

NR 9 (263)  
wrzesień  
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

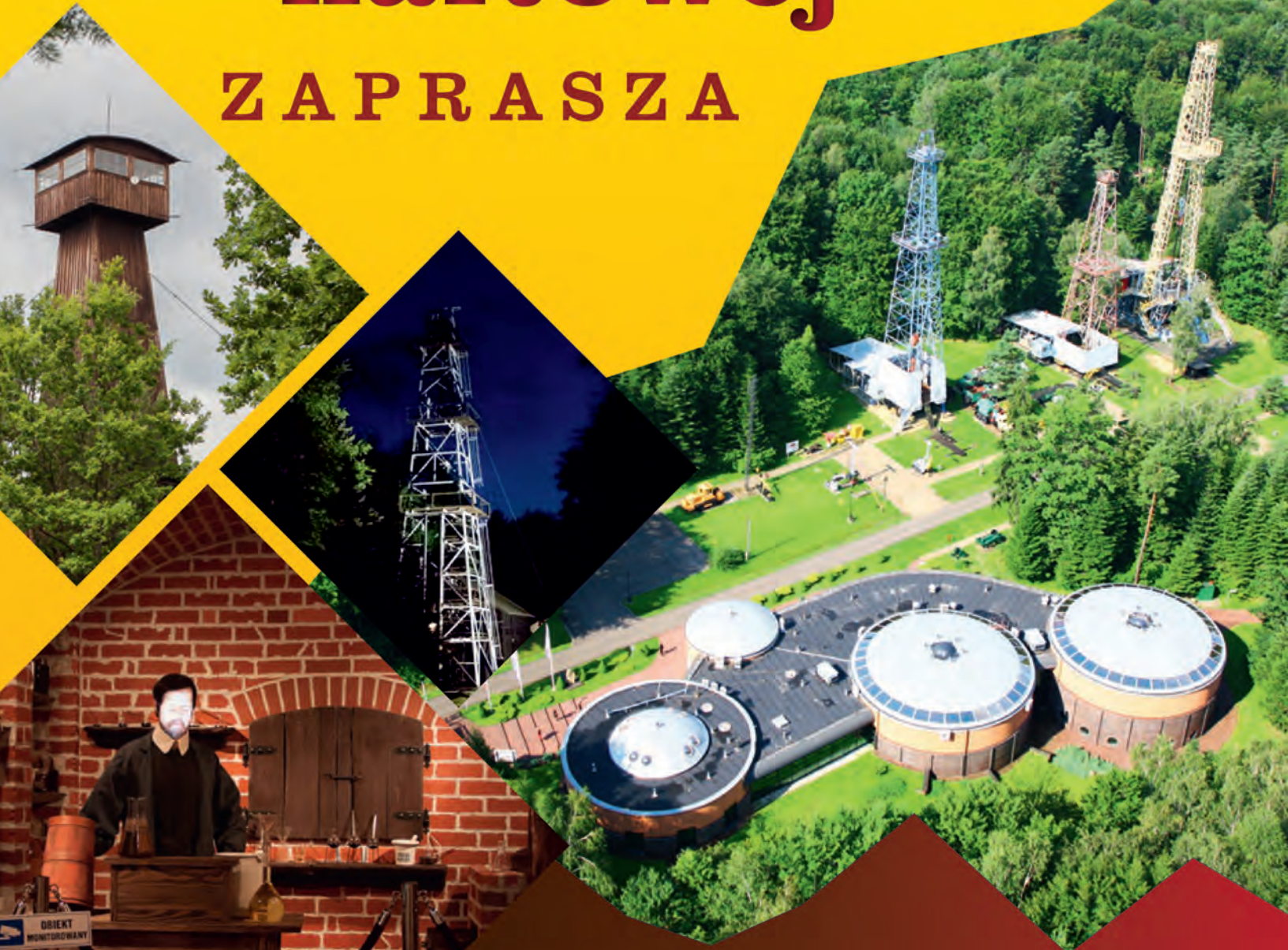




# BÓBRKA

## Najstarsza na świecie kopalnia ropy naftowej

### ZAPRASZA



Bóbrka, ul. Kopalniana 35

38-458 Chorkówka

tel. 13 43 33 478

[muzeum@bobrka.pl](mailto:muzeum@bobrka.pl)

[www.bobrka.pl](http://www.bobrka.pl)



Ryszard Chylarecki  
Redaktor naczelny

## Szanowni Czytelnicy

Wrześniowy numer Wiadomości Naftowych i Gazowniczych czytacie Państwo już po inauguracji kolejnego roku akademickiego w krakowskiej AGH. Tak jak we wszystkich ośrodkach akademickich w kraju, rok 2020/2021 stanowić będzie olbrzymie wyzwanie dla całego środowiska nauczycieli akademickich, pracowników naukowych i technicznych, studentów, a zwłaszcza władz uczelni i wydziałów. Tak się (niefortunnie?) złożyło, że oprócz potężnego wyzwania organizacyjnego związanego z koniecznością przystosowania form nauczania do postępującej pandemii koronawirusa, w środowisku akademickim trwa proces „dostosowywania się” do rozpoczętej dwa lata temu reformy nauczania, kilka miesięcy temu znów zmodyfikowanej.

Zapytaliśmy nowo wybranego Rektora Akademii Górniczo-Hutniczej prof. Jerzego Lisa jak też nowego Dziekana Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH dr. hab. Inż. Mariusza Łaciaka, prof. AGH – o wyzwania stojące przed Akademią, jedną z czterech najlepszych uczelni akademickich w kraju w 2020 r. (wg rankingu czasopisma „Perspektywy”). Z ekskluzywnych wywiadów udzielonych WNiG dowiecie się, Szanowni Czytelnicy, nie tylko o problemach środowiska okresu pandemii ale przede wszystkim o strategiach na najbliższe lata, realistycznych wizjach większego ukierunkowania na-

uczania na potrzeby rynku pracy, o szerokim programie unikatowych i nowatorskich badań, umiędzynarodowieniu kształcenia, czyli – jak to sformułował JM Rektor Jerzy Lis – stworzenia z „AGH – Uniwersytetu Przyszłości”.

O szansach i możliwościach, jakie AGH stwarza studentom i doktorantom piszemy od kilkunastu miesięcy na łamach WNiG w cyklu „Promujemy najlepszych”. Prezentujemy w nim najciekawsze prace dyplomowe i niebanalne sylwetki ich autorów(autorek). Tę konstelację „rising stars” młodych naukowców powiększamy w tym numerze o panią Klaudię K. Pakos, doktorantkę Szkoły Doktorskiej AGH – publikując jej artykuł z zakresu wykorzystywania uczenia maszynowego w identyfikacji kryteriów przepływów płynów dwufazowych.

W dziale „Nauka i technika” przedstawiamy retrospektywne spojrzenie pracowników naukowych Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego na potrzebę, cele i korzyści stosowania symulacyjnych modeli struktur geologicznych zawierających surowce energetyczne jak też procesów zachodzących przy eksploatacji tych surowców. Autorzy pokazują również światowe tendencje i kierunki rozwoju modelowania i symulacji złożowych, a w tym świetle – najbliższe plany INiG - PIB w tej tematyce.

W bieżącym numerze WNiG prezentujemy, piórem najbliższych wychowanków i współpracowników, szkic do portretu prof. Romana Ney – dwukrotnego rektora AGH, geologa naftowego, pioniera badań geotermalnych w Polsce, wybitnego naukowca, znakomitego organizatora i animatora polskiej nauki – zmarłego 25 sierpnia 2020 r. w wieku 89 lat. To wzruszające wspomnienie ukazuje Profesora głównie jako aktywnego akademika wspólnoty pracowników i studentów Wydziału Geologiczno-Poszukiwawczego AGH, „człowieka najbardziej ludzkiego”.

*Ryszard Chylarecki*



Fot. arch. PKU ORLEN

## WYWIAD W DLA WNIg.

- Wywiad WNIg z JM Rektorem AGH prof. Jerzym Lisem 4



- Rozmowa z dr. hab. inż. Mariuszem Łaciakiem, prof. AGH, Dziekanem Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej na kadencję 2020 – 2024 6



## AGH W WYDZIAŁ WIERTNICTWA, NAFTY I GAZU.

- Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu 8

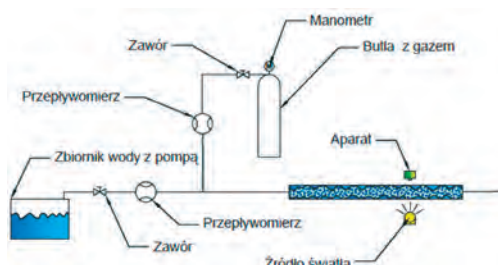


## NAUKA W TECHNIKA.

- Modelowanie struktur geologicznych i symulacje procesów złożowych – nowoczesne metody badawcze stosowane w INIG – PIB dla potrzeb górnictwa naftowego, górnictwa węglowego i podziemnego magazynowania energii 10

## PROMUJEMY W WIEDZĘ NAJLEPSZYCH.

- Wykorzystanie uczenia maszynowego w identyfikacji kryteriów przepływów płynów dwufazowych w przewodach horyzontalnych 16



## ENERGIA W GEOTERMALNA.

- Prywatny deweloper stawia na crowdfunding w celu sfinansowania projektu geotermalnego w Bawarii (Niemcy) 20

## WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.

- Skokowy wzrost wydobywania gazu w Norwegii 22
- PGNiG Firmą Roku Forum Ekonomicznego 23



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



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

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

**SKŁAD DTP:** Konrad Korona  
**DRUK:** Drukarnia Aplus s.c. tel. 500 158 314

Wersja pierwotna (referencyjna)

**NAKLAD:** 2000 egz.

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

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

**FOTO OKŁADKA:**

str. I okł. – Nowy budynek Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH i Wydziału Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej AGH. Fot. Krzysztof Haładyna

- LOTOS ma nowy aparat do badania ropy naftowej 24
- PE3 osiąga pełną wydajność 25



- Przewiert pod Wisłą w ramach budowy gazowego Korytarza Północ-Południe został zakończony 26



- Czy skończy się wydobycie ropy w Wenezueli? 29
- Trzy sukcesy Exxonu w Gujanie w 2020 r. 29
- Skutki huraganu Laura 29
- Kontrowersje w kampanii wyborczej w USA 29
- Czy wiercenia mogą być „czyste i zielone”? 30
- Rusza ORLEN Inventor Tech Day 30
- ORLEN inwestuje w pierwsze stacje wodorowe w Czechach 30
- PKN ORLEN wybrał projektanta morskiej farmy wiatrowej na Bałtyku 31
- GAZ-SYSTEM podpisał list intencyjny w sprawie realizacji programu budowy pływającego terminalu LNG (FSRU) w Zatoce Gdańskiej 32
- GAZ-SYSTEM przystąpił do Europejskiego Sojuszu na rzecz Czystego Wodoru 32
- Baltic Pipe – wykonawca wchodzi na teren budowy 33
- W PERN powstaje pierwsza instalacja fotowoltaiczna 33
- PERN z ostatnią decyzją lokalizacyjną dla części liniowej budowy rurociągu Boronów-Trzebinia 33
- Krzysztof Rogala wiceprezesem Zarządu PERN S.A. 33

## WSPOMNIENIE

- Profesor Roman Ney – Szkic do portretu



34

## KRÓTKIE WIĘŚCI Z KRAJU I W ZE ŚWIATA.

- ERU wraz z PGNiG dostarczą gaz dla ukraińskiego operatora systemu przesyłowego 27
- PGNiG podsumowuje 15-lecie notowań na warszawskim parkiecie 27
- Multienergetyczny koncern wzmocni pozycję tworzących go spółek 27
- Nowe złoża gazu na Morzu Czarnym 28
- Gazociąg Rumunia-Mołdawia 28
- Ostrożne prognozy MEA na lata 2020-21 28
- Członkowie OPEC bardziej zdyscyplinowani 29

## BIULETYN INFORMACYJNY

- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 37

## KULTURA I KULTURA.

- „Światło z Ziemi” w Gorlicach 38

### RADA PROGRAMOWA WNiG

prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy – przewodniczący

#### Członkowie:

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

### RADA NAUKOWA

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

### ZESPÓŁ REDAKCYJNY

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

### Redaktorzy tematyczni:

dr hab. inż. Mariusz Łaciak – Gazownictwo  
prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski – Wiertnictwo  
dr hab. inż. Jan Lubaś prof. INiG-PIB – Eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, inżynieria złożowa  
dr inż. Grzegorz Machowski – Geologia i geofizyka naftowa  
dr Wojciech Gardziński – Procesy rafineryjne i petrochemiczne, magazynowanie i dystrybucja produktów naftowych  
mgr inż. Michał Kruszewski – Geotermia i energia odnawialna

# Wywiad WNiG z JM Rektorem AGH prof. Jerzym Lisem



Fot. arch. AGH

**Szanowny Panie Rektorze, serdecznie gratulujemy zwycięstwa w tegorocznych wyborach. Co dla Pana Rektora będzie najważniejsze w najbliższych latach? W którym kierunku będzie się rozwijała Akademia?**

Wraz z objęciem przeze mnie stanowiska Rektora AGH wchodzimy jako uczelnia w drugie stulecie naszej działalności. W tegorocznych wyborach nasza społeczność powierzyła mi zaszczytny i niezwykle odpowiedzialny urząd Rektora. Po 8 latach pełnienia funkcji przez mojego poprzednika prof. Tadeusza Słomkę kondycja uczelni jest wyjątkowo dobra – uzyskaliśmy status Uczelni Badawczej, poprawiliśmy miejsca w międzynarodowych rankingach, a nasz budżet jest stabilny przy realizacji wielu dużych inwestycji. Zaczynam więc kadencję z bardzo silnym zapleczem ludzkim i infrastrukturalnym.

Akademia ma olbrzymi potencjał, aby rozwijać się jeszcze szybciej oraz konkurować z najlepszymi uczelniami w kraju i zagranicą. Posiadamy bowiem atuty, które pozwalają na rozwój

AGH w najnowocześniejszych kierunkach, w jakich rozwijają się współcześnie najlepsze i najbardziej prestiżowe uniwersytety świata. Moje hasło wyborcze – *AGH - Uniwersytet Przyszłości* – mam nadzieję, że będzie mi przyświecało przez najbliższe lata. W praktyce oznacza to skierowanie uczelni na tory nowoczesności i dyscyplin przyszłości. Mam tu na myśli między innymi rozwój badań, ale także dydaktyki z obszaru kosmicznych technologii. Mamy zresztą do tego bardzo solidne podstawy. W prestiżowym konkursie Komisji Europejskiej „European Universities” AGH uzyskała zaszczytny tytuł Uniwersytetu Europejskiego. Zwycięskie konsorcjum pod nazwą „European Space University for Earth and Humanity” (Europejski Uniwersytet Kosmiczny dla Ziemi i Ludzkości) UNIVERSEH będziemy tworzyć wspólnie z czterema innymi europejskimi uczelniami z Francji, Niemiec, Luksemburga i Szwecji. Dzięki temu projektowi będziemy rozwijać kształcenie, naukę i technologie związane z badaniem i wykorzystaniem kosmosu. Już teraz idziemy krok dalej - w niedalekiej przyszłości *powołamy*

*Centrum Technologii Kosmicznych*, które w najbliższych latach będzie wyznaczać kierunki naszej działalności.

Istotne będzie dla nas także utrzymanie kształcenia i badań w tak unikatowych i potrzebnych kierunkach jak wiertnictwo czy gazownictwo. Mamy w tym zakresie wieloletnią tradycję oraz wysoką pozycję w kraju i na świecie. Kształcenie w dyscyplinach związanych z przemysłem naftowym czy gazowniczym traktujemy jako naszą powinność, ale także jako szansę rozwoju w kluczowych dla gospodarki gałęziach.

### **Jak Pan Rektor postrzega rolę Akademii w całym środowisku akademickim, czy AGH stawia na któryś aspekt swojej działalności szczególnie silny akcent?**

Niezwykle istotną kwestią jest dla mnie umiędzynarodowienie kształcenia. Nowoczesna uczelnia to miejsce dla studentów z kraju i zagranicy. Pluralizm i kontakty międzykulturowe są niezwykle ważne dla rozwoju intelektualnego pracowników i studentów oraz stałego podnoszenia poziomu kształcenia. Powinniśmy w nadchodzących latach wziąć sobie do serca idee internacjonalizacji naszej Akademii. Mamy ku temu doskonałe podstawy – nasza oferta jest atrakcyjna dla krajów ościennych i dlatego warto dołożyć wszelkich starań aby współczynnik umiędzynarodowienia był w AGH jak najwyższy. Priorytetem jest też dla mnie utrzymanie wysokiego poziomu współpracy uczelni z przemysłem i otoczeniem społeczno-gospodarczym. Istotne jest również ścisłe współdziałanie z innymi uczelniami zwłaszcza w strukturach Konferencji Rektorów Akademickich Szkół Polskich i Konferencji Rektorów Polskich Uczelni Technicznych, instytutami naukowymi Polskiej Akademii Nauk i instytutami Sieci Badawczej Łukasiewicz.

Warto również podkreślić, że jako uczelnia staramy się prowadzić jak najbardziej innowacyjne i przełomowe badania. Najlepszym tego przykładem niech będzie prestiżowy *grant ERC* - Europejskiej Rady ds. Badań Naukowych. W ramach grantu, jego laureatka Pani Profesor Urszula Stachewicz będzie pracować nad innowacyjnymi materiałami izolacyjnymi, które pozwolą zmniejszyć codzienne zużycie energii. Jest to pierwszy grant ERC przyznany naukowcowi z AGH.

### **Jak reforma szkolnictwa wyższego przekształciła krajobraz na uczelni, jakie zmiany dokonały się po wprowadzeniu ustawy 2.0?**

Nowa ustawa zaprowadziła w uczelniach spore zmiany. Pojawili się między innymi rady uczelni, szkoły doktorskie, kierunki studiów zostały skorelowane z dyscyplinami naukowymi. W wielu innych obszarach działalności ustawa stworzyła nam możliwości przeprowadzenia pozytywnych zmian. Dotyczy to przede wszystkim zmian w strukturze uczelni, powołania rad dyscyplin naukowych czy elastycznego zarządzania finansami. Zapisy Ustawy 2.0 podtrzymują i rozszerzają także wszystkie dotychczasowe możliwości współpracy z otoczeniem gospodarczym, co jest zwłaszcza istotne dla AGH jako uczelni technicznej.

Ponadto ustawa stworzyła nam możliwość wystartowania w konkursie Uczelni Badawczych. Jestem niezmiernie dumny, że znaleźliśmy się w gronie 10-ciu najlepszych uczelni w Polsce. *Sta-*

*tus Uczelni Badawczej* w konkursie Inicjatywa Doskonałości oceniam jako ogromny sukces, ale też przede wszystkim wielki obowiązek. Dodatkowe środki są przyznane na lata 2020-2026, kiedy to odbędzie się ponowna ocena jednostek. Transformacja AGH w kierunku uczelni badawczej jest nie tylko dużym wyzwaniem, ale przede wszystkim ogromną szansą na zdecydowanie szybszy rozwój. I szansę tę planujemy skutecznie wykorzystać. Dzięki temu możliwa będzie również realizacja założeń programu wieloletniego, a także efektywne wykorzystanie infrastruktury uczelni.

### **Z jakimi wyzwaniami uczelnia mierzy się w czasie pandemii?**

Stan epidemii faktycznie w sposób niespodziewany przekształcił naszą rzeczywistość. Jako uczelnia wyszliśmy z tej próby obronną ręką. Właściwie z dnia na dzień nauczanie i kształcenie w AGH przyjęło formułę zdalną. Mieliśmy do tego szereg narzędzi, które nam to ułatwiło. Z nieocenioną pomocą przyszło nasze Centrum e-Learningu, jednostka wyspecjalizowana w kształceniu online, publikacji e-podręczników czy organizacji webinarium. Niezwłocznie po ogłoszeniu stanu epidemii i ogłoszeniu lockdownu do dyspozycji pracowników AGH oddaliśmy platformę, na której wykładowcy mogli zamieszczać zarówno materiały dydaktyczne, jak i prowadzić zajęcia online.

W tej chwili zaczynamy kolejny rok akademicki z szeregiem ostrych, ale jednak w murach uczelni. Formułę, która przyjęliśmy dla AGH można nazwać hybrydową. Część zajęć studenci będą w dalszym ciągu odbywać w sposób zdalny, natomiast zajęcia praktyczne i laboratoryjne będą się odbywać stacjonarnie w AGH. Wynika to przede wszystkim z charakteru uczelni. Jesteśmy uczelnią techniczną, w związku z tym wiedza i umiejętności nabyte przez naszych studentów również mają charakter praktyczny. Wszystkie zajęcia odbywające się w murach uczelni będą oczywiście podlegały rygorom bezpieczeństwa. Uczelnia będzie przypominać o wymogach sanitarnych na specjalnych tablicach, które pojawią się przy wejściach do budynków. W obiektach obowiązuje nakaz zakrywania ust i nosa, zachowanie dystansu społecznego 1,5 m, dezynfekcja rąk przed wejściem do budynku, a także zakaz przebywania na terenie uczelni osób z objawami chorobowymi, bez względu na ich charakter.

Nasze Miasteczko Studenckie, największe tego typu osiedle studenckie w Polsce, zapełnia się już studentami. Tutaj też czeka na nich kilka zmian, ale to oczywiście wszystko z troski o nasze wspólne bezpieczeństwo. Najważniejszą zmianą jest zakwaterowanie studentów. W pokojach trzyosobowych będą zakwaterowane dwie osoby. W domach studenckich zostaje też utrzymany zakaz odwiedzin przez gości z zewnątrz.

*Największym wyzwaniem dla wszystkich uczelni w trakcie pandemii jest utrzymanie wysokiej jakości kształcenia. O to musimy zabiegać i na każdym etapie nauki zdalnej czy stacjonarnej pamiętać, że studenci nie mogą być tutaj poszkodowani.*

Redakcja WNiG  
dziękuje za rozmowę.

# Rozmowa z dr. hab. inż. Mariuszem Łaciakiem, prof. AGH, Dziekanem Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej na kadencję 2020 – 2024



**Czy Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH nadal jest jedynym tego typu wydziałem w kraju ?**

Tak, to prawda. W zakresie nauczania i badań naukowych związanych z szeroko pojętym przemysłem ropy naftowej i gazu ziemnego to jedyny Wydział w Polsce. Działalność Wydziału koncentruje się na kształceniu kadr dla potrzeb szeroko rozumianego górnictwa otworowego i gazownictwa oraz na badaniach naukowych, głównie o charakterze stosowanym. Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, jako jedyny tego typu w kraju, prowadzi kształcenie w ramach studiów dziennych, zaocznych, doktoranckich, w tym w ramach ministerialnego programu Doktorat wdrożeniowy oraz podyplomowych.

**Zakres prowadzonych przez waszych pracowników badań jest bardzo szeroki.**

Na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu prowadzone są prace

badawcze i badawczo-wdrożeniowe w ramach projektów krajowych (Narodowe Centrum Nauki, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, Ministerstwo Środowiska) i międzynarodowych (7 Program Ramowy UE, Horyzont 2020, Norweski Mechanizm Finansowy, European Space Agency). Nasi pracownicy są również autorami licznych zgłoszeń patentowych i wzorów użytkowych, patentów i wdrożeń. Ponadto Wydział współpracuje z licznymi krajowymi i zagranicznymi ośrodkami badawczymi i akademickimi oraz przemysłem. W ostatnich latach Wydział nasz był liderem w wielu dużych projektach, które zakończyły się opracowaniem nowych rozwiązań technologicznych stosowanych w przemyśle naftowym i gazowniczym.

**Jak przedstawia się oferta dydaktyczna Wydziału ?**

Wydział prowadzi studia stacjonarne i niestacjonarne I i II stopnia, a także studia podyplomowe i doktoranckie (III stopnia). Kształcenie na Wy-

dziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu realizowane jest na dwóch unikalnych w skali kraju kierunkach: Geoinżynierii i Górnictwa Otworowego oraz Inżynierii Naftowej i Gazowniczej odbywanych w ramach dyscypliny Inżynieria Środowiska, górnictwo i energetyka. Na uwagę zasługuje fakt, że w ostatnim rankingu studiów inżynierskich czasopisma „Perspektywy” kierunek Górnictwo i Geoinżynieria na AGH zajął 1 miejsce w Polsce. Ponadto Wydział oferuje bardzo szeroką ofertę studiów podyplomowych o tematyce dostosowanej do aktualnych potrzeb przemysłu i gospodarki, które od wielu lat cieszą się dużym zainteresowaniem.

W obszarze dydaktyki planujemy uatrakcyjnić prowadzone przez nas kierunki poprzez wprowadzanie nowych specjalności. Obecnie na wydziale finalizowane są prace nad nowymi studiami dualnymi o profilu praktycznym (studia II stopnia). Studia te będziemy realizować we współpracy z Operatorem Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Ponadto, wychodząc naprzeciw oczekiwaniom, staramy się wzbogacić ofertę dydaktyczną Wydziału o studia w języku angielskim. Szczególną uwagę przykładamy i będziemy przykładać w przyszłości do studiów podyplomowych, z których już obecnie znaczna część prowadzona jest na zamówienie firm branżowych. W obszarze badań i nauki priorytetem Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu na najbliższe lata jest prowadzenie badań i działalności innowacyjnej na najwyższym poziomie, dalszy rozwój kontaktów z przemysłem naftowym i gazowniczym oraz pozyskiwanie środków na prowadzenie badań naukowych ze źródeł krajowych i zagranicznych.

**A jak radzicie sobie obecnie Państwo z działalnością Wydziału w trakcie pandemii koronawirusa ?**

Jak wszystkim wiadomo, w związku pandemią koronawirusa SARS-CoV-2 obowiązują nas tj. uczelnię państwową pewne obostrzenia co do



Fot. Krzysztof Haładyna



formy jej prowadzenia. Zajęcia realizowane i planowane na Wydziale prowadzone są zarówno zdalnie jak i formie tradycyjnej czy też mieszanej tzw. hybrydowej. Zdają sobie sprawę, że zajęcia w formie zdalnej nie zapewniają tego samego odbioru co w formie kontaktu bezpośredniego na sali wykładowej, nie mniej w obecnej sytuacji nie mamy na to wpływu. Wszyscy pracownicy Wydziału starają się aby pomimo trudnej sytuacji, studenci skorzystali jak najwięcej z zajęć i aby program został zrealizowany.

**Wydział stale modernizuje i powiększa swoją bazę dydaktyczną i laboratoryjną. Jakie są dalsze plany władz Wydziału związane z jego rozwojem i modernizacją?**

Nastąpiła rozbudowa bazy lokalowej Wydziału. W lipcu miało miejsce uroczyste otwarcie nowego budynku D-2, w którym ulokowane będą laboratoria i sale seminaryjne dwóch

wydziałów AGH: Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu oraz Wydziału Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej. Nowy budynek posiada system ogrzewania geotermalnego w oparciu o pompy ciepła. Jest przystosowany do potrzeb osób niepełnosprawnych. Wydział przewidział w nowym budynku piętnaście laboratoriów, w tym m.in. laboratoria zaawansowanych metod wydobycia węglowodorów i magazynowania energii, wiercenia otworów i technologii wierceń, modelowania eksploatacji złóż, procesów rafineryjnych, hydromechaniki płynów i metrologii eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu czy też właściwości PVT płynów złożowych oraz kriogenicznych LNG.

W tej kadencji władz Wydziału pragnę położyć duży nacisk na budowę nowych i modernizację istniejących laboratoriów. Niemniej ważne od budowy nowych sal jest ich wyposażanie w nowoczesny sprzęt. W tej dziedzinie

intensywnie współpracujemy z przemysłem. Współpraca z przemysłem jest naszym atutem i obejmuje m.in. prace badawcze prowadzące do innowacyjnych rozwiązań technologicznych, organizację praktyk i staży przemysłowych oraz kształtowanie rynku pracy. Pozwala to na rozpoznanie oczekiwań pracodawców, a tym samym na precyzyjne określenie sylwetki absolwenta i wymagań dotyczących jego wiedzy i umiejętności.

Chciałbym podkreślić, że powstanie nowego budynku Wydziału to zasługa poprzednich Dziekanów Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu: pana prof. dr hab. inż. Andrzeja Goneta oraz pana prof. dr hab. inż. Rafała Wiśniowskiego obecnego Prorektora ds. Współpracy AGH.

Redakcja WNiG  
dziękuje za rozmowę.



Nowy budynek Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH i Wydziału Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej AGH. Fot. Krzysztof Haładyna

# Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu



*Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu jest kontynuatorem kształcenia kadr inżynierskich dla potrzeb wiertnictwa i kopalnictwa naftowego rozpoczętego już 1923 r. powołaniem Katedry Wiertnictwa i Eksploatacji Nafty na Wydziale Górniczym Akademii.*

W 1936 roku katedrę tę przemianowano na Katedrę Wiertnictwa i Górnictwa Naftowego. Rozwój katedry i całej Akademii Górniczej przerwał wybuch II wojny światowej. Działalność Katedry Wiertnictwa i Górnictwa Naftowego zeszła do konspiracyjnego podziemia. W styczniu 1945 roku po wyzwoleniu Krakowa, Akademia Górnicza oraz Katedra Wiertnictwa i Górnictwa Naftowego wznowiły swą działalność. Dalszy rozwój działalności dydaktycznej i naukowo-badawczej zaowocował powołaniem 12 lipca 1967 roku przez Ministerstwo Oświaty i Szkolnictwa Wyższego Wydziału Wiertniczo-Naftowego. Pierwszym dziekanem został prof. Jan Józef Cząstka. Od 2007 roku struktura Wydziału opiera się na katedrach. Aktualnie struktura organizacyjna Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu jest następująca:

- Katedra Inżynierii Gazowniczej,
- Katedra Inżynierii Naftowej,
- Katedra Wiertnictwa i Geoinżynierii,
- Biuro Administracyjne Wydziału,
- Dziekanat.

Oferta dydaktyczna Wydziału to studia stacjonarne i niestacjonarne na kierunkach: Geoinżynieria i Górnictwo Otworowe oraz Inżynieria Naftowa i Gazownicza (I i II stopnia), a także studia podyplomowe i doktoranckie (III stopnia). Studenci II stopnia studiów stacjonarnych mogą w ramach kierunku Geoinżynieria i Górnictwo Otworowe wybrać następujące specjalności:

- Eksploatacja złóż surowców płynnych,
- Gazownictwo ziemne,
- Geoinżynieria i geotermia,
- Wiertnictwo i geoinżynieria,
- Zagospodarowanie i ochrona wód.

Studenci II stopnia studiów stacjonarnych mogą w ramach kierunku Inżynieria Naftowa i Gazownicza wybrać następujące specjalności:

- Inżynieria gazownicza,
- Inżynieria naftowa,
- Wiertnictwo naftowe.

Warto podkreślić, że zgodnie z obowiązującym Rozporządzeniem Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 29 kwietnia 2019 r. w sprawie przygotowania zawodowego do wykonywania samodzielnych funkcji technicznych w budownictwie (Dz.U. 2019 poz. 831), kierunek Inżynieria Naftowa i Gazownicza upoważnia absolwentów do ubiegania się o uprawnienia budowlane w specjalności inżynierskiej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń cieplnych, wentylacyjnych, gazowych, wodociągowych i kanalizacyjnych bez ograniczeń.

Absolwenci WWNiG mogą podjąć prace w przedsiębiorstwach zajmujących się projektowaniem, produkcją i eksploatacją urządzeń i instalacji gazowych, kopalniach ropy naftowej i gazu ziemnego oraz PMG, przedsiębiorstwach związanych z usługami robót ziemnych i budowlanych w zakresie renowacji i wymiany gazociągów, przedsiębiorstwach wykonujących horyzontalne wiercenia kierunkowe HDD, a także spółkach związanych z logistyką i transportem paliw, w tym LNG. Ponadto na podstawie doświadczeń z ostatnich lat absolwenci otrzymują prace w organach administracji państwowej

i samorządowej, przedsiębiorstwach górniczych i geoinżynierskich, u operatorów systemu gazowego, biurach projektowych, w laboratoriach badawczych i jednostkach naukowych, firmach wiertniczych oraz jednostkach nadzoru górniczego, rafineriach ropy naftowej.

Obecna oferta studiów podyplomowych na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu przedstawia się następująco:

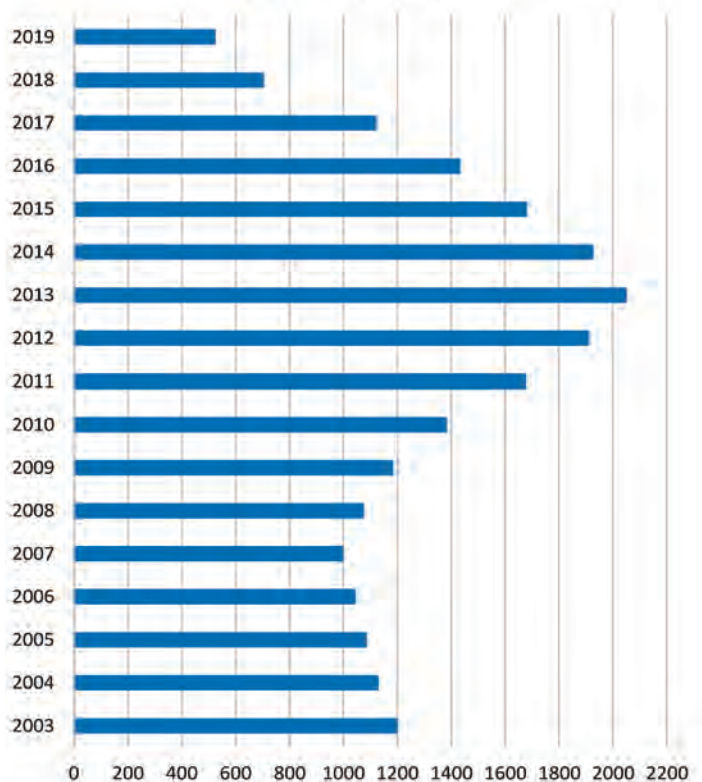
- Inżynieria gazownicza - sieci i instalacje gazowe, wodne i kanalizacyjne,
- Transport gazu i energetyka gazowa,
- Udostępnianie i dystrybucja wód podziemnych,
- Zarządzanie w przemyśle naftowym i gazowniczym.

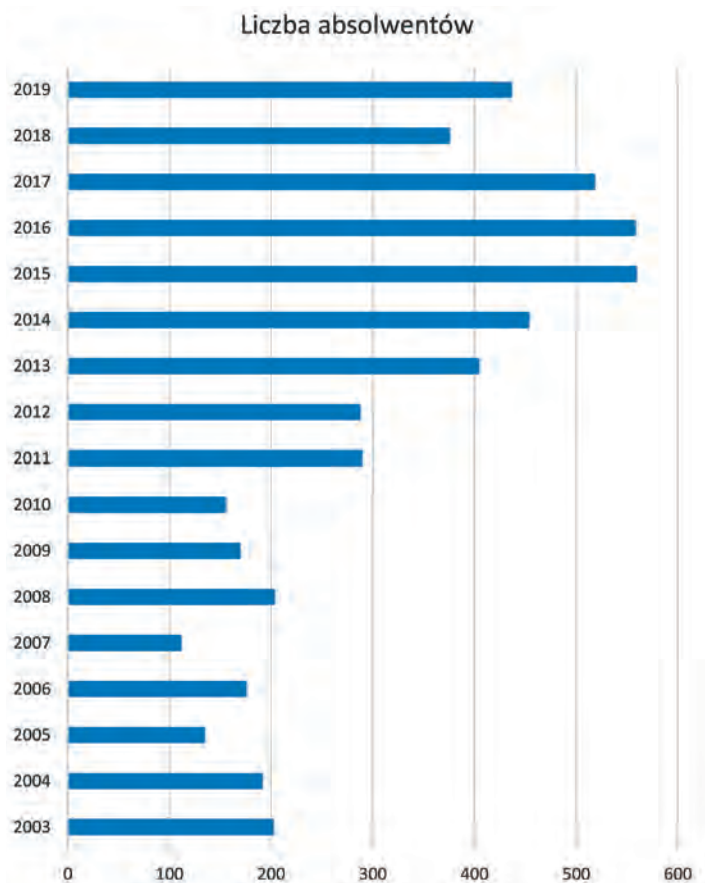
Oprócz ww. studiów podyplomowych Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu realizuje także studia zamawiane dla przedsiębiorstw energetycznych.

Bardzo ważnym elementem rozwijającym zainteresowania naukowe studentów są koła naukowe i prężnie działająca studencka sekcja Society of Petroleum Engineers. Na Wydziale od lat działają także następujące koła naukowe: „Geowiert”, „Nafta i Gaz” i „Zdrijf”. Członkowie tych kół od ponad pięćdziesięciu lat rywalizują ze sobą w corocznych studenckich sesjach naukowych pionu górniczego.

Studencka sekcja SPE jest obecnie jedną z największych sekcji tego typu w Europie. Zrzesza przeszło 100 członków. Od kilku lat organizuje w ramach struktur SPE międzynarodowe

Liczba studentów





konferencje naukowe pod hasłem „EAST meets WEST. Aktywnie działa też w świecie, biorąc udział w różnych konkursach, warsztatach i konferencjach, zdobywając niejednokrotnie nagrody i wyróżnienia.

W roku akademickim 1995/1996 na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu zostały uruchomione stacjonarne studia doktoranckie z zakresu wiertnictwa i geoinżynierii, kopalnictwa otworowego, gazownictwa ziemnego, ochrony środowiska w górnictwie otworowym, przemyśle naftowym i gazowniczym. Obecnie studia doktoranckie prowadzi Szkoła Doktorska AGH, gdzie można także realizować program Doktorat Wdrożeniowy.

Wydział prowadzi także intensywną działalność naukowo-badawczą umożliwiającą rozwój wiedzy inżynierskiej w zakresie górnictwa otworowego, np. celem pozyskania wód geotermalnych, alternatywnych paliw (np. metanu z pokładu węgla czy gazu z łupków), hydrogeologii, ochrony środowiska, geoinżynierii oraz inżynierii naftowej i gazowniczej. Przekłada się to na liczne awanse naukowe oraz publikacje naukowe, jak i na prace badawcze i badawczo-wdrożeniowe realizowane w ramach projektów krajowych i międzynarodowych.

Współpraca krajowa prowadzona jest w pierwszej kolejności z firmami sektora naftowego (Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem SA w Warszawie oraz ze wszystkimi podległymi mu Oddziałami i Zakładami,

LOTOS Petrolbaltic SA, ORLEN Upstream Sp. z o.o.) i gazowniczego (Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM SA i Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.). Współpracujemy też

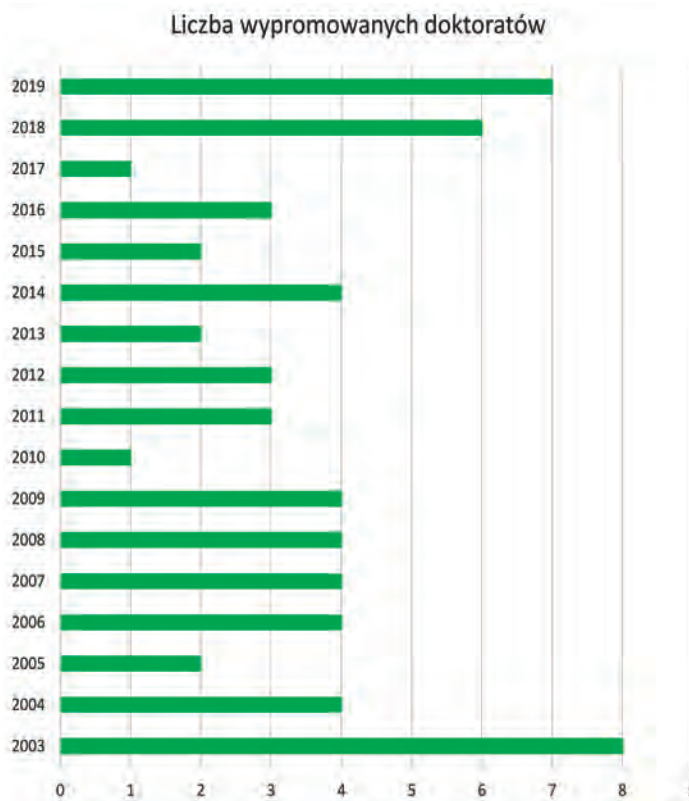
z kopalniami węgla kamiennego, brunatnego i soli oraz uzdrowiskami wykorzystującymi wody mineralne (Wieliczka, Krynica, Iwonicz-Zdrój, Rymanów). Współpraca dotyczy szerokiego spektrum zagadnień: nowoczesnych metod inżynierii otworowej, geologii złożowej, wiertnictwa, geoinżynierii, hydrodynamiki w górnictwie surowców płynnych, eksploatacji otworowej, gazownictwa, kompleksowych badań chemizmu wód podziemnych i powierzchniowych, podziemnego magazynowania gazu, składowania odpadów, CO<sub>2</sub> i innych substancji oraz ochrony środowiska w gospodarce i zabezpieczania kopalń soli przed zagrożeniem wodnym.

Warto dodać, że w kwietniu 2020 r. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju poinformowało o wynikach konkursu Norway grants – dwa projekty z WWNiG zostało zakwalifikowane do finansowania:

- konkurs POLNOR CCS 2019 – Advanced Gas and Carbon Dioxide Storage in Aquifer (AGaStor) – który będzie realizowany wspólnie z University of Stavanger;
- konkurs POLNOR 2019 – Innovation in Underground Thermal Energy Storages with Borehole Heat Exchangers (BHESINNO) – który będzie realizowany wspólnie z University of Stavanger i partnerem przemysłowych MuoviTech Polska Sp. z o.o.

dr inż. Aleksandra Jamrozik

dr hab. inż. Adam Szurlej, prof. AGH



# Modelowanie struktur geologicznych i symulacje procesów złożowych – nowoczesne metody badawcze stosowane w INiG – PIB dla potrzeb górnictwa naftowego, górnictwa węglowego i podziemnego magazynowania energii



Wiesław  
Szott



Krzysztof  
Sowiżdżał



Paweł  
Budak



## Modeling of Geological Structures and Simulations of Reservoir Processes – Modern Research Methods Used by Oil and Gas Institute – National Research Institute for the Needs of Oil and Gas Mining, Coal Mining, and Underground Energy Storage

### Abstract:

The paper presents the needs, aims and advantages of using reservoir modeling and simulations applied to underground geological structures confining energy resources and to phenomena of their exploitation. It includes historical description of the reservoir modeling development in the projects performed by INiG – PIB for Polish oil and gas industry. Main projects of this type are shortly presented. Directions of further development of the reservoir modeling and simulation are discussed and the next future plans of INiG – PIB in the field are revealed.

### Streszczenie:

W artykule przedstawiono potrzebę, cele i korzyści stosowania symulacyjnych modeli struktur geologicznych zawierających surowce energetyczne oraz procesów zachodzących podczas eksploatacji tych surowców. Zagadnienia te są istotne w pracach badawczych służących górnictwu naftowemu, górnictwu węglowemu oraz innym sektorom przemysłu energetycznego. W artykule przedstawiono krótki rys historyczny rozwoju nowoczesnych metod modelowania i symulacji złożowych w pracach INiG – PIB, wykonywanych na potrzeby polskich i zagranicznych firm z ww. sektorów gospodarki. Opisano najważniejsze projekty badawcze i rozwojowe w tej dziedzinie zrealizowane w INiG – PIB. Zaprezentowano

światowe kierunki rozwoju zagadnień modelowania i symulacji złożowych oraz plany poszerzenia możliwości INiG – PIB w tym zakresie.

### Wstęp

Efektywne rozpoznawanie zasobów surowców energetycznych zlokalizowanych w podziemnych strukturach geologicznych oraz zarządzanie ich eksploatacją to złożony proces oparty na wiedzy [1]. Wiedza ta gromadzona jest w wielorakich i różnorodnych czynnościach badawczych, obejmujących wszystkie etapy pozyskiwania tych surowców z ich naturalnych złóż od fazy poszukiwań, poprzez zagospodarowanie i eksploatację, a skończywszy na likwidacji złóż. Badania te (zdjęcia sejsmiczne, geofizyka otworowa, badania laboratoryjne fizycznych i chemicznych właściwości wydobywanych surowców, badania petrofizyczne skał złożowych i inne) dostarczają obszernych zbiorów danych, które podlegają weryfikacji i analizie oraz są podstawą do podejmowania istotnych decyzji w procesach rozpoznawania i zagospodarowywania zasobów tych surowców oraz zarządzania ich wydobyciem. Podstawowymi metodami badawczymi służącymi tym celom są matematyczne modele tych obiektów oraz wyniki symulacji ich pracy.

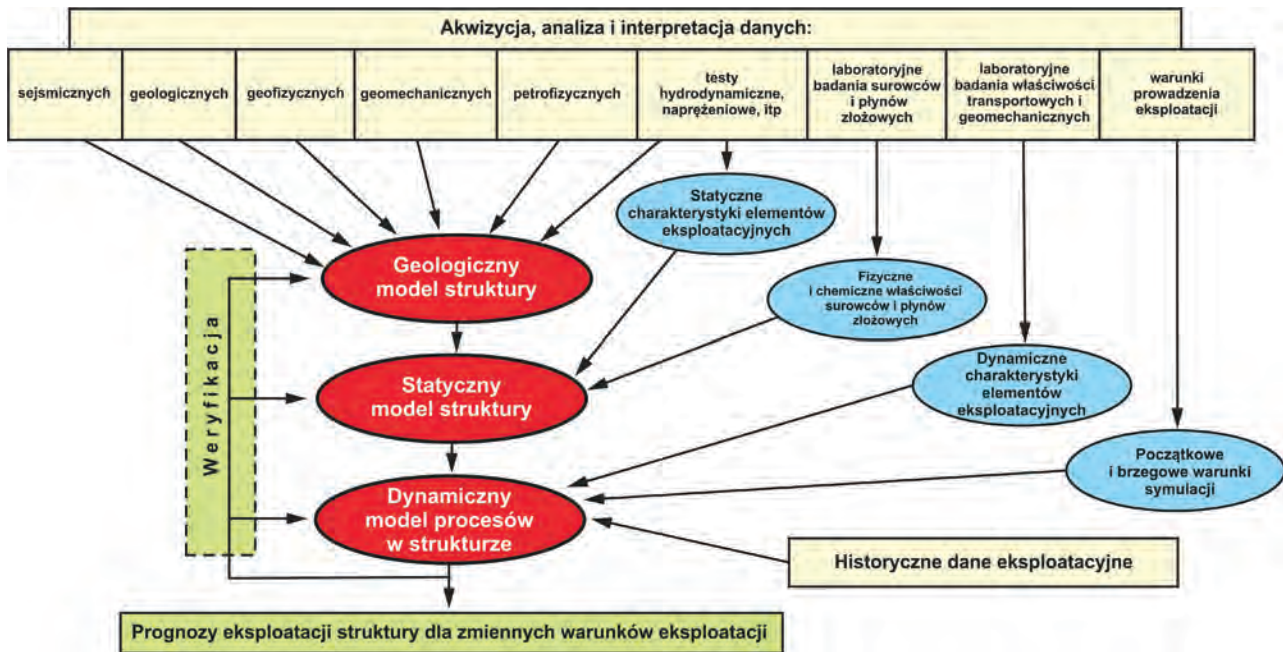
### Modele centralnym elementem opisu struktur geologicznych, ich zasobów oraz symulacji procesów ich eksploatacji

Struktury geologiczne zawierające surowce energetyczne jako obiekty usytuowane poza zasięgiem bezpośrednich obserwacji, a także w ograniczonym zakresie podległe bezpośrednim pomiarom, pomimo dużej liczby pomiarów pośrednich i/lub cząstkowych wymagają stosowania różnorodnych metod interpretacyjnych, powodujących wysoki stopień niepewności w przyjętym opisie tych obiektów. Dodatkowo złożony cha-

rakter procesów depozycyjnych i diagenetycznych determinujących przestrzenny rozkład cech fizycznych charakteryzujących formację geologiczną w połączeniu z ograniczoną liczbą pomiarów zezwala jedynie na niejednoznaczny opis geostatystyczny tych cech [2], realizowany przy pomocy modeli cyfrowych. Dlatego złoża tych surowców są typowym przykładem obiektów, dla których modelowanie matematyczne ma szczególnie istotne i skuteczne zastosowanie. Modele takie, od momentu rozpoczęcia procesu poszukiwań i analizy potencjału obszaru prospekcji (w skali basenu sedymentacyjnego), poprzez etap odkrywania akumulacji surowców oraz oceny ich zasobów, aż do ich zagospodarowania i eksploatacji, wraz z dopływem nowych informacji, poddawane są modyfikacjom i posiadają zasadnicze znaczenie w wysiłkach na rzecz zrozumienia i prognozowania fundamentalnych aspektów złożowych [3]. Modelowanie matematyczne pozwala w spójny sposób zweryfikować poprawność większości danych dotyczących badanej struktury, a także rozpatrywać wpływ niepewności pomiarów tej struktury na prognozy funkcjonowania procesów eksploatacji jej zasobów. Oznacza to szczególną funkcję matematycznych modeli struktur jako centralnego elementu schematu zintegrowanego ich opisu oraz symulacji powyższych procesów. Rysunek 1 przedstawia schemat podstawowych elementów i czynności niezbędnych do powstania takiego zintegrowanego opisu struktury, w tym położenie i wzajemne relacje trzech wyróżnionych etapów modelowania, tj.: modelu geologicznego, modelu statycznego i modelu dynamicznego.

### Korzyści stosowania symulacyjnych modeli struktur zasobów surowców energetycznych

Wysokorozdzielcze, geologiczne modele struktur akumulujących zasoby surowców energetycznych oraz obszarów poszukiwaw-



Rys. 1. Schemat podstawowych elementów i czynności niezbędnych do powstania zintegrowanego modelu symulacyjnego struktury

czych umożliwiają wszechstronną interpretację analizowanych obiektów geologicznych, obejmującą m.in. [4]:

- przestrzenną analizę potencjału zasobowego obiektów poszukiwawczych,
- analizę niepewności w odniesieniu do geometrii obiektu, heterogeniczności petrofizycznych właściwości poziomu/pokładu, zasobów, lateralnego i głębokościowego rozkładu zasobów, etc.
- interpretację granic litologicznych akumulacji zasobów,
- modele pozwalają uwiarygodnić wyniki symulacji złożowych poprzez zapewnienie szczegółowych przestrzennych modeli parametrów geologicznych determinujących charakter przepływu mediów złożowych.

Natomiast dynamiczne modele zjawisk złożowych i symulacje procesu eksploatacji zasobów tych złóż z użyciem tworzonych modeli stanowią podstawowe narzędzie badawcze, niezbędne nie tylko w procesie możliwie najpełniejszego opisu tego procesu, ale również w osiągnięciu szeregu innych celów. Ich lista obejmuje:

- systematyczną akwizycję i przechowywanie danych w postaci nowoczesnych systemów baz danych,
- integrację działań specjalistów w różnych dziedzinach (geologów, geofizyków, inżynierów złożowych i innych),
- możliwość weryfikacji: interpretacji, założeń i wniosków, dotyczących głównych charakterystyk analizowanych struktur (poprzez porównanie wyników symulacji z rzeczywistymi danymi eksploatacyjnymi),
- unikalną wiedzę o strukturze i zjawiskach

występujących podczas eksploatacji jej zasobów w różnych warunkach eksploatacji (możliwość realizowania „wirtualnych scenariuszy” pracy złoża),

- analizę zależności wyników osiągniętych w procesie eksploatacji od zmienności i błędów podstawowych parametrów struktury – probabilistyczne elementy oceny zasobów i ich szczypania.

Zastosowanie symulacyjnych modeli eksploatacji surowców energetycznych w strukturach geologicznych daje istotne korzyści przede wszystkim na etapie analizy i selekcji efektywnego planu zagospodarowania zasobów tych struktur. Bez możliwości zastosowania modeli symulacyjnych, opracowanie wiarygodnego planu zagospodarowania i eksploatacji zasobów pozbawione jest możliwości przeprowadzenia ocen ilościowych, co w konsekwencji wyklucza analizę ekonomiczną całego przedsięwzięcia. Symulacyjne modele eksploatacji surowców energetycznych są niezbędne w realizacji planów krótkoterminowych, jako tzw. modele operacyjne do rozwiązywania takich zagadnień, jak optymalizacja schematu i harmonogramu eksploatacji, zastosowanie metod wspomaganie eksploatacji, sposobów uniknięcia niekorzystnych zjawisk oraz ograniczenie ryzyka zdarzeń katastroficznych.

W szczególności omawiane struktury geologiczne dotyczą złóż naftowych obejmujących naturalne akumulacje ropy naftowej i gazu ziemnego. W tym przypadku modele symulacyjne [5] ujawniają swoją podstawową wartość w zagadnieniach strategicznych dla tego typu złóż, przy wykorzystaniu tzw. pełnoskalowych modeli symulacyjnych. W tym zastosowaniu

pozwalają one określić:

- prognozy eksploatacji pierwotnej,
- dobór metod oddziaływania na złożo,
- określenie zasobów wydobywalnych,
- zależność szczypania od rodzaju i wielkości inwestycji w zakresie odwiertów i instalacji napowierzchniowej,
- dane do dalszej analizy finansowej i określenia zasobów przemysłowych.

Symulacyjne modele złóż naftowych są również niezbędne w realizacji planów krótkoterminowych, jako tzw. modele operacyjne, do rozwiązywania takich zagadnień, jak optymalizacja parametrów planowanych odwiertów (ich typ, interwał udostępnienia, kierunek i długość odcinka poziomego itd.), plany wydobywania płynów złożowych z poszczególnych odwiertów (określenie optymalnej wydajności, składu wydobywanego płynu, itd.), jak i wiele innych.

Innym typem struktur geologicznych, których modelowanie i symulacje wykazują istotne korzyści są struktury zawodnione (akifery), wykorzystywane jako podziemne magazyny surowców energetycznych, takich jak gaz ziemny. Dla poprawnego i skutecznego projektowania oraz późniejszego zarządzania podziemnymi magazynami tych surowców należy uwzględnić ciąg elementów składowych całego systemu magazynowania. Szczególne miejsce zajmuje w nim element złożowy, w którym z reguły zachodzą bardzo złożone oddziaływania głównych czynników składających się na strukturę podziemnego magazynu. Modele numeryczne akiferów i symulacje procesów złożowych zachodzących w trakcie podziemnego magazynowania pozwalają na przeprowadzenie ilościowej analizy funkcjonowania tych obiektów.

Pośrednim obszarem zastosowania modelowania i symulacji złożowych w stosunku do wcześniejszych zastosowań jest dziedzina podziemnego magazynowania surowców energetycznych w częściowo wyeksploatowanych złożach ropy naftowej i gazu ziemnego [6].

Oddzielny zakres modelowania i symulacji złożowych stanowią projekty wykorzystujące CO<sub>2</sub> do wspomagania wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego oraz sekwestracji tego gazu, zarówno w częściowo wyeksploatowanych złożach naftowych [7], jak i strukturach wodonośnych [8].

Modelowanie struktur geologicznych obejmujących pokłady węgla oraz ich otoczenie przynosi istotne korzyści zwłaszcza w sytuacji, gdy eksploatacja tych pokładów związana jest z uwalnianiem się metanu. Stosowane wówczas różne metody odmetanowania pokładów węgla można ilościowo analizować jedynie przeprowadzając na odpowiednich modelach [9] symulacje pełnego procesu transportu metanu, począwszy od jego desorpcji z matrycy węglowej, poprzez dyfuzję do naturalnych lub wyindukowanych szczelin i dalej przepływ szczelinami, do elementów odmetanowujących.

Oddzielnym obszarem zastosowania modeli struktur geologicznych i symulacji zachodzących w nich procesów złożowych jest pozyskiwanie metanu z nieeksploatowanych pokładów węgla (CBM) oraz ze zlikwidowanych kopalń węgla (AMM).

Innym ważnym obszarem zastosowania modeli struktur geologicznych i symulacji zachodzących w nich procesów złożowych jest magazynowanie gazu ziemnego (lub innych gazów), paliw płynnych oraz innych surowców energetycznych (na przykład wodoru), czy też mieszanin gazu ziemnego z wodorem, w podziemnych magazynach zbudowanych w utworach solnych. Na magazyn taki składają się komory magazynowe wykonane (wylugowane) w pokładowych złożach soli lub w wysadach solnych. Symulacje takie pozwalają uwzględnić w działaniu tych magazynów szereg specyficznych zjawisk, takich jak: konwergencja komory, utrata stateczności jej ścian, czy powstawanie hydratów gazu ziemnego.

Należy zaznaczyć, że magazynowanie wodoru na większą skalę można realizować w strukturach innych niż kawerny solne (częściowo wyeksploatowane złoża naftowe, akifery), gdzie modelowanie i symulacje odgrywają również bardzo istotną rolę w projektowaniu i analizie pracy tych magazynów.

### Rozwój metod i technik modelowania struktur geologicznych i symulacji procesów eksploatacji zasobów tych struktur

Pierwsze modele numeryczne i ich symulacje pojawiły się wraz z komputerami cyfrowymi

w latach 50. XX wieku. Największy postęp w zakresie modelowania struktur geologicznych i symulacji procesów eksploatacji zasobów tych struktur dokonał się w ciągu ostatnich 30 lat, dzięki gwałtownemu rozwojowi przede wszystkim narzędzi (sprzętu komputerowego) – Tab. 1, jak i oprogramowania – Tab. 2.

W Polsce pierwsze prace dotyczące modelowania i symulacji złóż naftowych były prowadzone w latach 70. XX wieku w INiG – PIB przy pomocy symulatorów analogowych (tzw. analizatory pola). Pierwsze symulacje numeryczne wykonano w latach 1983–1986. Zastosowano metodę hybrydową: część liniowa symulacji na komputerze (typu main frame), część nieliniowa na analizatorze pola. Pierwsze konwencjonalne symulacje numeryczne przeprowadzono w 1995 r. (niekomercyjny symulator BOAST). Regularne prace komercyjne prowadzone są w INiG – PIB od 1996 r. (Eclipse 100 i 300).

W przypadku symulacji eksploatacji podziemnego kawernowego magazynu gazu ziemnego wykonanego utworach soli, pierwsze prace związane z tym zagadnieniem rozpoczęto w INiG – PIB w połowie lat 90. XX w. Były one wykonywane na potrzeby budowanego KPMG Mogilno. Ze względu na brak „gotowych” symulatorów pracy komory magazynowej w INiG – PIB opracowano pakiet programów uwzględniających wszystkie etapy eksploatacji komory podziemnego magazynu gazu, między innymi, do symulacji pierwszego napełniania komory gazem ziemnym, do symulacji eksploatacji komory magazynowej przy założeniu trójosiowego stanu odkształceń i naprężeń górotworu solnego oraz do oceny zagrożenia powstawaniem hydratów wraz z wytycznymi jego likwidacji [10, 11, 12, 13, 14, 15]. W ostatnim

Tab. 1. Porównanie sprzętu komputerowego

| Komputer                 | Superkomputer Cray 1S (1982 r.) | PC z Intel® Xeon® W-3175X @4.3 GHz (2019 r.) |
|--------------------------|---------------------------------|--|
| Koszt (USD)              | 17 000 000                      | ~8 000                                       |
| Wydajność/rdzeń (GFLOPS) | 0,027                           | 138  |
| Pamięć RAM (MB)          | 22                              | > 128 000                                    |

Tab. 2. Rozwój oprogramowania dla modelowania struktur geologicznych i symulacji procesów eksploatacji zasobów tych struktur

| Dekada | Możliwości oprogramowania  |
|--------|--|
| 1950   | symulatory 2D; symulatory 2-fazowe; prosta geometria   |
| 1960   | symulatory 3D; symulatory wielofazowe; uwzględnienie wielu elementów eksploatacyjnych; realistyczna geometria  |
| 1970   | symulatory uwzględniające reakcje termodynamiczne; symulatory chemiczne; symulatory termalne; deterministyczne metody 2-wymiarowego mapowania parametrów geologicznych; pierwsze pakiety komercyjne  |
| 1980   | realistyczne zarządzanie procesem eksploatacji; realistyczne modelowanie właściwości struktur; interfejs graficzny; stochastyczne algorytmy obliczeniowe; aplikacja danych sejsmicznych w prognozowaniu parametrów geologicznych   |
| 1990   | symulatory przyjazne dla użytkownika; szczegółowe modele geologiczne i „up-scaling”; lokalne zagęszczenie siatki; złożona geometria; powiązanie z systemami eksploatacji; ilościowe określanie niepewności w odniesieniu do geometrii struktury oraz heterogeniczności jej właściwości |
| 2000   | symulatory geomechaniczne, biologiczne i fazy stałe; efekty probabilistyczne; optymalizacja metod integracji danych pochodzących z różnych źródeł  |
| 2010   | modelowanie i symulacje niekonwencjonalnych struktur i zasobów surowców – specjalistyczne moduły platform interpretacyjno-obliczeniowych   |
| 2020   | zastosowanie metod uczenia maszynowego i sztucznej inteligencji w procesach modelowania i wspomaganego komputerowo kalibracji modeli; zastosowanie analizy typu „big data”; obliczenia w chmurze „cloud computing”; praca nad zespołami modeli „ansamble modeling”                     |

czasie wykorzystano oprogramowanie firmy Computer Modelling Group Ltd. do stworzenia modelu statycznego komory magazynowej. Przewodzone również prace związane z możliwością magazynowania mieszanin gazu ziemnego z wodorem w tego typu magazynach.

Od roku 2007 wysokorozdzielcze geologiczne modele struktur realizowane są przy pomocy specjalistycznych, komercyjnych pakietów oprogramowania (Petrel) umożliwiające pełną integrację wyników pomiarów laboratoryjnych (petrofizycznych, geochemicznych i innych) z danymi geofizyki otworowej, wynikami testów hydrodynamicznych oraz danymi sejsmicznymi.

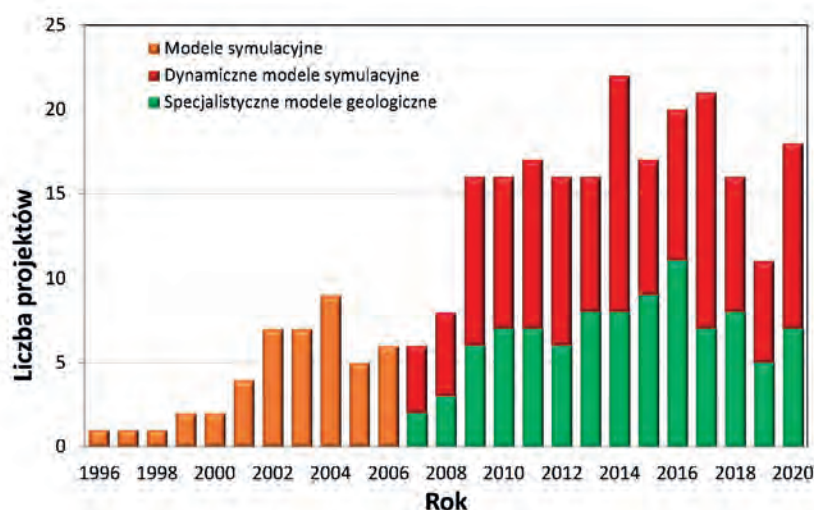
Zakres wykonywanych prac obejmuje przestrzenne modele geologiczne (strukturalne i parametryczne) w skali pojedynczych struktur, koncesji poszukiwawczych i basenów sedymentacyjnych dla szacowania zasobów geologicznych oraz zapewnienia możliwie precyzyjnej geometryczno-parametrycznej osnowy dla modeli symulacyjnych. W pracach tych główny nacisk położony jest na kompleksową integrację całokształtu danych: otworowych (laboratoryjnych, geofizyki, sedimentologicznych, petrofizycznych) oraz sejsmicznych, wykorzystując w tym celu metody geostatystyczne.

Osobną gałąź modelowania geologicznego stanowi przestrzenne modelowanie systemów naftowych, w ramach którego odtwarzana jest historia geologiczna obszaru poszukiwawczego. Dynamiczne modele basenów sedymentacyjnych obrazują przebieg i skutki procesów geologicznych, zachodzących w skali czasu geologicznego, w tym procesów generowania, migracji i akumulacji węglowodorów. Wyniki modelowania systemów naftowych wykorzystywane są w projektowaniu prac poszukiwawczych. Modelowanie to realizowane jest w INiG – PIB przy pomocy oprogramowania PetroMod 3D.

Rysunek 2 pokazuje dynamikę projektów z zakresu modelowania i symulacji złożowych prowadzonych w INiG – PIB.

#### Główne projekty symulacyjne wykonane w INiG – PIB obejmują:

1. BMB – największe lądowe złożo naftowe w Polsce – optymalizacja rozwiercania złoża; analiza porównawcza wybranych wtórnych metod eksploatacji złoża; optymalizacja warunków wydobywania płynów złożowych,
2. LMG – ostatnio zagospodarowane duże złożo ropy naftowej i gazu ziemnego – model geologiczny: modele 3D parametrów petrofizycznych, analiza zasobowa obszaru złożowego, analiza granic akumulacji ropy naftowej i gazu ziemnego, analiza zmienności głębokości konturu wody złożowej, prognozy symulacyjne dla pierwotnej metody



Rys. 2. Dynamika projektów z zakresu modelowania i symulacji złożowych prowadzonych w INiG – PIB

3. B3 – pierwsze podmorskie złożo ropy naftowej – analiza i dobór parametrów procesu nawadniania złoża,
4. B8 – ostatnio zagospodarowane podmorskie złożo ropy naftowej – model geologiczny: oszacowanie zasobów złoża, analiza granic akumulacji HC, optymalizacja rozwiercania złoża oraz analiza i optymalizacja procesu nawadniania złoża,
5. PMG Wierchowice – największy podziemny magazyn gazu w Polsce – symulacja pracy magazynu dla ustalenia optymalnych programów jego funkcjonowania; analiza procesów mieszania się gazów rodzimego i zatłaczanego oraz jakości gazu odbieranego z magazynu,
6. Borzęcin – pierwszy w Europie projekt sekwestracji gazów kwaśnych – analiza migracji zatłaczanych gazów do strefy złożowej, ocena ryzyka ucieczki gazu, szacowanie maksymalnej objętości sekwestracyjnej,
7. Budziszewice – struktura wodonośna do celów planowanej sekwestracji CO<sub>2</sub> – analiza procesu zatłaczania, pojemności struktury i ryzyka jej nieszczelności,
8. Rehman, Pakistan – złożo „tight gas” – wielowariantowe prognozy pracy złoża.
9. Zhylankyr, South Rovnaya, Kazachstan – analiza perspektywiczności zasobowej rozpoznawanych obiektów złożowych.
10. Vezaiciai, Litwa – złożo ropy naftowej w piaskowcach kambryjskich – ocena efektów zastosowania metod wspomaganie wydobywania ropy naftowej,
11. Projekty BlueGas – perspektywiczne formacje łupkowe – modelowanie niekonwencjonalnych gazowych formacji łupkowych w rejonie pomorskim i lubelskim [16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23],
12. KWK Zofiówka – kopalnia ortokoksowego węgla kamiennego – symulacje zaawansowanych metod odmetanowania głębokiego pokładu węgla [9, 24, 25],
13. Paproć – złożo gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca – budowa modelu geologicznego złoża w celu zaprojektowania nowych otworów wiertniczych
14. Zalesie, Przeworsk – wielohoryzontowe złożo gazu ziemnego w utworach miocenu zapadliska przedkarpackiego – budowa modelu geologicznych w celu zaprojektowania nowych otworów wiertniczych
15. Program EOR przy użyciu CO<sub>2</sub> – wybrane krajowe złoża ropy naftowej i gazu ziemnego – modelowanie metody wspomaganego wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego poprzez zatłaczanie CO<sub>2</sub>, ocena efektywności metody i objętości sekwestracyjnych CO<sub>2</sub> [7],
16. Modele systemów naftowych:
  - mioceński basen sedymentacyjny (część wschodnia i przynasunięciowa) – analiza procesu generowania gazu biogenicznego, bilans zasobowy,
  - dolnopaleozoiczny system naftowy basenu bałtyckiego w strefie lądowej i morskiej – ocena perspektyw odkrycia złóż konwencjonalnych i niekonwencjonalnych,
  - paleozoiczny system naftowy w południowo-wschodniej Polsce – ocena perspektywiczności utworów dewonu i karbonu w strefie przynasunięciowej Karpat fliszowych,
17. KPMG Mogilno – kawernowy podziemny magazyn gazu w wysadzie solnym – symulacje pierwszego napełniania komory gazem, jej eksploatacji oraz możliwości

tworzenia się hydratów podczas eksploatacji kawerny magazynowej wykonanej w utworach soli.

18. **Magazynowanie mieszanin gazu ziemnego z wodorem** – rozpoznanie możliwości magazynowania mieszaniny gazu ziemnego z wodorem w kawernach solnych wraz z prognozowaniem eksploatacji.

Obecnie INiG – PIB dysponuje następującymi narzędziami do modelowania i symulacji: Petrel, Techlog, Interactive Petrophysics, ProGeo, PetroMod – PetroFlow 3D, Visage, PVT-SIM, Eclipse 100, Eclipse 300, Moduł CBM/Shale Gas, CMG IMEX.

### Kierunki rozwoju metod modelowania struktur geologicznych i symulacji procesów eksploatacji zasobów tych struktur

Prace nad rozwojem metod i technik modelowania struktur geologicznych i symulacji procesów eksploatacji zasobów tych struktur trwają nieustannie. Chociaż trudno określić je mianem prac przełomowych, to stanowią one konkretną reakcję na zapotrzebowanie zgłaszane przez górnictwo naftowe, a w szczególności przez użytkowników tych metod i ich implementacji w narzędziach programistycznych.

Główne kierunki rozwoju obejmują [26]:

1. uwzględnienie dotąd pominiętych lub traktowanych w sposób uproszczony zjawisk fizycznych i chemicznych, obserwowanych w procesach eksploatacji surowców energetycznych. Należą do nich:
  - a) zjawiska geomechaniczne towarzyszące dynamice udostępnianych i eksploatowanych struktur geologicznych, wymagające jednoczesnego rozwiązania problemu wydobycia surowców i transportu płynów złożowych oraz zjawisk geomechanicznych zachodzących w skałach struktury,
  - b) udoskonalenia charakterystyki właściwości surowców i płynów złożowych w nietypowych warunkach panujących w strukturach złożowych, np. wysokie ciśnienie i temperatura, struktura nanoporów i mikroszczelin,
  - c) uwzględnienia chemicznych i termalnych reakcji prowadzących do modyfikacji własności skał struktury,
  - d) udoskonalenia charakterystyk oddziaływania surowce/płyny-skały, struktury, takich jak zmiana zwilżalności, adsorpcja/desorpcja, dyfuzja,
  - e) zjawiska transferu masy i ciepła w wieloporowatych strukturach geologicznych,

2. poprawę efektywności obliczeniowej oprogramowania specjalistycznego dla uwzględnienia modeli o dużej rozdzielczości przestrzennej. Celowi powyższemu służy postęp w efektywności sprzętu komputerowego oraz rozwój nowych technik programistycznych, w tym paralelizacji kodu symulatorów, ulepszonych metodach algebraicznych i inne osiągnięcia w zakresie metod cyfrowych. Do niniejszej kategorii można zaliczyć istotny postęp w dziedzinie wizualizacji tworzonych modeli oraz wyników przeprowadzonych z ich pomocą symulacji a także ulepszone narzędzia pre-processingu do automatycznego wykrywania błędów i niespójności modeli,
3. dalszą integrację narzędzi programistycznych – dotyczy ona w szczególności pakietów stosowanych do tworzenia modeli struktur geologicznych i ich sprzężenia z symulatorami procesów eksploatacyjnych,
4. automatyzację procesów tworzenia, weryfikacji i zastosowania modeli symulacyjnych – obejmuje ona istotny element procesu modelowania, jakim jest kalibracja modeli, dla której opracowuje się zaawansowane metody optymalizacji globalnej. Kierunek ten zawiera również metody i narzędzia służące ocenie niepewności wyników symulacji procesów eksploatacji.

### Plany rozwoju na najbliższe lata w INiG – PIB

Również w INiG – PIB czynione są plany poszerzenia zakresu prac dotyczących modelowania struktur geologicznych i symulacji procesów eksploatacji zasobów tych struktur. Plany te obejmują:

1. optymalizację integracji danych lokalnych (otworowych) i globalnych (sejsmicznych) poprzez tworzenie detalicznych, fizycznych modeli ośrodka geologicznego oraz zasobów i płynów obecnych w tym ośrodku,
2. dostosowanie metodyki modelowania geologicznego do specyfiki struktury (formacji niekonwencjonalnej),
3. optymalizację metodyki modelowania właściwości geochemicznych na potrzeby rozpoznawania formacji łupkowych oraz modelowania systemów naftowych,
4. przestrzenną, ilościową charakterystykę parametrów geomechanicznych i ich implementację w modelowaniu dynamicznym,
5. modelowanie niekonwencjonalnych struktur zasobów energetycznych,

6. zastosowanie wieloagentowych metod optymalizacji globalnej w procesie komputerowo wspomaganą kalibracją modeli symulacyjnych,
7. opracowanie metodyki oceny niepewności wyników symulacji procesów eksploatacji surowców energetycznych.

### Literatura

- [1] Satter A. & Thakur G. *Integrated Petroleum Reservoir Management*. PennWell Books, Tulsa 1994. ISBN10 0878144080. ISBN13 9780878144082.
- [2] Deutsch C.V., 2002 – *Geostatistical Reservoir Modeling*. Oxford University Press, 2002, pp. 376. ISBN 0-19-513806-6.
- [3] Zakrevsky K.E., 2011 – *Geological 3D Modelling*. EAGE Publications, 2011, pp. 261. ISBN: 9073781965, 9789073781962.
- [4] Sowiżdżał K., *Geologiczne, przestrzenne modelowanie złóż węglowodorów – aspekty metodyczne i przykłady zastosowań*. Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, nr 192, 2013.
- [5] Szott W. *Komputerowe modele i symulacje złożowe. Nowoczesne metody służące pozyskiwaniu surowców naftowych*. Rynek Polskiej Nafty i Gazu, 2012, nr 7, s. 80–88.
- [6] Szott W. *Zastosowanie symulacji komputerowych do modelowania pracy podziemnych magazynów gazu w Polsce*. Nafta-Gaz, 2010, nr 5 s. 339–344.
- [7] Szott W., Łętkowski P., Gołąbek A., Miłek K. *Ocena efektów wspomaganego wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z wybranych złóż krajowych z zastosowaniem zatłaczania CO<sub>2</sub>*. Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu, nr 184, 2012. ISSN 2353-2718.
- [8] Szott W. *Modelowanie zjawisk złożowych procesu sekwestracji CO<sub>2</sub> w strukturach zawodnionych przy pomocy najnowszych narzędzi programistycznych symulatora Eclipse*. Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu, nr 175, 2010, s. 1–52.
- [9] Szott W., Gołąbek A., Łętkowski P., Słota-Valim M., Sowiżdżał K. *Numerical Studies of Improved Methane Drainage Technologies by Stimulating Coal Seams in Multi-Seam Mining Layouts*. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. Vol. 108, August 2018, pp. 157–168. DOI: 10.1016/j.ijmms.2018.06.011.
- [10] Szpunar T., Budak P.: *Konwergencja podziemnego magazynu gazu w kawernie solnej, w trójosiowym stanie naprężeń i odkształceń*. Prace Instytutu Nafty i Gazu, nr 128, 2005, s. 37. ISSN 0209-0724.
- [11] Szpunar T., Budak P.: *Konwergencja pod-*



- ziemnego magazynu gazu w kawernie solnej oraz graniczne parametry eksploatacyjne komory magazynowej. *Prace Instytutu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa* nr 114, 2002, s. 45. ISSN 0209-0724.
- [12] Szpunar T., Budak P.: Zagadnienie likwidacji hydratów w kawernowych magazynach gazu. *Prace Instytutu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa* nr 99, 1999, s. 53. ISSN 0209-0724.
- [13] Budak P., Szpunar T.: Rozkład temperatury gazu płynącego w kolumnie eksploatacyjnej podziemnego magazynu gazu w kawernie solnej. *Nafta-Gaz*, 2000, nr 10, s. 580–590.
- [14] Budak P., Szpunar T.: Program symulacji pracy podziemnego magazynu gazu w komorze solnej. *Nafta-Gaz*, 2000, nr 9, s. 530–534.
- [15] Budak P.: Symulacja pierwszego napełniania podziemnego magazynu gazu w kawernie solnej. *Nafta-Gaz*, nr 11, 1997, s. 519–524.
- [16] Szott W., Gołąbek A. Investigation of Rate-Divide Analysis for Assessment of Recoverable Resources of Polish Shale Gas Formations. *Nafta-Gaz* 2015, nr 11, s. 864–8697, DOI: 10.18668/NG2015.11.08.
- [17] Szott W., Gołąbek A. Wpływ niepewności wybranych parametrów geologicznych i błędów pomiarowych na wyznaczenie wydobywalnych zasobów gazu w krajowych formacjach łupkowych metodą krzywych spadku wydajności. *Nafta-Gaz* 2016, nr 9, s. 696–703, DOI: 10.18668/NG.2016.09.03.
- [18] Szott W., Łętkowski P. Determination of Basic Reservoir Parameters in Shale Formations as a Solution of Inverse Problem in the Computer Assisted History Matching of their Simulation Models. Part I – Introduction to Methodology and Initial Tests. *Nafta-Gaz* 2015, nr 11, s. 870–876, DOI: 10.18668/NG2015.11.09.
- [19] Szott W., Łętkowski P. Determination of Basic Reservoir Parameters in Shale Formations as a Solution of Inverse Problem in the Computer Assisted History Matching of their Simulation Models. Part II – Hybrid Optimization Algorithm. *Nafta-Gaz* 2016, nr 10, s. 814–821, DOI: 10.18668/NG.2016.10.06.
- [20] Szott W., Miłek K. Methods to determine drainage area in shale formations produced by stimulated horizontal wells using reservoir simulation modelling. *Nafta-Gaz* 2015, nr 12, s. 992–997, DOI: 10.18668/NG.2015.12.07.
- [21] Szott W., Miłek K. Metodyka wyznaczenia korelacji wybranych wielkości eksploatacyjnych z parametrami złożowymi dla odwiertów udostępniających formacje łupkowe. *Nafta-Gaz* 2016, nr 10, s. 805–813, DOI: 10.18668/NG.2016.10.05.
- [22] Praca zbiorowa pod redakcją J. Lubasia. Opracowanie optymalnych koncepcji zagospodarowania złóż niekonwencjonalnych. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego* nr 223, 2018. s. 308. ISBN: 978-83-65649-30-0, ISSN: 2353-2718, DOI: 10.18668/PN2018.223
- [23] Sowizdzał K., Słoczyński T., Kaczmarczyk W. Estimation of the Oil-in-Place Resources in the Liquid-Rich Shale Formations Exploiting Geochemical and Petrophysical Data in a 3D High-Resolution Geological Model Domain: Baltic Basin Case Study. *Geofluids*, Volume 2020, DOI: 10.1155/5385932.
- [24] Słota-Valim M., Sowizdzał K. Modelowanie geologiczno-geomechaniczne pokładów węgla kamiennego jako element optymalizacji metod stymulowanego szczyrpywania metanu. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego*, nr 209, 2016, s. 823–828.
- [25] Szott W., Gołąbek A. Numerical modelling of stimulated methane drainage from coal seams. *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego*, nr 209, 2016, s. 829–836.
- [26] Gilman J.R. & Ozgen C. *Reservoir Simulation: History matching and forecasting*. Society of Petroleum Engineers, 2013, pp. 120. ISBN: 978-1-61399-311-8.

Dr Wiesław Szott  
Adiunkt; kierownik Zakładu Symulacji  
Złóż Węglowodorów i Podziemnych  
Magazynów Gazu  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy  
Instytut Badawczy

Dr inż. Krzysztof Sowizdzał  
Adiunkt w Zakładzie Geologii  
i Geochemii  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy  
Instytut Badawczy

Mgr inż. Paweł Budak  
Starszy specjalista naukowo-  
badawczy, kierownik Zakładu  
Inżynierii Naftowej  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy  
Instytut Badawczy

### Informacja dla autorów publikujących w „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych”

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

# Wykorzystanie uczenia maszynowego w identyfikacji kryteriów przepływów płynów dwufazowych w przewodach horyzontalnych \*



Klaudia K. Pakos

## Abstract

Recognition of the phase distribution in pipe is necessary to create the appropriate hydrodynamic model. In the thesis, machine learning was used to identify flow regime for two-phase fluids in horizontal pipes. Using films with flows, a set of learning and validation data was created and classified in five clusters corresponding to the following flow structures: bubbly, slug, plug, stratified and wavy. Then, machine learning models were developed, using the TensorFlow and Keras libraries, which used deep convolution layers. Finally, the optimal structure of the neural network was proposed, which ensured low values of the loss parameter and high accuracy of classification. The proposed solution may find application in industry competing with those currently used.

## Streszczenie

Rozpoznanie występującego w przewodzie rozmieszczenia faz jest niezbędne do stworzenia odpowiedniego modelu hydrodynamicznego. W pracy wykorzystano uczenie maszynowe do identyfikacji kryteriów przepływów płynów dwufazowych w przewodach horyzontalnych. Wykorzystując filmy z przepływami stworzono zbiór danych uczących i walidacyjnych, sklasyfikowanych w pięciu klastrach odpowiadających następującym strukturalnym przepływu: pęcherzykowej, rzutowej, korkowej, warstwowej i falowej. Następnie opracowano modele uczenia maszynowego z wykorzystaniem bibliotek TensorFlow oraz

**Klaudia K. Pakos** ur. w Jędrzejowie. Absolwentka Inżynierii Naftowej i Gazowniczej, (specjalność Inżynieria Gazownicza), WwNiG, AGH w Krakowie (2019) na podstawie pracy dyplomowej pt. „Kryteria unoszenia płynu dwufazowego w przewodzie horyzontalnym”, promotor dr Karol Dąbrowski (WwNiG AGH). Absolwentka Inżynierii Obliczeniowej, WIMiIP, AGH w Krakowie (2020) na podstawie pracy „Metody uczenia maszynowego w identyfikacji kryteriów przepływów płynów dwufazowych w przewodach horyzontalnych”, promotor dr hab. Łukasz Rauch (WIMiIP AGH)), prof. AGH. Obecnie doktorantka Szkoły Doktorskiej AGH (od 2019), badająca „Wpływ niejednorodności własności zbiornikowych wielohoryzontowego złoża niekonwencjonalnego w zbitych piaskowcach udostępnianych systemem stymulowanych odwiertów pionowych i poziomych na proces jego eksploatacji” Praca realizowana pod kierunkiem prof. S. Nagya w Katedrze Inżynierii Gazowniczej. Główne kierunki działalności naukowej to: numeryczna symulacja mechaniki płynów i eksploatacji złóż, zastosowanie sztucznej inteligencji inżynierii naftowej i gazowniczej, inżynieria złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, w tym złóż niekonwencjonalnych.

Keras, w których wykorzystano głębokie warstwy konwolucyjne. Finalnie wytypowano optymalną budowę sieci neuronowej, która zapewniała niskie wartości parametru straty i wysoką dokładność klasyfikacji. Zaproponowane rozwiązanie może znaleźć zastosowanie w przemyśle konkurując z wykorzystywanymi obecnie.

## Wstęp

Ciągły przepływ dwóch faz wewnątrz przewodu horyzontalnego zaobserwowany może być w wielu zastosowaniach w przemyśle chemicznym, naftowym a także w produkcji energii. Obecność drugiej fazy nadaje złożoności wynikającej z wymiany masy, pędu i energii zachodzącej między fazami (O'Donovan & Grimes, 2020). Przepływ badany jest ze względu potrzebę rozpoznania struktury, w celu doboru odpowiednich korelacji obliczania spadków ciśnienia, wyznaczania przepływu ciepła, a także rozpoznania przestrzeni zajmowanej przez jedną z faz.

W literaturze, kryteria przepływu przedstawiane są w postaci map, które są wykresami zależności prędkości każdej z faz od rozpoznanej struktury przepływu (Taitel & Dukler, 1976). Problem z wykorzystaniem owych wykresów wynika z tego, że mapy rysowane są na podstawie zebranych danych empirycznych, z któ-

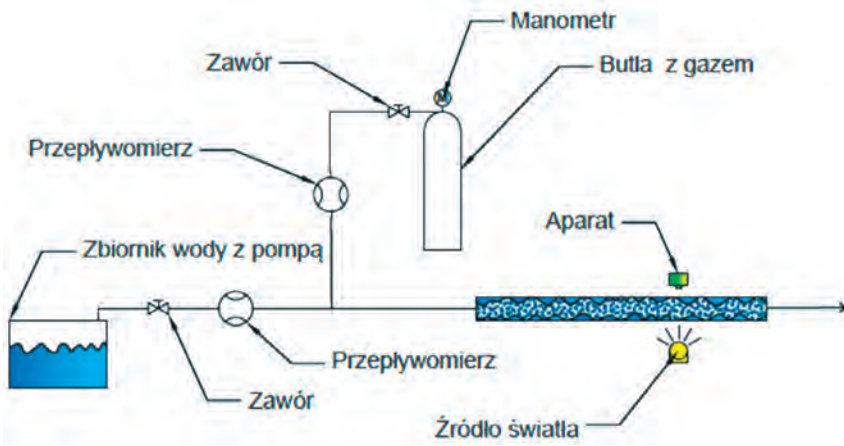
rymi związany jest szereg założeń poczynionych w trakcie wykonywania pomiaru. Dana mapa wykorzystana może być do określenia przepływu płynów tylko o takich samych własnościach jak płyny poddawane pomiarom do wykreślenia mapy, a także w przewodach o konkretnych wymiarach. Uwzględnić należy także ograniczenia, związane z wydatkami przepływu faz.

W zastosowaniu przemysłowym spotykane jest również badanie struktur przepływu za pomocą systemu czujników siatkowych. Ich działanie polega na pomiarze jednej z dwóch właściwości elektrycznej: przenikalności elektrycznej lub przewodności. (Shaban & Tavoularis, 2017). Urządzenia te są jednak drogie i dostosowane do konkretnych średnic przewodów.

Rozwiązaniem problemu rozpoznawania struktur przepływu może być wykorzystanie kamer, które w czasie rzeczywistym mogłyby monitorować kryteria przepływu, a otrzymany obraz, przekazywać na bieżąco do komputera, gdzie mogłyby następować automatyczne klasyfikowanie przepływów.

Celem pracy było określenie modelu uczenia maszynowego, którego zadaniem była klasyfikacja przepływów dwufazowych w przewodach horyzontalnych, w oparciu o zarejestrowane na filmach struktury przepływu faz o różnych wydatkach.

\* Na podstawie pracy inżynierskiej pt. Wykorzystanie uczenia maszynowego w identyfikacji kryteriów przepływów płynów dwufazowych w przewodach horyzontalnych (promotor dr hab. inż. Łukasz Rauch, prof. AGH (Wydział Inżynierii Metali i Informatyki Przemysłowej AGH) oraz pracy „Kryteria unoszenia płynu dwufazowego w przewodzie horyzontalnym”. Promotor dr Karol Dąbrowski (Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH).



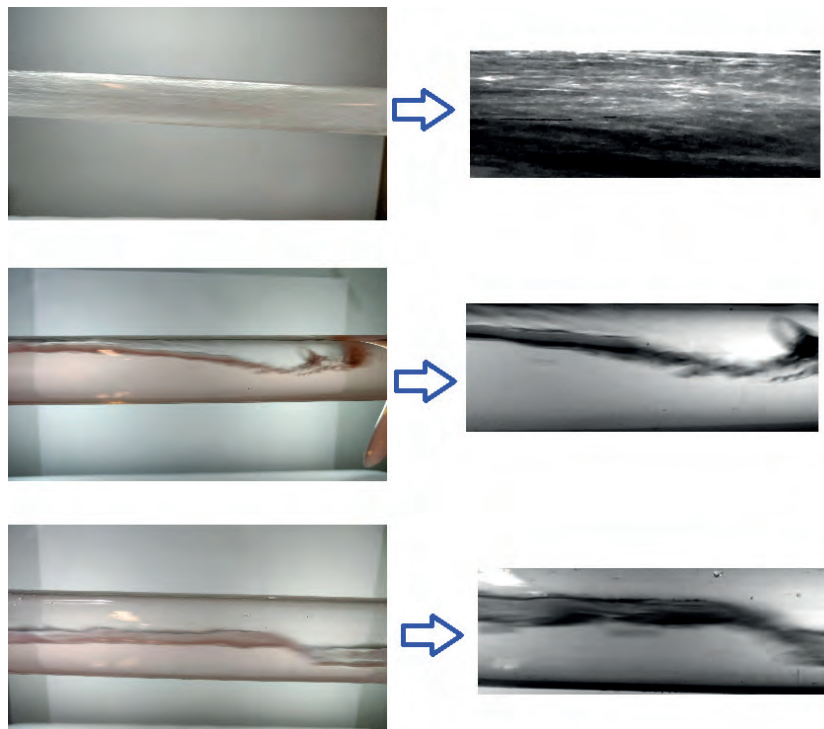
Rys. 1. Schemat zbudowanego stanowiska pomiarowego



Rys. 2. Schemat przetwarzania obrazów

### Dane wejściowe

Badania laboratoryjne wykonane zostały w laboratorium Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu i były częścią pracy magisterskiej, pisanej pod kierunkiem dr Karola Dąbrowskiego. Celem pracy była identyfikacja kryteriów unoszenia płynów dwufazowych w przewodzie horizontalnym w zależności od średnicy, napięcia powierzchniowego a przede wszystkim prędkości przepływu każdej z faz. W ramach pracy zbudowane zostało stanowisko pomiarowe, a także wytypowany został roztwór, o napięciu powierzchniowym mniejszym od wody, w celu porównania kryteriów unoszenia tych dwóch cieczy. Zebrane dane porównane zostały z jedną z najczęściej wykorzystywanych map kryteriów przepływu w przewodach horizontalnych – mapą Mandhaine'a (Pinto Del Corral, 2014). Stworzona została również samoorganizująca się sieć neuronowa, której zadaniem była klasyfikacja zdjęcia ze względu na rodzaj przedstawionego na nich przepływu. Otrzymane wyniki były na tyle satysfakcjonujące, że postanowiono sprawdzić wykorzystanie bardziej zaawansowa-



Rys. 3. Przykładowe zdjęcia ze zbioru uczącego tuż po otrzymaniu z filmów i po przetworzeniu w oprogramowaniu MATLAB

nych narzędzi sztucznej inteligencji, takich jak uczenie maszynowe, co przedstawione zostało w niniejszej pracy.

### Przygotowanie danych wejściowych

Do trenowania i testowania sieci neuronowej wykorzystano filmy nagrane za pomocą aparatu, umiejscowionego po jednej stronie przezroczystego przewodu, naprzeciwko którego znalazło się źródło światła. Do przewodu pomiarowego doprowadzono mieszaninę, powietrza z butli i wody ze zbiornika. Podczas pomiaru mierzono prędkość każdej z faz za pomocą manometru i przepływomierza. Schemat stworzonego układu przedstawiono na Rys. 1.

Wykorzystano 158 filmów w formacie mp4, na których rozpoznano, 5 rodzajów przepływów: warstwowy, falowy, korkowy, rzutowy i pęcherzykowy. Za pomocą oprogramowania Image Processing Toolbox, w programie MATLAB, stworzono z klatek filmów zdjęcia w formacie .jpg i dokonano przetworzenia obrazów, czego schemat pokazano na Rys. 2.

Następnie otrzymane zdjęcia przekonwertowano do skali szarości, dokonano ich filtracji filtrem medianowym o wymiarach okna [3 3] oraz poprawiono ich kontrast. Kolejnym krokiem było usunięcie tła, tak aby na obrazie był jedynie przewód, w którym dokonywano obserwacji. W ten sposób otrzymano ostateczne zdjęcia pogrupowane w 5 folderów z nazwami rodzajów przepływów. Przykład zmian kilku zdjęć powstałych z kadrów filmu i ich końcowej wersji, przeznaczonej do nauki sieci, pokazano na Rys. 3.

### Budowa sieci neuronowej

Do stworzenia sieci neuronowej wykorzystano biblioteki TensorFlow oraz Keras. Jako strukturę tworzącą sieć wybrano model sekwencyjny Sequential() uwzględniając, że jest on najczęściej wykorzystywany do klasyfikacji obrazów. Postanowiono na początku sieci umiejscowić warstwy konwolucyjne Conv2D(), co jest praktyką bardzo popularną w analizie obrazu, pozwalają bowiem one w automatyczny sposób odfiltrować zdjęcie, aby wydobyć z niego konkretne cechy każdego z przepływów. W trakcie opracowywania sieci sprawdzono wykorzystanie 2 i 3 warstw konwolucyjnych z 32 filtrami, ponieważ każda warstwa odpowiada za wyodrębnienie tylko jednej cechy z obrazu. Sprawdzono również jak na sieć wpłynie zwiększenie do 64 filtrów w ostatniej z tych warstw. Aby sprawdzić, czy nie występuje problem nadmiarowości wydobycia informacji o danej cesze, w danym obszarze, przetestowano również wykorzystanie dodatkowej warstwy zbiorczej MaxPooling2D() której zadaniem jest uogólnienie wydobytch informacji ze wskazaniem cechy reprezentatywnej. Następnie macierz zamieniona została na wektor, który był przetwarzany w warstwie gęsto połączonej Dense() z 32 ukrytymi jednostkami. Kolejno zastosowano technikę porzucenia Dropout(), która ma zapobiegać przetrenowaniu sieci. W trakcie przygo-



Rys. 4. Schemat budowy zaproponowanej sieci neuronowej służącej do rozpoznawania rodzajów przepływów

towywania sieci sprawdzono 10%, 20%, 30%, 35% i 40% jako parametr porzucenia. Ostatnią warstwą sieci była warstwa gęsto połączona Dense() z 5 jednostkami ukrytymi, której celem działania była klasyfikacja obrazu do jednej z 5 klas wynikowych. Schemat ogólny budowy sieci przedstawiono na Rys. 4

Po analizie różnych parametrów sieci wybrano 14 wariantów różniących się od siebie ilością warstw konwolucyjnych, ilością filtrów ostatniej warstwy konwolucyjnej, prawdopodobieństwem porzucenia, liczbą epok i posiadaniem warstwy zbiorczej, co przedstawiono w Tab. 1

Tab. 1 Opracowane warianty

| Wariant | Warstwy konwolucyjne                 |           | Warstwy głębokie | Parametr porzucenia | Liczba epok |
|---------|--------------------------------------|-----------|------------------|---------------------|-------------|
| 1       | Conv2D32, Conv2D32,                  | Conv2D64, | Dense32          | 0.1                 | 50          |
| 2       | Conv2D32, Conv2D32,                  | Conv2D32, | Dense32          | 0.1                 | 50          |
| 3       | Conv2D32, Conv2D64,                  | Conv2D64, | Dense32          | 0.1                 | 50          |
| 4       | Conv2D32, Conv2D32,                  |           | Dense32          | 0.1                 | 50          |
| 5       | Conv2D32, Conv2D64,                  |           | Dense32          | 0.1                 | 50          |
| 6       | Conv2D32, MaxPool, Conv2D32, MaxPool |           | Dense32          | 0.1                 | 50          |
| 7       | Conv2D32, Conv2D32,                  |           | Dense16          | 0.1                 | 50          |
| 8       | Conv2D32, Conv2D32,                  |           | Dense64          | 0.1                 | 50          |
| 9       | Conv2D32, Conv2D32,                  |           | Dense64          | 0.2                 | 50          |
| 10      | Conv2D32, Conv2D32,                  |           | Dense64          | 0.3                 | 50          |
| 11      | Conv2D32, Conv2D32,                  |           | Dense64          | 0.4                 | 75          |
| 12      | Conv2D32, Conv2D32,                  |           | Dense64          | 0.35                | 50          |
| 13      | Conv2D32, Conv2D32,                  |           | Dense128         | 0.35                | 50          |
| 14      | Conv2D32, Conv2D32,                  | Conv2D32, | Dense128         | 0.35                | 50          |

Tab. 2. Otrzymane wyniki działania opracowanych modeli uczenia maszynowego

| Wariant | Wyniki                       |                          |                               |                          |
|---------|------------------------------|--------------------------|-------------------------------|--------------------------|
|         | Parametr straty, dane uczące | Dopasowanie, dane uczące | Parametr straty, dane testowe | Dopasowanie, dane uczące |
| 1       | 0.013                        | ✓ 99.38%                 | 0.865                         | ✓ 92.00%                 |
| 2       | 0.083                        | ✓ 97.87%                 | 0.460                         | ⚠ 90.00%                 |
| 3       | 0.024                        | ✓ 99.07%                 | 0.681                         | ✓ 91.00%                 |
| 4       | 0.013                        | ✓ 99.51%                 | 0.352                         | ✓ 92.00%                 |
| 5       | 0.080                        | ⚠ 96.98%                 | 0.618                         | ✓ 91.00%                 |
| 6       | 0.013                        | ✓ 99.56%                 | 0.349                         | ⚠ 90.00%                 |
| 7       | 0.175                        | ✗ 93.64%                 | 0.785                         | ✗ 87.00%                 |
| 8       | 0.004                        | ✓ 99.87%                 | 0.422                         | ⚠ 89.00%                 |
| 9       | 0.010                        | ✓ 99.64%                 | 0.467                         | ✓ 91.00%                 |
| 10      | 0.018                        | ✓ 99.38%                 | 0.408                         | ✓ 91.00%                 |
| 11      | 0.020                        | ✓ 99.29%                 | 0.572                         | ⚠ 90.00%                 |
| 12      | 0.062                        | ⚠ 97.60%                 | 0.514                         | ⚠ 89.00%                 |
| 13      | 0.014                        | ✓ 99.47%                 | 0.363                         | ✓ 91.00%                 |
| 14      | 0.011                        | ✓ 99.64%                 | 0.806                         | ⚠ 89.00%                 |

### Wyniki

Otrzymane wyniki przedstawiono w Tab. 2. Warto zauważyć, że wszystkie modele charakteryzowały się stosunkowo niskimi parametrami straty i dużą dokładnością.

W przypadku danych uczących najgorsze wyniki otrzymał wariant 7, parametr straty był tu najwyższy i wyniósł 0.175, jednocześnie uzyskano najmniejszą dokładność dopasowania, która wyniosła 93.64%. Najlepszym dopasowaniem charakteryzował się wariant 8 i wyniosło ono 99.87%, posiadał on również najmniejszą wartość straty równą 0.004. Dla danych walidacyjnych najlepiej wypadł wariant 4, jego strata wynosiła 0.352, natomiast dokładność 92%. Najgorszy okazał się natomiast wariant 7, którego strata równa była 0.785 a dokładność 89%.

### Wnioski

Dzięki sprawdzeniu wpływu ilości warstw konwolucyjnych, ilości potrzebnych w nich filtrów, wykorzystaniu warstw zbiorczych i wielkości parametru porzucenia (dropout), wytypowano optymalną budowę sieci neuronowej, która zapewniała niskie wartości straty i wysoką dokładność klasyfikacji. Proponowany model uczenia maszynowego, służący do identyfikacji kryteriów przepływów płynów dwufazowych, złożony jest z dwóch warstw konwolucyjnych o oknie [3,3], posiadających 32 filtry. Poza tym w sieci nie występuje warstwa zbiorcza, a warstwy gęsto połączone z 32 ukrytymi jednostkami posiadają parametr porzucenia równy 10%.

Zaproponowany sposób użycia uczenia maszynowego może znaleźć zastosowanie w przemyśle, w określaniu kryteriów przepływów płynów dwufazowych w przewodach horyzontalnych, ale także wykorzystany może być w przewodach pionowych, czy znajdujących się pod kątem. Rozwiązanie to może konkurować z wykorzystywanymi obecnie, ze względu na prostotę i niski koszt. Zdjęcia wykonywane mogą być na bieżąco za pomocą kamer, a następnie klasyfikowane przez komputer. Przy wykorzystaniu tej metody nieistotne są własności płynów, czy geometria przewodu.

### Bibliografia

1. Abrahams, S. & Hafner, D., 2016. *Tensor-Flow for Machine Intelligence*. Wydanie pierwsze red. Santa Rosa: Bleeding Edge Press.
2. Ghaiasiaan, M., 2008. *Two-phase flow, boiling and condensation in conventional and miniature systems..* New York: Cambridge University Press.
3. Gulli, A. & Pal, S., 2017. *Deep Learning with Keras*. Wydanie pierwsze red. Birmingham: Packt Publishing.
4. Hale, J., 2019. *Towards data science*. [Online] Available at: <https://towardsdatascience.com/which-deep-learning-framework-is-growing-fastest-3f77f14aa318> [Data uzyskania dostępu: 16 luty 2020].
5. O'Donovan, A. & Grimes, R., 2020. *Two-phase flow regime identification through local temperature mapping*. *Experimental Thermal and Fluid Science*, 1 July.
6. Pinto Del Corral, N., 2014. *Analysis of Two-Phase Flow Pattern Maps*, Brno:
7. Raschka, S. & Mirjalili, V., 2017. *Python Machine Learning*. Wydanie drugie red. Birmingham: Packt Publishing.
8. Richter, Aritomi, Prasser & Hampel, 2002. *Approach towards spatial phase reconstruction in transient bubbly flow using a wire-mesh sensor*. W: *Heat Mass Transfer*, pp. 1063-1075.
9. Schlumberger, 2020. *Schlumberger Oilfield Glossary*. [Online] Available at: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/ff/flow\\_regime.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/ff/flow_regime.aspx) [Data uzyskania dostępu: 22 Luty 2020].
10. Shaban & Tavoularis, 2017. *Performance evaluation of conductivity wire-mesh sensors in vertical channels*. *Flow Measurement and Instrumentation*, pp. 185-196.
11. Taitel, Y. & Dukler, A. E., 1976. *A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow*. *AIChE journal*, Styczeń, pp. 47-55.
12. Vollestad, P. i inni, 2019. *Experimental investigation of airflow above waves in horizontal pipe*. *International Journal of Multiphase Flow*, 23 Sierpień.

Klaudia K. Pakos

# Prywatny deweloper stawia na crowdfunding w celu sfinansowania projektu geotermalnego w Bawarii (Niemcy)



Michał Kruszewski

*Wiercenie głębokich otworów geotermalnych jest kosztowną i wysoce ryzykowną inwestycją. Nie zniechęca to jednak Josefa Birnera z Hersching (Bawaria, Niemcy), który ma nadzieję zmobilizować swoich bogatych kolegów, aby za pomocą crowdfundingu zebrać około 14 milionów euro, aby zrealizować swój projekt geotermalny.*

64-latek, który na co dzień trzusi się wynajmem mieszkań wakacyjnych, inicjuje pierwszą próbę sfinansowania projektu geotermalnego przy użyciu crowdfundingu w Niemczech.

Jego wniosek o „pozwolenie na poszukiwanie na dużą skalę” został już złożony w bawarskim Ministerstwie Gospodarki. Wkrótce chce on zaprezentować swój projekt w gminach i w urzędzie powiatowym, a na początku przyszłego roku zacząć pozyskiwać inwestorów. Bawarczyk chciałby prowadzić wiercenia na Seefelder Strasse w pobliżu dawnej siedziby firmy Heine. Kiedy? 64-latek nie chce się jeszcze angażować w żadne prognozy. W każdym razie, jego pewność siebie pozostaje wielka: „Wtedy dzielnica będzie neutralna pod względem emisji dwutlenku węgla w bardzo krótkim czasie.” Pierwsze osoby już wyraziły zainteresowanie projektem, powiedział Birner.



Josef Birner i logo Geothermie Ammersee GmbH (źródło: [www.sueddeutsche.de](http://www.sueddeutsche.de))

„Osiem lat temu sprawy były już dość zaawansowane”, zgodnie z własnymi oświadczeniami, Josef miał wstępną decyzję o budowie elektrowni geotermalnej i miał kontakt z amerykańskim inwestorem. Wtedy jednak przeszkodziły mu plany budowy gimnazjum, które obecnie jest budowane w Mühlfeld. Birner nie rezygnuje jednak z pomysłu wytwarzania czystej energii: „Nie poddaję się. Teraz zaczynamy wszystko od nowa.” 64-latek przyznaje: „Nie wiem, czy nam się uda. Jeśli nie spróbujesz, to już przegrałeś.” Zawsze jest jakieś ryzyko. Nie da się ukryć, że kilka projektów geotermalnych w Bawarii już zawiodło, na przykład projekt w Weilheim lub Höhenrain.

„Trzeba być odważnym, aby lepiej kształtować naszą przyszłość”, mówi córka Sophie Birner. Ta 32-latką jest odpowiedzialna za marketing w firmie Geothermie Ammersee GmbH. Badania sejsmiczne dają im pewność siebie. Hersching znajduje się w strefie, która w branży nazywa się Markt Schwabener Bruch. Istnieje 90-procentowe prawdopodobieństwo, że pod powierzchnią będzie wystarczająca ilość ciepłej wody.

Dzięki systemowi geotermalnemu można uzyskać tyle samo energii, co w przypadku czterech lub pięciu turbin wiatrowych, wyjaśnia Josef Birner. Jego firma chce zapewnić energię elektryczną dla 9000 gospodarstw domowych i ciepło dla 1500 gospodarstw domowych. Przynajmniej tak mówi na stronie internetowej firmy, która została niedawno uruchomiona. Jego zespół postawił sobie za cel „uczynienie projektów geotermalnych bardziej udanymi, stabilnymi i trwałymi”.

Obszar pomiędzy Ammersee a Starnberger See, o który złożył wniosek o pozwolenie na poszukiwanie, wynosi według Birnera dobre 200 kilometrów kwadratowych i rozciąga się od Wörthsee w dół do Pähl oraz pomiędzy Starnbergiem a Tutzing. W najlepszym przypadku, według Herschingera, chciałby on zbudować elektrownie geotermalne w kilku miejscach. Jednocześnie Birner podkreśla, że chce realizować swój projekt geotermalny tylko w porozumieniu z mieszkańcami.

## Źródła:

- <https://www.thinkgeoenergy.com/private-developer-targets-crowdfunding-for-geothermal-project-in-bavaria-germany/> (dostęp 30.09.2020)
- <https://www.sueddeutsche.de/muenchen/starnberg/hersching-erdwaerme-energie-wende-bohrung-1.5049433> (dostęp 27.09.2020)
- <https://www.geothermie-ammersee.de/crowdfunding> (dostęp 27.09.2020)

Michał Kruszewski  
Pracownik naukowy

Fraunhofer IEG (Bochum, Niemcy)  
[michal.kruszewski@ieg.fraunhofer.de](mailto:michal.kruszewski@ieg.fraunhofer.de)



Wiertnia przy elektrowni HKW Süd w Monachium (Bawaria, Niemcy); (źródło: Stadtwerke München, SWM)



Starnberger See (źródło: Tourismusverband Starnberger Fünf-Seen-Land)

# BIURO CERTYFIKACJI

INSTYTUT NAFTY I GAZU –  
PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY

Biuro Certyfikacji INiG-PIB posiada Certyfikat Akredytacji Polskiego Centrum Akredytacji nr AC 010 potwierdzający, że spełnia ono wymagania normy PN-EN ISO/IEC 17065 w zakresie certyfikacji urządzeń gazowych, gazowo-elektrycznych i urządzeń pomiarowych oraz wyrobów budowlanych stosowanych w sieciach i instalacjach gazowych, systemów kominowych, a także certyfikatów jakości biokomponentów.

Biuro Certyfikacji posiada Certyfikat Akredytacji Jednostki Certyfikującej Systemy Zarządzania nr AC 116 – uprawniający do certyfikacji Systemów Zarządzania Jakością.

INiG-PIB jest jednostką notyfikowaną z numerem identyfikacyjnym 1450, upoważnioną do prowadzenia procedur oceny zgodności z dyrektywami/ rozporządzeniami Unii Europejskiej dotyczącymi:

- zasadniczych wymagań dla urządzeń spalających paliwa gazowe zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2016/426,
- zasadniczych wymagań dotyczących efektywności energetycznej nowych wodnych kotłów grzewczych (92/42/EWG),
- wyrobów budowlanych zgodnie z rozporządzeniem nr 305/2011 (CPR),
- zasadniczych wymagań dla przyrządów pomiarowych w zakresie gazomierzy i przeliczników do gazomierzy (2014/32/UE),
- zasadniczych wymagań dla urządzeń ciśnieniowych i zespołów urządzeń ciśnieniowych – dla I, II, III kategorii urządzeń (2014/68/UE).

Biuro Certyfikacji jest jednostką upoważnioną do wydawania certyfikatów jakości biokomponentów zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu z dnia 24 czerwca 2020 r. w sprawie wydawania certyfikatów jakości biokomponentów przez akredytowane jednostki certyfikujące (Dz. U. z 2020 r. poz. 1142).



**INSTYTUT NAFTY I GAZU**  
– Państwowy Instytut Badawczy

INSTYTUT NAFTY I GAZU – Państwowy Instytut Badawczy  
Biuro Certyfikacji

**Adres:** ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków

**Telefon:** 12 617 76 38

**Faks:** 12 421 00 50

**E-mail:** magdalena.swat@inig.pl



# Skokowy wzrost wydobycia gazu w Norwegii



*PGNiG Upstream Norway zawarło umowę z A/S Norske Shell, w wyniku której pozyska udziały w złożach produkcyjnych Kvitbjørn i Valemon na Morzu Północnym. Dzięki transakcji własne wydobycie gazu w Norwegii przez Grupę Kapitałową PGNiG wzrośnie w 2021 roku do 0,9 mld m sześć., a więc będzie o ok. 30 proc. większe niż zakładały dotychczasowe prognozy.*

Wydobywany z tych złóż gaz, wraz z wolumentami wynikającymi z wcześniejszych akwizycji realizowanych przez norweska spółkę PGNiG w okresie 2017–2020, będzie przesyłany do Polski po uruchomieniu gazociągu Baltic Pipe.

– To nasza kolejna transakcja na Norweskim Szelfie, która jest konsekwentną realizacją strategii Grupy Kapitałowej PGNiG. Służy dywersyfikacji dostaw gazu i poprawia bezpieczeństwo

energetyczne Polski w oparciu o nasze własne zasoby. Podobnie jak w przypadku wcześniejszej tegorocznej transakcji, gdzie zwiększyliśmy nasze zaangażowanie w złożu Gina Krog, tak i ta akwizycja przełoży się na natychmiastowy i znaczący wzrost wydobycia gazu przez naszą spółkę na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, co będzie mieć pozytywny wpływ na wyniki operacyjne Grupy PGNiG – powiedział Jerzy Kwieciński, prezes zarządu PGNiG SA, wyłącznego właściciela PGNiG Upstream Norway.

W wyniku transakcji PGNiG Upstream Norway (PUN) stanie się, jako parter koncesyjny, właścicielem 6,45 proc. udziałów w złożu Kvitbjørn oraz 3,225 proc. w złożu Valemon. Dodatkowo, spółka nabędzie udziały w infrastrukturze służącej do transportu węglowodorów wydobywanych z tych złóż. PUN szacuje, że dzięki transakcji średnia dzienna produkcja węglowodorów – łącznie ropy i gazu – przez spółkę wzrośnie skokowo o ok. 30 procent.

W obu nowo zakupionych złożach dominują zasoby gazu ziemnego. Planowane wydobycie gazu z tych złóż w 2020 roku, odpowiadające zakupionym od Shell udziałom, stanowi ok. 70

procent obecnego wydobycia PUN w Norwegii. Dlatego transakcja pozwoli na natychmiastowy wzrost produkcji własnego gazu przez spółkę – w 2021 roku będzie ono o prawie 30 proc. wyższe niż zakładały dotychczasowe prognozy i ok. 80 proc. większe niż wyniosło wydobycie gazu przez PUN w 2019 roku. Zgodnie z szacunkami spółki, w latach 2023-28, a więc już po uruchomieniu gazociągu Baltic Pipe, oba złoża będą dostarczać spółce średnio ok. 0,2 mld m sześć. gazu rocznie.

Kvitbjørn to złożo zlokalizowane w północnej części Morza Północnego. Głębokość wody wynosi 190 metrów. Kvitbjørn odkryto w 1994 r., a plan zagospodarowania i eksploatacji złoża został zatwierdzony w 2000 roku. Złożo jest eksploatowane od 2004 r. z wykorzystaniem stałej platformy ze zintegrowanym urządzeniem wiertniczym. Gaz jest przesyłany podmorskim rurociągiem do terminalu w Kollsnes, natomiast kondensat jest transportowany rurociągiem wpiętym do Troll Oil Pipeline II do terminalu w Mongstad.

Valemon to złożo położone w bezpośrednim sąsiedztwie na zachód od pola Kvitbjørn.

## Koncesje PGNiG w Norwegii

32  
koncesje\*



\*po zaakceptowaniu transakcji z Norske Shell przez norweską administrację naftową i fiskalną

— ISTNIĄCE GAZOCIĄGI  
— PLANOWANY PRZEBIEG BALTIC PIPE  
● KONCESJE PGNiG





Głębokość wody wynosi 135 metrów. Valemon został odkryty w 1985 roku. Plan zagospodarowania i eksploatacji został zatwierdzony w 2011 r. a produkcja ruszyła w 2015 roku. Złoże jest zagospodarowane za pomocą stałej platformy produkcyjnej z uproszczonym procesem separacji węglowodorów. Platforma jest zdalnie sterowana z centrum operacyjnego na lądzie. Kondensat i gaz są transportowane rurociągiem do złoża Kvittebjørn i dalej rurociągiem podmorskim do terminalu przetwórczego w Mongstad.

Umowa z Shell musi zostać jeszcze zaakceptowana przez norweską administrację naftową i fiskalną. Po sfinalizowaniu transakcji, PGNiG Upstream Norway powiększy portfolio koncesji, w których posiada udziały, o 4 kolejne koncesje i będzie posiadać udziały w sumie w 32 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Intensyfikacja akwizycji złóż w ciągu czterech ostatnich lat pozwoliła Spółce zwiększyć jej zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej z 80 mln do ponad 200 mln boe obecnie.

PGNiG Upstream Norway wydobywa już ropę naftową i gaz ziemny z 7 złóż: Skarv, Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog, Skogul i Aerfugl. Prace inwestycyjne i analityczne prowadzone są na pięciu kolejnych złożach: Duva, Tommeliten Alpha, King Lear, Aerfugl Outer oraz Shrek.

Biuro Public Relations  
PGNiG SA

## PGNiG Firmą Roku Forum Ekonomicznego



*Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo zostało wyróżnione przez Radę Programową Forum Ekonomicznego w Karpaczu tytułem „Firmy Roku” za osiągnięcia spółki związane m.in. z pomyślnym rozstrzygnięciem arbitrażu z Gazpromem. Nagrodę w imieniu firmy odebrał Jerzy Kwieciński, prezes PGNiG.*

Wręczenie nagród odbyło się podczas gali wieńczącej drugi dzień wydarzenia.

PGNiG zostało wyróżnione m.in. za skuteczną batalię przed Trybunałem Arbitrażowym w Sztokholmie, skutkującą obniżeniem ceny gazu dostarczanego z Rosji w ramach kontraktu jamalskiego oraz dywersyfikację działalności spółki. Dotyczy to planów inwestycyjnych PGNiG w segmencie OZE, rozwoju paliw alternatywnych – biometanu i wodoru oraz działań na rynku LNG i CNG.

Prezes PGNiG Jerzy Kwieciński dziękując za wyróżnienie, podkreślił, że nagroda jest uznaniem dla ciężkiej pracy zarządu, wszystkich spółek wchodzących w skład Grupy Kapitałowej oraz blisko 25 tys. pracowników.

– Ostatnie miesiące to w PGNiG czas szybkich, dobrze przemyślanych decyzji. Ich efekty okazały się na tyle spektakularne, że w opinii Rady Programowej zasłużyliśmy na tytuł „Firmy Roku”. To dla nas wielki honor i ogromna satysfakcja. Dziękuję w imieniu całej załogi – powiedział prezes PGNiG.

Wygrany arbitraż z rosyjskim koncernem w marcu br. to ogromny sukces, jednak równie dużym osiągnięciem było wdrożenie wyroku Trybunału w ciągu zaledwie trzech miesięcy.



Nagrodę w imieniu firmy odebrał Jerzy Kwieciński, prezes PGNiG. Fot. arch. PGNiG SA

– Jedną z konsekwencji wyroku była konieczność ponownego rozliczenia wcześniejszych dostaw gazu według nowej formuły ustalonej przez Trybunał Arbitrażowy. Udało się nam to zrobić w błyskawicznym tempie. Wyrok Trybunału zapadł pod koniec marca, a już 1 lipca 6 mld złotych trafiło na konto PGNiG. Niewielu, nawet najbardziej optymistycznych, znawców gazowego rynku spodziewało się tak szybkiego finału tej sprawy - dodał prezes Jerzy Kwieciński.

PGNiG, mimo kryzysu gospodarczego oraz niskich cen gazu związanych z pandemią koronawirusa, utrzymuje dobrą pozycję finansową, o czym świadczą rekordowe wyniki spółki za II kwartał bieżącego roku. Dzięki temu PGNiG

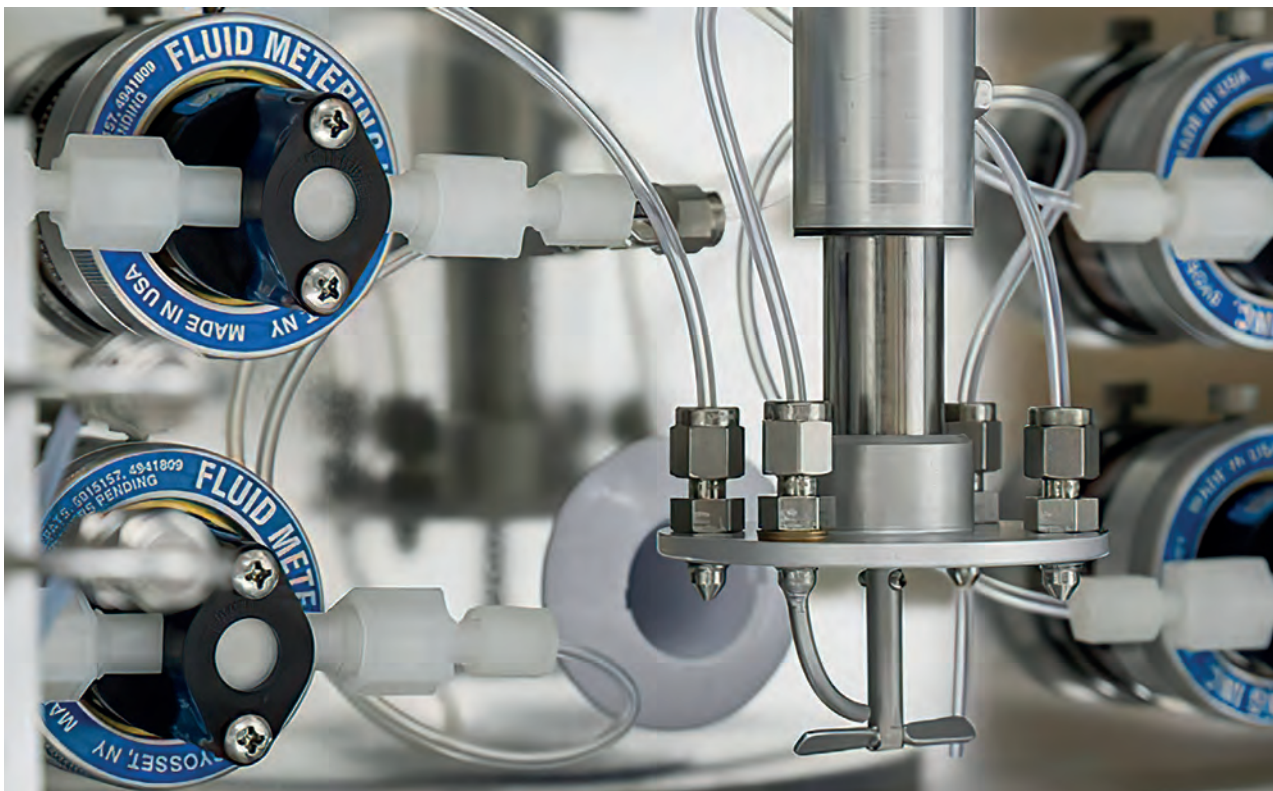
stało się najwyżej wycenianą spółką przemysłową na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych.

– Przeszliśmy do historii GPW – przypomniał prezes PGNiG w podziękowaniu za wyróżnienie.

Doroczna nagroda Forum Ekonomicznego jest przyznawana najdynamiczniej rozwijającym się podmiotom, których sukcesy i osiągnięcia powinny być wzorem i przykładem naśladowania dla innych uczestników rynku.

Biuro Public Relations  
PGNiG SA

# LOTOS ma nowy aparat do badania ropy naftowej



Fot. Finnish Measurement Systems Ltd



*Spółka LOTOS Lab kupiła nowoczesne urządzenie do analizy stabilności i kompatybilności rop naftowych. Aparat o wartości ok. 100 tys. euro dotarł do spółki na początku września. To pierwszy tego typu sprzęt w LOTOSIE. Pozwoli on jeszcze bardziej precyzyjnie określić parametry przerabianego surowca, co przełoży się na konkretne korzyści biznesowe. Obecnie trwają przygotowania stanowiska badawczego oraz szkolenia pracowników.*

Na świecie istnieje kilkaset gatunków ropy naftowej. Ze względu na ich różnorodność, bardzo często dopiero podczas przerobu można poznać rzeczywiste parametry, jakimi charakteryzuje się kierowana do produkcji mieszanka różnych gatunków ropy. Aparat PORLA zakupiony przez spółkę LOTOS Lab pozwoli na szybkie i dokładne sprawdzenie własności tych mieszanek w zakresie ich stabilności po zmieszaniu.

– Grupa LOTOS wprowadza do przerobu nowe gatunki ropy naftowej, by zwiększać korzyści biznesowe, a jednocześnie zapewnić bezpieczną i bezawaryjną pracę swoich instalacji. Zakup aparatu PORLA to odpowiedź na nasze aktualne potrzeby, związane m.in. z optymalizacją składu ropy naftowej kierowanej do przerobu. Spółka LOTOS Lab rozbudowuje działalność badawczo-rozwojową, dzięki czemu utrzymujemy wysoką konkurencyjność Grupy LOTOS – mówi Paweł Jan Majewski, prezes Zarządu Grupy LOTOS.

Dywersyfikacja dostaw ropy pociąga za sobą konieczność nieustannego uzyskiwania informacji o opłacalności przerobu nowych rodzajów ropy. Do zdobycia takiej wiedzy niezbędna jest dokładna analiza składu frakcyjnego i innych parametrów ropy naftowej. Obecnie informację o deklarowanych właściwościach ropy naftowej LOTOS uzyskuje ze specjalistycznych programów komputerowych. Jednak rzeczywiste parametry można poznać dopiero podczas przerobu ropy na instalacjach produkcyjnych.

Korzystanie z aparatu PORLA umożliwi badanie stabilności i kompatybilności gatunków ropy poprzez określenie tzw. liczby nierozpuszczalności In (ang. insolubility number), będącej również miarą rozpuszczalności asfaltenów, oraz liczby rozpuszczalności mieszaniny SBn (ang. solubility blending number), stanowiącej

o zdolności ropy do rozpuszczania asfaltenów. Na podstawie tych parametrów m.in. będzie można określić czy pojedyncze gatunki ropy naftowej lub ich mieszaniny wykazują zdolność do wytrącania niepożądanych osadów, np. wspomnianych asfaltenów.

– Stałe kontrole jakości proponowanych na rynku surowców pomagają zminimalizować ryzyko zakupu niekompatybilnych gatunków ropy naftowej, dzięki upewnieniu się, że proponowana partia spełnia właściwe wymagania jakościowe – mówi Marek Marzec, prezes Zarządu LOTOS Lab.

Głównym zleceniodawcą w zakresie badania kompatybilności surowca będzie Grupa LOTOS, jednak oferta analityczna w tym zakresie skierowana będzie również do klientów zewnętrznych, takich jak operatorzy baz magazynowych czy importerzy ropy naftowej.

LOTOS Lab świadczy usługi w zakresie badań produktów naftowych, wód, ścieków oraz prowadzi działalność B+R. Jest spółką przyjazną dla środowiska naturalnego i posiadającą nowoczesną, specjalistyczną aparaturę kontrolno-pomiarową. Laboratorium jest dostępne 24 godziny na dobę, 7 dni w tygodniu.

Dział Komunikacji Zewnętrznej,  
Grupa LOTOS S.A.

# PE3 osiąga pełną wydajność



WIĘŚCI Z POLSKICH W FIRM.



Fot. arch. PKN ORLEN

***PKN ORLEN zakończył inwestycję Polietylenu 3 (PE3) w czeskim zakładzie Grupy ORLEN w Litvínovie. Uruchomienie ostatniej części instalacji umożliwi skoncentrowanie się na produktach o najwyższej marży i co za tym idzie korzystnie przełoży się na wyniki finansowe całej Grupy ORLEN. Polietylen znajduje szerokie zastosowanie w przemyśle spożywczym, budowlanym, czy chemii domowej.***

– Z determinacją realizujemy inwestycje i procesy akwizycyjne, które podniosą wartość i zapewnią konkurencyjność Grupy ORLEN w długiej perspektywie. W ten sposób budujemy pozycję spółki jako lidera transformacji energetycznej Polski. Umacniamy się również za granicą, właśnie poprzez rozwój na rynkach macierzystych. W ten sposób gwarantujemy bezpieczeństwo energetyczne nie tylko Polski, ale także całego regionu – mówi Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

Zgodnie z zapowiedziami, zakończono test gwarancyjny części instalacji wytwarzającej polietylen czarny (tzw. Black Line). Wcześniej, w kwietniu br. odebrana została część instalacji wytwarzająca polietylen „naturalny” (tzw. Natural Line) dając możliwość wykorzystania pełnych mocy wytwórczych i produkcji zaawansowanych gatunków polietylenu naturalnego. Polietylen

wykorzystywany jest w przemyśle farmaceutycznym, a także do wytwarzania m.in. konstrukcji budowlanych, rur, pojemników, w tym butelek, zbiorników czy opakowań.

Moce produkcyjne nowej instalacji PE3, która zastąpi funkcjonującą obecnie jednostkę PE1, wyniosą 270 tys. ton rocznie. Jednocześnie kontynuowana będzie eksploatacja instalacji polietylenu PE2, o rocznej mocy produkcyjnej na poziomie 200 tys. ton. Dzięki uruchomieniu nowej inwestycji łączne moce wytwórcze czeskiego zakładu produkcyjnego w Litvínovie wzrosną z 320 do 470 tysięcy ton polietylenu rocznie. Całkowity koszt inwestycji szacowany jest na ok. 9,6 mld CZK.

Inwestycja pomoże zwiększyć wykorzystanie instalacji olefin i umożliwi głębszą integrację produkcji petrochemicznej i rafinerijnej nie tylko w samej Grupie Unipetrol, ale również w całej Grupie Kapitałowej PKN ORLEN. Dzięki zastosowaniu nowych technologii spółka będzie mogła poszerzyć swoją działalność o nowe segmenty rynku i oferować produkty odpowiadające obecnym wymaganiom klientów.

Biuro Prasowe  
PKN ORLEN



Fot. arch. PKN ORLEN

# Przewiert pod Wisłą w ramach budowy gazowego Korytarza Północ-Południe został zakończony



GAZ-SYSTEM zakończył przewiert HDD (Horizontal Directional Drilling) na trasie inwestycji Pogórska Wola - Tworzeń pomiędzy miejscowościami Kraśniów i Biskupice. Przekroczenie Wisły miało długość 1018 m, a zagłębienie maksymalne wyniosło 38 m poniżej dna rzeki.

Przekroczenie Wisły jest częścią budowy gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Pogórska Wola – Tworzeń w ramach realizacji programu Korytarza Północ-Południe. Licząca 168 km trasa gazociągu przebiegać będzie przez obszar trzech województw: małopolskiego, świętokrzyskiego i śląskiego, przez 22 gminy. Na całej trasie gazociągu realizowane są 152 przekroczenia przeszkód terenowych z wykorzystaniem nowoczesnych technik bezwykopowych. Ich zaplanowanie i wykonanie przyczynia się do zmniejszenia stopnia oddziaływania na środowisko oraz uciążliwości inwestycji dla mieszkańców.

Prace przy przewiercie pod Wisłą prowadzone były w trudnym terenie zalewowym. Pierwszy etap prac obejmował wykonanie przewiertu dla rurociągu o średnicy 200 mm. Kolejnym etapem było wykonanie wiercenia i poszerzania otworu, po którym osiągnięto wymaganą średnicę 1000 mm umożliwiającą wciągnięcie odcinka nowego gazociągu. Rury były przeciągane pod dnem rzeki z miejscowości Biskupice

## PRZEBIEG GAZOCIĄGU



(województwo małopolskie) do Kraśniowa (województwo świętokrzyskie).

- Korytarz Północ-Południe to jeden z najważniejszych programów inwestycyjnych GAZ-SYSTEM. Przedsięwzięcie obejmuje położenie ponad 800 kilometrów nowych gazociągów i budowę wielu nowych obiektów, jak np. węzły i tłocznie. Pierwszy raz w ramach tego programu pokonujemy Wisłę, stosując przy tym nowoczesne i sprawdzone technologie. Dzięki temu ograniczamy ingerencję w środowisko naturalne do minimum – powiedział Artur Zawartko, wiceprezes GAZ-SYSTEM.

Budowa Korytarza Północ-Południe umożliwi transport zwiększonych ilości błękitnego paliwa z Terminalu LNG im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu i gazociągu Baltic Pipe w kierunku południowym i wschodnim. Dzięki temu

przedsięwzięciu możliwe będą dostawy gazu ziemnego na potrzeby nowych odbiorców zarówno w Polsce, jak i w krajach sąsiednich.

Inwestycja uzyskała dofinansowanie ze środków Unii Europejskiej w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 wysokości ok. 617 mln zł. Komisja Europejska w październiku 2013 roku przyznała inwestycji status „Projektu wspólnego zainteresowania” (PCI - Project of Common Interest) i podtrzymała go w kolejnych listach publikowanych co dwa lata. Zakończenie całej inwestycji jest planowane na czwarty kwartał 2021 roku.

Biuro Prasowe  
GAZ-SYSTEM S.A.



Fot. arch. GAZ-SYSTEM S.A.



Fot. arch. GAZ-SYSTEM S.A.



Jerzy  
Zagórski

## ERU wraz z PGNiG dostarczą gaz dla ukraińskiego operatora systemu przesyłowego

W ramach kontraktu z Energy Resources of Ukraine (ERU), PGNiG zrealizuje pierwsze dostawy gazu ziemnego przeznaczone dla Gas TSO of Ukraine. PGNiG wyeksportowało na Ukrainę już ponad 3 mld m sześć. gazu ziemnego.



Dostawy błękitnego paliwa będą realizowane w ramach wygranej przez ERU Trading rundy przetargu ogłoszonego przez Gas TSO of Ukraine. Zgodnie z warunkami przetargu przekazanie gazu nastąpi w okresie od 1 października 2020 roku do 1 maja 2021 roku. Paliwo będzie przeznaczone na techniczne potrzeby ukraińskiego operatora systemu przesyłowego. Będą to pierwsze dostawy gazu ziemnego PGNiG na potrzeby Gas TSO of Ukraine.

– Cieszy nas kontynuacja współpracy z PGNiG oraz wspólny udział w przetargu na dostawy gazu do nowo utworzonego, niezależnego operatora ukraińskiego systemu przesyłowego. Oferta złożona przez ERU okazała się najbardziej konkurencyjna właśnie dzięki współpracy z PGNiG. Ponadto w efekcie zwiększenia do 100 mln dolarów ubezpieczenia w zakresie ryzyka politycznego w U.S. International Development Finance Corporation, ERU jest w stanie finansować dostawy znaczących wolumenów gazu przy zachowaniu akceptowalnego poziomu ryzyka kredytowego. Jesteśmy przekonani, że dzięki wspólnym wysiłkom wszystkich stron, taki przetarg jest doskonałym przykładem transparentności oraz rosnącego zaufania zarówno do ukraińskiego rynku gazu, jak i nowego operatora systemu przesyłowego – powiedział Jaroslav Mudryy, Partner Zarządzający ERU.

Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG, podkreślił, że dostawy dla ukraińskiego operatora systemu przesyłowego to kolejny przykład

zaangażowania PGNiG w budowę regionalnego rynku gazu w tej części Europy.

– Przyjęta przez nas strategia optymalizacji portfela gazu ziemnego z wykorzystaniem infrastruktury zagranicznej przynosi oczekiwane efekty. Dzięki zapasom surowca zmagazynowanym przez PGNiG w ukraińskich podziemnych magazynach gazu mogliśmy zaoferować naszemu kontrahentowi konkurencyjną ofertę – powiedział Jerzy Kwieciński. – PGNiG konsekwentnie rozwija swoją działalność na Ukrainie. Świadczy o tym szybko rosnący wolumen naszego eksportu na ten rynek, gdzie dostarczyliśmy już ponad 3 mld m sześć. gazu. W dużej mierze jest to efekt dobrej współpracy z naszym partnerem biznesowym – ERU, która przynosi wymierne korzyści jednej i drugiej firmie.

Od połowy 2016 roku PGNiG wyeksportowało na Ukrainę łącznie ponad 3 mld m sześć. gazu ziemnego. Tylko w I półroczu 2020 roku wolumen eksportu PGNiG na Ukrainę wyniósł 0,9 mld m sześć., co oznacza wzrost o 190 proc. rok do roku.

Gas TSO of Ukraine od 2020 roku jest certyfikowanym operatorem systemu przesyłowego na Ukrainie, który powstał w wyniku wydzielenia działalności przesyłu (tzw. „unbundling”). Było to efektem dostosowywania ukraińskiego otoczenia prawno-regulacyjnego do obowiązujących zapisów traktatowych Wspólnoty Energetycznej.



## PGNiG podsumowuje 15-lecie notowań na warszawskim parkiecie

W ciągu 15 lat od giełdowego debiutu Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo ponad trzykrotnie zwiększyło swoje przychody i jest drugą pod względem kapitalizacji spółką notowaną w Warszawie. Zwrot z inwestycji w akcje PGNiG od momentu oferty publicznej przekroczył 90 procent.

– PGNiG udowadnia, że można połączyć troskę o bezpieczeństwo energetyczne kraju ze wzrostem wartości spółki dla akcjonariuszy. Konsekwentnie realizujemy oba te cele i na obu polach odnosimy sukcesy. Spółka dywersyfikuje źródła zaopatrzenia w gaz, śmiało wchodzi w nowe segmenty rynku energetycznego, a jednocześnie dba o swoją stabilność finansową i dzieli się zyskiem z akcjonariuszami – skomentował Jerzy Kwieciński, prezes zarządu PGNiG SA.



## Multienergetyczny koncern wzmocni pozycję tworzących go spółek

O możliwościach współpracy, przyszłej strategii i wyzwaniach związanych z procesem przejęcia Grupy Kapitałowej PGNiG przez PKN Orlen rozmawiali z przedstawicielami Związków Zawodowych funkcjonujących w Grupie Kapitałowej PGNiG prezesi: Jerzy Kwieciński (PGNiG) i Daniel Obajtek (PKN Orlen).

Podczas spotkania prezes PGNiG Jerzy Kwieciński nawiązał do wyzwań, jakie stoją przed polską gospodarką, „zielonym ładem” i programem Unii Europejskiej dotyczącym neutralności klimatycznej.

PGNiG zadebiutowało na Giełdzie Papierów Wartościowych 23 września 2005 roku. Spółka od razu weszła do indeksu największych spółek WIG20, a jej kapitalizacja w pierwszym dniu notowań wyniosła 22,5 mld zł. Piętnaście lat później rynek wycenił PGNiG na 26,8 mld zł, a więc o ponad 4 mld złotych więcej niż w dniu debiutu (kapitalizacja spółki na zamknięciu notowań 22 września 2020 r.).

W tym czasie przychody PGNiG wzrosły ponad trzykrotnie – z 12 do 42 mld złotych, a skumulowany zysk netto wyniósł 28,4 mld zł, z czego 10,4 mld zł trafiło do akcjonariuszy w formie dywidendy.

Biorąc pod uwagę wzrost wyceny spółki oraz kwoty wypłaconej przez nią dywidendy – zwrot z inwestycji w akcje PGNiG kupione w ofercie publicznej wynosi po 15 latach 92 procent.

Dziś pod względem kapitalizacji PGNiG zajmuje drugie miejsce na GPW i jest najwyższą wycenianą spółką przemysłową. 20 sierpnia 2020 r. Grupa PGNiG opublikowała rekordowe wyniki za II kwartał i I półrocze. Pod względem wskaźników EBIT i EBITDA, które w I półroczu wyniosły odpowiednio 7,65 mld zł i 9,35 mld zł – były to najlepsze półroczne wyniki kiedykolwiek opublikowane przez polską spółkę notowaną na GPW.

– Akcje PGNiG są po prostu dobrą inwestycją – podsumował Jerzy Kwieciński. – Dziękuję akcjonariuszom i inwestorom za okazane nam zaufanie i zaangażowanie w rozwój Grupy Kapitałowej PGNiG. Liczę, że inwestycje w walory spółki nadal będą przynosić Wam wymierne korzyści – powiedział prezes Kwieciński w okolicznościowym filmie opublikowanym na profilach spółki w mediach społecznościowych.

– Wymogiem obecnej chwili jest przeprowadzenie skutecznej konsolidacji PKN Orlen i PGNiG tak, aby powstał silny podmiot, który sprosta tym wyzwaniom na arenie międzynarodowej – powiedział prezes PGNiG. – Ale nic o Was bez Was – dodał zwracając się do przedstawicieli organizacji związkowych.

– Największym kapitałem firm są ludzie. A państwo jesteście po to, aby dbać o ich interesy. Dlatego bardzo zależało mi, aby w pierwszej kolejności oficjalnie spotkać się właśnie przedstawicielami Związków Zawodowych działających w Grupie PGNiG – powiedział prezes PKN Orlen Daniel Obajtek podkreślając, że stworzenie silnego multienergetycznego koncernu zwiększa możliwości rozwojowe i wzmocni pozycję konkurencyjną i finansową połączonych firm, bezpieczeństwo energetyczne kraju, a w konsekwencji również polską gospodarkę.

– Tylko silny koncern może mieć środki niezbędne do inwestowania w nisko i zero-emisyjną energetykę i przeprowadzenie transformacji energetycznej od której nie ma odwrotu – zaznaczył prezes PKN Orlen.

W trakcie spotkania rozmawiano na temat strategii rozwoju obydwu firm.

Przewodniczący Związków Zawodowych pytali m.in. o plany związane ze wspólnymi inwestycjami, o wykorzystanie potencjału spółek PGNiG z obszaru upstream. Jednym z ważniejszych tematów rozmowy były także zasady funkcjonowania Grupy PGNiG po przejęciu przez PKN Orlen. W tym kontekście pytano m.in. o gwarancje zatrudnienia i Zakładowe Układy Zbiorowe Pracy (ZUZP), a także o możliwości ujednoczenia rozwiązań w zakresie prawa układowego w nowo powstałym koncernie multienergetycznym. Przedstawiciele strony społecznej PGNiG zaproponowali powołanie zespołu, który będzie zajmował się sprawami związanymi z procesem przejęcia.

– Po przejęciu Grupa PGNiG będzie generalnie nadal funkcjonować na takich zasadach, jak dotychczas. A w tych obszarach, w których prowadzimy taką samą działalność, wiodącą rolę będą miały podmioty silniejsze. Nie ulega wątpliwości, że mocną stroną PGNiG są spółki związane z obszarem upstreamu. Nie będzie zwolnień grupowych – zapewnił prezes PKN Orlen Daniel Obajtek. – Proces i warunki tworzenia multienergetycznego koncernu będziemy na bieżąco omawiać ze stroną społeczną.

Odnosząc się do propozycji ujednoczenia rozwiązań w zakresie prawa układowego podkreślił, że warto go wypracować, ale dodał, że nie nastąpi to jednak od razu po konsolidacji, bo to proces wymagający dialogu społecznego między wieloma stronami.

– Rozmowy ze związkami to było budujące spotkanie, utwierdzające w przekonaniu, że

pracownicy są siłą naszych spółek i kapitałem, na którym można budować wspólną przyszłość – podsumował prezes PGNiG Jerzy Kwieciński.

Biuro Public Relations  
PGNiG SA



## Nowe złożo gazu na Morzu Czarnym

Turecka firma naftowa TPAO poinformowała o sukcesie wiercenia Tuna-1 wykonanego ze statku wiertniczego „Fatih” w tureckiej strefie ekonomicznej w południowej części Morza Czarnego w postaci odkrycia dużego złoża gazu. Ogłosił o tym 21 sierpnia br. prezydent R. Erdogan w wystąpieniu telewizyjnym określając wydarzenie jako „historyczne”, zapewniające krajowi zaopatrzenie w gaz ziemny na 15 lat. Wiercenie osiągnęło głębokość 4525 m i przewierciło ponad 100-metrowy interwał gazonośny w piaszczystych utworach plicenu i miocenu. Głębokość wody wynosi 2115 m. Zasoby są szacowane na 320 mld m<sup>3</sup> gazu i jest to największe złożo odkryte dotychczas na Morzu Czarnym. Jego eksploatacja nie będzie łatwa m. in. z uwagi na fakt, że jest to złożo ultragłębokowodne, położone 150 km od wybrzeża Turcji. Zapowiedzi prezydenta Erdogana o rozpoczęciu eksploatacji w 2023 r. są bardzo optymistyczne, ale wymagają przede wszystkim dokładniejszej oceny wielkości zasobów. Roczne zużycie gazu w Turcji wynosi 40-50 mld m<sup>3</sup> i pochodzi on w 99% z importu z Iranu, Iraku i Rosji.



## Gazociąg Rumunia-Mołdawia

Jeden z unijnych programów tworzenia interkonektorów sieci gazowniczych i dywersyfikacji dostaw surowców energetycznych obejmuje budowę gazociągu z Rumunii do stolicy Mołdawii, Kiszyniowa o długości 120 km. Umowa dotycząca tej inwestycji została podpisana w 2017 r. i uzyskała wsparcie Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju (EBRD). Obecnie prace budowlano-montażowe zostały zakończone i gazociąg w najbliższym czasie zostanie oddany do użytku. W pierwszym okresie przepustowość połączenia wyniesie 0.5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, ale w styczniu 2021 r. po ukończeniu drugiej tłoczni wzrośnie do 1.5 mld m<sup>3</sup>. Mołdawia do tej pory była w 100% uzależniona

od dostaw gazu z Rosji. Wiadomość o inwestycji EBRD spowodowała natychmiastową reakcję Gazpromu, który zaproponował przedłużenie na korzystnych warunkach istniejącego kontraktu na dostawę gazu.

Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju zwiększył w sierpniu br. swoje zaangażowanie w Mołdawii przejmując 25% udziałów Vestmol-transgaz – mołdawskiego operatora sieci i dystrybutora gazu.



## Ostrożne prognozy MEA na lata 2020-21

Raport Międzynarodowej Agencji Energetycznej z sierpnia br. zawierający ocenę sytuacji na rynku ropy naftowej często odwołuje się do aktualnego stanu pandemii, co w znacznym stopniu tłumaczy warunkowy charakter ocen, przewidywań i prognoz. W lipcu obniżono prognozę popytu na ropę, teraz dokonano kolejnej korekty obniżając ją do 12,4 mln t/d. Obniżono również przewidywany światowy popyt na rok 2021 do 13,2 mln t/d, głównie ze względu na zastój w lotnictwie. W prognozie MEA ocenia się, że popyt na paliwa lotnicze w br. wyniesie 39% stanu z 2019 r., a ewentualna poprawa w 2021 r. będzie niewielka. Zapotrzebowanie na paliwa w transporcie drogowym również znacznie się zmniejszyło. Spadek był mniejszy w Ameryce Północnej i Europie, natomiast większy w Ameryce Łacińskiej i Indiach, o wiele silniej dotkniętych pandemią. W grupie OECD przewiduje się 10-procentowy spadek zużycia ropy w porównaniu z rokiem 2019 i tylko lekka poprawa w 2021 r. – poziom z roku poprzedniego nie zostanie osiągnięty.

Podaż ropy w czerwcu była najniższa od 9 lat, ale wzrosła do 12,2 mln t/d w lipcu, ponieważ Arabia Saudyjska zakończyła okres jednostronnego nadprogramowego ograniczenia wydobycia, a Zjednoczone Emiraty Arabskie wydobywały znacznie więcej niż pozwalały limity ustalone przez OPEC+. Wzrosło również wydobycie w USA po powrocie ceny ropy w połowie czerwca do poziomu powyżej 40 USD za baryłkę, podobny wpływ na wzrost podaży miało ożywienie w Kanadzie, a w jeszcze większym stopniu zwiększenie wydobycia w Brazylii po 4-miesięcznym okresie spadku. Rekordową produkcję uzyskano w lipcu na złożu Buzios, gdzie po rozpoczęciu eksploatacji przez czwarty statek FPSO wydobycie osiągnęło 91,6 tys. t/d ropy. Mimo tych przyrostów globalna podaż ropy może nie zwiększyć się wyraźnie, jeśli kraje, które dotychczas nie dotrzymywały

zobowiązań dotyczących produkcji zacząć teraz przestrzegać limitów.

Zapasy ropy w grupie OECD wzrosły w czerwcu do 439 tys. t i w drugim półroczu powinny rosnąć średnio o 24,2 tys. t/d., jednak wzrost rozkłada się nierównomiernie. W Europie nastąpił wzrost do 489 tys. t, w Japonii zanotowano spadek o 217 tys. t i jeszcze większy w USA, bo o 2,4 mln t.



## Członkowie OPEC bardziej zdyscyplinowani

Na 21 posiedzeniu Wspólnego Komitetu Ministerialnego OPEC 19 sierpnia br. dokonano oceny przestrzegania przez państwa członkowskie i stowarzyszone ustalonych limitów produkcji. W komunikacie końcowym podkreślono pozytywną rolę Deklaracji o Współpracy w przywróceniu równowagi na globalnym rynku naftowym. Była to realizacja decyzji podjętych na konferencji ministrów OPEC+ 12 kwietnia br. i 179 Konferencji OPEC+ z 6 czerwca br. Bardzo mocno akcentowano też wysoką zgodność wykonywania zobowiązań w zakresie ilości produkowanej ropy, osiągającą w lipcu wg informacji Sekretariatu OPEC 97%. Uznano, że występują oznaki stopniowej stabilizacji warunków rynkowych włącznie z odbudową zapasów w lipcu i zmniejszeniem luki między popytem i podażą na rynku globalnym. Jednak rynek jest bardzo wrażliwy na zmiany popytu i niezbędna jest ostrożność. Komunikat przypomina także o przedłużającej się pandemii COVID-19 i możliwych zakłóceniach w przewidywanym rozwoju wydarzeń. Następne posiedzenie Komitetu wyznaczono 16-17 września br.

Ogłoszono też, że zaplanowane na wrześniu uroczystości z okazji 60 rocznicy założenia Organizacji nie odbędą się ze względu na zagrożenie zdrowia uczestników, nie podano też następnego terminu.

Wzrost ceny ropy powyżej 40 USD zaowocował ożywieniem wydobycia i zwiększeniem produkcji, z kolei spadek ceny 8 września zaniepokoił Arabię Saudyjską, która obawia się dalszych cięć w produkcji ropy w celu podtrzymania cen. W wypowiedziach przedstawicieli rządu pojawiły się stwierdzenia, że 5 krajów spośród arabskich producentów wykorzystuje tę sytuację pompując więcej ropy i uzyskując zwiększone przychody. Może to zagrażać jednoci grupy OPEC+. Zarzuty nie są bezpodstawne, świadczą o tym informacje z 11 sierpnia zebrane przez portal *Bloomberg* o przekraczaniu

przez Zjednoczone Emiraty Arabskie, trzeciego największego producenta w OPEC, limitu wydobycia w sierpniu o 13600 t/d przy całkowitej produkcji 366 tys. t/d. Potwierdził to zresztą minister ds. energii Zjednoczonych Emiratów Suhail Al Mazrouei wyjaśniając, że okresowo podwyższono wydobycie ropy i gazu z powodu zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną w sezonie letnim.



## Czy skończy się wydobycie ropy w Wenezueli?

Wiadomości nadchodzące z Wenezueli świadczą o coraz szybszym spadku produkcji ropy. Obecnie jest ona szacowana na 13,6-27,2 tys. t/d, podczas gdy rok temu wynosiła 88,4 tys. t/d, a w 2017 było to 272 tys. t/d. Agencja *IHS Markit* uważa, że nie jest to niespodzianką, rozkład sektora naftowego trwa od dłuższego czasu i można się spodziewać całkowitego wygaszenia produkcji w niedalekiej przyszłości. Do złego zarządzania i korupcji dołączył się teraz spadek cen ropy, sankcje USA i wreszcie pandemia. Wenezuela obecnie, obok Gwinei Równikowej i Libii, jest jednym z trzech najmniejszych producentów ropy w OPEC. Brak dostaw ropy z tego kraju nie stanowi żadnego zagrożenia dla rynku światowego, szczególnie przy utrzymującym się niskim popycie na ropę.

Odrodzenie przemysłu naftowego jest możliwe ze względu na wielkość zasobów, ale będzie wymagało bardzo długiego czasu biorąc pod uwagę sytuację wewnętrzną i stan infrastruktury (brak magazynów). Według danych publikowanych w „*Oil and Gas Journal*” w 2018 r., Wenezuela posiada największe zasoby ropy naftowej przekraczające 41 mld t. Jako jeden z czołowych ówczesnych producentów ropy była też w 1960 r. wśród założycieli OPEC.



## Trzy sukcesy Exxonu w Gujanie w 2020 r.

Rozwiercanie zasobnego bloku Stabroek prowadzone przez operatora, którym jest *ExxonMobil* i przez udziałowców – *Hess Corp.* i *CNOOC* rozwija się bardzo pomyślnie i odkrywane są kolejne nowe akumulacje ropy. W styczniu było to wiercenie Uaru-1, w sierpniu

Yellowtail-2, a 8 września ogłoszono o stwierdzeniu ropy w otworze Redtail-1 zlokalizowanym 2,5km na NW od złoża Yellowtail. Jest to 18 odkrycie w obrębie tej koncesji. W wierceniu Redtail-1 przewidziano 70-metrową piaszczystą serię roponośną. Głębokość morza wynosi 1878 m. W otworze Yellowtail-2 stwierdzono występowanie kilku horyzontów roponośnych o wysokiej jakości i miąższości netto 21 m, w tym także horyzontu produktywnego rozpoznanego w Yellowtail-1.

Ciąg 18 odkryć o zasobach przekraczających 1,08 mld t ropy, od września 2015 (Liza-1) do września 2020 (Redtail-1), czyli w ciągu 5 lat i 3 miesięcy, na obszarze 26800 km<sup>2</sup>, bez wątpienia można określić jako spektakularny.

W grudniu 2019 r. statek FPSO „Liza Destiny” rozpoczął eksploatację złoża Liza z wydobyciem 16320 t/d ropy.



## Skutki huraganu Laura

Tegoroczny jesienny sezon huraganów w Zatoce Meksykańskiej rozpoczęła Laura uderzając 26 sierpnia w wybrzeże Luizjany. Prędkość wiatru dochodziła do 240 km/h, huragan został zaklasyfikowany do 4 kategorii. Według informacji *Bureau of Environmental Enforcement* spowodował przerwanie pracy 53,4% urzędów wiertniczych poszukujących ropy i 41,2% urzędów poszukujących gazu. Ewakuowano personel ze 117 platform i 2 urzędów bez dynamicznego pozycjonowania. Oznacza to zmniejszenie produkcji ropy o 125 tys. t/d i produkcji gazu o 31,6 mln m<sup>3</sup>/d.



## Kontrowersje w kampanii wyborczej w USA

Kandydat partii demokratycznej w wyborach prezydenckich Joe Biden ma w swoim programie ambitny punkt dotyczący „czystej energii”, przewidujący m. in. zmniejszenie spalania węgla i gazu do wytwarzania energii elektrycznej. Plany te przedstawił w lipcu br. Wcześniej Partia Demokratyczna występowała z postulatami zakazu stosowania szczelinowania hydraulicznego i wstrzymania nowych wierceń na terenach federalnych. Bernie Sanders i Elizabeth Warren domagali się także wprowadzenia moratorium na eksport ropy. Te zamie-

zenia wywołały niepokój przemysłu naftowego i ostrzeżenia, że realizacja tego planu kosztowałaby gospodarkę amerykańską 7,1 bln dolarów w postaci spadku dochodu narodowego brutto i utraty milionów miejsc pracy.

Wykorzystał to prezydent Trump oskarżając kontrkandydata o chęć zniszczenia krajowego sektora ropy i gazu. Na spotkaniu przedwyborczym w Teksasie 29 lipca po raz kolejny powtórzył te zarzuty argumentując, że zakaz szczelinowania doprowadzi do utraty 2 mln miejsc pracy. J. Biden zaprzecza i wyjaśnia, że w swoim programie nie postulował całkowitego zakazu szczelinowania, natomiast nie chce dopuścić do rozpoczynania nowych poszukiwań naftowych na terenach federalnych. Na mityngu w Pittsburghu 31 sierpnia stwierdził, że nie zamierza zakazać stosowania szczelinowania hydraulicznego.



## Czy wiercenia mogą być „czyste i zielone”?

Przemysł naftowy często jest stawiany pod pręgierzem opinii publicznej z powodu negatywnego wpływu eksploatacji paliw kopalnych na klimat. Dyrektor *Tristane Holding*, Henry Berry przedstawił propozycje działań, które mogą skutecznie ograniczyć niekorzystne skutki wierceń. Na pierwszym miejscu wymienił recykling i redukcję ilości jednorazowych wyrobów z tworzyw sztucznych używanych w czasie wierceń. Procesy recyklingu mogą być włączone do cyklu technologicznego przedsiębiorstwa wiertniczego bez uszczerbku dla podstawowych zadań. Przykładem materiałów, które nadają się do recyklingu jest guma i tekstylia – razem z plastikiem jednorazowego użytku po przetworzeniu mogą być źródłem surowców do nowych produktów. Firmy naftowo-gazownicze mają zdolności infrastrukturalne i finansowe do recyklingu, który w bliskiej przyszłości stanowić będzie opłacalną opcję.

Inną dziedziną wymagającą zmian jest zużywanie dużych ilości świeżej wody w czasie wierceń. Mimo, iż w ostatnich latach zużycie wody zostało znacznie ograniczone przez recykling, należy nadal dążyć do zmniejszenia ilości wody wprowadzanej do obiegu i przeznaczonej do podstawowych procesów. Ponowne stosowanie wody w wielu operacjach przyniesie korzyści technologiczne i obniży koszty. Można to osiągnąć stosując intensywne metody filtracji i redukując zanieczyszczenia.

Postępowanie z odpadami, ściekami i użytym olejem jest jedną z przyczyn niskiej

efektywności działania firmy, jednym z najbardziej szkodliwych czynników w przemyśle. Jeśli chodzi o zużyty olej, to obecnie są możliwości jego przeróbki na paliwo dieslowskie. Urządzenia wiertnicze są zasilane takim paliwem, może ono być też wykorzystane do innych celów. Do poprawy efektywności przyczynia się też recykling. Udoskonalone oprogramowanie i sztuczna inteligencja dostarczą firmom lepsze, dokładniejsze rozpoznawanie redukujące straty zasobów i przestoje.

Ulatnianie się metanu, jednego z najbardziej szkodliwych gazów cieplarnianych w odniesieniu do klimatu, następuje w całym łańcuchu produkcyjnym gazu ziemnego, zarówno przy przeróbce jak i w dystrybucji. Stała kontrola i intensywne starania o zmniejszenie wycieków do minimum wszędzie tam, gdzie to jest możliwe powinny być przedmiotem szczególnej uwagi zarządów przedsiębiorstw naftowych. Jeśli chodzi o przesył, to rozwiązaniem może być stosowanie rur polietylenowych, które wykazują niższe straty metanu niż rury stalowe.

W sumie autor proponuje niewiele konkretnych wskazówek i chwytliwy tytuł „Jak wiercenia naftowe staną się „zielone” nieco odbiega od treści.

Jerzy Zagórski

*Źródła: Bloomberg, BSEE, CIRE, ec.europa.eu, ExxonMobil, Hart Energy, IEA, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, oilprice.com, OPEC, Reuters, TPAO, Tristone Holdings, World Oil.*



## Rusza ORLEN Inventor Tech Day

PKN ORLEN rozpoczął akcję skierowaną do wynalazców z Polski oraz krajów Europy i Azji. Jej celem jest pozyskanie innowacyjnych i przyjaznych środowisku technologii. Akcja ORLEN Inventor Tech Day wpisuje się w ogłoszony niedawno przez PKN ORLEN plan stopniowego osiągnięcia neutralności emisyjnej oraz wzrostu własnej aktywności w zakresie badań i rozwoju.

– Inwestycje w nowoczesne technologie to jeden z naszych celów strategicznych. Są kluczem do rozwoju podstawowej działalności koncernu i skutecznej ekspansji na nowe obszary biznesowe. Chcemy być liderem transformacji

energetycznej w Polsce i Europie Środkowej, a to oblige nas do poszukiwania innowacyjnych rozwiązań. Łącząc potencjał wynalazców z doświadczeniem PKN ORLEN będziemy w stanie sprostać stojącym przed nami wyzwaniom biznesowym i środowiskowym – mówi Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

Koncern zamierza pozyskać innowacyjne rozwiązania, które znajdą zastosowanie w kilkunastu obszarach badawczych, m.in: technologii wychwytu CO<sub>2</sub>, biopaliw II generacji, nowych rodzajów katalizatorów, biopetrochemikaliów, technologii wodorowych czy zielonej energii. Twórcy najciekawszych rozwiązań zyskają szansę na współpracę z koncernem.

W rekrutacji prowadzonej, w imieniu PKN ORLEN, przez Fundację Startup Hub Poland, mogą uczestniczyć twórcy związani ze środowiskami naukowymi, jak też startapowymi, działający w krajach Europy i Azji. Kandydaci aplikujący poprzez stronę internetową [startphub.pl/orlentechday](http://startphub.pl/orlentechday) muszą przejść dwa etapy kwalifikacji, by znaleźć się w gronie uczestników tego elitarnego wydarzenia i uzyskać możliwość prezentacji swoich pomysłów przed zespołem inżynierów oraz technologów PKN ORLEN.

W pierwszej kolejności zostanie oceniony poziom zaawansowania proponowanych rozwiązań oraz oczekiwania kandydatów w zakresie przyszłej współpracy. W kolejnym etapie koncern oceni biznesowe i przemysłowe przewagi danego rozwiązania. Podczas finału akcji, który odbędzie się na początku grudnia br., zespołowi PKN ORLEN zaprezentują się autorzy 15 rozwiązań o największym potencjale aplikacyjnym.

Działalność badawcza PKN ORLEN koncentruje się na współpracy z uczelniami i instytucjami. W przyszłym roku planowana jest kontynuacja przeszło 20 projektów i rozpoczęcie ponad 50 nowych przedsięwzięć badawczych. Ważnym momentem w działalności B+R koncernu będzie uruchomienie do końca tego roku Centrum Badawczo-Rozwojowego w Płocku. Umożliwi ono rozwój i wdrażanie własnych technologii. Będzie także nowoczesną platformą współpracy pomiędzy PKN ORLEN a światem nauki i biznesu.



## ORLEN inwestuje w pierwsze stacje wodorowe w Czechach

Grupa ORLEN konsekwentnie rozwija przyjazną środowisku technologię wodorową. Jeszcze w tym roku na dwóch czeskich



stacjach Benzina – w Pradze i Litwinowie rozpocznie się budowa punktów tankowania wodoru, z których kierowcy będą mogli skorzystać w przyszłym roku. W planach jest także otwarcie kolejnych stacji wodorowych – w Brnie, Pilźnie i w Pradze, na autostradzie D10. Inwestycje te wpisują się w ogłoszone przez koncern osiągnięcie neutralności emisyjnej w 2050 roku.

– Transformacja energetyczna jest koniecznością, a my chcemy być jej liderem w Polsce i Europie Środkowej. Wyzwania związane z nią, w tym z globalnym trendem nowej mobilności zamierzamy wykorzystać również biznesowo. W kolejnych latach zainwestujemy ponad 25 mld zł w projekty, które umożliwią redukcję oddziaływania na środowisko i otwarcie na nowe modele biznesowe. Mamy konkretny plan działania. Będziemy m.in. rozwijać paliwa alternatywne i technologie niskoemisyjne. Bez wątplenia w przyszłości wodór będzie istotnym paliwem wykorzystywanym w transporcie, dlatego z determinacją intensyfikujemy prace w tym obszarze, także na naszych zagranicznych stacjach – mówi Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

Wodór jest bezpieczny i przyjazny środowisku. Pozyskuje się go m.in. z gazu ziemnego i odnawialnych źródeł energii, ale także można go pozyskać z biomasy. Po oczyszczeniu może być stosowany jako paliwo w pojazdach elektrycznych, stanowiąc w niedalekiej przyszłości alternatywę dla tradycyjnych paliw kopalnych.

– Pojazdy napędzane wodorem to przyszłość motoryzacji, między innymi ze względu na krótki czas tankowania czy nieskomplikowany technicznie sposób magazynowania i przewożenia wodoru. Prowadzimy zaawansowane rozmowy z władzami Pragi, województwa środkowoczeskiego i usteckiego w sprawie jego wykorzystania w transporcie publicznym w Czechach. Jesteśmy też w stałym kontakcie z producentami samochodów napędzanych wodorem, co w przyszłości może zaowocować współpracą i ciekawymi projektami – mówi Tomasz Wiatrak, Prezes Zarządu UNIPETROL, czeskiej spółki z Grupy ORLEN.

Punkty tankowania wodoru w pierwszej kolejności powstaną na stacjach paliw Benzina-Grupa ORLEN w Pradze (w dzielnicy Barrandov) i w Litwinovie. Będą one zaopatrywane w wodór wytwarzany podczas przerobu ropy naftowej w rafineriach UNIPETROLu w Litwinovie i Kralupach nad Wełtawą. Budowę stacji tankowania, na zlecenie UNIPETROLu, wykona Grupa Bonett – największy dostawca stacji paliw alternatywnych w Europie Środkowej i drugi co do wielkości sprzedawca CNG

w Czechach. Grupa działa na rynku czeskim, polskim i słowackim, koncentrując się na inwestycjach, prowadzeniu i dostawach stacji paliw alternatywnych.

Budowa stacji wodorowych w Czechach to już kolejne działanie Grupy ORLEN w kierunku rozwoju paliw alternatywnych. W ubiegłym i na początku tego roku koncern podpisał listy intencyjne o współpracy z Górnośląsko-Zagłębiowską Metropolią, Krakowskim Holdingiem Komunalnym i Miejskim Przedsiębiorstwem Komunikacyjnym w Krakowie, a także Miastem Płock, będącymi potencjalnymi odbiorcami wodoru. Natomiast od grudnia 2019 r. PKN ORLEN wspólnie z Pesa Bydgoszcz realizuje projekt, który ma na celu opracowanie pojazdu szynowego zasilanego wodorem.

Koncern rozpoczął też proces wyboru wykonawcy hubu wodorowego we Włocławku, który docelowo będzie mógł wytwarzać do 600 kg doczyszczzonego wodoru na godzinę. W ramach inwestycji powstanie instalacja produkująca wodór w jakości paliwa transportowego, infrastruktura logistyczna, a także stacje tankowania. Paliwo, na pierwszym etapie dystrybucji, będzie przeznaczone przede wszystkim dla transportu publicznego i towarowego z możliwością zatankowania samochodów osobowych.

Koncern rozwija także technologie wodorowe w biorafinerii ORLEN Południe w Trzebnici. Zgodnie z planem, produkcja wodoru w jakości paliwa transportowego ma rozpocząć się w 2021 roku.

Wodór jest paliwem szczególnie popularnym w Stanach Zjednoczonych, Japonii i Niemczech. Pod koniec ubiegłego roku na świecie działały 432 stacje tankowania wodoru, z których 330 jest ogólnodostępnych. PKN ORLEN posiada dwa punkty ładowania dla pojazdów zasilanych wodorem na swoich niemieckich stacjach paliw „star-Grupa ORLEN”.



## PKN ORLEN wybrał projektanta morskiej farmy wiatrowej na Bałtyku

PKN ORLEN rozpoczął projektowanie morskiej farmy wiatrowej na Bałtyku. Wstępny projekt techniczny oraz budowlany wykona brytyjska firma Offshore Design En-

gineering Ltd., posiadająca ponad 20-letnie doświadczenie w realizacji tego typu zadań. Rozpoczęcie tego etapu prac poprzedzone było wielomiesięcznymi badaniami wietrzności oraz struktury geologicznej dna morskiego. Zakończenie prac projektowych umożliwiło szczegółowe zaplanowanie harmonogramu realizacji inwestycji.

Morska farma wiatrowa na Bałtyku to kluczowy projekt inwestycyjny, który znacząco wzmocni nas jako lidera transformacji energetycznej nie tylko w Polsce, ale też w Europie Środkowej. W perspektywie kilku lat, dzięki inwestycjom w nisko- i zeroemisyjne źródła wytwarzania, chcemy być jednym z najważniejszych producentów zielonej energii, na którą zapotrzebowanie stale rośnie. Zanim jednak czysta energia z Morza Bałtyckiego trafi do krajowego systemu elektroenergetycznego czeka nas kilka lat intensywnych prac. Chcemy włączyć w nie jak najwięcej polskich podmiotów, aby w ten sposób wspierać gospodarkę i budować potencjał polskiej branży offshore – powiedział Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

PKN ORLEN, jako pierwszy koncern paliwowo-energetyczny z Europy Środkowej, zadeklarował cel osiągnięcia neutralności emisyjnej CO<sub>2</sub> w 2050 roku. Ważnym elementem realizacji tego celu będzie rozwój nisko- i zeroemisyjnych źródeł wytwarzania. Budowa morskiej farmy wiatrowej, której rozpoczęcie planowane jest w 2024 roku, wpisuje się w strategię neutralności emisyjnej, w ramach której do 2030 roku Koncern zainwestuje łącznie 25 mld zł w projekty umożliwiające redukcję oddziaływania na środowisko i otwarcie na nowe modele biznesowe.

Przygotowując się do budowy morskiej farmy wiatrowej koncern konsekwentnie, zgodnie z harmonogramem, realizuje badania, pomiary, procesy administracyjne i biznesowe. PKN ORLEN posiada już warunki przyłączenia do sieci, zakończył wstępne badania geotechniczne dna morskiego, a także kontynuuje pomiary wietrzności.

W lipcu br., do Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska w Gdańsku została dostarczona dokumentacja z wnioskiem o wydanie decyzji środowiskowej dla obszaru farmy. Badania niezbędne do przygotowania raportu środowiskowego trwały 17 miesięcy i obejmowały swoim zasięgiem obszar ok. 323 km<sup>2</sup>. W ramach zakończonego postępowania PKN ORLEN wybrał doświadczonego doradcę tech-

nicznego, który przygotowuje wstępny projekt morskiej farmy wiatrowej, projekt budowlany oraz dodatkowe analizy pozwalające precyzyjnie zaplanować i przeprowadzić proces budowy morskiej farmy wiatrowej.

Wybrany przez PKN ORLEN projektant to brytyjska firma ODE (Offshore Design Engineering Ltd.), która posiada ponad 20 letnie doświadczenie w branży offshore. Firma projektuje morskie farmy wiatrowe dla największych koncernów i inwestorów na świecie. Realizowane przez nią projekty obejmują zaprojektowanie m.in. niemal 8 GW mocy na wodach Wielkiej Brytanii, 3,2 GW na terenie mórz Europy Północnej oraz w innych częściach świata, gdzie powstaje kolejne 2,6 GW mocy wytwórczych zaprojektowanych przez ODE. Istotny wpływ na wybór projektanta miało wymagane przez PKN ORLEN uwzględnienie w ramach przyszłej współpracy tzw. local content. Zgodnie z założeniami postępowania przetargowego firma uwzględniła w ofercie współpracę z polskimi kooperantami. Realizowany w ten sposób transfer know-how to istotny element budowy potencjału polskiej branży offshore.

Podpisana z wykonawcą umowa obejmuje przede wszystkim przygotowanie szczegółowych projektów technicznych głównych urządzeń morskiej elektrowni wiatrowej. Opracowana dokumentacja będzie zawierała m.in. analizy rozmieszczenia turbin oraz założenia dotyczące przewidywanej produktywności farmy. Pomoże także doprecyzować harmonogram i kosztorys inwestycji. Wyniki pracy projektanta będą stanowić również wsparcie dla realizacji innych obszarów projektu jak pozyskanie finansowania i ubezpieczenia inwestycji. Z kolei opracowany projekt budowlany będzie podstawą do złożenia wniosku o pozwolenie na budowę morskiej farmy wiatrowej.

Prace nad rozwojem morskiej energetyki wiatrowej Koncern prowadzi poprzez spółkę Baltic Power, która posiada koncesję na budowę farm wiatrowych o maksymalnej łącznej mocy do 1,2 GW. Jej obszar, o łącznej powierzchni ok. 131 km<sup>2</sup>, zlokalizowany jest ok. 23 km na północ od linii brzegowej Morza Bałtyckiego, na wysokości Choczewa i Łeby.

Biurowo Prasowe  
PKN ORLEN



## GAZ-SYSTEM podpisał list intencyjny w sprawie realizacji programu budowy pływającego terminalu LNG (FSRU) w Zatoce Gdańskiej

Przedstawiciele GAZ-SYSTEM, Zarządu Morskiego Portu Gdańsk i Urzędu Morskiego w Gdyni podpisali list intencyjny dotyczący współpracy przy realizacji programu budowy pływającego terminalu LNG (FSRU) w Zatoce Gdańskiej.

Dokument określa rolę każdej ze stron przy budowie pływającego terminalu LNG typu FSRU. List intencyjny stanowi podstawę do zawarcia odrębnego porozumienia, które określi dokładne zasady współpracy i jej zakres pomiędzy wszystkimi stronami.

### O pływającym terminalu FSRU

Jednostka FSRU (ang. Floating Storage Regasification Unit) to statek, który posiada funkcje magazynowania i regazyfikacji skroplonego gazu LNG (ang. Liquid Natural Gas).

Aktualnie GAZ SYSTEM prowadzi proces badania zapotrzebowania na nowe zdolności przesyłowe w krajowym systemie przesyłowym, który pozwoli określić parametry biznesowe dla projektu FSRU. Na obecnym etapie GAZ-SYSTEM założył postawienie w Zatoce Gdańskiej jednostki o przepustowości 4,5 mld m<sup>3</sup> rocznie. Budowa Terminalu FSRU jako nowego punktu wejścia do krajowego systemu przesyłowego jest odpowiedzią na rosnące krajowe zapotrzebowanie na gaz ziemny. Inwestycja umożliwi rozwój rynku LNG w naszej części Europy, a także wpłynie na wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski. Umieszczenie jednostki FSRU w Zatoce Gdańskiej zwiększy znaczenie gospodarcze tej części wybrzeża Polski.

Budowa Terminalu LNG (FSRU) została wpisana w 2020 r. na czwartą listę inwestycji, które uzyskały status projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (ang. Projects of Common Interest - PCI) w sektorze energetycznym. Projekty PCI to kluczowe projekty infrastrukturalne, mające na celu podniesienie poziomu bezpieczeństwa na europejskim rynku energii. Ich realizacja ma wspierać politykę energetyczną i wyzwania klimatyczne w UE.



## GAZ-SYSTEM przystąpił do Europejskiego Sojuszu na rzecz Czystego Wodoru

Komisja Europejska zaakceptowała wnioski o przystąpienie GAZ-SYSTEM do Europejskiego Sojuszu na rzecz Czystego Wodoru (European Clean Hydrogen Alliance – ECH2A). Jest to kolejna inicjatywa, po podpisaniu w lipcu tego roku listu intencyjnego o ustanowieniu partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej w Polsce, w którą zaangażowana jest Spółka GAZ-SYSTEM.

Europejski Sojusz na rzecz Czystego Wodoru został powołany przez Komisję Europejską, aby wesprzeć realizację inwestycji i tworzenie gospodarki wodorowej w Unii Europejskiej zgodnie z założeniami Europejskiej Strategii Wodorowej opublikowanej w lipcu br. Sojusz ma odegrać zasadniczą rolę we wsparciu działań inwestycyjnych prowadzonych w ramach całego łańcucha wartości, obejmującego produkcję, transport, magazynowanie oraz wykorzystanie wodoru w poszczególnych sektorach gospodarki (np. transport, przemysł, energetyka, ciepłownictwo). W razie potrzeby Sojusz na rzecz Czystego Wodoru będzie podejmował działania mające na celu wsparcie rynku pracy i dostosowanie go do potrzeb gospodarki wodorowej. W skład sojuszu wejdą przedstawiciele przemysłu, władz krajowych, regionalnych i lokalnych oraz społeczeństwa obywatelskiego.

GAZ-SYSTEM bierze aktywny udział w kształtowaniu dialogu nt. wdrażania założeń Europejskiego Zielonego Ładu. Poprzez członkostwo w Sojuszu pragniemy wskazywać, jak gaz ziemny może pełnić istotną rolę w transformacji energetycznej w Polsce i w całej UE - powiedział Tomasz Stępień, Prezes Zarządu GAZ-SYSTEM.

GAZ-SYSTEM jako operator systemu przesyłowego podejmuje działania, które mają umożliwić wykorzystanie gazu ziemnego jako niskoemisyjnego źródła energii, wspierającego realizację celów polityki klimatycznej Unii Europejskiej w perspektywie długoterminowej. Ponadto, GAZ-SYSTEM jest również silnie zaangażowany w projekty badawczo-rozwojowe, mające na celu wdrożenie nowych sposobów eksploatacji infrastruktury gazowej. Działania te obejmują m.in. dostosowanie aktywów na potrzeby odbioru i transportu gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych, w tym wodoru.

Więcej informacji na temat Europejskiego sojuszu na rzecz czystego wodoru jest dostępna na stronie internetowej <https://www.ech2a.eu/>.



## Baltic Pipe – wykonawca wchodzi na teren budowy

We wrześniu br. GAZ-SYSTEM przekazał wykonawcy tereny pod budowę miejsc łądowania gazociągu podmorskiego w Polsce oraz w Danii. W obu krajach nastąpiło to zgodnie z zakładanym harmonogramem.

Gazociąg podmorski połączy ze sobą gminy Rewal w Polsce oraz Faxe w Danii. W najbliższym czasie w obu miejscach będą realizowane prace związane z wytyczeniem tymczasowych dróg dojazdowych do placów budowy. Wykonawca przygotowuje także oba place budowy: m.in. zagospodaruje i ogrodzi teren, zamontuje instalacje oraz wykona przyłącza do sieci infrastruktury technicznej na potrzeby budowy.

Następnie wykonawca przystąpi do budowy tuneli podziemnych. Zarówno w Polsce, jak i w Danii gazociąg podmorski zostanie umieszczony w podziemnej obudowie betonowej (wykonanej metodą mikrotunelingu). Dzięki poprowadzeniu instalacji pod linią brzegową oraz ominięciu plaży i klifów zminimalizowany zostanie ewentualny wpływ inwestycji na otoczenie. Brzeg morski, a także pas wydm oraz klif pozostaną nienaruszone.

Wykonawcą gazociągu podmorskiego oraz miejsc jego połączenia z infrastrukturą łądową jest firma Saipem Limited. W najbliższym czasie wykonawca rozpocznie również przedmontażowe badania na Morzu Bałtyckim, które będą prowadzone wzdłuż trasy przyszłego gazociągu podmorskiego.

Biurowie Prasowe  
GAZ-SYSTEM S.A.

# PERN

## W PERN powstaje pierwsza instalacja fotowoltaiczna

W październiku planowane jest oddanie do użytku pierwszej instalacji fotowoltaicznej w PERN. Miesiąc później zacznie ona

wytwarzać energię elektryczną. Instalacja fotowoltaiczna powstaje w bazie paliw w Boronowie jako efekt wdrożenia jednej z prac dyplomowych przygotowanych przez zespół pracowników PERN w ramach Akademii Menedżera. Instalacja przyniesie kilkuprocentowe oszczędności w wydatkach na energię elektryczną. Od efektywności tego projektu będą zależały kolejne wdrożenia.

Dostrzegamy potencjał jaki w wytwarzaniu energii elektrycznej mogą mieć alternatywne źródła, dlatego w ramach pilotażu montujemy panele fotowoltaiczne w jednej z naszych baz paliwowych w Boronowie. Umowa na to zadanie została już podpisana. W tym momencie jesteśmy po uzgodnieniach techniczno – projektowych. Teren został przekazany wykonawcy zadania. Paweł Wysocki, dyrektor Pionu Technicznego PERN

Instalacja fotowoltaiczna w Boronowie będzie miała moc docelową około 50 kWp. W pierwszym roku użytkowania panele mają zabezpieczyć około 54 393 kWh.

Akademia Menedżera to program rozwoju zrealizowany w PERN podnoszący kompetencje menedżerskie i projektowe pracowników. Miał on formę rocznych studiów podyplomowych realizowanych wspólnie z Uniwersytetem Warszawskim. Ukończyło go 36 pracowników, którzy w ramach zaliczenia przygotowali biznesowe projekty doradcze, mające usprawnić działania Spółki. Jednym z nich było właśnie wdrożenie fotowoltaiki.



## PERN z ostatnią decyzją lokalizacyjną dla części liniowej budowy rurociągu Boronów-Trzebinia

21 września br. PERN uzyskał ostatnią z wymaganych decyzji lokalizacyjnych dla części liniowej rurociągu Boronów-Trzebinia. Kolejnym etapem będzie procedowanie wniosków o wydanie pozwoleń na budowę – niezbędnych do rozpoczęcia prac w terenie. Obecnie trwa również postępowanie na wybór wykonawcy robót budowlanych.

21 września br. Wojewoda Śląski wydał decyzję o ustaleniu lokalizacji strategicznej inwestycji w sektorze naftowym: Budowa rurociągu produktowego wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi w granicach administracyjnych gmin Siewierz, Poręba, Łazy, Dąbrowa Górnicza, Sławków.

Celem budowy rurociągu jest poprawa bezpieczeństwa zaopatrzenia południa Polski w paliwa przez zwiększenie zasięgu transportu rurociągowego z Zakładu Głównego PKN ORLEN S.A. Inwestycja zakłada budowę rurociągu produktowego o długości ok. 97 km relacji Boronów – Trzebinia, przebiegającego przez tereny województwa śląskiego i małopolskiego (w sumie jedenaście gmin) wraz z modernizacją istniejącej infrastruktury oraz budową dwóch nowych pompowni paliw na trasie rurociągu Plock – Koluźki – Boronów, które zapewnią osiągnięcie zakładanych przepustowości i maksymalizację przeładunków paliw na odcinku Plock – Trzebinia.



## Krzysztof Rogala wiceprezesem Zarządu PERN S.A.

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki w dniu 25 września 2020 roku powołało Pana Krzysztofa Rogalę na Członka Zarządu Spółki z dniem 1 października 2020 roku i powierzyło mu funkcję Wiceprezesa Zarządu Spółki.

Pan Krzysztof Rogala jest absolwentem Uniwersytetu Jagiellońskiego na Wydziale Prawa i Administracji. Ukończył także studia podyplomowe w zakresie Finansów i Bankowości na Uniwersytecie Warszawskim. W 2001 roku złożył egzamin na członków Rad Nadzorczych w spółkach Skarbu Państwa.

Krzysztof Rogala od wielu lat jest związany z rynkiem surowcowym oraz finansowym piastując doradcze, zaradcze i nadzorcze stanowiska w takich firmach jak GAZ – SYSTEM, Polskie LNG, PKN Orlen, czy Bank Ochrony Środowiska.

W latach 2006-2008 związany ze spółką PERN, gdzie pełnił funkcję Wiceprzewodniczącego Rady Nadzorczej.

W latach 2015 – 2016 zasiadał w Radzie Nadzorczej PGNiG, a od 2016 roku był Wiceprezesem w spółce EuRoPol Gaz.

Krzysztof Rogala posiada także doświadczenie w administracji państwowej pracując dla Ministra Finansów w latach 2015/2016 i współpracując z Ministerstwem Środowiska.

Katarzyna Krasieńska  
Rzecznik prasowy PERN S.A.



# Profesor Roman Ney – Szkic do portretu



Zdjęcie Profesora Romana Neya z uroczystości nadania tytułu doktora honoris causa AGH, 2005 rok. Fot. arch. AGH

*25 sierpnia 2020 r. zmarł w wieku 89 lat prof. dr hab. inż. Roman Ney, wybitny naukowiec, geolog i geolog naftowy, a także znakomity organizator i animator nauki. Jako student i absolwent Wydziału Geologiczno-Poszukiwawczego Akademii Górniczo-Hutniczej oraz późniejszy pracownik był przez blisko pół wieku związany z tym Wydziałem i naszą Almae Matris.*

W ciągu swojego długiego i aktywnego życia Profesor pełnił liczne i różnorodne funkcje organizacyjne, polityczne i społeczne na poziomie centralnych władz państwowych i Polskiej Akademii Nauk; był też dwukrotnie Rektorem Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie (w latach 1972 -1975 oraz 1979-1981). Obszerne i szczegółowe informacje na ten temat łatwo znaleźć chociażby na stronach internetowych. W tym wspomnieniu koncentrujemy się na pracy Profesora na Wydziale Geologiczno-Poszukiwaw-

czym Akademii Górniczo-Hutniczej (obecnie jest to Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska). Z tym Wydziałem związany był ściśle przez ponad czterdzieści lat od momentu podjęcia studiów w 1950 roku.

Życie Profesora toczyło się w niełatwych czasach. Urodził się 18 lutego 1931 roku w Pińsku nad Prypecią na Polesiu (obecnie Białoruś), osiem lat przed wybuchem wojny. Jego ojciec był nauczycielem w miejscowej szkole. Rodzina Profesora przeniosła się do Małopolski na fali pierwszych wojennych migracji. Okres wojenny spędził w Dąbrowie Tarnowskiej i w tej miejscowości zdał w 1948 roku małą maturę. Naukę Roman Ney kontynuował w I. Liceum Ogólnokształcącym w Tarnowie, które ukończył w 1950 roku. W tym samym roku rozpoczął studia na Wydziale Geologiczno-Poszukiwawczym AGH w Krakowie. Studia ukończył w 1955 roku ale już jako student podjął w 1952 roku pracę w charakterze zastępcy asystenta w Katedrze Geologii, kierowanej przez profesora

Henryka Świdzińskiego. Po ukończeniu studiów przeniósł się do Katedry Złóż Ropy i Gazu, którą w latach 1953 – 1969 kierował profesor Adam Tokarski. Tradycje tej Katedry i specjalności naftowej wywodzą się z kierunku geologii stosowanej, utworzonego w 1921 roku w ówczesnej Akademii Górniczej, przez światowej sławy uczonego profesora Karola Bohdanowicza. Pracując w tej Katedrze mgr inż. Roman Ney pokonywał kolejne progi kariery naukowej, uzyskując stopnie doktora (1962 r.) i doktora habilitowanego (1967 r.).

Pod koniec lat sześćdziesiątych związał się z Katedrą Geofizyki Kopalnianej. W ramach tej Katedry powstał w 1967 roku Zakład Geologicznej Interpretacji Zdjęć Geofizycznych, którego został kierownikiem. Był więc jednym z twórców kompleksowej interpretacji danych geologicznych i geofizycznych. W 1969 roku utworzony został Instytut Geofizyki Stosowanej i Poszukiwań Naftowych, a docent Roman Ney był jednym z inicjatorów utworzenia tej jednostki. W skład nowo utworzonego Instytutu weszła dawna Katedra Złóż Ropy i Gazu połączona ze wspomnianym powyżej Zakładem Geologicznej Interpretacji Zdjęć Geofizycznych jako „Zakład Poszukiwań Naftowych i Interpretacji Zdjęć Geofizycznych”, kierowany przez doc. dr hab. inż. R. Neya. Z tym Instytutem, przemianowanym w 1974 roku na Międzyresortowy Instytut Geofizyki Stosowanej i Poszukiwań Naftowych. Profesor związany był do roku 1979. W 1972 roku został mianowany na stanowisko profesora nadzwyczajnego, a w 1976 roku uzyskał tytuł profesora zwyczajnego.

Równoległe do pracy w AGH, w 1976 roku rozpoczęła się kariera Profesora w Polskiej Akademii Nauk, po wyborze na Członka Korespondenta tej korporacji. W 1979 roku utworzony został na Wydziale Geologiczno-Poszukiwawczym AGH Instytut Surowców Energetycznych. Profesor Roman Ney był inicjatorem utworzenia tego Instytutu, został też jego dyrektorem, pełniąc tę funkcję do 1992 roku. W 1986 roku został członkiem rzeczywistym Polskiej Akademii Nauk oraz objął funkcję dyrektora w nowo utworzonym Instytucie Podstawowych Problemów Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.

W 1992 roku po zmianach w kierownictwie Instytutu Surowców Energetycznych AGH, Profesor rozstał się z Wydziałem Geologiczno-Poszukiwawczym; jego związki z Akademią Górniczo-Hutniczą im. Stanisława Staszica w Krakowie pozostały jednak nadal bliskie i aktywne. W uznaniu wielkich zasług dla Akademii Górniczo-Hutniczej oraz wybitnych osiągnięć w dziedzinie geologii naftowej i geotermii, w stworzeniu podstaw teoretycznych i szkoły w zakresie gospodarki surowcami mineralnymi i energią, a także w wykształceniu wielu pokoleń specjalistów naftowych i górniczych, Senat AGH uhonorował w 2005 roku profesora Romana Neya godnością doktora honoris causa Akademii Górniczo-Hutniczej.

Naukowa działalność profesora Romana Neya w początkowym okresie koncentrowała się na zagadnieniach związanych z geologią naftową i poszukiwaniami złóż węglowodorów. Szeroko znane są obszerne prace realizowane wspólnie z zespołem współpracowników, zorientowane na rozpoznanie budowy geologicznej i potencjału poszukiwawczego zapadliska przedkarpackiego. Wyniki tych badań pozostają ciągle aktualne. Rezultaty badań z lat 1957-1973 oparte na kompleksowej syntezie prac kartograficznych, wierceń i profili sejsmicznych prezentowane były w kilkunastu artykułach opublikowanych w: „Przeglądzie Geologicznym”, „Nafcie”, „Geofizyce i geologii naftowej”, „Biuletynie PAN”, w Sprawozdaniach z Posiedzeń Komisji PAN i 4 monografiach wydanych w „Pracach geologicznych”.

Na podstawie wyników badań zawartych w monografii zatytułowanej: „Piętra strukturalne w północno-wschodnim obramowaniu zapadliska przedkarpackiego”, wykonanych pod kierunkiem profesora A. Tokarskiego, mgr inż. Roman Ney uzyskał w 1962 roku stopień doktora inżyniera. W 1967 roku obronił rozprawę habilitacyjną pt. „Rola rygla krakowskiego w geologii zapadliska przedkarpackiego i rozmieszczenie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego” i mianowany został na stopień doktora habilitowanego. W wyniku badań zapadliska przedkarpackiego określona została lokalizacja potencjalnych akumulacji węglowodorów oraz opracowane założenia prac poszukiwawczych, które poskutkowały znaczącymi odkryciami w zapadlisku przedkarpackim.

Zainteresowania Profesora nie ograniczały się oczywiście do problematyki naftowej. Utworzenie Instytutu stworzyło możliwość rozwoju nowych interdyscyplinarnych kierunków badań w zakresie kompleksowych metod interpretacji wstępnej budowy geologicznej oraz racjonalnego gospodarowania surowcami mineralnymi, w szczególności paliwami kopalnymi i energią źródeł odnawialnych. Z inicjatywy Profesora pełniącego wówczas funkcję Prorektora AGH ds. Nauki, były one realizowane we współpracy z Instytutem Górnictwa Naftowego w Krakowie w zakresie badań szczelinowości skał zbiornikowych i powierzchniowych zdjęć geochemicznych oraz rekonstrukcji procesu formowania się złóż ropo-gazonośnych w obszarze wschodniej części Karpat fliszowych. Podjęte zostały także pionierskie w kraju badania nad modelowaniem systemów naftowych w tym regionie, realizowane we współpracy z Instytutem Geofizyki PAN w Warszawie. Wyniki tych badań zostały wykorzystane m.in. na wykładach z „Planowania, metodyki poszukiwań i zasad ustalania zasobów ropy i gazu” prowadzonych przez profesora Romana Neya w latach 1969-1974. W nawiązaniu do globalnej tektoniki płyt Profesor sformułował nowy pogląd na tektogenezę Karpat Zachodnich, łącząc ją z możliwościami występowania wód geotermalnych na Podhalu.

Był inicjatorem pionierskich badań nad wykorzystaniem energii geotermalnej w Polsce, które rozpoczęły się w Instytucie Surowców Energetycznych AGH na początku lat osiemdziesiątych ubiegłego wieku. Podjęte prace badawcze wymagały rozwiązania fundamentalnych kwestii poszukiwawczych i eksploatacyjnych tj. wytypowanie optymalnych stref złożowych, wypracowanie sposobów oceny zasobów energii cieplnej i technologii zagospodarowania złóż wód geotermalnych a także budowy geotermalnych zakładów pilotowo-doświadczalnych.

Na przełomie lat osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych stworzył warunki organizacyjne i finansowe, dzięki którym Instytut Surowców Energetycznych AGH przeobrażony został w nowoczesną placówkę badawczą i dydaktyczną z jednym z najnowocześniejszych na świecie laboratoriów geochemii naftowej i prężnym ośrodkiem obliczeniowym i interpretacyjnym w zakresie geologii i geofizyki naftowej. Pozwoliło to na dokonanie radykalnej modernizacji wcześniejszych, rutynowych koncepcji i procedur poszukiwawczych, z uwzględnieniem nowoczesnych metod geodynamiki naftowej, wymiarowania procesów ropotwórczych za pomocą geochemii naftowej i numerycznych modeli migracji węglowodorów w zależności od czasu formowania pułapek złożowych i warunków ich zachowania w zmiennym w czasie geologicznym planie strukturalnym.

Jako przewodniczący Państwowej Rady Gospodarki Energetycznej zorganizował we współpracy ze Stowarzyszeniem Naukowo-Technicznym Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego cykl konferencji pn. „Zagadnienia surowców energetycznych w gospodarce krajowej”. Na konferencjach tych były m.in. dyskutowane tezy rozpraw doktorskich i habilitacyjnych młodszej generacji pracowników Instytutu, wykonywanych pod kierunkiem lub opieką naukową Profesora. Jako zwarte monografie były one publikowane w „Pracach Geologicznych” PAN, których redaktorem naczelnym od 1971 roku był profesor Roman Ney. Kontynuując tradycje badań prowadzonych przez profesorów Karola Bohdanowicza i Adama Tokarskiego – profesor Roman Ney był twórcą szkoły naukowej geologii naftowej. Wieloletnia Jego działalność w gronie współpracowników zarówno na AGH jak też w PAN doprowadziła do utworzenia dwóch innych szkół naukowych: polskiej geotermii i gospodarki surowcami mineralnymi. Pozostawił po sobie kilkaset publikacji o różnorodnej tematyce z otoczenia geologii naftowej, poszukiwań naftowych, geotermii, gospodarki surowcami mineralnymi i polityki energetycznej.

Nie do przecenienia są także zasługi prof. Romana Neya w działalności dydaktycznej. Był jednym z inicjatorów badań naukowych i nauczania akademickiego w zakresie geologii

naftowej i geotermii. Istotną pomocą w kształceniu studentów i doktorantów było wydanie tłumaczeń obcojęzycznych podręczników A.I. Levorsena w 1972 roku i A. A. Bakirowa w 1973 roku, w przekładzie naukowym R. Neya. Ten ostatni podręcznik uzupełnił o obszerny rozdział dotyczący prognoz naftowych Polski. Rezultatem działalności kształceniowej Profesora jest liczne grono absolwentów i wychowanków, spośród których wielu uzyskało stopnie naukowe doktora i doktora habilitowanego oraz tytuły profesorskie. Absolwenci specjalności naftowej Wydziału Geologiczno-Poszukiwawczego byli odkrywcami i współodkrywcami zdecydowanej większości polskich złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Odnosili i odnoszą także sukcesy naukowe i poszukiwawcze w wielu basenach naftowych na świecie. Bez większej przesady można powiedzieć, że uczniowie i wychowankowie Profesora przez długie lata nadawali ton poszukiwaniom naftowym w Polsce a także zaznaczyli swoją nieraz dominującą rolę w rozwoju instytucji i badań naukowych związanych z problematyką naftową a bardziej ogólnie z gospodarką surowcową.

Posiadamy liczne informacje na temat różnorodnej działalności Profesora: naukowej, dydaktycznej, organizacyjnej czy też politycznej. Pozostaje pytanie jakim był człowiekiem, jak się zapisał w ludzkiej pamięci? We wspomnieniach swoich wychowanków i współpracowników profesor Roman Ney pozostaje jako wymagający ale przyjazny i życzliwy szef i dobry kolega. W życiu i pracy stosował harcerskie zasady – nie pił kawy, nie palił papierosów w czasach gdy palenie było normalnością. Był obowiązkowy i miał duże poczucie odpowiedzialności. Był przeciwnikiem schematów i szablonów, a w pracy zespołowej, którą preferował tworzył układ partnerski. Wspierał działania swoich współpracowników, mobilizował do pogłębiania wiedzy.

W laudacji wygłoszonej z okazji nadania profesorowi Romanowi Neyowi tytułu „Doktora Honoris Causa” Akademii Górniczo-Hutniczej – profesor Wojciech Górecki, jeden z najbardziej znanych wychowanków i współpracowników Profesora, mówił: „Na szczególne podkreślenie zasługuje umiejętność prof. Romana Neya stworzenia właściwej atmosfery pracy, partnerskiego stosunku do współpracowników i studentów. Stwarzał atmosferę otwartości, życzliwości i partnerstwa, co wyzwalało w studentach kreatywność, rzetelność i optymizm niezbędny w ich życiu zawodowym. Był otwarty na nowe pomysły, koncepcje i idee. Był mu obcy dogmatyzm i uprzedzenie do ludzi”.

Profesor Roman Ney był rzeczywiście „Maxime hominum homo” – Człowiekiem najbardziej ludzkim.

I takim pozostanie w naszej pamięci.

Autorzy: Michał Stefaniuk, Jan Kuśmierek,  
Kazimierz Słupczyński, Monika Szczygieł



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



## Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

### 85 lat

Stanisław Krupa z Oddziału w Warszawie II  
Janusz Jamrozik z Oddziału w Warszawie II

### 80 lat

Tadeusz Wilczek z Oddziału w Warszawie II  
Jerzy Świttek z Oddziału w Warszawie II

### 75 lat

Władysław Machnicki z Oddziału w Łodzi  
Marian Dutkiewicz z Oddziału w Sanoku  
Hermann Stalica z Oddziału w Gdańsku  
Zdzisław Herman z Oddziału w Krakowie  
Ludwik Cynarski z Oddziału w Pile

### 75 lat

Krzysztof Zdybek z Oddziału w Krośnie

### 70 lat

Michał Kozłowski z Oddziału w Gdańsku  
Włodzimierz Małuszek z Oddziału w Poznaniu  
Andrzej Bieniada z Oddziału w Katowicach  
Jan Undro z Oddziału w Pile  
Anna Głyżewska z Oddziału w Pile  
Bożena Szulc z Oddziału w Poznaniu  
Ryszard Ryba z Oddziału w Tarnowie  
Elżbieta Wojnar-Gruszka z Oddziału w Krakowie  
Klemens Gaworski z Oddziału w Poznaniu  
Maria Górską z Oddziału w Pile

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

Forum Inżynierów Przyszłości

NOT WROCŁAW  
23-25.10.2020

A jakim Ty będziesz inżynierem?

WROCŁAWSKA RADA FEDERACJI STOWARZYSZEŃ NAUKOWO-TECHNICZNYCH [www.fip.not.pl](http://www.fip.not.pl)

## „Światło z Ziemi” w Gorlicach

W niedzielny wieczór - 20 września w Parku Miejskim im. W. Biechońskiego w Gorlicach odbył się multimedialny spektakl świetlno-laserowy „Światło z Ziemi”.

Bardzo licznie zgromadzeni mieszkańcy i goście z Bardejowa uczestniczyli w niezwykłym widowisku laserowej iluminacji świetlnej. Polana w parku, drzewa, alejki, wiszący most oraz wychodnie skalne oświetlone zostały barwami laserów. Można było zobaczyć również pokaz świetlny na kurtynie wodnej i występ Teatru Eksperymentalnego GCK ERGO. Blask lamp w wyjątkowy sposób odmienił klimat gorlickiego parku.



Fot. K. Korona



Fot. K. Korona



Fot. K. Korona



Fot. K. Korona



Fot. K. Korona





Fot. K. Korona



Fot. K. Korona



Fot. K. Korona

Wydarzenie miało również charakter edukacyjny. Z ekranu umieszczonego między drzewami Ignacy Łukasiewicz opowiadał o dziedzictwie geologicznym Ziemi Gorlickiej i Bardejowskiej oraz początkach przemysłu naftowego w Gorlicach.

Wcześniej, w sobotę i niedzielę, również w Gorlicach odbyły się happeningi nawiązujące do zapalenia pierwszej ulicznej lampy naftowej. Zachęcały mieszkańców i turystów do udziału w wieczornym przedstawieniu.

Spektakl oraz happeningi zostały zrealizowane w ramach projektu „Poznaj geologiczne skarby pogranicza polsko-słowackiego” dofinansowanego ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Programu Interreg V-A Polska-Słowacja 2014-2020. Partnerem projektu jest Bardejów.

Redakcja WNiG  
Źródło: [www.gorlice.pl](http://www.gorlice.pl)

**M**uzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce to wyjątkowe miejsce. To właśnie tutaj narodził się przemysł naftowy. Tu funkcjonuje najstarsza na świecie kopalnia ropy naftowej, której początki sięgają roku 1854 r. Dzięki działaniom Ignacego Łukasiewicza, Tytusa Trzecieckiego i Karola Klobassy Zrenckiego bóbrzecka kopalnia słynęła z nowoczesności i prekursorskich metod wydobycia i przetwórstwa ropy naftowej.

Najcenniejszymi eksponatami są jedyne w swoim rodzaju kopanki ropne „**Franek**” z 1860 r. i „**Janina**” z 1878 r., które nadal są czynne i bogate w olej skalny. Inne obiekty pochodzące z czasów pionierskich to:

- obelisk z 1872 r. upamiętniający założenie kopalni,
- kuźnia kopalniana z 1856 r.,
- warsztat mechaniczny z 1864 r.,
- kotłownia wyposażona w kocioł parowy z 1867 r.
- plan kopalni z 1879 r.

Muzeum w Bóbrce to tradycja i nowoczesność, świadectwo znakomitej przeszłości polskiego przemysłu naftowego i rodzimego wkładu w rozwój cywilizacji zachodniej.

**Zapraszamy serdecznie do Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce.**

