniczne, Warszawa 2007
4. Kucińska K., Sałaszewski J.: „Kontrola stopnia nawonienia gazu - Prezentacja najnowszych urządzeń krajowych i zagra-

nicznych. XXXIV Zjazd Gazowników Polskich, Mikołajki, 23-26.10.1996 r.

5. Vademecum Gazownika tom II „Infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna gazu ziemnego”- Praca zbiorowa pod redakcją Andrzeja Barczyńskiego, SITPniG, Kraków 2013 r.
6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz.U. 2013 r. poz. 640).
7. Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2014 r. poz. 1059)
8. Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 21 września 2018 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. 2018 poz. 1814)
9. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625)
10. PN-C-04753:2002 – Gaz Ziemny. jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci rozdzielczej;
11. PN-C-04752:2002 – Gaz ziemny. Jakość gazu w sieci przesyłowej;
12. PN-C-04750:2002. Paliwa gazowe. Klasyfikacja, oznaczania i wymagania
13. PN-C-04751:2002. Gaz ziemny . Ocena jakości
14. Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 2004 r., Dz.U. Nr 105, poz. 1113, w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieci
15. Anna Huszał „Stabilność Gasodor™ S-Free™ w instalacjach i urządzeniach nawaniających oraz jego oddziaływanie na materiały stosowane w gazownictwie” Nafta-Gaz, grudzień 2010
16. Rozporządzenie 1272/2008/WE w sprawie klasyfikacji, oznakowania i pakowania substancji i mieszanin, zmieniające i uchylające dyrektywy 67/548/EWG i 1999/45/WE
17. Dyrektywa 67/548/EWG. w sprawie klasyfikacji niebezpiecznych substancji chemicznych
18. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 9 września 2002 r. w sprawie standardów jakości gleby oraz standardów jakości ziemi (Dz.U. 2002 nr 165 poz. 1359)
19. ST-IGG-0702:2012 Nawanianie paliw gazowych .Wymagania dotyczące postępowania z środkami nawaniającymi oraz ich przechowywania i transportu
20. ZN-G-5002:2001 Gazownictwo – Na-

wanie paliw gazowych - Wymagania dotyczące postępowania ze środkami nawiającymi oraz ich przechowywania i transportu

21. PN-ISO 11014-1:1998 Bezpieczeństwo chemiczne -- Karta charakterystyki bezpieczeństwa produktów chemicznych -- Treść i kolejność działań.
22. Rozporządzenia (WE) nr 1907/2006 Parlamentu i Rady Europejskiej z dnia 18 grudnia 2006 r.
23. E.A. Morgan, P.G. Pai, M.I. Carducci; „Odorant loss in natural gas distribution systems”. Pipeline Industry, April 1991, pages 39-42

dr hab. inż. Andrzej Barczyński
Emerytowany pracownik GK PGNiG,
obecnie nauczyciel akademicki oraz
prowadzi firmę doradczo-szkoleniowo-projektową

Aż trudno uwierzyć, że artykuł, który Państwo przeczytaliście obok – jest 31. publikacją napisaną przez dr. hab. inż. Andrzeja Barczyńskiego dla Wiadomości Naftowych i Gazowniczych.

Ta bardzo owocna współpraca zaczęła się w 2004 roku, kiedy w numerze 11/12 WNIg pojawiło się nazwisko Andrzeja Barczyńskiego jako współautora artykułu „Gaz ziemny w klimatyzacji”(napisanego wspólnie z Jarosławem Bieleckim). Rok później, już samodzielnie, przedstawia czytelnikom magazynu „Problematykę stosowania PDE w Polsce w odniesieniu do branży gazowniczej” (WNIg nr 10/2005). I tak przez następnych szesnaście lat nasza redakcja dostawała (lub specjalnie zamawiała) wyczerpujące, doskonale pisane artykuły i opracowania z szerokiego obszaru zagadnień związanych z gazownictwem – od spraw natury technicznej po prawne i ekonomiczno-biznesowe.

Ze względu na olbrzymie doświadczenie zawodowe zdobyte w ponad 40-letniej pracy w GK PGNiG i wyniesione ze staży zawodowych w firmach amerykańskich, francuskich, holenderskich, niemieckich, b. Związku Radzieckiego oraz włoskich – artykuły dr. hab. inż. Andrzeja Barczyńskiego publikowane na naszych łamach były i są obszernie cytowane i wykorzystywane w pracy dwóch pokoleń projektantów, wykonawców i użytkowników obiektów gazowniczych oraz menadżerów sektora gazowniczego.

Redakcja Wiadomości Naftowych i Gazowniczych gorąco dziękując za dotychczasową współpracę - wyraża życzenie wspólnego świętowania czterdziestego artykułu na naszych łamach.

PRENUMERATA

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



Zamówienia: tel./fax: 18 352 64 84

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

Niespokojna historia ropy naftowej cz. II



Jerzy Zagórski

W pierwszej części artykułu (WNIg 5/2020) scharakteryzowano najważniejsze wydarzenia styczniowe tego roku. Był to niespokojny miesiąc, jednak potencjalnie groźne incydenty nie miały poważniejszych następstw. W lutym media zajmowały się nowym budżetem Unii, zakończonymi niepowodzeniem próbami Senatu USA doprowadzenia do impeachmentu prezydenta, wystrzeleniem sondy Solar Orbiter, ale czarne chmury w postaci koronawirusa zbierały się i dopiero wybuch epidemii we Włoszech uświadomił zagrożenie, choć nie pokazał jeszcze jego skali.

W sprawach ropy i gazu jak zwykle przed konferencją OPEC mnożyły się spekulacje, czy można się spodziewać redukcji wydobycia ropy, a jeśli tak, to w jakiej wysokości. Wejście do gry grupy OPEC+ zwiększyło liczbę głosów (13+10) potrzebnych do ustalenia wspólnego stanowiska i rozszerzyło zakres zagadnień wymagających uzgodnień. Pierwsza zabrała głos Arabia Saudyjska mówiąc o możliwości redukcji wydobycia ropy o 12 mln b/d, czyli 1,63 mln t/d. Rosja, zaniepokojona perspektywą tak dużego zmniejszenia produkcji postanowiła włączyć się do dyskusji. Ceny ropy były dość niskie, cena za baryłkę ropy WTI spadała nawet do 20 USD, a ropy Brent do 24 USD, w niektórych hubach w USA sprzedawano ropę nawet po 10 dolarów za baryłkę. Niskie ceny zaniepokoiły też prezydentów USA i Rosji, którzy 30 marca prowadzili rozmowy na ten temat.

Zebrani na 178 Konferencji OPEC w dniach 5 i 6 marca br. pozytywnie ocenili funkcjonowanie ustaleń dotyczących wielkości produkcji ropy przyjętych na poprzedniej, 177 Konferencji. Jednak biorąc pod uwagę możliwy wpływ epidemii koronawirusa na gospodarkę światową można było się spodziewać, że popyt na ropę wyniesie 65,2 tys. t/d (w styczniu ub. roku prognozowano 149,6 tys. t/d). Konferencja postanowiła

więc zarekomendować kolejne zmniejszenie limitów wydobycia o 204 tys. t/d do 30 czerwca br. i przedstawić je na posiedzeniu Wspólnego Komitetu Ministerialnego OPEC i OPEC+.

Skutki niskich cen ropy ujawniały się w różnych miejscach, bo np. zupełnie zahamowały eksploatację ciężkiej ropy z formacji Vaca Muerta w Wenezueli i Argentynie. Z kolei elementem pobudzenia popytu były działania Chin, które korzystając z niskich cen uzupełniały swoje zapasy strategiczne, ogłaszając ponadto zamiar zwiększenia 90-dniowego zapasu do 180-dniowego. Rząd zachęcił również firmy naftowe do wypełnienia swoich magazynów. W Rosji w kwietniu nastąpiła korekta budżetu z uwzględnieniem przewidywanego spadku przychodów przy cenie ropy rzędu 20 dolarów, przy czym cena ropy gatunku Ural jest niższa od ceny ropy Brent, niekiedy różnica dochodzi do kilku dolarów.

W sytuacji ograniczania nakładów na poszukiwania i eksploatację niespodzianką było ogłoszenie przez meksykański Pemex planu podwojenia liczby wierceń w tym roku. Odwiercenie 423 otworów ma przyspieszyć rozpoznanie 15 niedawno odkrytych złóż. Plan wydobycia ropy ustalono na 254 tys. t/d, co oznacza wzrost o 11%. Nieco inaczej patrzą na te wiadomości analitycy. Porównując z brazylijskim Petrobrasem wyjaśniają, że Petrobras jest niezależnym koncernem, a Pemex jest przedsiębiorstwem państwowym, gdzie wzrost produkcji jest priorytetem działań prezydenta Obradora mimo, że eksploatacja ponad połowy złóż jest nieopłacalna.

Na początku kwietnia trwała wojna cenowa Arabii Saudyjskiej z Rosją i ponownie włączył się prezydent Trump wzywając do porozumienia i grożąc wprowadzeniem ceł importowych na ropę. Spodziewano się, że wyznaczone na 9 kwietnia 9 Nadzwyczajne Spotkanie Wspólnego Komitetu Ministerialnego OPEC i OPEC+ nie będzie łatwe, ale okazało się, że osiągnięcie jednomyślności jest niemożliwe. Na posiedzeniu przyjęto rutynowe deklaracje o współpracy i zapewnienia o chęci przestrzegania zobowiązań, natomiast najważniejsza była propozycja zmniejszenia wydobycia ropy o 1,36 mln t/d od 1 maja br. przez 2 miesiące. W okresie 1.07-31.12.20 r. całkowita redukcja ma wynosić 1,08 mln t/d. Przewidziano też wydłużenie ograniczeń w wysokości 816 tys. t/d na następne 16 miesięcy aż do 30 kwietnia 2022 r. Poziomym odniesienia dla redukcji miała być produkcja ropy z listopada 2018 r. z wyjątkiem Arabii Sau-

dyjskiej i Rosji dla których poziom odniesienia przyjęto na 1,5 mln t/d. Porozumienie miało obowiązywać do 30.04.2022 r. z możliwością wprowadzenia zmian w grudniu 2021 r. Ostateczna decyzja została jednak przesunięta na następne posiedzenie z powodu zgłoszenia sprzeciwu przez Meksyk. Zgodnie z powyższymi ustaleniami, Meksyk musiałby ograniczyć wydobycie o 400 tys. t/d, natomiast delegaci zgadzali się tylko na cięcia 100 tys. t/d.

Uzgodnienia trwały przez trzy dni i dopiero 12 kwietnia podpisano porozumienie nieco zmieniające poprzedni projekt. Redukcja od 1 maja do 30 czerwca została zmniejszona do 1,3 mln t/d, a od 1 lipca będzie wynosić 1,04 mln t/d. Następnie ustalono, że w ciągu następnych 16 miesięcy tj. od 1 stycznia 2021 r. do 30 kwietnia 2022 r. wydobycie ma być obniżone o 588 tys. t/d. Poziom odniesienia będzie obliczany od października 2018 r., dla Arabii Saudyjskiej i Rosji pozostał bez zmian – 1,5 mln t/d. Brak porozumienia po pierwszym dniu obrad zaniepokoił grupę G20, która wystosowała do OPEC list wzywający do współpracy w zapewnieniu odporności systemów energetycznych na zakłócenia.

Trzeba podkreślić, że ograniczenia produkcji ropy wprowadzone 12 kwietnia były wyjątkowo duże, w porównaniu do poprzednich lat, gdy wynosiły przeważnie 150-200 tys. t/d. Pierwsze dni po ogłoszeniu wyników spotkania OPEC i OPEC+ przyniosły uspokojenie cen, bo ropa WTI 13 kwietnia kosztowała 22,38 USD, a Brent 32,09 USD. Wkrótce jednak rozpoczął się burzliwy okres spadków i wzrostów cen ropy. Kulminacją był „czarny poniedziałek” 20 kwietnia, gdy cena ropy WTI po raz pierwszy w historii osiągnęła wartości ujemne, w pewnym momencie było to -37,63 USD. Nieco lepiej reagowała cena Brent, ale i tu spadek wyniósł 21 kwietnia 26% w stosunku do poprzedniego dnia. Była to opóźniona reakcja na zmniejszenie wydobycia, prognozy spadku popytu, nie bez wpływu były też działania Arabii Saudyjskiej, która już po decyzjach o redukcji utrzymywała wysoki poziom wydobycia. Dopiero 22 kwietnia ogłoszono, że wydobycie będzie się zmniejszać jeszcze przed 1 maja, czyli przed oficjalnym terminem. W następnych dniach podobne informacje napływały z Kuwejtu i Algierii. W tym okresie zaznaczyła się też największa rozpiętość ceny WTI i Brent przekraczająca 10 USD, podczas gdy przeważnie jest to 2-3 USD. Ilustruje to wykres (fig. 1).

Prognozy OPEC zapowiadały najniższy popyt od 1989 r., w II kwartale br. oceniano zapotrzebowanie na ropę na 272 tys. t/d. Obserwując rozszerzanie się pandemii można się obawiać, że te przewidywania są zbyt ostrożne,

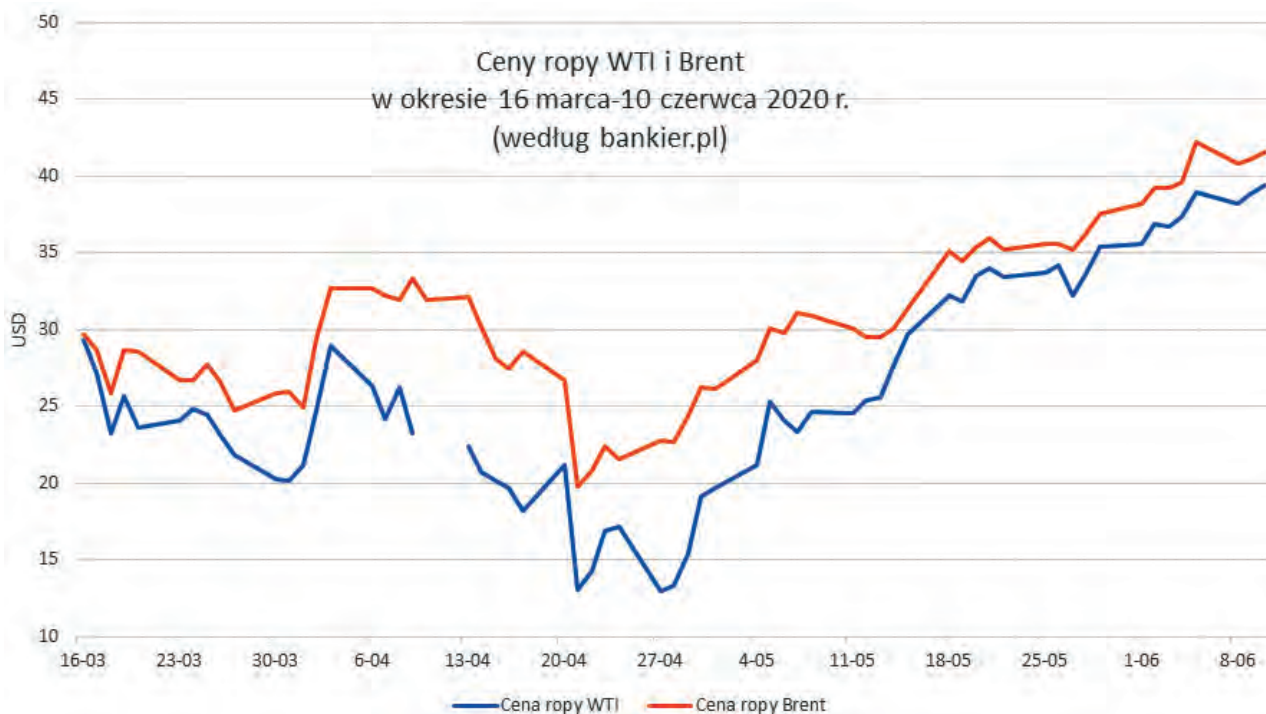


Fig. 1. Ceny ropy WTI i Brent w okresie 16 marca-10 czerwca 2020 r. (według bankier.pl)

bo napływ informacji o zmianach, jakie zachodzą w gospodarce i we wszystkich dziedzinach życia, jest lawinowy. Z reguły są to zmiany negatywne i nie chodzi o odwoływanie kongresów, zjazdów i konferencji, lecz o falę przejęć i likwidacji firm, bankructw i upadek całych gałęzi przemysłu i usług. Można się spodziewać, że na publikowanej co rok we wrześniu liście największych firm „OGJ 100” nastąpią znaczne zmiany. W Teksasie zagrożone upadkiem są m. in. firmy produkujące sprzęt dla przemysłu naftowego. Zawieszają produkcję liczne rafinerie i często są to długie okresy bezczynności, a niekiedy decyzje bezterminowe. Tylko w maju, w ciągu dwóch tygodni zamknięto 4 duże rafinerie w Turcji, na Hawajach, na Filipinach i w Południowej Afryce. Inną formą ratowania rafinerii jest przekształcenie w zakłady produkcji paliw odnawialnych, jak się stało w Wyoming i w Kalifornii. W ramach pomocy dla firm naftowych władze USA obniżyły opłaty eksploatacyjne (*royalties*) za koncesje na wiercenia na terenach federalnych w stanie Utah. Dołączył się też prezydent Trump zapowiadając program pożyczek dla przedsiębiorstw naftowych. „Oil & Gas Journal” 2 czerwca podał, że na sprzedaż wystawione są firmy posiadające zasoby ropy i gazu o wielkości 1,7 mld t równoważnika ropy naftowej.

Na tle tak rysującej się zapaści znamienne są przypadki łagodnego przejścia przez trudny okres. Takim przykładem jest *Petrobras*, który utrzymuje, że dzięki pustym magazynom na początku kryzysu i zapełnieniu ich w porę oraz wykorzystaniu zwiększonego zapotrzebowania na ropę w Chinach uniknął większych kłopotów.

Wzrost ceny ropy, zarówno WTI jak i Brent w ciągu 5 dni na początku maja wystarczył, aby uznać, że prognozy ożywienia popytu sprawdzają się. Istotnie, spadek zapasów w Chinach może świadczyć o powrocie do zbilansowanego rynku, przynajmniej lokalnie. Zniknął także kryzys magazynowy z powodu zmniejszonego wydobycia. W związku z dość dobrym przebiegiem wdrażania przez członków OPEC obniżonych poziomów wydobycia organizacja uznała, że należy obniżyć szacunkowy popyt w II kwartale br. Jednocześnie 11 maja Arabia Saudyjska ogłosiła, że dodatkowo zwiększa o 136 tys. t/d ustaloną 12 kwietnia redukcję wydobycia. Na tle tych raczej uspokajających komunikatów wypowiedź amerykańskiego regulatora rynku, *Commodity Futures Trading Commission (CTFC)*, w której ostrzega się dostawców i zarządzających infrastrukturą przed możliwym następnym spadkiem wskaźników poniżej zera, przypominając słynne notowania -37,63 USD 20 kwietnia. Komisja rzadko wysyła ostrzeżenia do brokerów i agencji maklerskich o ryzyku ponownego spadku cen. Teraz *CTFC* zalecała giełdom monitorowanie rynków i przypomniela o „przestrzeganiu reguł przesyłanych w przypadku zagrożenia”, a także „zawieszaniu lub ograniczaniu transakcji w kontraktach”, jeśli na rynku występują zakłócenia, zgodnie z zaleceniami wydanymi wcześniej.

Wśród wielu wiadomości, które osłabiają rozbudzone nadzieje na szybki powrót do warunków pomyślnych dla branży zwracają uwagę informacje z Norwegii. Po raz pierwszy w historii naftowego funduszu majątkowego (*Oljefondet*) nastąpiło wycofanie części

aktywów w celu wspomaganie gospodarki. Jednocześnie zrezygnowano z wprowadzenia planowanych ulg dla przemysłu naftowego. Szacuje się, że fundusz zgromadził ponad bilion dolarów. Jest to jeszcze jedno potwierdzenie zasięgu i głębokości kryzysu.

Zmniejszanie wydobycia to czasowe wyłączenie z eksploatacji czynnych odwiertów. Dla Rosji jest to zagrożenie dla całego przemysłu naftowego. Trzeba chronić złoża przed długotrwałymi przestojami, ponieważ w warunkach rosyjskiej zimy zatrzymanie eksploatacji na dłużej jest poważniejszym problemem niż w innych, cieplejszych regionach. W opinii specjalistów nie jest możliwe, aby wszystkie odwierty zamknięte przez kilka miesięcy mogły wrócić do poprzedniego poziomu wydobycia. Ministerstwo energii wystosowało zalecenia dla firm naftowych, aby zmniejszyć wydobycie o 20%, także w dużych projektach z udziałem firm zagranicznych. W okręgu Chanty-Mansijsk, jednej z najważniejszych prowincji zredukowano wydobycie o 15%, do 544 tys. t/d ropy. Zalecenia nie spotkały się wszędzie z aprobatą, minister energii Kraju Krasnojarskiego, również ważnej prowincji produkcji ropy, zarządzanej przez *Rosneft*, odmówił współdziałania. Inaczej oceniają skutki zamknięcia odwiertów specjaliści inżynierii złożowej z USA, szacując możliwości wznowienia eksploatacji w formacjach łupkowych basenu permskiego. W większości odwiertów po wykonaniu testów nie stwierdzono uszkodzeń w skałach zbiornikowych strefy przyodwiertowej, a więc nie planuje się zmniejszenia produkcji po jej uruchomieniu.

Wypowiedź dyrektora Międzynarodowej Agencji Energetycznej Fatiha Birola dla World Economic Forum w Davos może stanowić ostrzeżenie przed zbyt optymistycznymi oczekiwaniami co do perspektyw wzrostu popytu na ropę. Utrzymywanie się niskich cen ropy może hamować popyt, a nawet sprowadzić go do poziomu niższego niż przed kryzysem. Inne nowe czynniki ograniczające popyt to praca zdalna i ograniczenie podróży zagranicznych. W maju F. Birol rozważał, jak długo może trwać powrót do popytu na ropę na poziomie 13-14 mln t/d i ocenił, że może to być rok, chociaż bardziej prawdopodobny jest dłuższy okres. Zależy to głównie od wzrostu gospodarki, a to z kolei od możliwego nadejścia drugiej fali koronawirusa. Pandemia cofnęła poziom popytu o dekadę, w wielu krajach w celu jej ograniczenia zastosowano bezprecedensowe środki blokujące i wygaszające cykl gospodarki. W takiej sytuacji dane o popycie i podaży, w tym o nadpodaży, są niepokojące.

W połowie maja br., gdy odczuwalne już były skutki ograniczeń wydobycia, agencja *IHS Markit* przedstawiła swój punkt widzenia, jak może wyglądać powrót do poprzedniej sytuacji rynkowej. Ponieważ nastąpiło silne zaburzenie popytu, rekordowe redukcje podaży, a zgromadzono również wyjątkowo duże zapasy, to prawdopodobnie uwolnione zostaną mechanizmy rynkowe i na dłuższy czas zmienią się reguły funkcjonowania podaży i popytu. Droga do stanu sprzed kryzysu będzie długa i mozolna z zastrzeżeniem, że nie nastąpi nawrót pandemii, bo wtedy w 2021 r. znów nastąpi spadek popytu i zakłócenia podaży. W takiej sytuacji cofniemy się do punktu wyjścia. Pierwsza faza to II kwartał br., gdy z rynku zostaną zdjęte duże ilości ropy wyniku decyzji OPEC i nastąpi zbilansowanie bieżącego stanu. Ponadto nagromadzone zapasy ropy pojawiają się na rynku kompensując ubytki i rzeczywisty spadek ilości ropy w czerwcu i lipcu może nie być odczuwalny.

W drugiej fazie przypadającej na II półrocze 2020 r. i I półrocze 2021 r. można się spodziewać niestabilnych cen z uwagi na niepewność odnowy popytu i zwiększoną podaż ropy od innych producentów (poza OPEC+). Długość tego okresu zależy od rozwoju epidemii w przyszłym roku, reakcji społecznych i aktywności gospodarczej na świecie. Podkreślono znaczenie ilości przeprowadzanych testów, śledzenia zakażeń i szczepień. Chociaż sądzi się, że nie ma to bezpośredniego wpływu, to jednak jest to najważniejszy czynnik w formułowaniu prognoz. Jeśli sytuacja będzie się rozwijać zgodnie z opisem pierwszej i drugiej fazy, to w II półroczu 2021 r. nastąpi nowy etap, w którym popyt wróci do poziomu 96-98% przed koronawiru-

sem. Zapasy będą w większości zużyte, zostaną wykorzystane możliwości produkcyjne nowych producentów wkraczających na rynek i podaż będzie mogła zaspokoić ożywiony popyt. Znów konieczne jest zastrzeżenie, że nie wystąpi druga fala pandemii.

Eksperti z *IHS Markit* zaryzykowali nawet prognozę cenową: 35 USD za baryłkę ropy WTI w 2020 r. i 44 USD w 2021 r., przy czym w br. wzrost ceny może być jeszcze poprzedzony spadkiem. Ta ścieżka odnowy stworzyłaby warunki do zwiększenia produkcji w Zatoce Perskiej i w Rosji, jak również odrodzenia produkcji z łupków. Nie wiadomo, czy Arabia Saudyjska i Rosja pogodzą się z renesansem łupków, nie wiadomo też, czy cena Brent przekraczająca 40 USD nie będzie próbą spójności OPEC+ i nie postawi ponownie Arabii Saudyjskiej z jej sojusznikami z Zat. Perskiej oraz Rosję przed obowiązkiem zwiększonego udziału w redukcjach wydobycia. Odpowiedź na to pytanie będzie miała kluczowe znaczenie.

Przewijająca się w różnych prognozach nadzieja na wzrost popytu na ropę znajduje potwierdzenie w wiadomościach z Chin. Informacje z końca maja br. o kilkunastu tankowcach z ropą oczekujących na redzie chińskich portów na wschodnim wybrzeżu i zwiększenie produkcji rafinerii, przede wszystkim benzyny i oleju napędowego, po rozluźnieniu restrykcji i powrocie do pracy milionów ludzi mogą rzeczywiście świadczyć o poprawie, tym bardziej, że pochodzą z tak chłonnego rynku. Takim sygnałem jest też kontrakt o wartości 20 mld USD na budowę w stocznich południowokoreańskich zbiornikowców LNG dla Kataru. Katar chce utrzymać czołowe miejsce jako producent i dostawca gazu skroplonego. Oznaki ożywienia popytu w Chinach potwierdza też agencja *Wood Mackenzie*, ponieważ zapotrzebowanie na ropę w II kwartale br. wzrosło o 16,3% w porównaniu z I kwartałem.

Opisywane reakcje rynku i ruchy cen dotyczą ropy naftowej, tymczasem podobne zjawiska występują na rynku gazu i również w niektórych prognozach pojawiają się ostrzeżenia o powtórzeniu przypadku negatywnych cen. Nadpodaż gazu jest wyjątkowo duża, pojemność zbiorników jest wykorzystana niemal całkowicie, więc nie ma rezerwy magazynowej, a popyt spada. Szef szwedzkiego *Vattenfall* mówi, że jest to bardzo niekorzystny rok, bo po łagodnej zimie przyszła pandemia i wyeliminowała dużych odbiorców, którzy anulowali kontrakty. W odróżnieniu od ropy, na rynku gazu nie ma koordynacji, Europa lokuje zamówienia na dostawy LNG w USA, gdzie aktywni są klienci z potrzebującej gazu Azji, głównie z Chin. Największe obawy są w W. Brytanii, ponieważ w 2017 r. zlikwidowano tam duże magazyny

Centrica Pic's Rough. Mogą się też zmniejszyć dostawy z Rosji, ponieważ ograniczenie wydobycia ropy wiąże się też z ubytkiem wydobycia gazu przy zamykaniu odwiertów.

Pandemia może pośrednio przyczynić się również do zmian w sektorze gazowym. Niskie ceny LNG zachęcają wiele krajów importujących gaz do przestawienia się z węgla i ropy na gaz. Potencjalnie oznacza to w przyszłości zwiększenie rynku LNG. Pandemia wymusiła na rządach niemal na całym świecie wprowadzenie zamknięcia przedsiębiorstw, kwarantanny, dystansu społecznego i innych środków zapobiegających rozprzestrzenianiu wirusa, co doprowadziło do znacznego ograniczenia konsumpcji energii – spadek o 3,8% w I kwartale br. w stosunku do roku 2019. Kryzys uderzył też w popyt na LNG. Nadwyżka podaży wraz ze spadkiem popytu spowodowały silny spadek cen. W Azji ceny gazu spot były rekordowo niskie, poniżej 2 USD/MMBtu, co oznacza spadek o 63,5% od początku roku. Podobnie w Europie cena TTF była najniższa od czasu ustanowienia tej formuły w 2003 r. i wynosiła 1,9USD/MMBtu. Wywarło to wpływ na finansowanie inwestycji LNG i tak np. *ExxonMobil* zmniejszył nakłady o 30%, *Shell* o 20%, *Qatar Petroleum* przesunęło zakończenie terminalu Ras Laffan North Field z roku 2024 na 2025.

Doroczny przegląd sytuacji na rynku energii, jaki w czerwcu przedstawiła Międzynarodowa Agencja Energetyczna potwierdza spadek globalnego popytu na gaz o 4% z tendencją spadkową, chociaż w 2021 r. spodziewana jest poprawa wiązana z ożywieniem gospodarki chińskiej oraz poprawą w przemyśle europejskim. Najbliższe miesiące będą kluczowe dla oceny długości trwania i wielkości obecnego nadmiaru gazu. Jest jednak widoczne, że kryzys nie stworzył lecz tylko pogłębił istniejącą nadwyżkę podaży i może przesunąć względną równowagę w kierunku bardziej intensywnej konkurencji cenowej.

Spadek cen ropy poniżej 30 USD w marcu, czyli poniżej ceny przyjmowanej zwykle jako granica opłacalności, najbardziej zagroził w USA firmom eksploatującym łupki, ponieważ znaczna część produkcji ropy w USA pochodzi właśnie z formacji łupkowych. W kwietniu br. osiągnęła ona najwyższy poziom 1,23 mln t/d, gdy całkowita produkcja ropy w USA w tym czasie wyniosła 1,75 mln t/d. Niekorzystne ceny utrzymywały się w kwietniu i dopiero 15 maja ropa WTI przekroczyła krytyczny poziom 30 USD (fig.1). Powrócił optymizm, firmy przygotowują się do ponownego uruchomienia nieczynnych urządzeń rozpoczynając od wybranych, niskokosztowych zasobów, wznawiają szczelinywanie ale *ConocoPhillips* ostrzega jednak, że powrót do wydobycia rzędu 1,77 mln t/d przed

kryzysem będzie trudny i najpierw należy odzyskać zdolności produkcyjne na poziomie 1,36 mln t/d, a dopiero później starać się o przekroczenie następnych szczebli. Nie wystarczy pozytywne nastawienie firm łupkowych, trzeba odzyskać zaufanie kapitału inwestycyjnego, który wyraźnie uznał ten rodzaj eksploatacji ropy za ryzykowny i bez przyszłości. Prezes *ConocoPhillips* jako niezbędny element do odzyskania poprzedniej pozycji widzi konsolidację, przez co można osiągnąć obniżkę kosztów stałych i poprawić konkurencyjność. Jest to jednak zdanie szefa koncernu zajmującego trzecie miejsce na liście największych w USA i niekoniecznie podzielą je prezesi mniejszych firm. Dla nich konsolidacja oznacza przejście i utratę niezależności. Inne zalecenia to przegląd aktywów, w tym wytypowanie złóż, które rokuja niższe ceny cyklu udostępnienia i eksploatacji. Przedstawił też wnioski z pracy załóg na platformach *ConocoPhillips* w Chinach w czasie epidemii. Rotacja w turnusach 14-dniowych pozwoliła zahamować rozprzestrzenianie zachorowań i można ją zastosować również w Kanadzie, na Alasce i w Norwegii.

Według harmonogramu sekretariatu OPEC z kwietnia, kolejne posiedzenie Komitetu Ministerialnego było wyznaczone na 10 czerwca, jednak 31 maja pojawiły się wypowiedzi algierskiego ministra ds. energii o potrzebie przyspieszenia spotkania o kilka dni, ponieważ po ewentualnych zmianach wydłużyłoby to czas niezbędny do dostosowania do nowych warunków. Był to początek serii wypowiedzi na temat możliwego zwiększenia redukcji wydobycia ropy lub utrzymania dotychczasowego poziomu. Atmosferę podgrzewały prawdziwe lub fałszywe przecieki o porozumieniu Rosji i Arabii Saudyjskiej, później o dołączeniu Iraku i zgodzie na przedłużenie okresu redukcji. Nastąpiła reakcja rynku i w pierwszych dniach czerwca cena ropy WTI wzrosła o 3,2%, a cena Brent o 2,7%.

Ostatecznie 179 Konferencja OPEC i 11 posiedzenie Komitetu Ministerialnego OPEC i OPEC+ odbyły się 6 czerwca i podobnie jak w kwietniu, Konferencja przygotowała rekomendacje dla Komitetu, które zostały przyjęte i zatwierdzone, jak zaznaczono w komunikacie końcowym, jednogłośnie. Posiedzenie było poświęcone przede wszystkim przedłużeniu dotychczasowych ustaleń dotyczących wielkości wydobycia na następny miesiąc, ale wprowadzono też większe możliwości kontroli cen. Nowe rozwiązania uwzględniają zarówno skutki krótkoterminowe jak i długoterminowe. Ceny *spot* mają zachęcać handlowców i rafinerie do bieżących zakupów i tworzenia zapasów zamiast wyboru cen futures i transakcji z odłożonym terminem płatności. Przypomniano, że we wrześniu br. przypada 60 rocznica założenia w Bagdadzie OPEC. Termin następnej sesji

Komitetu Ministerialnego OPEC i OPEC+ został wyznaczony na 1 grudnia br., natomiast 30 listopada odbędzie się w Wiedniu kolejna Zwyczajna Konferencja OPEC.

Bezpośrednio po konferencji 6 czerwca cena ropy WTI umocniła się o 1,1 USD, natomiast ropa Brent spadła o 60 centów, ale jednodniowy spadek notowań WTI o 8,2% 11 czerwca wywołał nerwową reakcję, ponieważ był to pierwszy tygodniowy spadek od kwietnia. Bank Rezerwy Federalnej ostrzegwał o skutkach przedłużającej się recesji ekonomicznej z powodu epidemii, także sekretarz skarbu S. Mnuchin zabrał głos wskazując na zagrożenia wynikające z ewentualnego ponownego zwijania gospodarki. Tydzień, jaki upłynął od posiedzenia OPEC i OPEC+ to zbyt krótki okres, aby ocenić działania podjętych tam decyzji.

Jak widać, określenie obecnego stanu sektora naftowo-gazowego, mimo sporej liczby analiz i prognoz jest zadaniem bardzo trudnym, a właściwie niemożliwym do wykonania. W dalszym ciągu oceny są formułowane pod wpływem bieżących wydarzeń, ponadto wiele ocen jest formułowanych z perspektywy Houston lub Nowego Jorku i nie ma charakteru globalnego. Powtarzającą się tendencją jest przedstawianie scenariuszy powrotu do stanu przed pandemią i kryzysem, tymczasem nie wiemy, czy pandemia została opanowana. Pomijanie wpływu najbardziej destrukcyjnego czynnika, jakim jest epidemia koronawirusa, traktowanie jej jako zjawiska, które istnieje gdzieś w tle, ale w naszym planie działania czy w prognozie nie bierzemy jej pod uwagę, jest najpoważniejszym błędem. Pandemia, która spowodowała tak wielkie ofiary, zakłóciła zaburzyła niemal wszystkie dziedziny życia, wcale nie wygasła. Zagrożone są USA, Brazylia, Rosja, Wielka Brytania, Indie, Iran, Ukraina i RPA. Liczba zakażeń na świecie przekroczyła 8 milionów, najwięcej w Ameryce Północnej - 2,6 mln i w Europie - 2,5 mln. Nie ma szczepionki, nie ma skoordynowanej akcji hamowania rozprzestrzeniania się wirusa.

Potwierdzeniem tych obaw była wiadomość z 15 czerwca (tuż przed przekazaniem tego artykułu do druku) o nowym ognisku zakażenia w Pekinie, co może oznaczać początek drugiej fali pandemii. Gdyby tak było, wszystkie plany, projekty i pomysły stają się zupełnie nieaktualne. Skala wyzwań i trudności będzie wtedy nieporównywalnie większa niż w marcu i kwietniu, gdy mieliśmy do czynienia z zaplanowanymi akcjami OPEC i OPEC+, gwałtownymi ruchami cen ropy, zaburzeniami podaży i popytu i zagrożeniami stabilizacji politycznej i w głównych rejonach produkcji ropy. W oczekiwaniu na dalszy bieg wydarzeń pozostaje tylko przypomnienie tych działań, które minimalizowały zagrożenia i straty w poprzednich krytycznych okresach i powtarzanie ich.

Literatura

1. Brogan A., Perez V.: *COVID to act as accelerator of gas transformation*. 2020 Ernst & Young
2. Kublik A.: *Apokalipsa naftarzy. Ceny szorują po dnie*. 22.04.2020 r. gazeta.pl
3. Meyer G.: *US regulator warns of return negative oil prices*. 13.05.2020 r. Financial Times
4. Niewiadomski M.: *Ropa przestała rządzić światem*. 21.04.2020 r. rp.pl
5. Stapczynski S., Shiryavskaya A., Dezem V.: *Natural gas may be the next commodity to trade below zero*. 3.06.2020 r. Bloomberg
6. *Global oil demand could take years to recover*. 13.05.2020 r. Hart Energy
7. *The 10th (Extraordinary) OPEC and non-OPEC Ministerial Meeting concludes*. 12.04.2020 r. opec.org
8. IEA: *Oil market outlook improved, major uncertainties remain*. 14.05.2020 r. OGI
9. Kremlin. *Putin, Saudi crown prince agree further coordination*. 28.05.2020 r. Reuters
10. *Oil output from major US shale plays to hit nearly two-year low*. 18.05.2020 r. Reuters
11. *Three phases of oil market recovery*. 12.05.2020 r. IHS Markit
12. *Shale will come back*. 9.06.2020 r. OGI
13. *LNG export drop 41%*. 27.05.2020 r. Reuters
14. IEA: *Global gas demand on course for record annual fall*. 10.06.2020 r. Reuters

Jerzy Zagórski

Absolwent Wydziału Geologii UW (1961), mgr geologii. Praca w zespołach sejsmicznych Przedsiębiorstwa Poszukiwań Geofizycznych (później PBG) w Warszawie (1961-1967), następnie w Biurze Dokumentacji i Projektów Geologicznych. Współautor pierwszego projektu badań geologiczno-geofizycznych górnictwa naftowego na Morzu Bałtyckim, który zapoczątkował poszukiwania w polskim sektorze zakończone odkryciem złóż ropy B-3 i B-8 (1973). Współautor map utworów mezozoiku w opracowaniu Państwowego Instytutu Geologicznego „Ropo- i gazonośność synklinorium warszawskiego na tle budowy geologicznej” (1970). Po zakupieniu dla górnictwa naftowego stacji interpretacyjnych firmy Landmark koordynował uruchomienie stacji, szkolenie użytkowników oraz opracowanie instrukcji do aplikacji geologiczno-geofizycznych. Od 2004 r. na emeryturze. Tłumacz podręczników z zakresu przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych. Publikacje w Przeglądzie Geologicznym, Przeglądzie Gazowniczym, Nafta-Gaz, Nafta & Gaz Biznes. Współpraca z Przeglądem Geologicznym - prowadził dział poświęcony problematyce naftowej i gazowniczej (1991-2018). Od 1996 r. współpracuje z Wiadomościami Naftowymi i Gazowniczymi.

Projekt GECO (Geothermal Emission Control)



Michał
Kruszewski

ÍSOR (Iceland GeoSurvey) i grupa 17 partnerów z całej Europy otrzymały dotację w wysokości 16 mln EUR z programu badań i innowacji „Horyzont 2020”. Finansowanie to stanowi wkład w projekt GECO (eng.: Geothermal Emission Control, pol.: Kontrola emisji geotermalnej).

GECO to innowacyjny projekt, którego celem jest zapewnienie czystej energii geotermalnej przy znacznie niższych kosztach. Opiera się on na sukcesie niedawno zakończonego projektu CarbFix. Ten miniony projekt znacznie zwiększył zdolność oczyszczania gazów cieplarnianych emitowanych przez elektrownie geotermalne w oparciu o nowe technologie. Zatłaczanie płynów wraz z wyemitowanymi gazami cieplarnianymi do górotworu rozkłada gazy w wytrąconych minerałach. Metoda ta okazała się skuteczna i od trzech lat stosowana jest w elektrowni Hellisheidi na Islandii. Dzięki elektrowni w Hellisheidi, na skalę przemysłową wykazano, że nowa metoda zatłaczania gazów cieplarnianych do górotworu oferuje znaczne oszczędności w porównaniu z innymi metodami; jest

znacznie bardziej przyjazna dla środowiska w porównaniu z innymi dostępnymi technologiami; oraz pomaga w długoterminowej rentowności systemów geotermalnych poprzez zwiększenie przepuszczalności odwiertów iniekcyjnych.

Celem GECO jest zastosowanie podejścia CarbFix, wraz z programami ponownego wykorzystywania gazów cieplarnianych, tak aby proces ten stał się standardem dla sektora energii geotermalnej na całym świecie. Technologia zatłaczania gazów cieplarnianych ma zostać przetestowana w trzech kolejnych lokalizacjach w Europie (Turcja, Włochy i Niemcy). Ponadto szczegółowe monitorowanie i modelowanie procesu zatłaczania gazów ma dostarczyć nowych informacji na temat reakcji, które zachodzą w górotworze w odpowiedzi na zatłaczane ciecz w działających systemach geotermalnych. Dzięki konsekwentnemu monitorowaniu reakcji, które zachodzą w czterech lokalizacjach GECO, będzie można uogólnić wyniki projektu, aby stworzyć narzędzie do przewidywania zachowania chemicznego innych systemów zlokalizowanych w różnych miejscach na świecie. Narzędzia takie mogą potencjalnie zmniejszyć zarówno ryzyko, jak i koszty przyszłych projektów geotermalnych.

Główne cele projektu GECO mogą być podsumowane w ośmiu punktach:

1. Zmniejszenie emisji podczas produkcji energii geotermalnej poprzez wychwytywanie gazów do ich ponownego wykorzystania lub składowania. Cel

ten zostanie osiągnięty poprzez optymalizację infrastruktury wychwytywania i wtłaczania gazów w Hellisheidi, a tym samym dalsze obniżanie emisji; poprzez wdrożenie doświadczeń z Hellisheidi w trzech innych lokalizacjach w Europie oraz poprzez połączenie sukcesu CarbFix z odpowiednimi technologiami ponownego wykorzystania gazów cieplarnianych.

- Przekształcenie wychwyconych emisji gazów w produkty komercyjne, pozwalające na redukcję kosztów. Produkcję wystarczającą ilość czystych gazów, produkty takie jak gaz wodorowy lub czyste CO₂ mogą być wykorzystywane w celu zrównoważenia kosztów oczyszczania gazów cieplarnianych. W Hellisheidi wychwycony i oczyszczony CO₂ będzie np. dostarczany do zakładów produkujących algi.
- Wykazanie konkurencyjności opracowanych metod wychwytywania i zatłaczania gazów cieplarnianych poprzez kompleksową analizę ekonomiczną wychwytywania, zatłaczania i monitorowania gazów cieplarnianych w złożu. Dochody z wykorzystania wychwytywanych gazów będą analizowane w stosownych przypadkach. Przekształcenie H₂S na SO₂ spowoduje zmniejszenie ryzyka z powodu modyfikacji pH solanek w elektrowniach poprzez regulację pH za pomocą SO₂ zamiast H₂S.
- Charakterystyka i modelowanie geologiczne, geochemiczne oraz infrastruktury w celu optymalizacji eksperymentów iniekcyjnych w czterech różnych systemach geotermalnych zlokalizowanych w Europie. Skuteczne zastosowanie technologii zatłaczania gazów cieplarnianych pomoże w uzyskaniu szerszej akceptacji społecznej dla energii geotermalnej.
- Określić szybkość i zasięg reakcji w górotworze występujących w odpowiedzi na przepływ płynów/gazów podczas i po procesie zatłaczania.
- Integracja nowych technologii, takich jak wykrywanie strumieni CO₂ za pomocą teledetekcji, laserowy analizator izotopów in-situ, czy system monitorowania korozji, w celu lepszego monitorowania procesu zatłaczania prowadzących do zmniejszenia ryzyka związanego z wyciekami.
- Lepsze zrozumienie reakcji górotworu na przepływ cieczy in-situ. W szczególności poprzez połączenie wyników monitoringu



Fig. 1. Elektrownia geotermalna Hellisheidi (Islandia) (źródło: UN Photo/Eskinder Debebe)



Fig. 2. Elektrownia geotermalna Kizildere (Turcja) (źródło: Zorlu Energy)

chemicznego oraz programu modelowania w czterech systemach geotermalnych GECO wygenerowane zostaną narzędzia obliczeniowe do przewidywania zachowania się systemów w innych lokalizacjach.

8. Pomoc w szkoleniu następczej generacji naukowców i inżynierów w zakresie naj-

lepszych praktyk. Nastąpi to zarówno poprzez włączenie wczesnych etapów kariery naukowej do części programu GECO, jak i poprzez pakiet działań wspomagających.

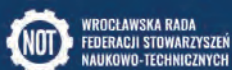
Literatura

<https://geco-h2020.eu> (dostęp 05.07.2020)

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

**Forum
Inżynierów
Przyszłości**

NOT WROCLAW
23-25.10.2020



www.fip.not.pl

**A jakim
Ty
będziesz
inżynierem?**

Współpraca polsko-rumuńska w latach 2019 – 2020

Nawiązanie bliższej współpracy pomiędzy historykami z Polski i Rumunii zajmującymi się tematyką przemysłu naftowego zaczęło się w roku 2018, kiedy to z okazji Stulecia Odzyskania Niepodległości Polski i Wielkiego Zjednoczenia Rumunii Towarzystwo Polsko-Rumuńskie w Krakowie zaproponowało udział przedstawiciela redakcji „Wieku Nafty” wydawanego przez Muzeum Przemysłu Naftowego w Bóbrce, w Dniach Polskich, które rok rocznie skupiają w Suczawie (Rumunia) reprezentantów z Polski i Rumunii.

Dni Polskie to impreza łącząca sesje historyczno-naukowe na temat szeroko pojętej współpracy polsko-rumuńskiej, jak i imprezy kulturalne organizowana przez Związek Polaków w Rumunii. Wykorzystano tę okazję i przedstawiciele z Polski, z Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce oraz z Uniwersytetu Nafty i Gazu w Ploeszti przedstawili referaty związane z historią przemysłu naftowego w swoich krajach. Ponieważ tematy te zostały przez uczestników Sympozjum przyjęte z wielkim zainteresowaniem, również w 2019 roku zaprezentowano podobny temat sprowadzając go do prezentacji pionierów przemysłu naftowego w Polsce i Rumunii. Podkreślić należy, że była to już 21-sza edycja tych „Dni”.

Dni polskie rozpoczęły się 29 sierpnia w Muzeum Historycznym w Suczawie i towa-



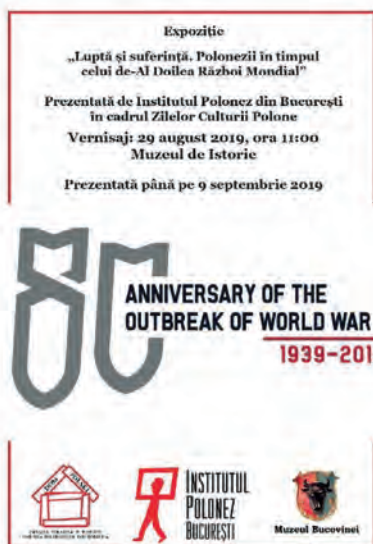
Muzeum Historyczne w Suczawie - miejsce międzynarodowego sympozjum pod tytułem: „O relacjach polsko-rumuńskich na przestrzeni wieków w stulecie nawiązania stosunków dyplomatycznych”. Fot. J. Sęp

rzyszył im wernisaż wystawy: „Walka i cierpienie. Obywatele polscy podczas II wojny światowej” przygotowanej przez Muzeum II Wojny Światowej w Gdańsku przy współpracy z Ministerstwem Spraw Zagranicznych RP, a jej rumuńska wersja, wzbogacona o informacje dotyczące wspólnej wojennej historii Polski i Rumunii, opracowana została przez Instytut Polski w Bukareszcie.

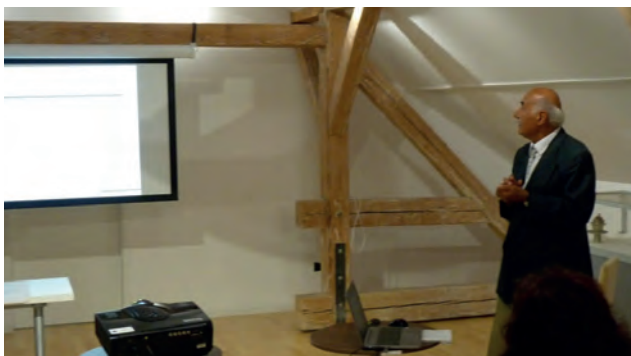
Uroczystego otwarcia „Dni Polskich” dokonał prezes Związku Polaków w Rumunii Gerwazy Longher rozpoczynając od powitania gości. W uroczystości otwarcia uczestniczyli przedstawiciele Ministerstwa Spraw Zagranicznych RP, konsulatu RP oraz Instytutu Polskiego w Bukareszcie, dowódca V zmiany Polskiego Kontyngentu Wojskowego stacjonującego w Krajowej, a także sekretarz stanu w Departamencie Relacji Interetnicznych Rządu Rumunii, wojewoda su-

czański, wiceprzewodniczący Rady Wojewódzkiej oraz zastępca burmistrza Suczawy.

Po uroczystym otwarciu rozpoczęło się dwudniowe międzynarodowe sympozjum pod tytułem: „O relacjach polsko-rumuńskich na przestrzeni wieków w stulecie nawiązania stosunków dyplomatycznych” w trzech panelach: „W kręgu historii”, „W kręgu kultury i literatury” oraz „W kręgu problematyki bukowińskiej”. W panelu kultury i literatury przedstawione zostały dwa referaty związane z przemysłem naftowym. Pierwszym z ich był referat przygotowany przez prof. Gheorghe Calcana z Uniwersytetu Nafty i Gazu w Ploeszti „Początki rumuńskiego przemysłu naftowego. Jego etapy i twórcy”, natomiast przedstawiciel „Wieku Nafty” kol. Jan Sęp przedstawił referat „Ropa naftowa w Karpatach – pionierzy przemysłu” nawiązujący do początków przemysłu naftowego na ziemiach



Prezes Związku Polaków w Rumunii Gerwazy Longher dokonuje uroczystego otwarcie 21. Dni Polskich. Fot. J. Sęp



Prof. Gheorghe Calcan przedstawia referat „Początki rumuńskiego przemysłu naftowego. Jego etapy i twórcy”. Fot. J. Sęp



J. Sęp w czasie wygłaszania referatu „Ropa naftowa w Karpatach – pionierzy przemysłu”. Fot. J. Sęp

polskich oraz przedstawiający ludzi, którzy ten przemysł tworzyli.

Stałym elementem Dni Polskich są także polonijne dożynki, które odbyły się w Nowym Sokońcu. Towarzyszyła im wystawa plonów, degustacja polskich, rumuńskich i ukraińskich przysmaków kuchni oraz piknik i koncert folklorystyczny z udziałem miejscowego zespołu „Solonczanka”, a także gościnne występy regionalnego zespołu tanecznego „Pogórzanie” z Gorlic.

Niespełna dwa tygodnie później, 17 i 18 września, w ramach zorganizowanych w 2019 roku przez Muzeum w Bóbrce, spotkań Europejskiej Sieci Muzeów Naftowych, doszło do spotkania przedstawicieli Muzeum Ropy w Ploeszti z Zarządem Fundacji Bóbrka. Rozpoczęto wtedy rozmowy na temat współpracy pomiędzy naszymi muzeami. Konsekwencją tych rozmów była, złożona w dniach 11 - 14 grudnia ubiegłego roku, wizyta delegacji Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce w Rumunii. Wizyta ta odbyła się na zaproszenie dyrektora Okręgowego Muzeum Nauk Przyrodniczych w Ploeszti pani prof. dr Emilii Iancu. W skład polskiej delegacji weszli:

- Ryszard Rabski – Prezes Fundacji Bóbrka
- Ryszard Cygan – członek Honorowy SITPniG, absolwent Uniwersytetu Ropy i Gazu w Ploeszti

- Janusz Pudło – członek Rady Fundacji
- Jan Sęp – członek Komisji d/s Historii i Muzealnictwa SITPniG.

Głównymi powodami zaproszenia naszej delegacji było:

- otwarcie w Muzeum Ropy w Ploeszti wystawy zatytułowanej: „Tradycje w przemyśle rafineryjnym: Górnictwo Towarzystwo Kredytowe – Rafineria Ropy w Brazi 1919 – 1934 – 2019”
- rozmowy i negocjacje na temat rozwoju współpracy pomiędzy Muzeami przemysłu naftowego w Bóbrce i Ploeszti.

Gdy ucichły echa nie tak dawnych przebiegów uroczystości 160-lecia rumuńskiego przemysłu naftowego, które na przestrzeni całego 2017 roku przypominały historię rozwoju praktycznie wszystkich branż tego przemysłu, Wojewódzkie Muzeum Nauk Przyrodniczych – Prahova, którego sekcją jest Muzeum Ropy w Ploeszti, podjęło temat historii i źródeł finansowania tego przemysłu na przykładzie rafinerii BRAZI. Przygotowana na ten temat Wystawa, której wernisaż miał miejsce w salach Muzeum Ropy w dniu 12 grudnia 2019 roku, przypomina i uświadamia zwiedzającym wzajemną zależność i ponad 100-letnią historię przemysłu naftowego i leia (rumuńskiego środka płatniczego). W przypadku Rumunii



Plakat informujący o wystawie „Tradycje w przemyśle rafineryjnym: Górnictwo Towarzystwo Kredytowe – Rafineria Ropy w Brazi 1919 – 1934 – 2019”. Arch. Muzeum Ropy w Ploeszti

można powiedzieć, że ropa naftowa niejednokrotnie „ratowała” leia poprzez swój potencjał eksportowy produktów naftowych – będąc nazywana czarnym złotem. Tak jak prawo górnicze wprowadzone w Rumunii w 1895 roku zaktywizowało działalność inwestycyjną firm zagranicznych, tak wprowadzony w Rumunii w 1867 roku system monetarny w znacznym stopniu uporządkował obrót pieniężny, pozwolił na bicie monety narodowej i potwierdził suwerenność kraju.

Kolejnym wzmocnieniem i unowocześnieniem rumuńskiego systemu finansowego było utworzenie w 1880 roku Narodowego Banku Rumunii, który gromadził kapitał finansowy wspomagający przedsiębiorstwa przemysłowe i handlowe.

Uroczystego otwarcie wystawy, w dniu 12.12 2019 r., dokonała pani Dyktorka prof. dr Emilia Iancu, Dyktorka Generalna Wojewódzkiego Muzeum Nauk Przyrodniczych przedstawiając okolicznościowy referat, w którym związała setną rocznicę powstania w 1919 r. największej naftowej firmy z całkowicie rumuńskim kapita-



Dożynki polonijne w Nowym Sokońcu. Występy zespołów regionalnych. Fot. J. Sęp



Otwarcie wystawy przez Dyrektora Emilję Iancu. Fot. J. Sęp

tem – Creditul Minier z 85 rocznicą położenia kamienia węgielnego pod budowę Rafinerii Creditul Miniera w Brazi.

W swoim referacie pani dyrektor stwierdziła między innymi:

..... „Siła polityczna i gospodarcza Rumunii wymagała konsolidacji krajowego kapitału gospodarki narodowej. Na wniosek grupy specjalistów i inżynierów w dziedzinie ropy naftowej, polityków i biznesmenów, w 1919 r. powstała największa Firma naftowa z siedzibą w Bukareszcie, z całkowicie rumuńskim kapitałem - Creditul Minier (Kredyt Górniczy). Firma skorzystała na wsparciu rządu dla konsolidacji rumuńskiego kapitału w gospodarce, a zwłaszcza w przemyśle wydobywczym zdominowanym przez kapitał zagraniczny. Firma Creditul Minier rozpoczęła działalność w 1919 roku z kapitałem 17 milionów lei, który w kolejnych rozszerzeniach osiągnął w 1945 roku poziom 23 miliardów. Kredyt Górniczy rozwinął w tym okresie intensywną działalność, zarówno wewnętrzną, jak i zewnętrzną. Firma była przykładem zakładania spółek z kapitałem rumuńskim, w których Kredyt Górniczy posiadał udziały. Pod ochroną państwa i prawa kopalnianego z 1924 r. Kredyt Górniczy ugruntował swoją pozycję w branży wydobywczej. Koniecznością stało się tworzenie również spółek rafineryjnych, podejmowana była kampania w celu przyciągnięcia kapitału zagranicznego poprzez tworzenie filii na najważniejszych rynkach finansowych na Zachodzie, które przyczyniły się do zwiększenia międzynarodowego zysku z finansowania europejskiego. Zysk pomógł ogromnej kapitalizacji, z której Firma skorzystała w kolejnych latach.

W rumuńskim Monitorul Petrolului Românesc nr. 21 z 1933 (monitorze naftowym) pojawia się artykuł zatytułowany „Budowa rafinerii Creditul Minier”, mówiący o podpisaniu umowy na budowę rafinerii. 17 czerwca 1934 r., w obecności ówczesnych władz krajowych, naukowców, kierownictwa spółki Creditul Mi-

nier oraz całego jej personelu technicznego i administracyjnego, położono kamień węgielny pod Rafinerię Creditul Minier. Koszt budowy rafinerii oceniano na 400 milionów lei, a zdolność przerobowa miała wynosić 300 000 ton / rok, co zabezpieczało paliwo dla 10 000 samochodów. Teren wybrany pod budowę rafinerii był własnością Kredytu Górniczego z Brazii de Sus, w pobliżu stacji kolejowej Brazi niedaleko Ploeszti. Wybrane miejsce umożliwiło połączenie z placami budowy, ale także możliwość eksportu uzyskanych tutaj produktów. Rafineria Creditul Minier (Kredyt Górniczy) była wówczas najnowocześniejszą w Europie, wykorzystującą najbardziej zaawansowane technologie tamtych czasów. Otrzymane produkty były najwyższej jakości. Tutaj produkowano najwyższej jakości benzynę dla samolotów o najwyższej liczbie oktanowej w Europie, dlatego podczas drugiej wojny światowej była jednym z celów dla Amerykanów.

Prawie całkowicie zniszczona (około 75%), po roku jest odbudowana i ponownie konfi-

gurowana na przestrzeni lat, w zależności od kontekstu rynkowego i strategii akcjonariuszy. W krótkim czasie (1945) znalazła się pod kontrolą sowiecką przez 10 lat; poprzez włączenie jej do grupy z kapitałem radziecko-rumuńskim (SOVRON).

Po nacjonalizacji w 1948 r. Rafineria nosi nazwę Rafineria nr 7, liczba przyznana zgodnie z rozmiarem i miejscem, w którym się znajdowała. W 1956 r. zmieniono nazwę na „Rafinerię Brazi”, a w 2004 r., wraz z prywatyzacją PETROM, przejęła ją OMV - nadając nazwę Rafineria „PETROBRAZI-OMV.” Rafineria stała się wizytówką gminy Brazi, miasta Ploeszti i przemysłu naftowego w rejonie Prahova. Po prywatyzacji inwestycje w Petrobrazi wyniosły 1,5 miliarda euro, z programem modernizacji, który miał na celu zwiększenie konkurencyjności rafinerii. Przy rocznej zdolności przerobowej wynoszącej 4,5 miliona ton ropy naftowej Petrobrazi jest jedną z najważniejszych rafinerii w Rumunii. W Petrobrazi z przetwarzanej ropy naftowej uzyskuje się szeroką gamę wysokiej jakości produktów naftowych, od benzyny, oleju napędowego, LPG, po paliwa lotnicze i inne produkty np. bazy olejowe. Produkcja Petrobrazi może pokryć zapotrzebowanie na paliwo dla 3 milionów samochodów rocznie. Rafineria Petrobrazi, którą ludzie początkowo znali jako Rafinię Creditul Minier (Kredyt Górniczy), jako Rafineria 7, Rafineria Brazi, a następnie Petrobrazi, przetrwała II wojnę światową, okres komunizmu i przejście do kapitalizmu po 1989 r. - działała prawie nieprzerwanie przez te wszystkie lata i dostarczała paliwo i produkty ropopochodne. Tysiące ludzi przeszło przez bramy rafinerii, a jej istnienie przyniosło i nadal wnosi wartość dodaną dla lokalnej i krajowej gospodarki. Obecnie rafineria Petrobrazi działa zgodnie z najwyższymi standardami środowiskowymi i wydajnościowymi



Wystąpienie Prezesa Fundacji Bóbrka Ryszarda Rabskiego. Fot. J. Sęp



Delegacje Muzeów w Ploesti i Bóbrce przed rozmowami o współpracy. Od lewej: Gheorghe Calcan, Ryszard Cygan, Emilia Iancu, Magdalena Banu, Ryszard Rabski, Michail Vulpescu, Jan Sęp, Janusz Pudło. Fot. J. Sęp

i może przetwarzać całą produkcję ropy OMV Petrom w Rumunii. Tak minęło 100 lat od powołania Spółki „Credit Minier” i 85 lat Rafinerii Brazi - historia ta trwa.”

Tłumaczenie R. Cygan

Na ówczesne czasy była to najnowocześniejsza rafineria w Europie, wykorzystująca najbardziej zaawansowane technologie tamtych czasów. Rafineria ta, zniszczona w czasie działań wojennych II Wojny Światowej, odbudowana, zmodernizowana i po różnych zmianach własnościowych sprywatyzowana w 2004 r., wraz z prywatyzacją rumuńskiego koncernu Petrom, (sprzedała większościowe udziały austriackiej firmie OMV) i dziś pracuje pod nazwą „Petrobrazi – OMV”. Jest wizytówką gminy Brazi, miasta Ploeshti i przemysłu naftowego województwa Prahova.

Wśród prelegentów, którzy zabrali głos na wernisażu, wystąpili także: Fabioara Ionescu – wojewoda okręgu Prahova, z rafinerii Petrobrazi: panowie Stelorian Voicu - szef kontraktów i Cătălin Minculescu – dyrektor ds. procesów businessowych, Mihail Minescu – prorektor Uniwersytetu Ropy i Gazu, Constantin Stere – dyrektor wydziału kultury regionu Prahova, prof. dr. Gheorghe Calcan Uniwersytet Ropy i Gazu Ploeshti, inż. Gheorghe Stănescu, Alexandra

Petre – dyrektor ds. promocji Izby Przemysłowo – Handlowej województwa Prahova oraz Ryszard Rabski – prezes Fundacji Bóbrka.

Wydarzenie to zakończyło się dyskusją na przyjęciu koktajlowym zorganizowanym w sali konferencyjnej Muzeum. Po zakończeniu oficjalnej części przedstawiciele obydwu Muzeów przystąpili do rozmów na temat możliwości rozwoju i zacieśnienia współpracy pomiędzy muzeami w Ploeshti i Bóbrce.

Rozmowy te były bardzo konkretne i owocne, a zakończyły się niewątpliwym sukcesem dla obu stron, jakim było podpisanie umowy o współpracy na okres najbliższych trzech lat, z możliwością jej przedłużenia na następne lata.

Przedstawiciele naszego Muzeum mieli także możliwość zapoznania się ze strukturą organizacyjną Okręgowego Muzeum Nauk Przyrodniczych Prahova, a także możliwość zwiedzenia, jedynego w Rumunii, Muzeum Ropy w Ploeshti. Organizatorzy umożliwili także przedstawicielom Muzeum w Bóbrce wizytę w rafinerii Petrobrazi -OMV, Muzeum Soli w Slănic, (organizacyjnie podlegającemu także pod Muzeum Nauk Przyrodniczych w Ploeshti) przy czym zaznaczyć należy, że ropa naftowa i sól są głównymi bogactwami naturalnymi przyrody województwa Prahova.

Konsekwencją podpisanej w dniu 12 grudnia 2019, polsko-rumuńskiej dwustronnej umowy o współpracy między Muzeum Ropy w Rumunii, a Fundacją Muzeum Bóbrka w Polsce, było zainicjowanie działań związanych z wymianą informacji oraz specjalistów, a także wzajemne promowanie Muzeów oraz przekazywanie informacji, zarówno z zakresu historii przemysłu naftowego w obu krajach, jak i bieżących wydarzeń. Dlatego też w numerze 2/2020 Wieku Nafty ukazał się artykuł prof. Gheorghe Calcana „Początki industrializacji Rumuńskiej Nafty. Etapy i pionierzy tego przemysłu”, a poniżej przedstawiamy informację o Muzeum Ropy w Ploeshti. W drodze wzajemnej wymiany podobne informacje i artykuły publikowane będą w Rumunii.

Pomysł utworzenia Muzeum Ropy powstał w 1957 r. kiedy to obchodzono stulecie rumuńskiego przemysłu naftowego i postanowiono zorganizować je w Ploeshti, w mieście zwanym „stolicą czarnego złota”. Uhonorowano w ten sposób 100. rocznicę pierwszych sukcesów rumuńskiego przemysłu naftowego, uznanych na całym świecie.

Początkowo organizacja muzeum była logistycznie i finansowo wspierana przez Ministerstwo Ropy Naftowej, które na mocy rozporządzenia z 1959 r. ustaliło, że we wszystkich branżowych jednostkach terenowych: wiertniach, kopalniach ropy, rafineriach, trustach, przedsiębiorstwach i instytucjach, należy rozpocząć działania mające na celu odszukanie i zebranie niezbędnych dla muzeum dokumentów (dokumenty archiwalne, fotografie, obrazy, rysunki, znaczki, mapy) oraz do zebrania narzędzi i sprzętu wykorzystywanego w czasie 100 lat działalności przemysłu naftowego.

Muzeum zostało otwarte 8 października 1961 r. w obecności ówczesnych oficjeli.

Na początku jego kolekcja obejmowała ok. 700 elementów dziedzictwa. Dziś muzeum posiada ponad 11 000 eksponatów.

Te spektakularne wyniki uzyskano dzięki ciągłej działalności i zaangażowaniu zatrudnionych w muzeum specjalistów, którzy przepro-



Podpisanie Umowy o współpracy i wymiana podpisanych dokumentów. Fot. J. Sęp



Budynek Muzeum Ropy w Ploeshti i jedna z sal wystawowych muzeum. Arch. Muzeum Ropy w Ploeshti

wadzili szeroko zakrojoną kampanię terenową w celu zebrania cennego sprzętu i dokumentów. Przeprowadzali oni wywiady, fotografowali i rejestrowali wspomnienia starych pracowników naftowych, którzy przekazali im unikalne informacje przechowywane dotąd tylko w ich pamięci. Przeszukali w archiwach państwowych i starych publikacjach dokumenty wyjaśniające chronologiczną ewolucję i działalność różnych firm naftowych.

Kolekcja sprzętu stopniowo obejmowała szereg przedmiotów o szczególnej wartości, które są obecnie częścią Skarbu Narodowego Rumunii.

Dziś muzeum składa się z monumentalnego budynku, parku maszynowego na świeżym powietrzu, bogatego archiwum starych dokumentów i fotografii związanych z historią ropy naftowej, biblioteki starych książek o dziedzictwie kulturowym o dużym znaczeniu dla poznania ewolucji przemysłu naftowego w XIX i XX wieku oraz biblioteki współczesnych książek technicznych.

Bardzo obszerna tematyka pojawi się przechodząc przez pomieszczenia wystawowe, gdzie można znaleźć bardzo interesujące dane dotyczące:

- historii poszukiwań, eksploatacji i przetwarzania ropy naftowej, dane z ustawodawstwa i regulacji dotyczących ropy naftowej, zjawisk społecznych i politycznych generowanych przez ten przemysł,
- początków i rozwój badań geologicznych za ropą naftową w Rumunii,
- ewolucji sprzętu do wiercenia, wydobywania i przetwarzania ropy naftowej

W budynku, w klimatyzowanym pomieszczeniu o powierzchni 500 m², prezentowane są oryginalne dokumenty i kopie, mapy geologiczne, dokumentacje techniczne, zdjęcia i modele specyficznego dla ropy naftowej sprzętu i różne procesy techniczne.

W plenerowym parku wystawowym prezentowane są różne urządzenia, niektóre ponad



Pierwsze zwiedzanie muzeum (1961 r.). Arch. Muzeum Ropy w Ploeshti

100-letnie, wyprodukowane w USA, Belgii, Francji, Anglii, Niemczech, które były używane na rumuńskich wierceniach, technologicznie zaawansowane na ówczesne czasy. Hala narzędziowa uzupełnia tę wystawę narzędziami i sprzętem do wiercenia, wydobywania i obróbki ropy.

Oryginalne repozytoria dokumentów, biblioteka starych książek i biblioteka książek technicznych wraz z kolekcją zdjęć i filmów stanowią specjalną pomoc dla badaczy tej dziedziny.

Wśród zbiorów dokumentów, o szczególnym znaczeniu, muzeum posiada 994 listy, fotografie, książki i patenty należące do chemika

dr Lazăra Edeleanu, wynalazcy metody rafinacji dwutlenkiem siarki, twórcy petrochemii; patenty, szkice, książki, dyplomy i fotografie należące do inżyniera Virgila Tacita, wynalazcy zaworu, który nosi jego imię; dokumenty, książki, patenty, a nawet meble należące do dr Nicolasa Charlesa Debie, autora książek technicznych na temat ropy naftowej i założyciela Instytutu Badawczego Przemysłu Naftowego ICITPR Ploeszti.

Muzeum posiada egzemplarz pierwszej na świecie specjalistycznej książki na temat ropy naftowej zatytułowanej „Ropa”, napisanej przez Cucu Starostescu w 1881 r., oraz z dwujęzyczną kolekcję „Rumuńskiego monitora naftowego” (Monitorul Petrolului Român) w języku rumuńskim i francuskim z lat 1900–1948 - baza informacyjna o wyjątkowej wartości pod względem rozwoju krajowego i światowego przemysłu naftowego. Posiada także wykłady, manuskrypty i drukowane, głoszone w Szkole majstrów-wiertników w Câmpina oraz w Szkole Mostów i Dróg w Bukareszcie, mapy geologiczne i dokumenty wykonane przez rumuń-

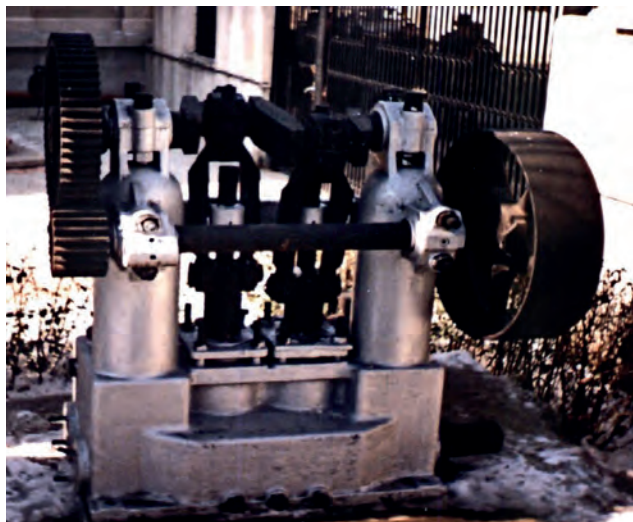


Konny kołowrót do wyciągania urobku i ropy z kopanki. Arch. Muzeum Ropy w Ploeszti

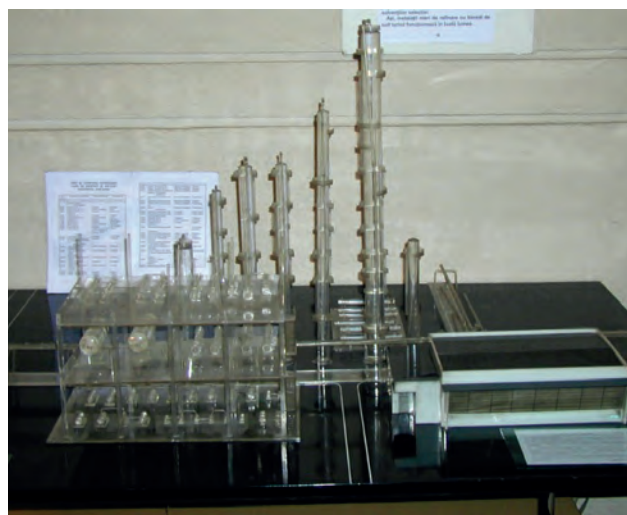
skich geologów, akty założycielskie różnych firm naftowych itp.

Muzeum organizuje także działania kulturalno-naukowe dla specjalistów i ogółu społeczeństwa: oprowadzanie po stałej wystawie, wystawy czasowe, otwarte lekcje, sympozja, konkursy o tematyce naftowej dla uczniów i studentów, spotkania z byłymi naftowcami, wyjaz-

czeństwa: oprowadzanie po stałej wystawie, wystawy czasowe, otwarte lekcje, sympozja, konkursy o tematyce naftowej dla uczniów i studentów, spotkania z byłymi naftowcami, wyjaz-



Pompa płuczkowa Peiner (1925) i wyciąg Peine-Lemoine (1930). Arch. Muzeum Ropy w Ploeszti



Salę wystawowe wewnątrz muzeum. Arch. Muzeum Ropy w Ploeszti



Wyciąg Alianta (1914) i winda Bernard (1920). Arch. Muzeum Ropy w Ploeshti



Rafinaria Vega Ploiesti

Dokumenty fotograficzne. Arch. Muzeum Ropy w Ploeshti

dy naukowo-techniczne do większości ważniejszych obiektów naftowych w kraju itp.

Muzeum Ropy w Ploeshti uczestniczy w działaniach Europejskiej Sieci Muzeów Ropy i Gazu wraz z uczestnikami z Polski, Niemiec, Norwegii, Szkocji, Szwecji i Austrii. Celem tej sieci jest pomoc krajom członkowskim w dostosowaniu się do europejskich programów dotyczących ustawodawstwa, inwentaryzacji, ochrony i restauracji dziedzictwa przemysłowego.

Muzeum Ropy należało początkowo do Ministerstwa Ropy Naftowej, a następnie do National Petroleum Company (Narodowe Zrzeszenie Naftowe) PETROM. Przez prywatyzację tego ostatniego w 2004 roku Muzeum stało się częścią OMV PETROM. W 2017 r. Rada województwa Prahova, w porozumieniu z OMV PETROM, podjęła decyzję o przejęciu Muzeum Ropy, jako sekcji, do Muzeum Nauk Przyrodniczych województwa Prahova, którego dyrektorem zarządzającym jest prof. dr Emilia Iancu.

Podróż Muzeum Ropy Naftowej trwa w tej nowej hipostazie, po historii tak krętej jak przemysł, który ilustruje, zachowując z czasem jej niezaprzeczalne znaczenie i wyjątkowy charakter. Dziś jest to nowoczesne muzeum, którego zbiory zostały wzbogacone o nowe eksponaty, z funkcjonalnymi modelami wiertnic z epoki współczesnej oraz z interaktywnymi systemami, które zwiększają jego atrakcyjność dla zwiedzających.

Na podstawie artykułów:
Magdaleny Banu,
Ryszarda Cygana,
Jana Sępa,
publikowanych w *Wiek Nafty*
nr 1 i 2/2020
opracował Jan Sęp

Pierwsza dostawa LNG dla PGNiG w Kłajpedzie



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo odebrało pierwszy dostarczony drogą morską ładunek skroplonego gazu ziemnego w nadbrzeżnej stacji przeładunkowej w Kłajpedzie na Litwie. Od początku kwietnia, odkąd PGNiG pełni rolę wyłącznego użytkownika instalacji, wyjechało już stamtąd ponad 50 autocystern z LNG z łącznym wolumenem prawie tysiąca ton.

PGNiG odebrało 11 czerwca 2020 roku ładunek skroplonego gazu ziemnego w stacji przeładunkowej w Kłajpedzie. Fińska firma Gasum dostarczyła tam ok. 1500 ton LNG pochodzącego z Norwegii. Skroplony gaz został przeładowany do zbiorników na lądzie, a następnie z Kłajpedy, dzięki autocysternom, będzie mógł trafić do odbiorców w krajach bałtyckich oraz w północno-wschodniej Polsce.

– Dla każdej firmy ekspansja zagraniczna jest niezwykle istotna. W Polsce jesteśmy liderem w rozwoju rynku LNG małej skali, a wykorzystanie terminalu w Kłajpedzie pozwala nam na włączenie się w rozwój tego segmentu na tamtejszym obiecującym rynku. Wiążemy poważne plany z rozwojem sprzedaży skroplonego gazu w krajach bałtyckich. Tym bardziej, że nasza współpraca z litewskim partnerem Klaipėdos Nafta, właścicielem użytkowanej przez nas instalacji w Kłajpedzie, układa się wzorowo – powiedział Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG.

– Rynek LNG małej skali w regionie wykazuje pozytywne oznaki potencjalnego wzrostu. Wpływ na to mają planowane i uruchamiane nowe instalacje LNG w krajach bałtyckich, a także zapowiedzi subsydiowania sieci stacji LNG dla pojazdów ciężarowych na Litwie. Stacja przeładunkowa LNG w Kłajpedzie ma istotne znaczenie dla dostępności LNG na rynku. Cieszymy się, że nawiązaliśmy strategiczne owocne partnerstwo z PGNiG. Jego skala, kompetencje i przywództwo przyczynią się nie tylko do rozwoju rynku, ale także do przejścia na czystsze

paliwa, czyli bardziej zrównoważonej gospodarki – powiedział Dariusz Šilenskis, Prezes Klaipėdos Nafta.

Kłajpedzka stacja odbioru i przeładunku LNG wyposażona jest w pięć zbiorników o łącznej pojemności 2250 ton gazu skroplonego. Posiada dwa stanowiska do załadunku autocystern lub ISO-kontenerów, które mogą być używane jednocześnie. Nabrzeże stacji pozwala nie tylko na odbiór LNG z jednostek pływających, ale także na jego załadunek.

PGNiG jest użytkownikiem stacji w Kłajpedzie od początku kwietnia 2020 roku. Instalacja należy do Klaipėdos Nafta, a w listopadzie 2019 roku polska spółka wygrała przetarg na pięcioletnie korzystanie ze 100% jej zdolności technicznych. Do tej pory PGNiG wyeksportowało stamtąd już ponad 50 ładunków skroplonego gazu ziemnego w cysternach samochodowych o łącznym wolumenie prawie 1000 ton LNG.

Biuro Public Relations
PGNiG SA



Fot. Klaipėdos Nafta

Dobre wieści dla norweskich złóż LOTOSU



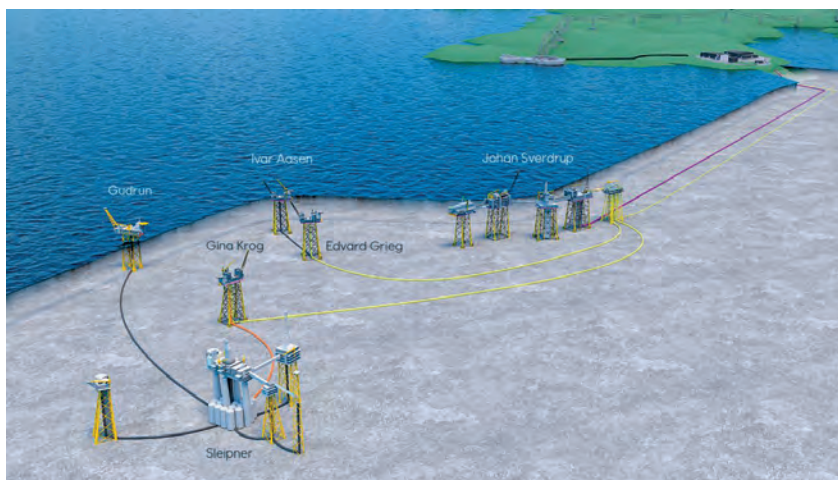
Na początku ubiegłego tygodnia Equinor wraz z partnerami podjęli decyzję inwestycyjną o częściowej elektryfikacji złoża Sleipner. Przyczyni się to do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych na norweskim szelfie kontynentalnym. Kilka dni później Aker BP i Equinor zawarli długo oczekiwane porozumienie komercyjne co do strategii rozwoju projektu NOAKA. Partnerem obu licencji jest LOTOS Exploration & Production Norge.

Ogłoszenie obu informacji zbiegło się z decyzją Parlamentu Norwegii, który 12 czerwca zatwierdził dodatkowe ulgi podatkowe dla sektora ropy i gazu, mające pobudzić inwestycje i chronić miejsca pracy. Wcześniej gabinet premier Erny Solberg proponował plan odroczenia podatków. Nowe przepisy nie zmuszają do odprowadzania podatku dochodowego 78 proc. od zysków, natomiast zwiększają ulgi od nowych inwestycji, co oznacza, że zyski podlegające opodatkowaniu mogą być niższe przez kilka lat. Uchwalone regulacje obejmą projekty zatwierdzone przez rząd do końca 2023 r. Pozwolą one na zapewnienie efektywnego ekonomicznie zagospodarowania m.in. złóż NOAKA nawet w przypadku kontynuacji niskich cen ropy na rynku.

Sleipner: mniejsza emisja = wyższa efektywność

Plan elektryfikacji złoża Sleipner przyczyni się do dalszego rozwoju norweskiego szelfu kontynentalnego w kierunku zerowej emisji gazów cieplarnianych w 2050 r. Działania te, oprócz korzyści środowiskowych, poprawią również efektywność ekonomiczną eksploatacji złoża m.in. poprzez zmniejszenie kosztów opłat za emisje. Oszczędności na emisjach ze wszystkich pól związanych z obszarem Utsira High szacuje się na ok. 1,15 mln ton CO₂ rocznie. Zgodnie z założeniami udział Sleipnera w tej redukcji wyniesie ponad 150 tys. ton CO₂ rocznie.

Rozwiązanie zakłada ułożenie nowego 28-kilometrowego kabla wysokiego napięcia od infrastruktury zlokalizowanej na złożu Sleipner do platformy znajdującej się na złożu Gina Krog (obszar Utsira High). Ta z kolei, zgodnie z wcześniej podjętą decyzją, do końca 2022 r. zostanie połączona linią wysokiego napięcia



Plan elektryfikacji zakładający połączenie lądu z obszarem Utsira High oraz centrum produkcyjnym Sleipner. Źródło: Equinor

z lądem. W okresach, w których zapotrzebowanie na moc będzie większe niż wydajność zaprojektowanego rozwiązania, Sleipner będzie ten poziom uzupełniał używając, tak jak obecnie, swoich turbin gazowych.

Równoległe z podjęciem decyzji inwestycyjnej, partnerzy (Equinor, Vår Energi, LOTOS Norge i KUFPEC) złożyli władzom norweskim zaktualizowany plan zagospodarowania złoża. Equinor szacuje, że inwestycja w elektryfikację Sleipnera i Gina Krog wyniesie łącznie ok. 1,5 mld NOK (ok. 630 mln PLN).

LOTOS Norge posiada 15% udziałów w złożu Sleipner zlokalizowanym na Morzu Północnym. Na dzień 31 grudnia 2019 roku pozostałe rezerwy wydobywalne w kategorii 2P złóż Sleipner były szacowane dla udziału LOTOSU na 11,7 mln boe (z istotną przewagą gazu ziemnego – 73%). W 2019 roku średnie dzienne wydobycie ze złóż Sleipner wynosiło 11,4 tys. boe/dzień dla udziału GK LOTOS.

Kamień milowy dla projektu NOAKA

W czwartek 11 czerwca br. Aker BP i Equinor zawarły porozumienie w sprawie warunków komercyjnych realizacji projektu NOAKA (licencji: North of Alvheim, Krafla oraz Askja). Stanowi to podstawę do rozpoczęcia prac w ramach przygotowania Planu Zagospodarowania Złóż (ang. Plan for Development and Operations, PDO). Przedłożenie PDO do zatwierdzenia władzom norweskim zakładane jest do końca 2022 roku.

Rozważana koncepcja zagospodarowania złóż NOAKA zakłada platformę produkcyjną w części południowej obsługiwaną przez Aker BP, bezzałogową platformę w części północnej obsługiwaną przez Equinor oraz kilka platform satelitarnych, które umożliwią podłączenie wszystkich odkrytych złóż w obszarze. Partne-

rzy planują zastosować tu najnowocześniejsze rozwiązania technologiczne w celu zapewnienia wysokiej wydajności i niskiej emisji.

Porozumienie to jest istotnym kamieniem milowym w celu zagospodarowania złóż. NOAKA będzie jednym z kluczowych projektów rozwojowych na Szelfie Norweskim, z łącznym potencjałem ponad 500 mln boe zasobów wydobywalnych (udział 100%). Dla LOTOSU projekt stanowi bazę do długofalowego rozwoju w Norwegii przy współpracy z kluczowymi operatorami na szelfie – AkerBP i Equinorem.

Projekt NOAKA znajduje się na Morzu Północnym. Dotyczy zagospodarowania złóż odkrytych w obszarze na północ od Heimdal: Frigg Gamma Delta, Langfjellet, Rind, Fulla oraz Froy, ze średnim udziałem LOTOSU na poziomie 10% i operatorem AkerBP, w także złóż Krafla oraz Askja, w których LOTOS aktualnie nie posiada udziałów, a których operatorem jest firma Equinor.

W 2019 roku w LOTOS uczestniczył w odkryciu złoża ropy Liatarnet, będącego największym odkryciem ubiegłego roku w Norwegii, które będzie również mogło być zagospodarowane w ramach projektu NOAKA. Jego wielkość wydobywalna szacowana jest wstępnie w przedziale ok. 80-200 mln boe, co przekłada się na udział LOTOSU na poziomie ok. 8-19 mln boe. O znaczeniu tego wydarzenia świadczą statystyki, zgodnie z którymi po 2011 roku nowe odkrycia na Morzu Północnym miały średnio zaledwie 20 mln boe. Obecnie prowadzone są dalsze prace w kierunku określenia oczekiwanej wielkości zasobów i koncepcji zagospodarowania tego złoża.

Dział Komunikacji Zewnętrznej,
Grupa LOTOS S.A.

Porozumienie PKN ORLEN z Politechniką Warszawską



Fot. arch. PKN ORLEN



PKN ORLEN wykorzystuje potencjał polskiej nauki w tworzeniu i rozwoju innowacyjnych rozwiązań. W tym celu podpisano dzisiaj porozumienie kontynuujące współpracę z Politechniką Warszawską Filia w Płocku. Porozumienie umożliwi studentom odbywanie praktyk i staży. Dla uczelni to możliwość realizacji inicjatyw dydaktycznych razem z największym w Polsce i jednym z wiodących w Europie koncernów z branży paliwowej i energetycznej.

PKN ORLEN stawia na rozwój specjalistycznych kompetencji swoich pracowników. W tym celu koncern jest w stałym kontakcie z instytucjami badawczymi oraz specjalistycznymi uczelniami technicznymi. Wspólnie z ośrodkami akademickimi realizuje inicjatywy

i projekty badawcze. Pracownicy PKN ORLEN m.in. prowadzą doktoraty wdrożeniowe czy są obecni na uczelniach realizując wizyty studyjne oraz wykłady merytoryczne.

– Praktyczny wymiar podpisanego dzisiaj porozumienia z Politechniką Warszawską oznacza m.in. współpracę techniczną i naukowo-badawczą oraz przygotowanie przez uczelnię sposobów kształcenia kadr na potrzeby PKN ORLEN. Wspólne działania obejmą realizację prac dyplomowych, organizację zajęć dydaktycznych czy praktyki dla studentów politechniki. Ponadto Koncern zobowiązał się również do dostarczania uczelni próbek produktów ropopochodnych wytwarzanych w PKN ORLEN na działalność dydaktyczną placówki – mówi Józef Węgrecki, Członek Zarządu PKN ORLEN ds. Operacyjnych.

– Dzięki porozumieniom młodzi ludzie będą mogli zdobywać pierwsze doświadczenia właśnie w PKN ORLEN, odbywając praktyki czy uczestnicząc w programach stażowych. Jednym z nich jest „Kierunek ORLEN”, który adresowany jest do studentów kończących kierunki techniczne i ekonomiczne oraz absolwentów szkół średnich i technicznych. Stażyści mogą wybrać ścieżkę biznesową lub inżynierską oraz obszar, w którym chcą się rozwijać.

Oferta programu zakłada rozwój ich kompetencji poprzez warsztaty i szkolenia, tak aby maksymalnie spełniały ich oczekiwania. Tym samym budujemy solidne zaplecze pod przyszłe kadry techniczne w Grupie ORLEN – mówi Zbigniew Leszczyński, Członek Zarządu PKN ORLEN ds. Rozwoju.

– Podpisane porozumienie stanowi kontynuację wieloletniej współpracy pomiędzy dominującą w tej części Europy firmą rafinerijno-petrochemiczną a Politechniką Warszawską Filia w Płocku. Zawarto w nim wszystkie obszary istotne dla obu stron dotyczące rozwoju kadr, działalności badawczo-innowacyjnej, gotowości do rozwiązywania problemów natury procesowej i wielu innych obszarów. Ma to szczególne znaczenie w perspektywie powstającego Centrum Badawczo-Rozwojowego w PKN ORLEN – mówi prof. dr hab. inż. Janusz Zieliński, Prorektor Politechniki Warszawskiej ds. Filii w Płocku.

W stażach realizowanych przez PKN ORLEN co roku uczestniczy ok. 100 osób. Mogą one poznać specyfikę pracy w dużym koncernie i uczyć się od doświadczonych pracowników.

Biurowisko
PKN ORLEN



Jerzy
Zagórski

PGNiG włączy OZE do swojej strategii

Jeszcze w tym roku Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo zaprezentuje zaktualizowaną strategię dla całej Grupy Kapitałowej PGNiG. Jednym z nowych strategicznych zadań będzie budowa segmentu odnawialnych źródeł energii. Na jego stworzenie i rozwój Grupa chce przeznaczyć nawet do 4 mld zł.



– W ciągu minionych tygodni sygnalizowaliśmy, jak zamierzamy realizować zapowiadany zwrot PGNiG w kierunku zielonej energii, prezentując nasze plany związane z produkcją i wykorzystaniem wodoru oraz biometanu. Dziś jeszcze bardziej uchylamy rąbka tajemnicy, pokazując, jak poważnie w aktualizowanej strategii Grupy Kapitałowej potraktujemy odnawialne źródła energii – powiedział Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG. – Wejście w nowy obszar, jakim są OZE, pozwoli nam nie tylko na budowanie wartości spółki, na wzrost i stabilizację jej przychodów, ale także na intensywniejsze włączenie się w transformację w kierunku gospodarki nisko-i zeroemisyjnej – dodał Prezes PGNiG.

Na zbudowanie segmentu OZE w ciągu najbliższych kilku lat, poza horyzontem roku 2022, PGNiG zamierza przeznaczyć nawet do 4 mld zł. Docelowo, pomoże to osiągnąć moc wytwórczą na poziomie nawet 900 MW, przez co PGNiG stanie się jednym z wiodących wytwórców energii z OZE w Polsce.

– Przy budowie i rozwoju segmentu OZE najbardziej interesują nas projekty związane z energetyką wiatrową i fotowoltaiką. To technologie o największym potencjale inwestycyjnym. Przy czym najbardziej dla nas atrakcyjne pod kątem naszych możliwości inwestycyjnych są projekty już istniejące albo znajdujące się na bardzo zaawansowanym etapie rozwoju. Na

rynku takich projektów nie brakuje – podkreślił Arkadiusz Sekściński, Wiceprezes Zarządu PGNiG ds. Rozwoju. – Jednocześnie zamierzamy budować również własne kompetencje deweloperskie w tym obszarze, rozwijając m.in. projekty instalacji fotowoltaicznych na obiektach i terenach należących do Grupy PGNiG – dodał.

PGNiG postrzega OZE jako stabilizator wyników finansowych. Odnawialne źródła energii nie wykazują wrażliwości na wahania cen węgla i węgla, pod których silnym wpływem znajdują się takie segmenty działalności Grupy PGNiG jak Poszukiwanie i Wydobycie oraz Obrót i Magazynowanie.

– Dzisiaj wysyłamy sygnał do inwestorów, który pokazuje, co chcemy zrobić, aby nasz model biznesowy był jeszcze bardziej zrównoważony i odporny na wahania otoczenia rynkowego. Będziemy sondować rynek OZE i szukać takich inwestycji, które zapewnią nam zarówno odpowiednią stopę zwrotu, jak i stabilne przepływy pieniężne. W tym celu zamierzamy przeznaczyć na najlepsze projekty nawet do 4 mld zł. W ramach tej kwoty będziemy uruchamiać nowe inicjatywy, ale także skupować z rynku funkcjonujące już projekty – skomentował Przemysław Waclawski, Wiceprezes PGNiG ds. Finansowych.

PGNiG już prowadzi symulacje inwestycyjne i będzie dążyć do nawiązania współpracy z potencjalnymi partnerami. Spółka nie wyklucza pierwszych decyzji inwestycyjnych w obszarze OZE jeszcze przed aktualizacją strategii.



Udany I kwartał Grupy Kapitałowej PGNiG

Prawie 13,8 mld zł przychodów, 0,78 mld zł zysku netto i wzrost sprzedaży gazu ziemnego o 7 proc. – mimo niesprzyjającego otoczenia gospodarczego w I kw. 2020 r. GK PGNiG osiągnęła solidny wynik finansowy i poprawiła wyniki operacyjne.

W pierwszym kwartale 2020 roku Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA uzyskało 13,8 mld zł przychodów (–4 proc. r/r), wynik EBITDA wyniósł blisko 2,1 mld zł (–6 proc. r/r), a zysk netto osiągnął 0,78 mld zł i był niższy rok do roku o 29 procent. Spadek dwóch ostatnich wskaźników był efektem dokonania odpisów aktualizujących na majątku trwałym związanym z wydobyciem ropy naftowej i gazu ziemnego

w Polsce i za granicą. Gdyby nie odpis księgowy, wynik EBITDA w 1 kw. 2020 byłby o 29 proc. wyższy niż rok wcześniej.

– Dane za I kwartał 2020 roku pokazują, że PGNiG jest firmą o stabilnych fundamentach biznesowych. Osiągnęliśmy dobry wynik mimo gwałtownego spadku cen węgla i węgla, stosunkowo ciepłej zimy i początków epidemii koronawirusa w Polsce. Dzięki solidnym podstawom możemy dalej rozwijać działalność w kraju i zagranicą oraz spokojnie pracować nad aktualizacją Strategii Grupy Kapitałowej PGNiG – powiedział Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG SA.

Poszukiwanie i Wydobycie

Segment odnotował stabilne wyniki operacyjne, jednak znalazł się pod presją spadających notowań węgla i węgla. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej wyniosło odpowiednio 1,16 mld m sześć. i 325 tys. ton i było praktycznie na tym samym poziomie co rok wcześniej. Przychody segmentu spadły o 26 proc. rok do roku do blisko 1,3 mld zł wskutek niższych cen węgla i węgla – w I kw. 2020 r. średnia 3-miesięczna cena ropy naftowej Brent była niższa o 20 proc. r/r, a ceny gazu na Towarowej Giełdzie Energii spadły aż o 40 proc r/r. Jednak na wyniku segmentu Poszukiwanie i Wydobycie zaważył przede wszystkim odpis na majątku trwałym w wysokości 0,8 mld zł, który również był konsekwencją sytuacji na światowych giełdach towarowych.

Obrót i Magazynowanie

Bardzo dobre wyniki uzyskał segment Obrót i Magazynowanie. Wolumen sprzedaży gazu ziemnego poza Grupę Kapitałową PGNiG w segmencie wyniósł około 10,3 mld m sześć. i był wyższy niż przed rokiem o 7 procent. Wzrost sprzedaży gazu odnotowały wszystkie spółki z Grupy prowadzące handel tym paliwem. Szczególnie warto zwrócić uwagę na wolumen eksportu – w I kw. 2020 r. PGNiG sprzedało za granicę prawie 0,7 mld m sześć. gazu, czyli trzykrotnie więcej niż rok temu.

Mimo wzrostu sprzedaży, przychody segmentu były niższe niż przed rokiem o 6 proc. i wyniosły ponad 11,0 mld zł, co było efektem spadku cen węgla i węgla. Przełożyło się to jednak także na niższe koszty pozyskania gazu na cele handlowe. Z tej perspektywy szczególnie istotny był wyrok Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie z 30 marca 2020 roku, który przyznał PGNiG rację w sporze cenowym z Gazpromem i zmienił sposób ustalania ceny dostaw paliwa gazowego w kontrakcie jamalskim. Nowa formuła cenowa jest w istotny sposób powiązana z notowaniami gazu na rynkach zachodnioeuropejskich i została zastosowana do

bieżących rozliczeń już w stosunku do dostaw zrealizowanych w marcu tego roku.

Skonsolidowany zysk operacyjny Obrotu i Magazynowania bez uwzględnienia amortyzacji sięgnął w pierwszym kwartale 2020 roku ponad 0,9 mld złotych, co oznacza diametralną poprawę w stosunku do analogicznego okresu 2019 r., kiedy wskaźnik ten wyniósł -71 mln zł. Zasadniczy wpływ na poziom EBITDA segmentu miał dodatni wynik na realizacji instrumentów zabezpieczających.

Dystrybucja

Wolumen dystrybucji gazu wyniósł 3,96 mld m sześć., co oznacza 2 proc. wzrostu r/r. Stało się tak mimo cieplej zimy – średnia temperatura kwartału była o prawie 1,2 stopnia Celsjusza wyższa niż przed rokiem. Przychody segmentu pozostały stabilne i wyniosły 1,4 mld złotych. O 17 proc., do 0,63 mld zł, spadły koszty operacyjne, co było jednak efektem wdrożenia nowych zasad bilansowania systemu handlowego w dystrybucji gazu ziemnego, które obowiązują od 1 stycznia 2020 roku. Finalnie poziom EBITDA był wyższy o 22 proc. i wyniósł prawie 0,8 mld zł.

Wytwarzanie

Stosunkowo wysokie temperatury w I kw. 2020 r. spowodowały spadek wolumenu sprzedaży ciepła w segmencie Wytwarzanie o 5 proc. r/r do 16,1 PJ, co jednak zrekompensowały wyższe ceny sprzedaży. W efekcie przychody ze sprzedaży ciepła wzrosły o 2 proc. rok do roku do ponad 0,5 mld zł. W przypadku energii elektrycznej sprzedaż wyniosła 1,38 TWh i była niższa niż przed rokiem o 9 procent, a przychody ze sprzedaży energii elektrycznej spadły o 3 proc. rok do roku.

W sumie łączne przychody i poziom EBITDA segmentu Wytwarzanie wzrosły odpowiednio o 2 proc. r/r do poziomu blisko 1,0 mld zł i o 4 proc. r/r do ponad 0,4 mld złotych.

Biuro Public Relations
PGNiG SA



Zgoda Szwecji na Baltic Pipe

Zakończył się proces uzyskiwania zezwoleń na budowę gazociągu Baltic Pipe. Rząd szwedzki zatwierdził wniosek strony polskiej o zgodę na ułożenie gazociągu w swojej wyłącznej strefie ekonomicznej. Odcinek ten ma długość 85 km. Wcześniej, w październiku ub. roku taką zgodę wydała Dania, a w kwietniu br. wojewoda za-

chodniopomorski wydał pozwolenie na budowę odcinka końcowego do Niechorza.

Przewiduje się, że w I połowie przyszłego roku statki specjalistyczne firmy *Saipem* rozpoczną przygotowania trasy 275-kilometrowego rurociągu, a w drugim półroczu rozpocznie się układanie rur.



Dostawa ropy z USA dla Białorusi

„Pierwsza dostawa ropy naftowej z USA zostanie wysłana w tym tygodniu wykonując zobowiązania z lutego. Wysyłka jest realizowana przez *United Energy Trading* przy współpracy firmy *Getka* i polskiego *UNIMOTU*. Ta transakcja wzmacnia białoruską suwerenność i niezależność pokazując gotowość USA do zaoferowania możliwości handlu firmom amerykańskim zainteresowanym wejściem na rynek białoruski”. Takie oświadczenie złożone 15 maja br. przez sekretarza stanu Mike Pompeo świadczy o randze i znaczeniu tego wydarzenia. M. Pompeo dodał, że USA będą nakłaniały Białoruś do rozszerzenia dostępu i kontaktów z biznesem amerykańskim i rynkiem i odjęła reformy liberalizujące handel zagraniczny i ukierunkowujące go na gospodarkę rynkową, niezbędne w procesie akcesji do Światowej Organizacji Handlu (WTO).

Mimo zakończenia sporu z Rosją w sprawie cen ropy rząd białoruski postanowił zdywersyfikować import ropy. W kwietniu br. Białoruś zakupiła po raz pierwszy ropę z Arabii Saudyjskiej przeznaczoną dla państwowego zjednoczenia *Bielneftiechim*.



Sondowanie stanowisk przed spotkaniem OPEC+

Komunikat Kremla z 27 maja informuje o telekonferencji W. Putina z następcą tronu Arabii Saudyjskiej Mohammedem bin Salmanem poświęconej „dalszej współpracy” w zakresie ograniczeń wydobycia ropy. Podkreślono znaczenie wspólnych wysiłków w osiągnięciu porozumienia wewnątrz OPEC+ w kwietniu br. Rozmówcy zgodzili się, że potrzebna jest dalsza ścisła współpraca w tej sprawie za pośrednictwem ministrów energii w celu przezwyciężenia zastoju na rynku ropy dotkniętym nadprodukcją i pandemią.

Rozmowy rosyjsko-saudyjskie są przygotowaniem do telekonferencji OPEC+, która ma się odbyć w drugiej dekadzie czerwca, aby przedys-

kutować dalszą politykę. Zgodnie z obowiązującym porozumieniem ograniczenia wydobycia mają być złagodzone od lipca. Przymuszalnie rozważana będzie kontynuacja tych samych limitów o 1-2 miesiące.

Z kolei 1 czerwca odbyła się rozmowa prezydentów Trumpa i Putina dotycząca przede wszystkim następnego spotkania grupy G-7 i ewentualnego jej rozszerzenia, ale poruszono także sprawy związane z bliskim spotkaniem OPEC+, ograniczeniami wydobycia ropy i walce z koronawirusem. Rozmówcy zgodzili się, że porozumienie OPEC+ prowadzi do stopniowego przywracania popytu na ropę i stabilizacji cen.

Proponowane przez D. Trumpa rozszerzenie grupy G-7 obejmuje Rosję, Indie, Australię i Koreę Południową. Jest dość nieoczekiwanym gestem w stronę Rosji, która została wykluczona w 2014 r. po aneksji Krymu. Wielka Brytania i Kanada są przeciwne ponownemu przyjęciu, Niemcy wyraziły pogląd, że nie powinno się teraz zmieniać formatu grupy, Japonia nie zajęła jeszcze stanowiska.

Najnowsza informacja sugerująca kierunek ewentualnych zmian na posiedzeniu OPEC+ to wiadomość z 3 czerwca. Liderzy Arabii Saudyjskiej i Rosji zawarli wstępne porozumienie o wydłużeniu obecnego ograniczenia wydobycia o jeden miesiąc. Zastrzegają się, że jest to porozumienie warunkowe i kraje, które nie wypełniają w całości warunków porozumienia mającego być przeciwnie.



Zróżnicowane reakcje na obowiązkowe redukcje wydobycia ropy w Rosji

Rosja będąca aktywnym uczestnikiem grupy OPEC+ zobowiązała się do ograniczenia wydobycia ropy od 1 maja br. o 1,15 mln t/d. Agencja *Reuters* informując o wielkości bieżącej produkcji zwraca uwagę na fakt, że porozumienie dotyczy tylko ropy, nie obejmuje natomiast kondensatu, którego wydobycie wynosi w Rosji od 98 do 108 tys. t/d w całkowitej produkcji szacowanej na ok. 1,28 mln t/d. Według danych ministerstwa energii wydobycie w kwietniu wyniosło 1,54 mln t/d, a w maju 1,28 mln t/d, czyli powyżej uzgodnień OPEC+. Ministerstwo poinformowało jednocześnie, że wystosowało zalecenia dla firm naftowych, aby zmniejszyć wydobycie o 20%, także w dużych projektach z udziałem firm zagranicznych. W regionie Chanty-Mansijsk, jednej z najważ-

niejszych prowincji zredukowano wydobycie o 15%, do 544 tys. t/d, ale równocześnie zapelowało do innych regionów, aby podjęły takie same decyzje. To wezwanie nie spotkało się raczej z aprobatą, bo minister energii Kraju Krasnojarskiego, również ważnej prowincji produkcji ropy, zarządzanej przez *Rosneft*, odmówił współdziałania. Powiedział dziennikarzowi *Reutersa*, że produkcja regionu już teraz jest poniżej planowanych wielkości, wiele złóż wyczerpuje się i nie będzie obniżenia wyników produkcyjnych w innych strefach. Realizacja takich niepopularnych posunięć, które grożą lokalnym ośrodkom utratą miejsc pracy i przychodów nie przebiega w Rosji tak sprawnie jak np. w Arabii Saudyjskiej czy Katarze, gdzie jest jeden państwowy monopolista i jego polecenia nie mogą być kwestionowane.



Największe złożo gazu odkryte po 2005 r.

W Zjednoczonych Emiratach Arabskich na pograniczu Dubaju i Abu Zabi odkryto złożo gazu Jebel Ali o zasobach szacowanych na 2,2 bln m³ jak poinformował premier ZEA Mohammed bin Rashid Al-Maktourn. Jak przypomina agencja *Wood Mackenzie*, jest to największe odkrycie gazowe od momentu odkrycia 15 lat temu złoża Galkynysz w Turkmenistanie. Szacowane zasoby stawiają je na czwartym miejscu na Bliskim Wschodzie po złożu North w Katarze, South Pars w Iranie i Bab w Abu Zabi. Operator, którym jest *ADNOC* odniósł sukces w kolejnym, dziesiątym odwiercie wykonanym na strukturze.

Dubaj dąży do samowystarczalności w zapotrzeniu w gaz do 2030 r. i Jebel Ali może przerwać uzależnienie od importu z Kataru, z którym od 2,5 roku jest w konflikcie dyplomatycznym i może pokryć krajowe zapotrzebowanie na gaz ziemny przez trzy dekady. Zlože będzie zagospodarowane przez *ADNOC* wspólnie z *Dubai Supply Authority*.

Zjednoczone Emiraty Arabskie, członek OPEC i ważny eksporter ropy chce włączyć gaz ziemny i inne źródła energii do programu dywersyfikacji zapewniającego bezpieczeństwo dostaw. Dubaj z kolei buduje elektrownie jądrowe, słoneczne i węglowe niezbędne do pokrycia potrzeb energetycznych rozwijającego się centrum biznesowego i ośrodka turystyki na Bliskim Wschodzie.



Czy Międzynarodowa Agencja Energetyczna działa opieszale?

Grono ponad 60 sygnatariuszy, m. in. *Institutional Investors Group on Climate Change*, wystosowała list otwarty do dyrektora Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) Fatiha Birola o zajęcie bardziej zdecydowanej postawy w sprawach klimatycznych. Oceniając obecną sytuację i działania, które będą podjęte po wygaśnięciu pandemii COVID-19 sygnatariusze postulują wypełnianie kryteriów paryskiego porozumienia klimatycznego i zatrzymanie wzrostu temperatury o 1,5°C.

MAE potwierdza, że takie dezyderaty i apele nadchodzą od rządów, aby problemy czystej energii umieścić jako podstawę w pakietach ekonomicznych stymulujących gospodarkę. W ub. roku oskarżano F. Birola, że toleruje używanie przez koncerny naftowe szyldu MAE i jej flagowego raportu *World Energy Outlook* do usprawiedliwienia dalszych inwestycji. Dyrektor zaprzeczył i stwierdził, że MEA współpracuje przy podejmowaniu kluczowych decyzji inwestycyjnych.

Autorzy listu chcą, aby F. Birol nakreślił wyraźną ścieżkę do zapewnienia limitu 1,5°C. Poprzednio taki list wystosował zespół klimatyczny, który powołała b. sekretarz ONZ ds. klimatu Christiana Figueres. Jak podaje agencja *Rystad Energy*, generalnie nakłady na źródła odnawialne zmniejszyły się, tylko jedna z wielkich firm naftowych zdecydowała o poważnych inwestycjach w zieloną energię. Jest nią norweski *Equinor*, który przeznaczył na ten cel 10 mld dolarów, co stanowi 57% kwoty 17,5 mld dolarów jak ma być wydatkowana w całym sektorze energii odnawialnej. Jedną z największych inwestycji *Equinora* jest kompleks farm wiatrowych Dogger Bank w sektorze brytyjskim Morza Północnego.



Spadek eksportu LNG z USA

Po raz pierwszy od dekady ceny gazu skroplonego są wyższe w USA niż w Europie. Jest to tendencja światowa wywołana zatrzymaniem wielu dziedzin gospodarki z powodu epidemii koronawirusa i obejmuje również gaz przewodowy. Ta sytuacja wpłynęła także na obroty LNG i spowodowała zakrojone na dużą skalę anulowanie kontraktów na dostawy. Dotyczą one przede wszystkim dostaw *futures* z USA przez kontrahentów z Azji i Europy na czerwiec i lipiec, ale obserwatorzy rynku spodziewają się

dalszych rezygnacji. Spadł też popyt wewnętrzny. Dopływ gazu do terminali eksportowych z najwyższego poziomu 268 mln m³/d pod koniec marca do 158 mln m³/d w końcu maja (najmniej od 6 miesięcy), chociaż ciągle jest to powyżej średniej z ub. roku w wysokości 141 mln m³/d. Spadek eksportu LNG jest znaczny i wyniósł 41%.

Zawirowania nastąpiły też na rynku przewozów LNG. W styczniu dostępne były 74 zbiornikowce transportujące LNG z USA, w kwietniu ta liczba spadła do 62, ponieważ w lutym i w marcu wielu przewoźników zleciło podstawienie statków do załadunku spodziewając się zwiększenia globalnego popytu i wzrostu cen. Te rachuby nie sprawdziły się i pełne tankowce czekają na poprawę koniunktury.



Spadek wydobycia ropy z łupków w USA

Rysuje się poważne załamanie w wydobyciu ropy z łupków, które podwoiło się od 2013 r. Jak podaje Agencja Informacji Energetycznej (*IEA-Information Energy Administration*), produkcja ropy z 7 najważniejszych formacji łupkowych wyniesie w czerwcu 1060 tys. t/d, o 26,8 tys. t/d mniej w porównaniu z poprzednim miesiącem. Jest to najniższe wydobycie od sierpnia 2018 r. W basenie permskim, który jest głównym zagłębiem eksploatacji ropy z łupków, spadek będzie największy. W maju było to 595 tys. t/d, w czerwcu będzie to 583 tys. t/d.

Zmniejszenie produkcji dotyczy też gazu z łupków. W porównaniu z wydobyciem w maju wynoszącym 2,32 mln m³/d, w czerwcu ma to być 2,3 mln m³/d gazu. Przeszło 1/3 gazu z łupków jest wydobywana z Appalachów i tam też spadek jest zauważalny, bo w sekwencji maj-czerwiec jest to 924,7 mln m³/d i 920 mln m³/d gazu. Podobnie jak w całym kraju zmniejsza się liczba urządzeń wiertniczych wykonujących otwory w formacjach łupkowych, ale poważniejszym sygnałem jest duża liczba otworów niezakończonych, odwierconych, ale bez zagłowiczenia, wynosząca 7617 odwierców. Są to poważne zaległości, trudne do szybkiego nadrobienia, gdyby nastąpiła poprawa koniunktury, z powodu zmniejszenia potencjału firm serwisowych.



Badania sejsmiczne w rejonie Labradoru i Nowej Fundlandii

Norweski PGS otrzymał duży kontrakt na morskie badania sejsmiczne we wschodniej Kanadzie o łącznej powierzchni 10000 km². Są to trzy zdjęcia 3-D zlokalizowane w rejonie będącym od dłuższego czasu przedmiotem zainteresowania firm naftowych. Zdjęcie Torngat o powierzchni 3000 km² stanowi uzupełnienie zdjęcia z 2019 r. powiększając rozpoznany obszar do 6600 km². Zdjęcie Blomidon o powierzchni 4000 km² znajduje się w pobliżu Nowej Fundlandii. Najdalej wysunięte jest zdjęcie South Bank blisko Nowej Szkocji o powierzchni 3000 km² rozpoczynające rozpoznanie sejsmiczne tego rejonu. Badania będą wykonywane w okresie czerwiec-wrzesień tego roku przy wykorzystaniu statków „Ramform Atlas” i „Ramform Titan” w technologii Geo Streamer 3D. PGS zapowiada udostępnienie wstępnych wyników badań jeszcze w tym roku, a końcowe opracowanie zostanie dostarczone na początku 2021 r.

W maju PGS zakończył prace w basenie wschodnich Szetlandów. Było to bardzo skomplikowane zadanie ze względu na liczne strefy wyłączności w pobliżu wysp, zacumowanych jednostek FPSO, platform wiertniczych i eksploatacyjnych, jednak uzyskano bardzo dobrą jakość pokrycia. Wstępne opracowanie wyników będzie dostępne w sierpniu br. Statek „Ramford Tethys” wykonujący badania został skierowany na Morze Barentsa do basenu Hammerfest.



Nowe złoża gazu na szelfie półwyspu Jamał

Jak informuje Gazprom, na szelfie Morza Karskiego w pobliżu półwyspu Jamał odkryto złoża gazu o zasobach wydobywalnych przekraczających 200 mld m³. W wierceniu na strukturze Skuratowskaja uzyskano przypływ 746 tys. m³/d gazu. Nowe złożo otrzymało nazwę „75 Lat Zwycięstwa” i zostało zarejestrowane w Federalnej Agencji Zasobów Mineralnych. W ub. roku w tej samej strefie odkryto również dwa mniejsze złoża gazu: Dinkow i Niarmiejskoje.

Jerzy Zagórski

Źródła: Baker Hughes, Bundesnetzagentur, CIRE, Gazpromflot, Hart Energy, Neptune Energy, Nord Stream 2 AG, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Reuters, S&P Global Platts, World Oil.



LOTOS Kolej będzie transportować paliwo lotnicze dla wojska

Należąca do Grupy Kapitałowej LOTOS spółka LOTOS Kolej podpisała czteroletni kontrakt na przewozy paliwa lotniczego F-34 dla Sił Zbrojnych RP. To kolejna umowa lidera kolejowych przewozów towarów niebezpiecznych z polskim wojskiem.

Spółka LOTOS Kolej będzie brała udział w łańcuchu logistycznym mającym na celu zaopatrzenie w paliwo baz lotniczych na terenie całego kraju, m.in. w Krakowie, Warszawie, Łasku, Krzesinach i Powidzu. Siły Zbrojne RP mają wykorzystywać paliwo lotnicze na każdym obszarze działań polskich Sił Powietrznych - od szkoleń i ćwiczeń typu DRAGON, EAGLE TALON czy ASTRAL KNIGHT aż do zadań operacyjnych m.in. w ramach misji NATO Baltic Air Policing.

Spółka LOTOS Kolej transportuje paliwo lotnicze dla Sił Zbrojnych RP już od 2016 roku. Nowa umowa podpisana z 2. Regionalną Bazą Logistyczną RP przewiduje przewiezienie niemal trzykrotnie wyższego wolumenu.

– Spółka spełnia wszelkie normy bezpieczeństwa wymagane w przewozach towarów wysokiego ryzyka, a wykwalifikowani, doświadczeni pracownicy zapewniają wysoką jakość realizowanych usług. Cieszę, że możemy kontynuować współpracę z naszym strategicznym partnerem biznesowym – podkreśla Jaromir Falandysz, wiceprezes Zarządu LOTOS Kolej.

LOTOS Kolej od początku działalności specjalizuje się w przewozach paliw, zapewniając kompleksową obsługę logistyczną spółek Grupy Kapitałowej LOTOS, również LOTOS Air-BP, która jest dostawcą specjalistycznego paliwa JET wykorzystywanego w transporcie lotniczym.

– Zawarcie umowy ramowej na przewóz paliwa lotniczego F-34 cysternami kolejowymi na potrzeby Sił Zbrojnych RP jest gwarantem zabezpieczenia logistycznego jednostek wojskowych sił powietrznych kraju zarówno w czasie realizacji zadań szkoleniowych jak również na poligonach. Wykonawca Spółka LOTOS Kolej Sp. z o.o. jako sprawdzony w realizacji dotychczasowych umów partner logistyczny jest gwarantem terminowego i profesjonalnego świadczenia usługi, co zapewnia realizację zadań przez siły powietrzne kraju – mówi płk Andrzej Magiera, Zastępca Komendanta 2. Regionalnej Bazy Logistycznej.

LOTOS Kolej jest największym polskim przewoźnikiem kolejowym w zakresie trans-

portu towarów niebezpiecznych, w tym przede wszystkim paliw płynnych oraz produktów ropopochodnych i chemicznych.



Platformy i statki w zasięgu systemu TETRA

LOTOS Petrobaltic wspólnie z partnerem – firmą Enspirion – uruchomił w połowie maja stację bazową systemu łączności krytycznej TETRA na platformie wydobywczej Baltic Beta. Zainstalowana infrastruktura zapewnia alternatywną łączność radiową i telefoniczną dla statków oraz pozostałych platform zlokalizowanych na Bałtyku.

Stacja bazowa Motorola MTS1 zainstalowana na platformie wydobywczej Baltic Beta (zlokalizowanej na złożu B3) jest kolejną funkcjonującą w ramach sieci łączności radiowej w standardzie TETRA. Pozwala ona na udostępnienie sygnału sieci w promieniu ok. 21 mil morskich od platformy, czyli blisko 40 km. Zwiększony zasięg systemu umożliwia prowadzenie rozmów w jakości cyfrowej na obszarach złożów B3 i B8 między załogami platform, statków, a także z dyspozytorami pracującymi w bazie lądowej LOTOS Petrobalticu oraz Morską Służbą Poszukiwania i Ratownictwa SAR, która również jest użytkownikiem tego systemu.

– Zależy nam na poprawie bezpieczeństwa polskiej strefy ekonomicznej na Bałtyku, która jest obszarem działalności naszej firmy. Dlatego konsekwentnie rozwijamy współpracę w zakresie wykorzystania łączności krytycznej TETRA. Ogromnym atutem tego systemu jest doskonała jakość i pewność połączeń, co w służbie morskiej ma ogromne znaczenie właśnie przede wszystkim ze względów bezpieczeństwa – mówi Grzegorz Strzelczyk, prezes Zarządu LOTOS Petrobaltic.

Na podstawie umowy podpisanej z LOTOS Petrobaltic w maju 2019 r., Enspirion przeprowadził próbną eksploatację Usługi łączności Krytycznej TETRA na Bałtyku. Testy wykazały konieczność zwiększenia zasięgu poprzez lokalizację stacji bazowej na jednej z platform. Poza tym TETRA zbudowana przez Energa Operator S.A. jako system funkcjonujący na lądzie, została oceniona jako system świetnie sprawdzający się również na morzu, zapewniając niezawodną komunikację w sytuacjach kryzysowych oraz w bieżącej pracy.

TETRA jest standardem cyfrowej radiowej łączności dyspozytorskiej, który zapewnia nieprzerwaną, szyfrowaną łączność głosową

i transmisję danych. System przeznaczony jest dla odbiorców potrzebujących niezawodnej łączności dyspozytorskiej, między innymi dla sektora energetyki, służb bezpieczeństwa, ratownictwa, transportu czy utrzymania infrastruktury krytycznej.

Dział Komunikacji Zewnętrznej,
Grupa LOTOS S.A.



Grupa ORLEN umocni się na rynku chińskim

Bezpośrednią sprzedażą produktów Grupy ORLEN na perspektywnym chińskim rynku zajmie się spółka ORLEN China. Oficjalne otwarcie planowane jest w drugim półroczu tego roku. Pierwszy etap działalności obejmie sprzedaż olejów silnikowych, które do tej pory dystrybuowane były w Chinach za pośrednictwem zewnętrznych partnerów. Zmiana modelu sprzedaży w oparciu o własną spółkę pozwoli w ciągu najbliższych trzech lat wygenerować kilkukrotnie wyższy zysk operacyjny niż obecnie.

– Sukcesywnie zwiększamy eksport naszych produktów. Ponad 60 procent przychodów PKN ORLEN pochodzi z rynków zagranicznych. Powołanie ORLEN China to strategiczna decyzja, której celem jest wzmocnienie pozycji Koncernu na perspektywnym rynku chińskim, ale i w sąsiednich krajach. Zbudowanie własnych kompetencji sprzedażowych na rynku chińskim umożliwi nie tylko zwiększenie sprzedaży, ale też optymalizację kosztów i terminów dostaw. Obecnie w samej Azji nasze produkty eksportujemy do 20 krajów. Co ważne, wraz ze wzmacnianiem kompetencji sprzedażowych, ORLEN China może stać się platformą do plasowania na azjatyckim rynku innych produktów, w tym petrochemicznych – mówi Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

ORLEN China będzie centrum kompetencji sprzedażowych (w tym e-commerce), marketingowych, logistycznych i spedycyjnych na rynku chińskim. Spółka będzie zarejestrowana w mieście Suzhou (prowincja Jiangsu) na wschodzie Chin. Na pierwszym etapie będzie prowadzić działalność w prowincji Jiangsu oraz prowincjach sąsiadujących. Prowincja Jiangsu,

zamieszkiwana przez ponad 80 mln ludzi, jest ważnym ośrodkiem przemysłowym, z rozwiniętym przemysłem maszynowym, elektronicznym i samochodowym. Prowincja jest również liderem w tworzeniu specjalnych stref rozwoju, których posiada ponad 150. Strefy te koncentrują bezpośrednie inwestycje zagraniczne, międzynarodowy handel oraz innowacje technologiczne.

Produkty Grupy ORLEN oferowane są w Chinach od 2016 roku. Obecnie sprzedaż olejów silnikowych (oleje Paltinum) na tamtejszym rynku opiera się na współpracy ORLEN Oil z lokalnymi dystrybutorami. Zasięg sprzedaży obejmuje wschodnią część Chin – głównie prowincję Jiangsu i prowincję ościenne oraz okolice portu Szanghaj. Według szacunków koncernu, zmiana modelu sprzedaży olejów, w oparciu o własną spółkę, pozwoli w ciągu najbliższych trzech lat wygenerować kilkukrotnie wyższy zysk operacyjny niż w przypadku kontynuowania dotychczasowego modelu sprzedaży.

Wskaźniki ekonomiczne, mimo pandemii COVID-19, wskazują na ogromny potencjał chińskiej gospodarki. Liczba samochodów przypadających na stu mieszkańców jest w Chinach niemal trzykrotnie niższa niż w Unii Europejskiej, z wyraźną tendencją wzrostową. W latach 2007-2017 Chiny odnotowały najwyższy na świecie, wynoszący 55%, wzrost zużycia środków smarnych. Sprzedaż produktów ORLEN Oil w Chinach również odnotowywała najwyższe wzrosty spośród wszystkich rynków azjatyckich, na których Koncern prowadzi działalność eksportową. W latach 2016-2019 nasze łączne wolumeny sprzedaży środków smarnych wzrosły na tym rynku niemal 20-krotnie.

Grupa Kapitałowa ORLEN jest obecna w 116 państwach na 6 kontynentach. W Azji produkty koncernu sprzedawane są w 20 krajach przez kilka spółek należących do Grupy, m.in. ORLEN Oil. Rynki azjatyckie charakteryzują się wysoką dynamiką rozwoju gospodarczego – w ostatnim roku odnotowały najwyższy wzrost PKB ze wszystkich kontynentów.



ANWIL z Grupy ORLEN zwiększy moce produkcyjne

Spółka ANWIL, należąca do Grupy ORLEN, zgodnie z planem realizuje budowę trzeciej linii do produkcji nawozów azotowych, która zwiększy o ok. 50 procent jej zdolności produkcyjne, a tym samym konkurencyjność wobec zagranicznych producentów. Wartość strategicznej

dla firmy i największej w województwie kujawsko-pomorskim inwestycji, która istotnie wzmocni polską gospodarkę, szacowana jest na ok. 1,3 mld zł. Po realizacji projektu powstanie 100 nowych miejsc pracy, a zysk operacyjny EBITDA wrocławskiej spółki może wzrosnąć, według prognoz, o blisko 245 mln zł rocznie. Teren inwestycji odwiedził Andrzej Duda, Prezydent RP.

– Mam nadzieję że polska gospodarka szybko wróci na ścieżkę rozwoju. Jej siłą napędową są inwestycje realizowane przez rodzime firmy. ANWIL, spółka należąca do Grupy ORLEN, buduje kolejną linię do produkcji nawozów azotowych, która zwiększy jej możliwości produkcyjne, a co za tym idzie ochroni polski rynek przed napływem nawozów importowanych, głównie ze Wschodu. Inwestycja realizowana we wrocławskiej spółce będzie realnym wsparciem dla polskich rolników i wkładem Grupy ORLEN w zapewnienie Polsce bezpieczeństwa żywnościowego – mówi Andrzej Duda, Prezydent RP.

W ramach trzeciej linii nawozowej, której budowa rozpoczęła się rok temu, na terenie wrocławskiej firmy powstaną nowoczesne instalacje produkcyjne ciągu nawozowego. Inwestycja obejmuje instalację kwasu azotowego i neutralizacji, instalację granulacji oraz infrastrukturę pomocniczą.

– ANWIL jest bardzo ważnym aktywem w Grupie ORLEN, a wzmocnienie jego pozycji na europejskim rynku to jeden z naszych priorytetów. Dlatego realizujemy strategiczną, a zarazem jedną z największych pod względem wartości, inwestycję w historii wrocławskiej firmy, także od czasu przejścia w 2012 roku 100 proc. jej akcji przez Grupę ORLEN. Budowa trzeciej linii do produkcji nawozów azotowych przebiega zgodnie z założonym harmonogramem. To istotne, ponieważ zakres prowadzonych działań jest szeroki i zaangażowanych jest w nie wielu krajowych, a także zagranicznych wykonawców. Nowa inwestycja to korzyści dla Grupy ORLEN i ANWILu, a przede wszystkim dla polskiej gospodarki i polskich rolników. Po zakończeniu projektu, co nastąpi w połowie 2022 roku, zapewnimy im dostęp do zwiększonego wolumenu produktów spełniających najwyższe światowe standardy – mówi Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

Realizowana inwestycja umocni pozycję ANWILu nie tylko na rynku nawozów, ale także jako największego pracodawcy w regionie. Po jej zakończeniu zatrudnienie w spółce znajdzie kolejne 100 osób. Korzyści odniesie cała lokalna społeczność. ANWIL jest jednym z największych płatników podatków w województwie kujawsko-pomorskim. Za 2019 rok spółka odprowadziła ponad 100 mln zł podatku, z czego

przeszło 43 mln zł zostało w regionie. W związku z rozwojem aktywów produkcyjnych kwota może wzrosnąć nawet o około 50 mln zł rocznie.

Dzięki inwestycji zdolności produkcyjne ANWILu wzrosną z 966 tys. ton do 1 461 tys. ton rocznie, a portfolio produktowe firmy wzbogaci się o cztery rodzaje nawozów – saletrę grubą, saletrosiarczan amonu, saletrzak z siarką i saletrzak z magnezem o ulepszonych własnościach granulacji. Zwiększenie liczby produktów nawozowych zabezpieczy ANWIL na wypadek ewentualnego wprowadzenia w przyszłości zakazu obrotu saletrą amonową w Unii Europejskiej.

Na terenie budowanej instalacji kwasu azotowego i neutralizacji do tej pory wykonano szereg prac ziemnych. Przygotowano zaplecze pod prefabrykację rurociągów, odbyło się też palowanie w miejscu, gdzie stanie turbozespół i komin. Zakończyły się prace wylewania fundamentów pod zbiornik kwasu azotowego i kolumny absorpcyjnej. Jej elementy docierają do wrocławskiej spółki i trwa ich spajanie. W ramach inwestycji powstanie również magazyn surowców. Wykonywane są też prace związane z powstaniem infrastruktury pomocniczej, koniecznej do prawidłowego funkcjonowania instalacji.

Włocławska firma rozpoczęła produkcję nawozów 48 lat temu, a pierwszą tonę saletry amonowej wytworzyła już 17 grudnia 1971 roku. Od lat 90. instalację do produkcji saletry systematycznie modernizowano, natomiast w 2000 roku uruchomiono instalację do wytwarzania saletrzaku. Na początku 2019 roku firma wyprodukowała 30-milionową tonę nawozów azotowych. Obecne moce wytwórcze stawiają ANWIL na drugim miejscu w Polsce.

Biurowe Prasowe
PKN ORLEN



GAZ-SYSTEM przesłał 20,5 mld m³ gazu w ubiegłym roku

Spółka podsumowała 2019 rok ilością ponad 20 mld m³ przesłanego paliwa. Poprzedni rekord zanotowano w 2017 r. i wyniósł 19,7 mld m³.

Ten znaczący wzrost został osiągnięty pomimo faktu, że dwie ostatnie zimy miały dość łagodny przebieg. Zwiększenie ilości przesyłu wynika przede wszystkim z rekordowego zainteresowania transportem gazu ziemnego na Ukrainę w ubiegłym roku (ok. 1,3 mld m³).

Tendencja wzrostu ilości transportowanego paliwa utrzymuje się od powstania GAZ-SYSTEM w 2004 r. W pierwszym roku istnienia spółka przesłała 14,6 mld m³, by po 15 latach osiągnąć rekordowe 20,5 mld m³.

– Największy wzrost wolumenu nastąpił w ostatnich pięciu latach. W ubiegłym roku naszą siecią popłynęło o ponad 1/5 gazu więcej niż w 2015 – powiedział Artur Zawartko, wiceprezes zarządu GAZ-SYSTEM. Obserwując aktualne trendy, należy spodziewać się zwiększenia ilości przesyłanego gazu w kolejnych latach, co będzie wynikać z transformacji sektora energetycznego, ciepłowniczego oraz procesu rozbudowy sieci gazowej w poszczególnych gminach w Polsce – dodał Zawartko.

Potwierdzeniem tych słów są podpisane umowy o przyłączenie do sieci z Elektrownią Dolna Odra (PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna 10 marca 2020 r.), Elektrociepłownią Czechnica (Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. 28 lutego 2020 r.), Elektrownią Grudziądz (ENERGA Wytwarzanie S.A. 7 czerwca 2019 r.) i Ciepłownią Kawęczyn (PGNiG TERMIKA S.A. 5 grudnia 2019 r.). GAZ-SYSTEM podpisał także porozumienie dotyczące przyłączenia Elektrowni Kozienice (Enea Wytwarzanie - 11 lutego 2020 r.). Jesienią zeszłego roku w Warszawie została przyłączona do sieci gazowej EC Żerań (PGNiG Termika) oraz w Toruniu rozbudowane przyłączenie dla EC Toruń.



Pierwszy odcinek gazociągu Zdzieszowice – Wrocław oddany do eksploatacji

GAZ-SYSTEM uzyskał pozwolenie na użytkowanie gazociągu Brzeg – Żębice – Kiełczów, który jest elementem inwestycji Zdzieszowice – Wrocław.

Wybudowany odcinek gazociągu o średnicy 1000 mm i długości ok. 49 km jest elementem gazowego Korytarza Północ-Południe. Gazociąg łączy zespół zaporowo-upustowy Kiełczów z węzłem gazowym Skarbimierz i gazociągiem relacji Zdzieszowice – Brzeg. W ramach inwestycji powstała wzdłuż gazociągu linia światłowodowa oraz infrastruktura niezbędna do jego obsługi.

„W czasie pandemii GAZ-SYSTEM podjął szereg działań mających na celu utrzymanie ciągłości prowadzenia inwestycji przy zapewnieniu standardów bezpieczeństwa pracownikom zarówno wykonawcy, nadzoru inwestorskiego jak

i naszej Spółki. Dzięki wdrożonym procedurom możemy zgodnie z planem oddać do eksploatacji pierwszy odcinek inwestycji Zdzieszowice – Wrocław” – powiedział Artur Zawartko, wiceprezes Zarządu GAZ-SYSTEM.

W ramach inwestycji zostały wybudowane trzy zespoły zaporowo-upustowe: w Nadolicach, Sobocisku i Godzikowicach oraz dwie stacje ochrony katodowej: w Śliwicach oraz Godzikowicach. Powstał także gazociąg o długości ok. 0,3 km od zespołu zaporowo-upustowego Godzikowice do istniejącej stacji pomiarowej w Godzikowicach.

Podczas budowy wykonano cztery przewierty HDD DN1000 o długości od 597 m do 1180 m i jeden przewiert Direct Pipe o długości 448 m – pod rzekami oraz drogą wojewódzką. Ponadto zrealizowano ponad trzydzieści mniejszych przecisków i przejść podziemnych, pokonując przeszkody terenowe na trasie gazociągu.

Korzyści z inwestycji

Gazociąg Zdzieszowice – Wrocław zwiększy przepustowość systemu przesyłowego w południowo-zachodniej Polsce. Dzięki połączeniu z gazociągami budowanymi na Górnym Śląsku i Podkarpaciu stanowi istotny element bezpieczeństwa energetycznego Polski. W ramach gazowego Korytarza Północ – Południe będzie można przesyłać gaz z Terminala LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu oraz w niedalekiej przyszłości z gazociągu Baltic Pipe na południe Polski i do krajów sąsiednich - na Słowację i Ukrainę. Większa dostępność niskiemisyjnego gazu dla energetyki i przemysłu przyczyni się do rozwoju gospodarczego tych regionów oraz pozwoli na poprawienie jakości powietrza. Ponadto GAZ-SYSTEM będzie corocznie płać każdej gminie na trasie gazociągu podatek od nieruchomości w wysokości do 2% wartości inwestycji na danym terenie, dzięki czemu możliwa będzie realizacja działań na rzecz społeczności lokalnej.

Koszty budowy oraz dofinansowanie z UE

Koszt budowy pierwszego odcinka gazociągu (Brzeg – Żębice – Kiełczów) szacowany jest na ok. 288 mln złotych. Na podstawie podpisanej w grudniu 2016 r. umowy, budowa gazociągu była dofinansowana przez Unię Europejską ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020. Dofinansowanie obejmujące cały gazociąg Zdzieszowice – Wrocław, łącznie z odcinkiem relacji Zdzieszowice – Brzeg, wynosi ponad 340 mln złotych.

Iwona Dominiak
Rzecznik Prasowy GAZ-SYSTEM



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



Kalendarium

17.06.2020 r. odbyło się Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITP NiG w Gdańsku, na którym podsumowano działalność Oddziału w mijającej kadencji 2016-2020 oraz wybrano władze na kadencję 2020-2024. Prezesem Oddziału został wybrany kol. Zbigniew Oskroba.

19.06.2020 r. odbyło się Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITP NiG w Tarnowie, na którym podsumowano działalność Oddziału w mijającej kadencji 2016-2020 oraz wybrano władze na kadencję 2020-2024. Prezesem Oddziału został wybrany kol. Jacek Surowiczko.

25.06.2020 r. odbyło się Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITP NiG w Czechowicach, na którym podsumowano działalność Oddziału w mijającej kadencji 2016-2020 oraz wybrano władze na kadencję 2020-2024. Prezesem Oddziału został ponownie wybrany kol. Mirosław Stec.

29.06.2020 r. odbyło się Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITP NiG w Gorlicach, na którym podsumowano działalność Oddziału w mijającej kadencji 2016-2020 oraz wybrano władze na kadencję 2020-2024. Prezesem Oddziału został wybrany kol. Stanisław Mitoraj.

30.06.2020 r. odbyło się Walne Zgromadzenie Sprawozdawczo-Wyborcze Delegatów Oddziału SITP NiG we Wrocławiu, na którym podsumowano działalność Oddziału w mijającej kadencji 2016-2020 oraz wybrano władze na kadencję 2020-2024. Prezesem Oddziału został wybrany kol. Dariusz Nojek.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

90 lat

Zygmunt Niewiadomski z Oddziału w Warszawie II

85 lat

Bogumił Ziajka z Oddziału w Krakowie
Anna Bręczewska z Oddziału w Poznaniu
Maria Fornal z Oddziału w Sanoku

75 lat

Jacenty Przybylski z Oddziału w Pile
Marek Mojak z Oddziału w Krośnie

70 lat

Jerzy Gajewy z Oddziału w Pile
Jadwiga Ida z Oddziału w Pile
Ryszard Filipowicz z Oddziału w Krakowie
Antoni Gajda z Oddziału w Tarnowie
Antoni Jezierski z Oddziału w Krakowie
Jerzy Torma z Oddziału w Sanoku
Kazimierz Dudek z Oddziału w Gorlicach
Jerzy Skrzyszowski z Oddziału w Sanoku
Alicja Osuch z Oddziału w Tarnowie
Ryszard Śliż z Oddziału w Krośnie
Janina Polańska z Oddziału w Katowicach

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

Walny Zjazd Delegatów Oddziału SITP NiG w Gdańsku



ODDZIAŁ W GDAŃSKU

Walny Zjazd Delegatów Oddziału SITP NiG w Gdańsku podsumowujący kadencję 2016-2020 odbył się 17 czerwca 2020 roku w siedzibie Pomorskiej Rady Federacji SNT NOT w Gdańsku. Wzięli w nim udział delegaci i członkowie ustępujących Władz Oddziału.



Prezes Zbigniew Oskroba nakreśla kierunki działania Oddziału na nową kadencję. Fot. arch. SITP NiG Oddział w Gdańsku



Prezes Zdzisław Nowak referuje sprawozdanie za ub. kadencję. Fot. arch. SITP NiG Oddział w Gdańsku



Przekazanie władzy nowemu Prezesowi. Fot. arch. SITP NiG Oddział w Gdańsku



Uczestnicy WZDO. Fot. arch. SITP NiG Oddział w Gdańsku



Uczestnicy Zjazdu. Fot. arch. SITP NiG Oddział w Gdańsku

Zjazd podsumował dokonania Stowarzyszenia w mijającej kadencji oraz nakreślił kierunki działania Oddziału na kolejną 4-letnią kadencję.

Podczas obrad wysłuchano referatu sprawozdawczego ustępującego Zarządu Oddziału, w którym została przedstawiona działalność i osiągnięcia Oddziału w kadencji 2016-2020. Referat został zaprezentowany przez Prezesa Zdzisława Nowaka.

Przewodniczący Komisji Rewizyjnej Oddziału Dariusz Stępniewski oceniając działalność w ubiegłej kadencji pozytywnie ocenił wypracowane, pomimo wielu problemów, efekty działania i postawił wniosek o udzielenie absolutorium ustępującemu Zarządowi Oddziału.

W przerwie obrad wszyscy uczestnicy Zjazdu w sposób szczególny wyrazili szacunek i podziękowanie ustępującemu Prezesowi Zdzisławowi Nowakowi za nieprzerwane 20



Nowe Władze Oddziału. Fot. arch. SITP NiG Oddział w Gdańsku

lat zarządzania Oddziałem w Gdańsku, pełniąc funkcję Wiceprezesa lub Prezesa.

Jesteśmy pełni uznania dla Jego fachowości, aktywnej działalności we władzach i organach doradczych SITP NiG, wybitnych osiągnięć w realizacji celów statutowych i wpływu na rozwój Stowarzyszenia. „Są fakty i ludzie, którzy wpisują się w naszą pamięć i na zawsze w niej pozostaną...”

W wyniku procedury wyborczej wybrany został na kadencję 2020-2024 nowy Prezes Od-

działu – Zbigniew Oskroba oraz nowe Władze – Zarząd Oddziału, Komisja Rewizyjna Oddziału oraz Sąd Koleżeński Oddziału, które ukonstytuowały się w sposób następujący.

Zarząd Oddziału

1. Prezes - Zbigniew Oskroba
2. Wiceprezes - Zdzisław Nowak
3. Wiceprezes - Dariusz Skurczyński
4. Wiceprezes - Tadeusz Kuśmierk (Przew. Koła OGP Gaz-System)

5. Sekretarz/Skarbnik - Małgorzata Celej
6. Członek - Janusz Bażak (Przew. Koła LOTOS Petrobaltic)
7. Członek - Ewa Daniszewska (Przew. Koła Metrix)
8. Członek - Andrzej Duraj (Przew. Koła Wykonawców i Projektantów)
9. Członek - Wiesława Libera (Przew. Koła Seniorów)
10. Członek - Tomasz Sobiegraj (Przew. Koła PSG)
11. Członek - Bogusław Stankiewicz (Przew. Koła Grupa LOTOS)
12. Członek - Michał Klesiński
13. Członek - Jarosław Sulecki

Komisja Rewizyjna Oddziału

1. Przewodniczący - Stanisław Łętowski
2. Z-ca Przew. - Jarosław Turowski
3. Sekretarz - Aneta Kubala

Sąd Koleżeński Oddziału

1. Przewodniczący - Ewa Gosk
2. Z-ca Przew. - Ewa Skorupska
3. Sekretarz - Tadeusz Wróbel

W podsumowaniu obrad Walny Zjazd Delegatów podjął uchwałę dotyczącą działalności Oddziału w przyszłej kadencji.

Małgorzata Celej
SITP NiG Oddział w Gdańsku



Podziękowania dla ustępującego Prezesa Zdzisława Nowaka. Fot. arch. SITP NiG Oddział w Gdańsku

Zwyczajny Sprawozdawczo-Wyborczy Walny Zjazd Delegatów Oddziału w Tarnowie



**ODDZIAŁ
W TARNOWIE**



Janina
Dziędziel-Gostek

Kampania wyborcza w Oddziale SITP NiG w Tarnowie rozpoczęła się w lutym i trwała do końca marca. W tym czasie odbyły się Zebrania Wyborcze Członków Kół we wszystkich kołach Oddziału.

17 kwietnia br. zaplanowano Zwyczajny Sprawozdawczo-Wyborczy Walny Zjazd Delegatów Oddziału. Jednak pomimo stowarzyszeniowej gotowości, wybory nie mogły się odbyć przez dwa kolejne miesiące. Panująca w Polsce epidemia koronawirusa i wprowadzone obostrzenia, nie pozwoliły na ich przeprowadzenie.



Prezes Ryszard Ryba przemawia do zgromadzonych. Fot. Wanda Rys

Nadszedł czerwiec. Społeczeństwo stopniowo nauczyło się żyć w sytuacji epidemii. Kiedy restrykcje złagodzone, Zarząd Oddziału zdobył się na zorganizowanie Zjazdu. Odsunięto na bok obawy i podjęto działania. Ustalo-

no termin zjazdu na 19 czerwca 2020 r., a na miejsce spotkania wybrano Hotel Dunajec w Zgłobicach. Hotel ten zasługuje na uwagę, gdyż zlokalizowany jest nad Dunajcem, pięknym i modrym, a pobyt w nim nasycy nie tylko



Podczas obrad. Fot. Wanda Rys

pięknymi widokami, czasami nawet na Tatry, ale też smacznym jedzeniem (w naszym przypadku obiadem).

Frekwencja na Zjeździe była na tyle wysoka, że obrady przeprowadzono w pierwszym terminie. Przybyło 25 delegatów i jeden Członek Honorowy, na 38 oczekiwanych. Zgromadzonych przywitał Ryszard Ryba Prezes ustępującego Zarządu Oddziału. Powołane prezydium zebrania, zaakceptowane przez delegatów, rozpoczęło kierowanie obradami. Zgodnie z ordynacją wyborczą, prezes Zarządu Oddziału złożył sprawozdanie z czterech lat działalności a Komisja Rewizyjna Oddziału dokonała jej oceny.

Uczestnicy zebrania, posiadający czynne prawo wyborcze, przez głosowanie przyjęli przedstawione sprawozdania i udzielili absolutorium Zarządowi Oddziału. Wybrane komisje



Prezes Ryszard Ryba składa sprawozdanie. Fot. Wanda Ryś



Podczas obrad. Fot. Wanda Ryś



Nowy Prezes kol. Jacek Surowiczko wysłuchuje uchwały zjazdu. Fot. Wanda Ryś

zjazdowe Mandatowa i Wnioskowa przystąpiły do pracy. Uznano prawomocność Zjazdu, zebrano kandydatów do Zarządu Oddziału, Komisji Rewizyjnej, Sądu Koleżeńskiego, delegatów Oddziału na XLII Walny Zjazd Delegatów SITPNiG, a także delegatów do Rad Terytorialnych Jednostek Organizacyjnych Federacji SNT NOT w województwach: małopolskim, podkarpackim, świętokrzyskim i lubelskim. Spośród osób niekandydujących do władz oddziału i na delegatów, wybrano Komisję Skrutacyjną. Głosowanie przebiegło szybko i sprawnie, gdyż liczba kandydatów nie przekraczała liczby miejsc na listach.

Prezesem Zarządu Oddziału został Jacek Surowiczko, jednogłośnie wybrany przez delegatów. Przed prezesem postawiono nowe zadania sformułowane w postaci uchwał i wniosków zebranych przez Komisję Wnioskową i zatwierdzonych przez głosujących. Zarząd Oddziału w nowej kadencji musi być gotowy na to, że wszystkie działania, nawet te o mniejszym znaczeniu, wymagać będą nowego sposobu realizacji, a to da pole do kreatywności i zaangażowania. Do odważnych świat należy!

Zobowiązując uczestników WZDO do zachowania zasad reżimu sanitarnego, obrady Zjazdu udało się przeprowadzić bez zakłóceń. Obszerna sala umożliwiła rozlokowanie delegatów w przepisowych odległościach od siebie. Obsługa restauracji świadczyła usługi w taki sposób, aby ograniczyć do minimum przemieszczanie się osób.

Janina Dziędziel-Gostek
Skarbnik Oddziału

Filozofia poszukiwań naftowych

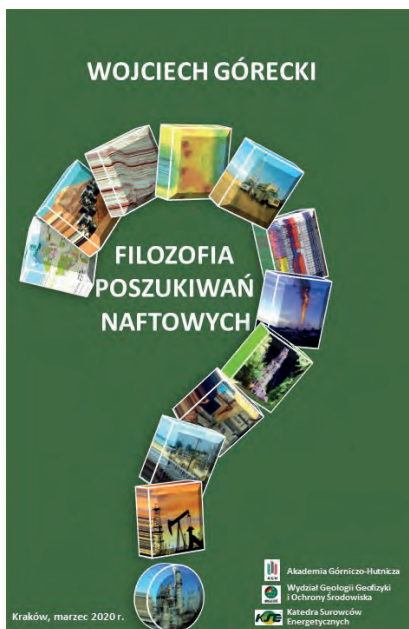
Szanowny Czytelniku – w książce profesora Akademii Górniczo-Hutniczej Wojciecha Góreckiego „Filozofia poszukiwań naftowych” nie znajdziesz informacji, które są domeną klasycznych podręczników z geologii naftowej, opisujących procesy powstawania węglowodorów i ich migracji ze skały macierzystej do skały zbiornikowej i dalej do pułapek, w których utworzyły się złoża ropy naftowej i gazu ziemnego.

Autor nie opisuje również samych metod poszukiwania złóż bowiem geologiczne, geofizyczne i geochemiczne aspekty wiedzy naftowej zawarte są w dziesiątkach tysięcy publikacji oraz w wielu profesjonalnych monografiach i podręcznikach.

Książka „Filozofia poszukiwań naftowych” jest zupełnie inna. Przybliża drogę, którą powinien przejść geolog naftowy i zespoły specjalistów z zakresu poszukiwań ażeby odnosić sukcesy w odkryciach złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Autor, z olbrzymią pasją i swadą opisuje, jak ważne są, oprócz wiedzy, cechy osobowościowe poszukiwaczy złóż – ich kreatywność, optymizm, intuicja i wytrwałość, które prowadzą do odkryć i satysfakcji zawodowej. Przedstawia efekty synergicznych działań zintegrowanych zespołów multidyscyplinarnych, które doprowadziły wiele firm naftowych do sukcesów, jakich nikt nie przewidywał.

Złoża węglowodorów – jak pisze autor – nie są odkrywane przez zarządy spółek naftowych, dyrektorów czy menadżerów. Tylko przez specjalistów geologów naftowych i ekspertów zorganizowanych w zespoły. Ci pierwsi, pełniący wysokie funkcje organizacyjno-zarządcze, powinni posiadać umiejętności usuwania barier i przeszkód biurokratycznych, minimalizacji zbędnych procedur tak, aby ci, którzy przynoszą największy zysk firmie w postaci nowych odkryć złożowych, poświęcili swój czas i inteligencję twórczą na odkrycia złożowe. Równocześnie management powinien pamiętać o fundamentalnej zasadzie każdej dobrej firmy naftowej: „Złoża ropy naftowej i gazu ziemnego będą wtedy odkrywane, jeśli na wszystkich szczeblach struktury organizacyjnej będą kompetentni i utalentowani ludzie”.

Autor, przez ponad 300 stron tej pasjonującej lektury, zastanawia się czy istnieje



magiczna formuła, która powoduje, że jedne firmy naftowe osiągają sukcesy w poszukiwaniach złóż węglowodorów podczas gdy inne, prowadząc poszukiwania w podobnych warunkach i obszarach geologicznych, posiadając takie same wyposażenie infrastrukturalne, innowacyjną bazę elektroniczną z najlepszym oprogramowaniem – tych sukcesów nie odnotowują.

Jak podkreśla we „Wprowadzeniu” do omawianej książki prof. Ryszard Tadeusiewicz – rektor AGH w latach 1998-2005, odpowiedzią na to pytanie jest przede wszystkim „człowiek – geolog naftowy, realizujący skomplikowany i trudny proces poszukiwań. Człowiek, który w książce opisywany jest jako zwiadowca i wywiadowca, a nawet – artysta”. I dalej JM Rektor Akademii Górniczo-Hutniczej dodaje: „Prof. Górecki stara się śledzić sposoby działania poszukiwacza, jego procesy myślowe wspomagane za pomocą określonych urządzeń geofizycznych i metod informatycznych, ale silnie oparte także na doświadczeniu, intuicji i silnej motywacji. Ukazuje problemy organizacji i zarządzania, które czasami wspomagają ludzka kreatywność, a czasem mogą jej przeszkadzać”.

W „Filozofii poszukiwań naftowych” prof. Wojciech Górecki zawarł swoje doświadczenia, wynikające z ponad pięćdziesięcioletniej kariery geologa naftowego, pracującego jako nauczyciel akademicki w Akademii Górniczo-

Hutniczej i wieloletniego kierowania zespołem doradców w spółce Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w Warszawie. Doświadczenie zdobywał pracując przed studiami jako technik-geolog obsługujący naftowe otwory wiertnicze na Monoklinie Przesudeckiej oraz współpracując przez wiele lat m.in. z amerykańskimi firmami Arco Rich., Apache Corp., FX Energy, DeGolyer and McNaughton, brytyjskim Spectrum i azerbejdżańskim Socarem. Przez wiele lat współpracował też z uniwersytetami w Chinach, Azerbejdżanie i na Ukrainie.

Konstrukcja książki jest oryginalna i skutecznie zachęca do jej przeczytania. Składa się na nią ponad trzydzieści problemów i zagadnień stanowiących zamkniętą, samodzielną całość, tworzących poszczególne rozdziały i podrozdziały. Same ich tytuły są wręcz prowokujące i wywołują zaciekawienie – np.:

- Czy poszukiwaczowi złóż ropy naftowej i gazu ziemnego potrzebna jest wiedza jak funkcjonuje nasz mózg?
- Umiejętność zadawania pytań jako jeden z najważniejszych kluczy do sukcesów poszukiwawczych
- Kreatywna koncepcja firmy naftowej Canadian Hunter Exploration w poszukiwaniach złóż ropy naftowej w zachodniej Kanadzie
- Idea synergicznych – zintegrowanych zespołów multidyscyplinarnych (MDTs) w poszukiwaniach, zagospodarowaniu i eksploatacji złóż węglowodorów
- Kultura jako klucz do zarządzania i sukcesów firmy
- Blaski i cienie stosowania wyrafinowanego oprogramowania i modelowania w poszukiwaniach złóż węglowodorów
- Czy w utworach czerwonego spągowca w zwięzłych piaskowcach o niskiej przepuszczalności, częściowo rozpoznanych otworem Kutno-2 w obrębie kujawskiego segmentu wału środkowopolskiego, jest zlokalizowana ciągła akumulacja gazu?
- Funkcje kierownicze w firmie naftowej – prezesi, członkowie zarządu, menadżerowie, dyrektorzy i liderzy

Wydawcą książki jest Towarzystwo Geosynoptyków GEOS i autor prof. Wojciech Górecki. Wydawcy deklarują, że pieniądze ze sprzedaży przeznaczone zostaną na działalność studenckich kół naukowych Akademii Górniczo-Hutniczej KIWON i GEOFON.

Wszystkich zainteresowanych nabyciem książki uprasza się o wysłanie e-maila na adres: wgorecki@agh.edu.pl. Formalnościami związanymi z zakupem zajmuje się Towarzystwo Geosynoptyków GEOS.



Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego

im. I. Łukasiewicza w Bóbrce



NO  NE
Zwiedzanie

Serdecznie Zapraszamy!

11.07; 08.08; 12.09; 10.10

od 21:00 do 24:00

Czeka moc atrakcji:

- specjalne iluminacje
- kino plenerowe
- kuchnia regionalna
- koncerty



GAZTERM XXIII

2020 KONFERENCJA

Szczyt Gazowy Trójmorza
– bezpieczeństwo, integracja, transformacja.

27-30 WRZEŚNIA 2020

MIĘDZYDROJE, HOTEL VIENNA HOUSE AMBER BALTIC



PATRONAT HONOROWY
PREZYDENTA RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
ANDRZEJA DUDY

PARTNER GŁÓWNY
KONFERENCJI



PARTNER MERYTORYCZNY
KONFERENCJI



BRANŻOWY PARTNER
KONFERENCJI



PATRON MEDIALNY



ORGANIZATOR

studio | 4u

BIURO ORGANIZACYJNE KONFERENCJI

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

www.gazterm.pl