

NR 11 (265)  
listopad  
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



# ZAKŁAD TECHNOLOGII EKSPLOATACJI PŁYNÓW ZŁOŻOWYCH

INSTYTUT NAFTY I GAZU – PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY

## ZAKŁAD OFERUJE

- opracowanie kompleksowej technologii bioremediacji *in-situ* gruntu zanieczyszczonego substancjami ropopochodnymi;
- rekultywację terenów skażonych substancjami ropopochodnymi;
- opracowanie technologii oczyszczania i utylizacji wód złożowych i odpadów po zabiegach stymulacyjnych z zastosowaniem nowoczesnych rozwiązań technicznych i technologicznych oraz metod biologicznych;
- optymalizacja procesów wydobycia i przygotowania do transportu ropy i gazu;
- monitorowanie zmian zawartości związków siarki w podziemnych magazynach gazu;
- badania i dobór inhibitorów parafinowo-hydratowych oraz deemulgatorów stosowanych w procesach eksploatacji złóż węglowodorów.

## BADANIA I ANALIZY LABORATORYJNE

- analizy chromatograficzne:
  - » składu gazu ziemnego ( $C_1 - C_8$ ,  $N_2$ ,  $CO_2$ , He,  $H_2$ ),
  - » związków siarki w gazie ziemnym,
  - » węglowodorów ciężkich ( $C_3 - C_{36}$ , BTEX),
- analizy toksykologiczne z wykorzystaniem nowoczesnych testów: Microtox, zestawów testów typu „toxkit” i testu MARA;
- analizy zawartości wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (WWA) w próbkach środowiskowych z wykorzystaniem HPLC;
- analiza płynów złożowych, zanieczyszczeń gleby i ścieków, odpadów eksploatacyjnych i wiertniczych z wykorzystaniem chromatografii jonowej;
- nieniszczące badania grubości materiałów konstrukcyjnych (certyfikat UT2).



## KONTAKT

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Oddział Krosno  
ul. Armii Krajowej 3, 38-400 Krosno

Kierownik: dr hab. inż. Teresa Steliga, prof. INiG – PIB

Telefon: 13 436 89 41 w. 5222 | Faks: 13 436 14 48 | E-mail: [teresa.steliga@inig.pl](mailto:teresa.steliga@inig.pl)

[www.inig.pl](http://www.inig.pl) | [office@inig.pl](mailto:office@inig.pl)





Ryszard Chylarecki  
Redaktor naczelny

## Szanowni Czytelnicy

Otwierając bieżący numer Wiadomości Naftowych i Gazowniczych artykuł „Nanomateriały w przemyśle i ich charakterystyka” jest usystematyzowanym przeglądem ich zastosowań w różnych sektorach gospodarki i usług publicznych, ze szczególnym uwzględnieniem branży naftowo-gazowniczej. W oparciu o bogatą literaturę przedmiotu przedstawiono techniki śledzenia i oznaczania przemieszczających się w środowisku nanocząstek, w tym najnowocześniejsze techniki analizy śladowej. Ponadto, autorki artykułu scharakteryzowały i szczegółowo zaprezentowały wybrane badania i analizy nanocząstek realizowane w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym.

Od czasu do czasu, na prośbę naszych czytelników, na łamach WNIg zamieszczamy także artykuły mogące być bezpośrednio wykorzystywane w bieżącej pracy zawodowej przez inżynierów i techników. Tak jest np. w przypadku problematyki nawaniania gazu ziemnego. Po artykułach poświęconych podstawowym zasadom samego procesu oraz charakterystyce instalacji do jego prowadzenia – w tym numerze Wiadomości, w artykule naszych stałych partnerów naukowych, ukazujemy aspekty techniczno-prawne kontroli i nadzoru procesu nawaniania gazu. W opracowaniu szczególnie przydatne wydają się być autorskie zalecenia dla operatorów sieci dystrybucyjnych, dotyczące minimalnego stężenia środka nawaniającego w zależności od rodzaju gazu ziemnego oraz sugestie co do doboru miejsca pomiaru odoranta.

Z dużą przyjemnością zachęcam Czytelników do zapoznania się z artykułem „Innowacyjna technologia monitoringu sejsmoakustycznego i sejsmostymulacji”. To przykład efektywnej współpracy naukowo-technicznej prężnej firmy z sektora paliwowo-energetycznego i naukowców Katedry Surowców Energetycznych Akademii Górniczo-Hutniczej, realizowanej celem opracowania nowych technologii z zakresu poszukiwania i wydobycia węglowodorów, a współfinansowanej przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.

Zapraszam również do zapoznania się z autorskim omówieniem najnowszego Raportu ekspertów Dolnośląskiego Instytutu Studiów Energetycznych (DISE), analizującego możliwe warianty ścieżek transformacji naszej energetyki z wykorzystaniem gazu ziemnego jako paliwa pomostowego. Co istotne – autorzy Raportu szacują również koszty przyjęcia w Polsce Europejskiego Zielonego Ładu dla dwóch różnych scenariuszy.

I na koniec chciałbym zasignalizować artykuł na stronach „Biuletynu Informacyjnego Zarządu Głównego SITPNiG” (integralnej części WNIg) poświęcony książce „Gazownictwo na Pomorzu Gdańskim – gazownia pierwszej latarni morskiej w Gdańsku Nowym Porcie”. To kolejny przykład bardzo aktywnej działalności statutowej gdańskiego Oddziału SITPNiG – inicjatora serii wydawnictw poświęconych początkom przemysłu gazowniczego na Pomorzu Gdańskim. Podziwiam i gratuluję wszystkim zaangażowanym w powstanie i wydanie tej publikacji.

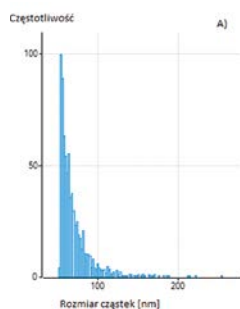
*A że przed nami bożonarodzeniowe święta i nadchodzący błyskawicznie Nowy Rok, zapraszając do lektury bieżącego numeru Wiadomości Naftowych i Gazowniczych życzę, w imieniu całej naszej Redakcji – wszystkiego, wszystkiego najlepszego.*

*Ryszard Chylarecki*



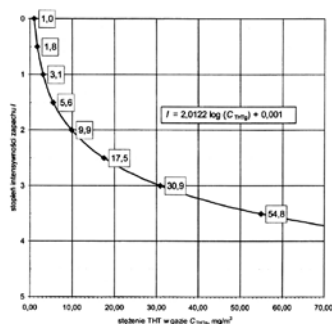
- Nanomateriały w przemyśle i ich charakterystyka

4



- Aspekty techniczno-prawne dotyczące kontroli procesu nawaniania gazu

8



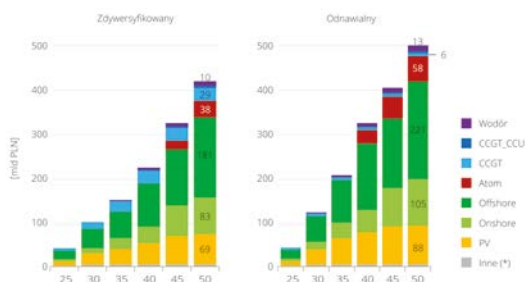
- Innowacyjna technologia monitoringu sejsmoakustycznego i sejsmostymulacji

13

ANALIZY **W** KOMENTARZE.

- Gaz ziemny paliwem przejściowym w energetyce – najnowszy raport ekspercki DISE

16



- PGNiG i LOTOS: pierwsze bunkrowanie statku gazem LNG w Szczecinie

20



- Grupa PGNiG zwiększa wydobycie na Norweskim Szelfie Kontynentalnym
- Rekordowe wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG po trzech kwartałach 2020 roku
- Jubileusze POPIHN-u oraz rafinerii w Gdańsku

21

22

23



- Ruszył Węzeł Odzysku Wodoru

24



- Marka ORLEN umocni się na rynku czeskim

25

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



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

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

**SKŁAD DTP:**  
Konrad Korona

**DRUK:**  
Drukarnia 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. – Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiatów. Fot. PGNiG SA

- Pierwsze dostawy inwestorskie dla rozbudowy Terminalu LNG 26



- Zmiany w zarządzie IDS-BUD S.A. i DIM Construction Sp. z o.o. 26
- Gazociąg Zdzeszowice – Brzeg po odbiorze końcowym 27

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

- Powołanie Pawła Majewskiego na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG SA 28
- GK PGNiG: pozytywne wyniki poszukiwań na prospekcie Alve Nord East w Norwegii 28
- PGNiG odkryło duże złożo gazu w Norwegii 28
- OPEC+ nieznacznie zwiększa wydobycie ropy 29
- Wiercenia na świecie w latach 2018-20 29
- Emisja ze spalania paliw była najwyższa w 2019 r. 30
- Czynniki kształtujące cenę ropy 30
- Turcja rozpoczyna drugie wiercenie na Morzu Czarnym 31
- Ponad 1 mln m<sup>3</sup>/d gazu z jednego otworu 31
- CGG przygotowało studium energii geotermalnej 31
- Zyski i straty dużych firm w III kwartale 31
- Kwartalny zysk Saudi Aramco mniejszy o 45% 31
- Nowy prezydent USA i przemysł naftowy 32
- Pierwszy gaz z gazociągu TAP 32
- Wzrost wydobycia ropy w Norwegii w październiku br. 32
- Ropa libijska ponownie na rynku 32
- Najgłębsze wiercenie w basenie Gujana-Surinam 32

- Przemysł naftowy czeka, co zrobi Joe Biden 32
- Powołanie prezesa Zarządu Grupy LOTOS 33
- GAZ-SYSTEM zakończył ważny etap przebudowy gazociągu Goleniów – Police 33

## WSPOMNIENIE

- Wspomnienie o Koledze Stanisławie Józefczyku 34

## BIULETYN **INFORMACYJNY**

- Kalendarium 35
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 35
- Działalność Oddziału SITPNiG we Wrocławiu 36
- Posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej SITPNiG 36
- Wydawnictwo dotyczące historii gazownictwa na Pomorzu Gdańskim 37



## WITRYNA **WYDAWNICZA**.

- Monografia „Osady w tłokowych silnikach spalinowych” 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

# Nanomateriały w przemyśle i ich charakterystyka



Monika  
Gajec



Ewa  
Kukulska-Zajac



Anna  
Król



## Nanomaterials in industry and their characteristics

### Abstract:

Nanomaterials are modern materials that are currently present in almost all areas of our lives. They are also used in the oil and gas industry. The increasing production and usage of nanomaterials inevitably lead to their accumulation in the environment, which can have serious, as yet not fully identified, negative effects on both human health and the environment. The article presents an example of the use of nanomaterials, including the oil and gas mining sector. Attention was also paid to the basic problems related to the use of nanomaterials, as well as their marking and separation from environmental sample matrices.

### Streszczenie:

Nanomateriały to nowoczesne materiały stosowane aktualnie w niemal wszystkich dziedzinach naszego życia. Używane są również w przemyśle naftowym i gazowniczym. Rosnąca produkcja i użycie nanomateriałów w sposób nieunikniony prowadzą do ich akumulacji w środowisku, co może nieść poważne, dotychczas jeszcze nie w pełni zidentyfikowane negatywne skutki, zarówno w stosunku do zdrowia ludzkiego, jak i środowiska naturalnego. W artykule przedstawiono przykładowe zastosowanie nanomateriałów, w tym ich wykorzystanie w sektorze górnictwa ropy i gazu. Zwrócono uwagę na podstawowe problemy związane ze stosowaniem nanomateriałów, a także ich oznaczaniem i wyodrębnianiem z matryc próbek środowiskowych.

### Wstęp

Nanocząstki (ang. nanoparticles, NPs) definiowane są jako cząstki (obiekty), których przynajmniej jeden wymiar zawiera się w przedziale mniejszym niż 100 nm [1, 2]. Występujące w środowisku nanocząstki mogą być pochodzenia naturalnego, antropogenicznego oraz mogą występować jako tzw. nanocząstki inżynierskie



Fig. 1. Motoryzacja stanowi źródło nanocząstek antropogenicznych

(projektowane). Nanocząstki naturalne powstają na skutek erozji materiałów geologicznych, a także rozkładu materiałów biologicznych, w tym głównie szczątków roślinnych. Pojawiają się spontanicznie na skutek utleniania substancji w fazie gazowej w atmosferze, spotykane są również w pyłach wulkanicznych [2, 3]. Nanocząstki antropogeniczne są z kolei efektem ubocznym działalności człowieka. Powstają np. w trakcie spalania węgla kamiennego lub podczas spawania, zgrzewania czy wulkanizacji gumy. NPs mogą również powstawać w trakcie obróbek mechanicznych materiałów poprzez cięcie, piłowanie i szlifowanie. Do nanocząstek pochodzenia antropogenicznego należą m.in. starte ogumienie, dodatki do środków smarnych, popioły, produkty spalania, platyna z katalizatorów, itp. (Fig. 1) [2, 3].

Natomiast nanocząstki projektowane i wytworzone w sposób celowy przez człowieka obejmują nanometale (Au, Ag, Fe) i nanotlenki (TiO<sub>2</sub>, ZnO, ZrO<sub>2</sub>, CeO<sub>2</sub>), a także polimery, surfaktanty, barwniki/pigmenty, fulereny i nanorurki węglowe, struktury hybrydowe, itp. [2]. Należy podkreślić, że materiały w skali nanometrycznej mają inne właściwości od materiałów w skali makroskopowej. Nanomateriały mogą różnić się wytrzymałością, lepiej przewodzić prąd elektryczny czy ciepło, a także wykazywać określo-

ne właściwości magnetyczne lub w większym stopniu odbijać światło. Ważną cechą użytkową nanomateriałów jest też ich bardziej rozwinięta powierzchnia w porównaniu do powierzchni materiałów makroskopowych, co zwiększa ich zdolności sorpcyjne [1, 2]. Ponadto często materiały normalnie obojętne dla organizmów żywych, wykazują znaczny wzrost cytotoxycności, gdy zmniejszy się rozmiar tworzących je cząstek do skali nanometrycznej [4]. W takiej sytuacji konieczne jest dokładne poznanie właściwości tych materiałów, a co się z tym wiąże rozwijanie nowoczesnych metod stosowanych do ich charakterystyki.

### Zastosowanie nanocząstek

Skala zastosowań nanomateriałów jest bardzo szeroka. Nanotechnologia wpływa na praktycznie wszystkie sektory przemysłowe i publiczne, w tym na opiekę zdrowotną, rolnictwo, transport, energię, materiały oraz technologie informacyjne i komunikacyjne [5]. Nanomateriały znajdują zastosowanie w urządzeniach elektronicznych i elektrooptycznych (np. laserach – kropki kwantowe w mikroprocesorach), w budownictwie (nanocząstki TiO<sub>2</sub> o własnościach fotokatalitycznych w samoczyszczących powłokach), kosmetyce (bakteriobójcze nanocząstki srebra, nanokapsuły zawierające substancje aktywne), medycynie (nanocząstki magnetyczne stosowane w nowoczesnej diagnostyce, nanokapsuły transportujące leki w organizmie) oraz w technologiach kosmicznych (mechanicznie odporne nanopowłoki). Nanomateriały znajdują coraz szersze zastosowanie w technice, medycynie i życiu codziennym. Szczególnie duże oczekiwania stawia się tym materiałom w inżynierii biomedycznej. Wykorzystywane są w transplantologii oraz farmakologii [6]. Kompozyty żywiczne na bazie srebra są używane do wypełnienia i pokrycia urządzeń dentystycznych i medycznych [7].

Nanomateriały są również szeroko stosowane w sektorach przemysłu naftowego i gazowniczego, m.in. podczas poszukiwania złóż węglowodorów, wiercenia, cementowania, eksploatacji i stymulacji złóż metodami wspomaganego wydobycia ropy (enhanced oil

Tabela 1. Przykłady zastosowań nanotechnologii w sektorze górnictwie nafty i gazu [11, 12]

Technologia	Używane nanomateriały/nanocząstki	Zastosowanie
Nanoelektronika	NanoczuJNIKI	Obrazowanie złoża
Nanooptyka	Kropki kwantowe	Wydobycie
Nanomagnetyzm	Ciecze magnetyczne i nanocząstki magnetyczne	Obrazowanie złoża, oczyszczanie ścieków
Nanokompozyty i włókna	Rurki węglowe, fullereny	Oslony i rury, wiertła, materiały podsadzkiowe
Nanocząsteczki aktywne powierzchniowo	Funkcjonalizowane nanocząstki	Metody wspomagania wydobycia ropy (EOR)
Nanoenkapsulacja	Nanocząstki obciążone chemicznie, biodegradowalne nanocząstki polimerowe	Stymulacja wydobycia, kontrola profilu, kontrola przepływu gazu
Nanopowłoki	Powłoki nanokompozytowe	Wiertła, ciecze technologiczne
Nanokatalizatory	Nanocząstki niklu	Hydrokraking katalityczny

recovery, EOR), rafinacji i przetwarzania [8, 9]. Nanomateriały przyczyniają się do ograniczenia utraty płuczek wiertniczych, poprawy stabilności ścian otworu oraz powodują poprawę parametrów płynnego i stwardniałego zaczynu cementowego. Ponadto nanomateriały obniżają filtrację płuczek wiertniczych oraz zmniejszają uszkodzenia naturalnej przepuszczalności skał zbiornikowych [10]. Nanocząstki są również wprowadzane jako dodatek do płuczki wiertniczej, aby poprawić właściwości reologiczne i stabilność chemiczną płuczek wiertniczych bez użycia środka powierzchniowo czynnego [11].

Przykłady zastosowań nanotechnologii w sektorze górnictwa nafty i gazu przedstawiono w Tabeli 1.

Nanocząstki mogą być również stosowane jako komponenty środków smarowych, co jest uzasadnione ze względu na ich zdolności do obniżenia współczynnika tarcia lub redukcji zużycia. Ponadto nanocząstki związków metali są odporne na działanie wysokiej temperatury, co umożliwia stosowanie takich środków smarowych w wysokich temperaturach [12]. Zastosowanie nanocząstek nabiera też coraz większego tempa w procesach produkcji biopaliw. Do tej pory w procesach produkcji biopaliw zastosowano różne nanomateriały, takie jak nanowłókna, nanorurki i nanocząsteczki metaliczne [13]. Nanocząstki, w tym nanocząstki metali, są stosowane również jako inhibitory korozji. Ze względu na dużą powierzchnię właściwą, niski koszt, łatwą dostępność i niską szkodliwość dla środowiska nanowłókna celulozowe lub nanokryształy są obiecującymi alternatywnymi adsorbentami do oczyszczania ścieków. Nanocząstki stanowią także nowe narzędzie do rekultywacji zanieczyszczonych ekosystemów wodnych (wód powierzchniowych i podziemnych), osadów, gruntów, poligonów oraz terenów recyklingu odpadów, w tym odpadów elektronicznych [14, 15].

### Oznaczanie nanocząstek

Wzrost produkcji nanomateriałów oraz ich szerokie wykorzystanie mogą prowadzić do migracji NPs w środowisku i ich interakcji z organizmami. Nanocząstki mogą być transportowane przez powietrze, wodę i glebę, a proces ten zależy od ich charakterystycznych cech, w tym od rozmiaru, ładunku, rozpuszczalności, dyfuzji, depozycji, biodostępności i podatności na biodegradację. Dokładna ocena ryzyka wynikająca z obecności nanocząstek w środowisku wymaga zastosowania skutecznych metod analitycznych do określania ich mobilności, reaktywności, ekotoksyczności i stabilności.

Proces oznaczania nanocząstek składa się z trzech podstawowych etapów: pobierania i przygotowania próbki, separacji nanocząstek oraz ich identyfikacji (oznaczenia). Pobieranie i przygotowanie próbki jest krytycznym etapem w procesie oznaczania nanocząstek, ponieważ może wpływać na zmianę stanu rozproszenia. Etap przygotowania próbki zależy w dużym stopniu od rodzaju badanej matrycy [8]. Separacja nanocząstek to niezwykle istotny etap w procesie analitycznym. Z uwagi na złożoność matrycy środowiskowych techniki oddzielania nanocząstek powinny mieć na uwadze m.in. selektywność względem rodzaju NPs oraz wpływu interferencji pochodzących od matrycy [16]. Ogólnie zalecaną metodą separacji NPs jest wirowanie, przy czym proces ten może wywołać agregację nanocząstek [17]. Często do wyodrębniania nanocząstek stosowane są membrany (nanofiltracja) oraz ekstrakcja w punkcie zmętnienia (ang. cloud point extraction, CPE). Do głównych zalet techniki CPE można zaliczyć prostotę prowadzenia procesu ekstrakcyjnego, jej niskie koszty oraz ekologiczny charakter. W procesie rozdzielania nanocząstek stosowana jest też technika wykorzystująca strumień przepływu. Technika ta jest szczególnie użyteczna podczas analizy na-

nanocząstek inżynierskich. Metoda ta pozwala na separowanie nanocząstek według rozmiaru pod względem ich współczynników rozpraszania w bardzo cienkim otwartym kanale [17].

Do najpopularniejszych metod oznaczania nanocząstek w próbkach środowiskowych zaliczane są: analiza śledzenia ruchu nanocząstek (NTA), dynamiczne rozpraszanie światła (DLS), mikroskopia elektronowa oraz spektrometria masowa z jonizacją w plazmie indukcyjnie sprzężonej (ICP-MS, spICP-MS).

Metoda analizy śledzenia ruchu nanocząstek (NTA) oraz dynamicznego rozpraszania światła (DLS) wykorzystują ruchy Browna do pomiaru wielkości nanocząstek. Metoda DLS jest jedną z najczęściej wykorzystywanych metod w laboratoriach. Pozwala na szybki i bardzo precyzyjny pomiar wielkości cząstek monodispersyjnych w szerokim zakresie (0,3–10 μm), a pomiar możliwy jest w dowolnym medium dyspergującym. W metodzie tej światło lasera pada na zdyspergowane w roztworze cząstki. Pomiar polega na zarejestrowaniu przez detektor światła rozproszonego, natomiast oprogramowanie przelicza szybkość poruszania się cząstek na ich wielkość. Technika DLS ma jednak także ograniczenia. Jedno z nich wynika z założenia, że mierzone cząstki mają rozmiar kulisty. Wyniki dla próbek o innych kształtach mogą być obciążone błędem. Ponadto metoda ta nie może być stosowana do pomiaru próbek polidispersyjnych [18]. Metoda śledzenia ruchu nanocząstek (NTA) jest dobrym uzupełnieniem DLS. Pomiar polega na oświetleniu roztworu nanocząstek światłem lasera o określonej długości fali. Światło zostaje rozproszone, a jego rozbłyski rejestrowane są przez kamerę umieszczoną w mikroskopie. Największą zaletą tej metody jest jej dokładność zarówno dla próbek monodispersyjnych, jak i polidispersyjnych. Pozwala ona określić rozmiar nanocząstek oraz

rozkład wielkości. Jest odpowiednia zarówno dla próbek rzeczywistych, mających zdolność do agregacji, a także próbek, w których obecne są zanieczyszczenia [19]. Podstawową wadą metody NTA jest czas pomiaru (od kilku minut nawet do godziny). Zakres detekcji jest dużo mniejszy (10–2000 nm). Nie bez znaczenia jest również doświadczenie operatora.

Mikroskopia elektronowa to przydatna i coraz bardziej powszechna technika służąca do charakterystyki powierzchni, obszarów przypowierzchniowych, składu chemicznego oraz struktur materiałów o budowie nanostrukturalnej. Techniki te wykorzystują wiązkę elektronów oraz ich oddziaływanie z materią, co pozwala uzyskać wiele ważnych informacji dotyczących analizowanych próbek [20].

Do jednych z najnowocześniejszych technik wykorzystywanych w analizie śladowej, w tym nanocząstek metali, należy ICP-MS. Umożliwia ona szybką analizę wielopierwiastkową,

a opiera się na jonizacji cząsteczek lub atomów, a następnie na pomiarze stosunku masy do ładunku elektrycznego danego jonu. Jest to technika analityczna wykorzystująca plazmę jako źródło jonizacji i spektrometr mas jako analizator wygenerowanych w plazmie jonów. Pomiar za pomocą tej techniki charakteryzuje się dużą czułością i precyzją. Ograniczenia w zastosowaniu ICP-MS wynikają z bardzo wysokich kosztów aparatury. Spektrometria mas używana jest m.in. w analizie specjacyjnej, analizie próbek biologicznych, w badaniach farmakokinetycznych, a także jako narzędzie do identyfikacji i monitorowania zanieczyszczeń [21]. Na wyniki analiz mogą mieć wpływ różnego rodzaju interferencje, zarówno fizyczne, jak i spektralne [22].

Należy dodać, że podczas oznaczania nanocząstek istotnym problemem jest dostępność materiałów referencyjnych (RM) o odpowiedniej, wysokiej jakości i stabilności. Materiały

referencyjne do oznaczania NPs występują głównie w dwóch postaciach, tj. jako zawiesiny cząstek lub jako suche proszki. Obie formy mają zarówno zalety, jak i wady. Proszki są z reguły bardziej stabilne, ponieważ zmiany chemiczne mogą postępować jedynie poprzez dyfuzję, co w przypadku ciał stałych jest zwykle powolnym procesem. Ponadto proszek można przechowywać w atmosferze gazu obojętnego, która zapobiega degradacji chemicznej. Problemem jest trudniejsza homogenizacja suchego proszku. Co więcej, bardzo drobne cząstki mają tendencję do aglomeracji. W przypadku zawiesin homogenizacja jest łatwiejsza, jednak transport w cieczy jest szybszy niż w ciałach stałych, dlatego też zapewnienie długotrwałej stabilności zawiesin może być trudniejsze niż w przypadku suchych proszków [23]. Problemem dla każdego producenta materiałów referencyjnych jest często niewystarczająco jasne określenie, jakich materiałów będą ostatecznie potrzebować jego

Tabela 2. Przykładowe wyniki oznaczania nanocząstek srebra w próbkach odpadów wiertniczych

Matryca	Średnia średnica cząstek [nm]	Mediana średnicy cząstek [nm]	Najczęściej występujący rozmiar cząstek [nm]
Wyciąg wodny odpadu o kodzie 01 05 06	23	22	22
Wyciąg wodny odpadu o kodzie 01 05 08	40	37	36
Wyciąg wodny odpadu o kodzie 01 05 07	69	63	54
Wyciąg wodny odpadu o kodzie 01 05 05	25	22	22

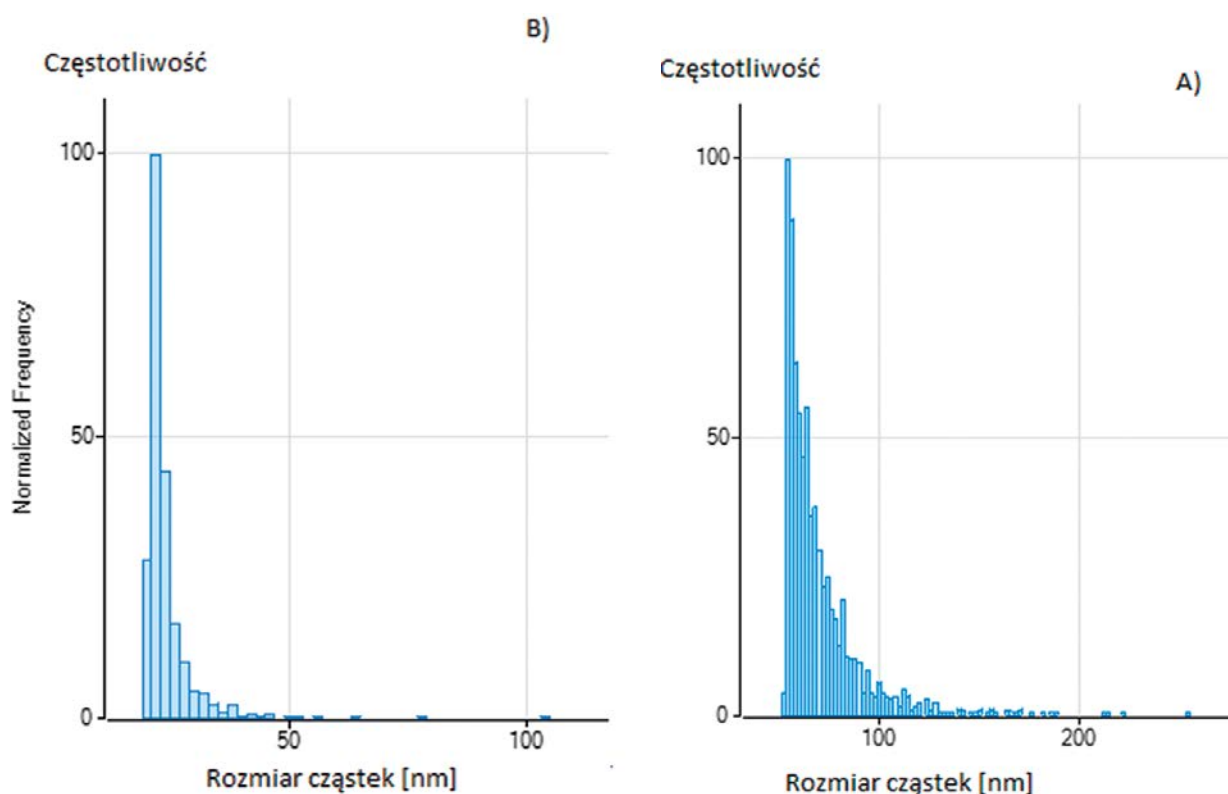


Figura 2. Rozkład wielkości cząstek zarejestrowany techniką sICP-MS dla próbki wyciągu wodnego odpadu wiertniczego o kodzie 01 05 08 (A) oraz o kodzie 01 05 06 (B)



potencjalni klienci. Skala zastosowań nanotechnologii jest bardzo szeroka, dlatego dostosowanie ilości, matrycy, stabilności RM stanowi nadal dość duże wyzwanie.

### Analiza nanocząstek w INiG – PIB

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy jest posiadaczem unikatowej w skali kraju aparatury, która pozwala na oznaczanie nanocząstek metali w różnego typu próbkach, w tym w próbkach odpadów wiertniczych. W Tabeli 2 przedstawiono przykładowe wyniki badań oznaczania nanocząstek srebra w próbkach wyciągów wodnych odpadów wiertniczych. Natomiast na rysunku (Fig.2) zaprezentowano rozkład wielkości AgNPs dla próbek wyciągów wodnych odpadów o kodzie 01 05 06 oraz 01 05 08.

Przeprowadzone w INiG – PIB badania próbek wodnych wyciągów odpadów wiertniczych (Tabela 2) potwierdzają obecność nanocząstek Ag w tego typu próbkach. Otrzymane wyniki badań pokazują również, że ze względu na potencjalnie szkodliwe właściwości nanomateriałów stosowanych podczas poszukiwania i eksploatacji złóż węglowodorów oznaczanie nanocząstek powinno zostać włączone do kanonu badań jakości generowanych odpadów.

### Podsumowanie

Aktualny stan wiedzy na temat zagrożeń związanych ze stosowaniem nanomateriałów w życiu codziennym jest nadal dość ograniczony. Zatem konieczne jest prowadzenie dalszych badań dotyczących migracji nanocząstek w środowisku oraz ich biodostępności dla organizmów żywych. W celu dokonania pełnej charakterystyki (jakościowej i ilościowej) nanocząstek niezbędne jest zastosowanie odpowiednich technik analitycznych. Wykorzystanie nowoczesnych technik łączonych umożliwia szybkie uzyskanie informacji dotyczących zarówno rozmiaru nanocząstek, jak i zawartości poszczególnych form specyficznych (nanocząstek i jonów) w różnych matrycach. Poważną przeszkodą w opracowywaniu wiarygodnych metod charakteryzowania i oznaczania nanocząstek jest obecnie brak dostępnych komercyjnie materiałów odniesienia z certyfikowaną wartością zarówno rozmiaru, jak i stężenia NPs.

### Bibliografia:

[1] Krasodowski M., Krasodowski W., Ziemiański L., *Nanotechnologia a przemysł naftowy*, *Nafta-Gaz*, 2009, 65, nr 1, str. 83-92.  
 [2] Łębkowska M., Załęska-Radziwiłł M., *Występowanie i ekotoksyczność nanocząstek*,

*Ochrona Środowiska*, 2011, vol. 33, nr 4, str. 23-26.  
 [3] Świątek-Prokop J., *Nanomateriały: zalety i zagrożenia*, *Prace Naukowe Akademii im. Jana Długosza w Częstochowie. Edukacja Techniczna i Informatyczna*, 2012, vol. 7, str. 47-54.  
 [4] Runowski M., *Nanotechnologia – nanomateriały, nanocząstki i wielofunkcyjne nanostruktury typu rdzeń/powłoka*, *Chemik*, 2014, vol. 68, nr 9, str. 766-775.  
 [5] Rzeszutek J., Matysiak M., Czajka M., Sawicki K., Rachubik P., Kruszewski M., Kapka-Skrzypczak L., *Zastosowanie nanocząstek i nanomateriałów w medycynie*, *Hygeia Public Health*, 2014, nr 49(3), str. 449-457.  
 [6] *Praca zbiorowa, Najnowsze doniesienia z zakresu nanotechnologii*, *Wydawnictwo Naukowe TYGIEL sp. z o.o.*, 2018, ISBN 978-83-65932-26-6.  
 [7] Gupta R., Xie H., *Nanoparticles in Daily Life: Applications, Toxicity and Regulations*, *J Environ Pathol Toxicol Oncol*. 2018, vol. 37(3), str. 209–230. DOI: 10.1615/JEnvironPatholToxicolOncol.2018026009  
 [8] Jamrozik A., *Graphene and graphene oxide in the oil and gas industry*, *AGH Drilling, Oil, Gas*, 2018, vol. 34, no. 3, str. 731-744.  
 [9] Nur Agista M., Guo K., et al., *State-of-the-Art Review of Nanoparticles Application in Petroleum with a Focus on Enhanced Oil Recovery*, *Appl. Sci.*, 2018, nr 8(6), p. 871, <https://doi.org/10.3390/app8060871>.  
 [10] Zima G., *Analiza wpływu nanomateriałów na właściwości osadu filtracyjnego*, *Nafta-Gaz*, 2017, 73, nr 5, str. 312-320, DOI: 10.18668/NG.2017.05.03.  
 [11] Aftab A., Ismail A.R., Ibupoto Z.H., Akeiber H., Malghani M.G.K., *Nanoparticles based drilling muds a solution to drill elevated temperature wells: A review*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, 2017, vol. 76(C), p. 1301-1313. DOI: 10.1016/j.rser.2017.03.050.  
 [12] Krasodowski W., Rembieszka-Smieszek A., Skibińska A., *Nanocząstki w środkach smarowych*, *Nafta-Gaz*, 2013, 69, nr 3, str. 220-225.  
 [13] Srivastava N., Srivastava M., Pandey H., Mishra P. K. (Editor), Ramteke P., *Green Nanotechnology for Biofuel Production*, Publisher: Springer; Softcover reprint of the original 1st ed. 2018 edition, 2019, ISBN-10: 3030091368.  
 [14] Baoliang Peng, Juntao Tang, Jianhui Luo, Pingmei Wang, Bin Ding, Kam Chiu Tam, *Applications of nanotechnology in oil and gas industry: Progress and perspective*,

*Canadian Journal of Chemical Engineering*, 2018, vol. 96, p. 91-100, <https://doi.org/10.1002/cjce.23042>

[15] Foltynowicz Z., Maranda A., Czajka B., Wachowski L., Sałaciński T., *Efektywne usuwanie zanieczyszczeń pochodzenia organicznego i nieorganicznego za pomocą kompozytów na bazie nanocząstek zero wartościowego żelaza n-Fe(0)*, *Materiały Wysokoenergetyczne*, 2018, vol. 10, str. 108-146.  
 [16] Seyed Mohammad, Majedi Hian, KeeLeeRecent advances in the separation and quantification of metallic nanoparticles and ions in the environment, *TrAC Trends in Analytical Chemistry*, 2016, vol. 75, p. 183-196.  
 [17] Zborowski A., *Monitorowanie nanocząstek w procesach wytwarzania i użytkowania*, *Bezpieczeństwo i Technika Pożarnicza*, 2013, vol. 1, str. 107-111.  
 [18] <https://laboratoryjnje.pl/2018/09/25/pomiar-rozmiaru-nanoczystek-analizator-nanosight-lm10/> (dostęp: październik 2019).  
 [19] Hole P., Sillence K., Hannell C. et al., *Interlaboratory comparison of size measurements on nanoparticles using nanoparticle tracking analysis (NTA)*, *J Nanopart Res*, 2013, vol. 15, p. 2101, <https://doi.org/10.1007/s11051-013-2101-8>.  
 [20] <http://home.agh.edu.pl/~graboska/doc/NTBwIM-cw5-instrukcja.pdf> (dostęp: październik 2019).  
 [21] Malec A., Borowski G., *Zastosowanie metod spektroskopowych do oznaczania zawartości pierwiastków i jonów*, *Inżynieria Ekologiczna*, 2014, vol. 40, p. 228–238.  
 [22] Bulska E., Krata A., *Instrumentalne metody spektralne stosowane w analizie próbek środowiskowych*, *Materiały naukowe Uniwersytetu Warszawskiego*. [http://paek.ukw.edu.pl/wydaw/monogr/funkcjono/6\\_eb\\_inn.pdf](http://paek.ukw.edu.pl/wydaw/monogr/funkcjono/6_eb_inn.pdf) (dostęp: październik 2019).  
 [23] Linsinger T. P.J., Roebben G., Solans C., Ramsch R., *Reference materials for measuring the size of nanoparticles*, *Trends in Analytical Chemistry*, 2011, vol. 30, no. 1.

mgr Monika Gajec

dr Ewa Kukuska-Zajac

dr Anna Król

Zakład Ochrony Środowiska

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

# Aspekty techniczno-prawne dotyczące kontroli procesu nawaniania gazu



Andrzej Barczyński



Paweł Barczyński

## Technical and legal aspects concerning the control of the gas odorization process

### Abstract:

One of the important quality parameters of gaseous fuel, responsible for public safety, is the gas odor intensity (gas odorization degree) distributed in the gas network. The article provides the legal basis for such control and recommendations for the distribution network operator regarding the minimum concentration of the odorant depending on the type of natural gas and the selection of the odorant measurement site so that the measurement is reliable. This is the third article on the gas odorization process [17, 18].

### Streszczenie:

Jednym z istotnych parametrów jakościowych paliwa gazowego, odpowiedzialnym za bezpieczeństwo publiczne, jest intensywność zapachu gazu (stopień nawonienia gazu) rozprowadzonego w sieci gazowej. W artykule podano podstawy prawne zobowiązujące do prowadzenia takiej kontroli oraz zalecenia dla operatora sieci dystrybucyjnej dotyczące minimalnego stężenia środka nawaniającego w zależności od rodzaju gazu ziemnego oraz doboru miejsca pomiaru odoranta, aby pomiar był wiarygodny. Jest to trzeci artykuł na temat procesu nawaniania gazu [17, 18].

### 1. Uwagi wstępne

Właściwe nawonienie paliwa gazowego jest bardzo istotnym zagadnieniem związanym z zapewnieniem właściwego poziomu bezpieczeństwa sieci i instalacji gazowych. Paliwo gazowe jako takie nie posiada zapachu ani innych właściwości fizycznych umożliwiających jego wykrycie przez osobę bez odpowiedniego sprzętu (metanomierz, itp.). W przypadku wycieku może on zostać niezauważony, aż do

przekroczenia dolnej granicy wybuchowości DGW – (LEL – lower explosion limit) i eksplozji.

Każdego roku w okresie jesiennym dochodzi w sieciach do przewonienia gazu (zwiększenia dawki odorantu podawanego do gazu), co umożliwia łatwiejsze wykrycie potencjalnych nieszczelnościach m.in. w instalacjach przez samych odbiorców.

Do nawaniania paliwa gazowego można stosować wiele związków chemicznych takich jak tetrahydrotiofen (THT), merkaptan etylowy (EM), siarczek dwumetylowy (DMS), czy merkaptan trójbutylowy (TBM) i ich mieszanki (blendy). W Polsce stosowany jest tetrahydrotiofen (THT), z uwagi na swoje korzystne własności fizykochemiczne takie jak charakterystyczny zapach kojarzony przez większość populacji z gazem, relatywnie długim okresem retencji w sieci gazowej itp.

W naszym kraju nawaniany jest gaz transportowany systemami dystrybucyjnymi. Gaz w systemie przesyłowym nie jest nawaniany, ze względu na znikome ryzyko ulatniania oraz fakt, iż w niektórych zakładach zasilanych bezpośrednio z sieci wysokiego ciśnienia prowadzone są procesy technologiczne, dla których odorant zawarty w paliwie gazowym mógłby być szkodliwy.

### 2. Intensywność zapachu

Intensywność zapachu albo jego wyczuwalność uzależniona jest od liczby cząstek odoranta, wchodzących w kontakt z odpowiednimi receptorami węchowymi, a więc pośrednio od stężenia tego związku we wdychanym powietrzu. W praktyce stosuje się skalę intensywności zapachu opartą na prawie Webera-Fechnera, które stwierdza, że natężenie zapachu jest proporcjonalne do logarytmu stężenia odoranta w powietrzu:

$$I = K \cdot \log(C) + K_1$$

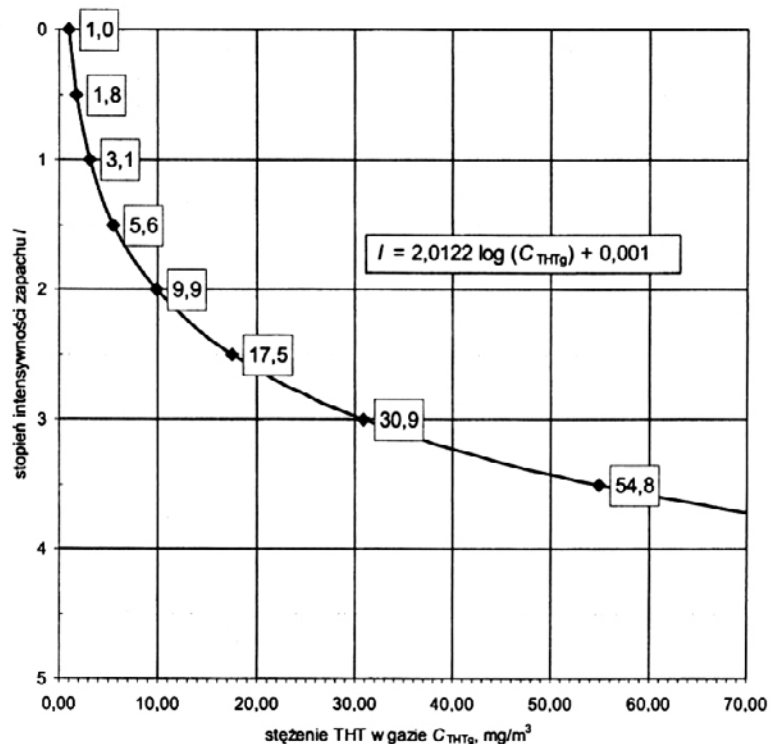
gdzie:

I – intensywność zapachu,

C – stężenie odoranta w powietrzu, [mg/m<sup>3</sup>] w warunkach normalnych,

K, K<sub>1</sub> – stałe charakterystyczne dla danych środków nawaniających.

Natężenie zapachu jest wyrażone w skali logarytmicznej, co wynika z czułości ludzkiego zmysłu powonienia. Na Rys. 1 przedstawiono graficznie wpływ stężenia THT na wartość współczynnika intensywności zapachu.



Rys. 1. Krzywa zapachowa dla gazu ziemnego wysokometanowego (grupy E)

Tab. 1. Skala intensywności zapachu [7,6]

Stopień zapachu	Intensywność zapachu	Pirydyna w powietrzu [mg/m <sup>3</sup> ]	Definicja
0	zapach niewyczuwalny	0	brak zapachu
0,5	bardzo słaby zapach	0,42	granica wyczuwalności
1	słaby zapach	0,65	-----
2	zapach wyraźnie wyczuwalny	1,50	ostrzegawczy stopień zapachu
3	silny zapach	3,50	-----
4	bardzo silny zapach	8,50	-----
5	maksymalny zapach	20,0	górna granica intensywności zapachu

Powyżej przedstawiona Tab.1 zawiera opracowaną pięciostopniową skalę intensywności zapachu opartą na wzorcu pirydynowym.

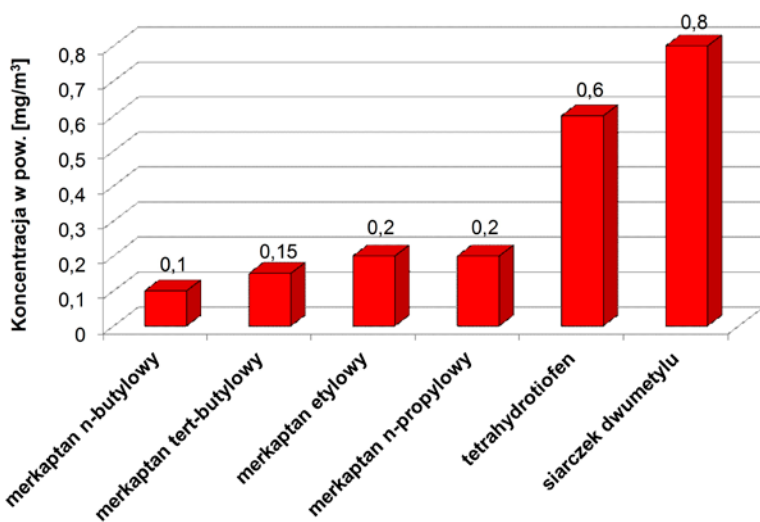
W organizmie ludzkim znajduje się ograniczona liczba receptorów węchowych i w przypadku zajęcia ich przez cząsteczki nawianacza mówimy o nasyceniu węchu (dalsze zwiększenie jego koncentracji w powietrzu nie jest już przez człowieka wyczuwalne). Dodatkowo duże znaczenie ma przyzwyczajanie do danego rodzaju zapachu, zgodnie z łacińską sentencją „*consuetudo altera natura est*”.

Jedną z najważniejszych właściwości zapachu jest brak addytywności przy mieszaniu różnych substancji. Mieszanie dwóch płynów o niemalże identycznej intensywności zapachu może charakteryzować się efektem ujemny (tłumienie zapachu) i wówczas mieszanina będzie się charakteryzować niższą intensywnością zapachu od zapachu każdego z jej składników. Oczywiście może także wystąpić sytuacja odwrotna, czyli efekt dodatni (wzmocnienie zapachu). Uwzględnienie tej cechy jest bardzo ważnym zagadnieniem przy aromatyzowaniu gazu posiadającego naturalną domieszkę związków siarki lub też przy mieszaniu gazów nawonionych różnymi środkami. W efekcie może się zdarzyć, że otrzymana mieszanina będzie cechowała się niedostateczną intensywnością albo zupełnie innym rodzajem zapachu.

Prawidłowe określenie stopnia intensywności zapachu może być zbadane jedynie za pomocą węchu człowieka przy zastosowaniu odpowiednich metod statystycznych w grupach specjalnie wyszkolonych osób.

### 3. Granica wyczuwalności

Najniższe stężenie wonnej substancji, wywołujące uczucie zapachu, nazywa się stężeniem progowym lub progiem wyczuwalności rejestrowanym przez 50% populacji. Stężenie progowe wyraża się w gramach wonnej substancji na litr powietrza lub ilością cząsteczek w jednostce objętości. Próg wyczuwalności dla danej substancji uzależniony jest od jej struktury chemicznej. Przykładowo na Rys. 2 przedsta-



Rys. 2. Granice wyczuwalności zapachu wybranych związków

wiono granice wyczuwalności zapachu dla wybranych substancji odoryzujących [8, 10].

Z diagramu wynika, że najlepszym odorantem (pod względem zastosowanej wielkości dawki) jest merkaptan n-butyłowy, jednakże przy uwzględnieniu innych właściwości fizykochemicznych oraz wskaźników ekonomicznych - w Polsce obecnie stosowanym środkiem nawianającym jest THT (tetrahydrotiofen).

### 4. Określenie minimalnego stężenia środka nawianającego w gazie ziemnym

Minimalne stężenie środka nawianającego w gazie ziemnym ustalane jest w oparciu o stężenia środka nawianającego w mieszaninie gazu z powietrzem (K), wyrażonego w mg/m<sup>3</sup>, zapewniające wyczuwalność zapachową w powietrzu przy stężeniu 20% DWG [7].

$$MS = \frac{100K}{0,2 \cdot DGW}$$

gdzie:

- MS – minimalne stężenie obliczeniowe,
- K – stężenie środka nawianającego w powietrzu zapewniające ostrzegawczy poziom zapachu,
- DGW – dolna granica wybuchowości.

Dolną granicę wybuchowości dla mieszaniny kilku składników palnych, zawierających składniki niepalne, wyznacza się wg następującego równania:

$$DGW = \frac{100}{\frac{c_1}{DGW_1} + \dots + \frac{c_i}{DGW_i} + \frac{z}{100}}$$

przy czym:

- c<sub>1</sub> ... c<sub>i</sub> – zawartości poszczególnych składników w mieszaninie w % (V/V),
- DGW<sub>1</sub> ... DGW<sub>i</sub> – wartości DGW poszczególnych składników niepalnych w % (V/V),
- z – łączna zawartość składników niepalnych w mieszaninie w % (V/V)

Wartości DGW dla czterech typowych paliw rozprawdzanych siecią gazu ziemnego (grupy E, Lw i Ls) podano w Tab. 2.

W celu wstępnego obliczenia minimalnego stężenia THT w gazie ziemnym należy przyjąć K = 0,0985 mg/m<sup>3</sup>.

Z powyższej zależności wynika, że minimalne stężenia środka nawianającego zależy od rodzaju gazu ziemnego. Dla gazów ziemnych podanych w Tab. 2 minimalne stężenie (MS) wynosi odpowiednio:

- dla gazu ziemnego zaazotowanego grupy Ls - 7,56 mg/m<sup>3</sup>

Tab. 2. Dolna granica wybuchowości dla różnych gazów ziemnych [7]

Składniki	DGW składnika % (V/V)	Gaz ziemny wysokometanowy (E)		Gaz ziemny zaazotowany (L)	
		0 max. zawartości CH <sub>4</sub>	0 min. zawartości CH <sub>4</sub>	Podgrupa Lw	Podgrupa Ls
		Procentowy udział składnika w mieszaninie			
CH <sub>4</sub>	4,90	99,600	93,800	82,125	71,413
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3,00	0,100	1,020	0,235	1,013
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,10	0,015	0,360	0,008	0,158
Wyższe węglowodory	średnio 1,02	0,005	0,242	-	0,093
N <sub>2</sub>	-	0,190	3,470	16,919	26,875
CO <sub>2</sub>	-	0,075	1,090	0,592	0,302
O <sub>2</sub>	-	0,015	0,018	-	-
He	-	-	-	0,121	0,146
Składniki niepalne		0,280	4,578	17,632	27,323
DGW mieszaniny % (V/V)		4,910	5,020	5,880	6,510

- dla gazu ziemnego zaazotowanego grupy Lw - 8,37 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup>
- dla gazu ziemnego wysokometanowego E (średnio - 9,92 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup>):
  - o zawartości CH<sub>4</sub> = 99,6% obj. - 10,03 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup>
  - o zawartości CH<sub>4</sub> = 93,8% obj. - 9,81 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup>

Z powyższego wynika, że jeżeli w sieci prowadzany jest gaz zaazotowany, to dawka środka nawaniającego powinna być niższa niż w przypadku gazu ziemnego wysokometanowego odpowiednio o około 15 % dla gazu ziemnego grupy Lw oraz dla grupy Ls o około 24%.

Minimalną dawkę środka nawaniającego dla gazu ziemnego grupy E oraz grup Lw, Ls należy ustalać w oparciu o weryfikowaną corocznie wartość minimalnego stężenia ostrzegawczego środka nawaniającego w mieszaninie gazu z powietrzem. Dawka ta powinna być taka, aby stężenie środka nawaniającego w gazie dostarczonym odbiorcom było nie mniejsze niż **półtorakrotna wartość minimalnego stężenia środka nawaniającego w gazie ziemnym**. Dla przykładu wynosi ona około 15 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup> gazu dla gazu grupy E. Dla zwiększenia bezpieczeństwa spółki dystrybucyjne/operatorzy sieci przesyłowej nawaniają gaz latem na poziomie około 20 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup>, natomiast zimą dawka ta zwiększana jest do około 25 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup> (dotyczy instalacji do nawaniania gazu działających na zasadzie bezpośredniego wprowadzania środka nawaniającego do gazociągu).

### 5. Podstawy prawne dotyczące kontroli nawaniania gazu

Zgodnie z § 33. Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego [2]:

„Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, magazynowaniem paliw gazowych, skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego oraz sprzedawcy paliw gazowych współpracują ze sobą w zakresie niezbędnym dla stabilnego i ciągłego funkcjonowania systemu gazowego oraz **zapewnienia parametrów jakościowych paliw gazowych**”.

Jednym z istotnych parametrów jakościowych paliwa gazowego zgodnie z § 38 wymienionego Rozporządzenia [2], który powinien być kontrolowany przez operatora systemu gazowniczego jest intensywność zapachu gazu (stopeń nawonienia gazu) rozprowadzonego w sieci gazowej (przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych).

Jakość gazów ziemnych dostarczanych odbiorcom z sieci rozdzielczej powinna być taka, aby nawonienie gazu umożliwiała wykrycie niekontrolowanych wpływów gazu z sieci rozdzielczej, instalacji i urządzeń gazowych.

Podobnie w Ustawie Prawo energetyczne [1] w Art. 9c pkt 3 stwierdza się:

„Operator systemu jest odpowiedzialny za prowadzenie ruchu sieciowego ... z zachowa-

niem wymaganej niezawodności dostarczenia paliw gazowych i ich jakości”.

Natomiast wg § 30. Rozporządzenia [2] zapisano:

„Operator systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego gazowego w szczególności:

- pkt 1) „zapewnia:
- ppkt b) *dotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych, o których mowa w § 38*
- pkt 2) *kontroluje parametry jakościowe paliwa gazowego, ciśnienie tego paliwa i wielkość strumienia, w wyznaczonych punktach, oraz dostosowuje konfigurację pracy systemu gazowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa jego funkcjonowania*”.

W przywołanym powyżej § 38 rozporządzenia [2] w pkt 3 podano szczegółowe wymagania dla Przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się dystrybucją paliw gazowych o ciśnieniu roboczym nie wyższym niż 0,5 MPa, spełniające parametry jakościowe w zakresie intensywności zapachu, który powinien być wyraźnie wyczuwalny, gdy stężenie gazu ziemnego w powietrzu osiągnie wartość podaną w Tab. 3.

Natomiast § 38 pkt 7 podano częstotliwość wykonywania badań intensywności zapachu paliw gazowych na sieci gazowej przez Przedsiębiorstwo energetyczne, zajmujące się dystrybucją paliw gazowych:

„Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych wykonuje badania poszczególnych parametrów jakości-

Tab. 3. Intensywność zapachu w zależności od rodzaju gazu ziemnego [2, 16]

Wielkość charakteryzująca jakość gazu	Jednostka	Wymagane wartości				
		Gazy ziemne zaazotowane grupa				Gaz ziemny wysokometanowy grupa E
		Lm	Ln	Ls	Lw	
Intensywność zapachu – zapach wyraźnie wyczuwalny, gdy stężenie gazu w powietrzu osiągnie wartość	% (V/V)	1,5	1,5	1,3	1,2	1,0

wych, o których mowa w ust. 1 i 3, w punktach wejścia do sieci dystrybucyjnej gazowej, w których następuje mieszanie strumieni paliwa gazowego, o ile niemożliwe jest przypisanie wartości danej wielkości w danym punkcie na podstawie wartości określonej w innych punktach tej sieci lub sieci przesyłowej gazowej, do której jest ona przyłączona, w zakresie:

*pkt 3) intensywności zapachu paliw gazowych - co najmniej raz na dwa tygodnie*

## 6. Aspekty techniczne związane z procesem nawaniania gazu

Instalacja do nawaniania gazu ziemnego powinna zapewnić takie dozowanie środka nawaniającego, aby uzyskać u odbiorcy wymaganą intensywność zapachu  $I=2$  (wg ZN-G-5004 [10]) – zapach wyraźnie wyczuwalny - zapach ostrzegawczy).

Jak wynika z zapisów podanych w Rozporządzeniu [2, 3, 4] operator systemu dystrybucyjnego jest zobowiązany do prowadzenia kontroli jakości nawaniania gazu w sieci gazowej nie rzadziej niż raz na 14 dni. Zgodnie z obowiązującymi procedurami eksploatacyjnymi badanie intensywności zapachu paliw gazowych należy przeprowadzić w kilku charakterystycznych punktach na sieci. Bardzo istotny jest dobór miejsca poboru gazu. Z badań E. A. Morgana, P. G. Pai'a, M. I. Carducciego [14] wynika, że aby pomiar był wiarygodny to prędkość liniowa gazu w miejscu pomiaru odoranta powinna być większa od 3 m/s (z powyższego zapisu wypływa ważny wniosek o poprawności pomiarów).

Ilość punktów pomiarowych do prowadzenia kontroli jakości nawaniania gazu w sieci gazowej zależy od ilości odbiorców przynależnych do danej instalacji nawaniania gazu, co przedstawiono w Tab. 4.

Ponadto, co najmniej raz w roku (w okresie jesiennym), w trosce o bezpieczeństwo odbiorców gazu, operator sieci dystrybucyjnej przeprowadza akcję przewonienia gazu ziemnego.

Akcja przewonienia polega na zwiększeniu ilości środka nawaniającego w sieci gazowej. W związku z tym zapach gazu staje się intensywniejszy, co umożliwia wykrycie ewentualnych nieszczelności na sieci lub instalacji gazowych. Przewonienie powinno spowodować wzrost stopnia intensywności zapachu powyżej 3, co odpowiada stężeniu THT w gazie powyżej  $30,9 \text{ mg/m}_n^3$  (zaleca się, aby górna granica dawki nie przekraczała  $50 \text{ mg/m}_n^3$ ).

Badania [14] wykazały również, że wraz ze wzrostem prędkości przepływu zmniejsza się warstwa laminarna przy ścianie gazociągu, co obniża wartość współczynnika adsorpcji odoranta przez materiał rury (zmniejsza się ilość nawaniacza na ścianie gazociągu). Wynika

Tab. 4. Liczba próbek do badania przy kontroli intensywności zapachu gazu nawonionego w jednej stacji nawaniania

Liczba kurków głównych	Liczba próbek <sup>1)</sup>
od 91 do 500	3
od 501 do 35 000	5
od 35 001 do 50 000	8
<sup>1)</sup> Liczbę próbek określono zgodnie z 10. PN-ISO 2859-1:2003/A1:2018-08 (poziom kontroli S-1)	

Źródło: PN-C-04753:2002 [6]

stąd, że przy gwałtownym zwiększeniu strumienia gazu w rurociągu może chwilowo dojść do wzrostu stężenia THT w gazie ziemnym.

Można wyróżnić następujące metody pomiaru stężenia THT:

- metoda odorymetryczną (pomiaru dokonuje się przy pomocy urządzeń zwanych odorymetrami lub oflaktometrami. Detektorem w tych urządzeniach jest ludzki nos. Jest to pomiar subiektywny i ściśle związany z granicą wyczuwalności zapachu
- metoda analityczną:
  - chromatografia gazowa (GC) – technika GC umożliwia ustalenie procentowego składu mieszanin związków chemicznych, w których występuje ich nawet kilkaset. Stosując klasyczną detekcję można dokonać orientacyjnej identyfikacji składników mieszaniny na podstawie ich czasów retencji,
  - kolorymetria – technika analityczna określania stężenia roztworów barwnych za pomocą wizualnego porównania intensywności barwy roztworu badanego z intensywnością barwy wzorca. W kolorymetrii wykorzystuje się liniową zależność absorpcji promieniowania widzialnego od stężenia roztworu (prawo Lamberta-Beera).
- metoda zużycia THT (Jedną z najprostszych metod pomiaru zużycia THT jest wyznaczenie współczynnika ubytku THT w zbiorniku do ilości gazu jaka została przepuszczona przez instalację nawaniającą. Ta metoda może służyć tylko wstępnemu oszacowaniu koncentracji odoranta. Jeżeli różnica pomiędzy wyliczonym ze zużycia odorantem (THT) a wynikiem pomiaru analitycznego za instalacją nie powinna być większa niż 20% wartości oznaczonej analitycznie. W przypadku większej różnicy należy ustalić przyczynę rozbieżności. Jeżeli instalacja do nawaniania gazu jest wyposażona np. w pompę wtryskową, to zliczenie skoków tłoka pozwala w sposób automatyczny wyznaczyć ilość dostawanego do gazu odoranta.

Najczęściej kontrola zawartości nawaniacza przeprowadzana jest okresowo, jednakże możliwy jest również pomiar THT typu on-line (na bieżąco).

Na podstawie pomiarów laboratoryjnych oraz ankietyzacji operator systemu gazowniczego dokonuje analizy stopnia nawonienia. Intensywność zapachu, określoną w wyniku pomiarów, należy przypisać wszystkim partiom gazu dostarczonym z jednej stacji nawaniania między kolejnymi pomiarami. Uznaje się, że intensywność zapachu gazu nawonionego w jednej stacji nawaniania spełnia obowiązujące normy, jeśli wyniki badania próbek, których najmniejszą liczebność w zależności od liczby kurków głównych podano w Tab. 4, spełniają wymagania dotyczące intensywności zapachu.

## Wnioski

1. Jednym z istotnych parametrów jakościowych paliwa gazowego, odpowiedzialnym za bezpieczeństwo publiczne, jest intensywność zapachu gazu rozproszanego w sieci gazowej.
2. Wg aktualnych przepisów operator systemu dystrybucyjnego jest zobowiązany do prowadzenia kontroli intensywności zapachu paliw gazowych - co najmniej raz na dwa tygodnie.
3. Jeżeli w sieci gazowej rozpraszany jest gaz zaazotowany, to dawka środka nawaniającego powinna być niższa niż w przypadku gazu ziemnego wysokometanowego, odpowiednio o około 15 % dla gazu ziemnego grupy Lw oraz o około 24% dla grupy Ls.
4. Wiarygodność pomiaru odoranta zależy od doboru miejsca poboru gazu (aby pomiar był wiarygodny to prędkość liniowa gazu w miejscu pomiaru powinna być większa od 3 m/s).
5. Przy gwałtownym zwiększeniu strumienia gazu w rurociągu może chwilowo dojść do wzrostu stężenia THT w gazie ziemnym (zmniejsza się warstwa laminarna przy ścianie gazociągu, co obniża wartość współczynnika adsorpcji odoranta przez materiał rury, a więc zmniejsza się ilość nawaniacza na ścianie gazociągu).

**Bibliografia**

1. Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348)
2. Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego
3. Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 21 września 2018 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. 2018 poz. 1814)
4. Obwieszczenie Ministra Energii z dnia 16 maja 2018 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego
5. PN-C-04752:2002 Gaz ziemny Jakość gazu w sieci przesyłowej
6. PN-C-04753:2002 Gaz ziemny Jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci rozdzielczej
7. ZN-G-5001:2001 Gazownictwo – Nawanianie paliw gazowych – Wymagania ogólne dotyczące nawaniania gazu ziemnego, pages 39-42
8. ST-IGG-0705:2012: Nawanianie Paliw Gazowych - Metody oznaczania zawartości tetrahydrotiofenu (THT)
9. ZN-G-5003:2001 Gazownictwo – Nawanianie paliw gazowych – Instalacje do nawaniania gazu ziemnego,
10. ZN-G-5004:2001 Gazownictwo – Nawanianie paliw gazowych – Kontrola nawonienia gazu ziemnego metodami odorymetrycznymi,
11. ST-IGG-0704:2013 Nawanianie paliw gazowych. Kontrola nawonienia paliw gazowych metodami odorymetrycznymi;
12. ZN-G-5008:1999 Gazownictwo – Nawanianie paliw gazowych – Metody oznaczania zawartości tetrahydrotiofenu (THT)
13. PN-ISO 2859-1:2003/A1:2018-08: Procedury kontroli wyrywkowej metodą alternatywną - Część 1: Schematy kontroli indeksowane na podstawie granicy akceptowanej jakości (AQL) stosowane do kontroli partii za partią
14. Instrukcje eksploatacyjne PSG Sp. z o.o.
15. E.A. Morgan, P.G. Pai, M.I. Carducci; „Odorant loss in natura gas distribution systems”. Pipeline Industry, April 1991, pages 39-42
16. Vademecum Gazownika tom II „Infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna gazu ziemnego”- Praca zbiorowa pod redakcją Andrzeja Barczyńskiego, SITPNiG, Kraków 2013 r.
17. Andrzej Barczyński, Paweł Barczyński: Podstawowe zasady nawaniania gazu ziemnego - Wiadomości Naftowe i Gazownicze Nr 7/2020, str. 4 do 10
18. Andrzej Barczyński, Paweł Barczyński: „Instalacje do nawaniania gazu” - Wiadomości Naftowe i Gazownicze Nr 8/2020, str. 6 do 12

dr hab. inż. Andrzej Barczyński  
Emerytowany pracownik GK PGNiG,  
obecnie nauczyciel akademicki;  
prowadzi firmę doradczo-szkoleniową

mgr inż. Paweł Barczyński  
Dyrektor ds. Technicznych w firmie  
ROMGOS; prowadzi także firmę  
doradczo-projektową.

# PRENUMERATA

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



**Zamówienia: tel./fax: 18 352 64 84  
<http://www.wnig.pl> e-mail: [prenumerata@wnig.pl](mailto:prenumerata@wnig.pl)**

# Innowacyjna technologia monitoringu sejsmoakustycznego i sejsmostymulacji

**POLMAX**



Zbigniew Halat



Dagmara Dmytryszyn

## Innovative technology of seismoacoustic monitoring and seismostimulation (M2S)

### Abstract:

In 2014 the R&D Department of POLMAX S.A. established a broad cooperation with experienced petroleum geologists in order to develop new technologies for obtaining and extraction of hydrocarbons. This cooperation resulted in the preparation of the project titled "The innovative technology of seismoacoustic monitoring and seismostimulation (M2S)", co-financed by the National Centre for Research and Development, within the framework of the Smart Growth Programme, Priority Axis 1.1. "Support for R&D Activity of Enterprises"/Contract no.: POIR.01.01.01-00-0015/17/.

The deposit and geological analysis was conducted, the re-interpretation of geophysical data for the Silale field (Lithuania) was carried out, the detailed static model of the deposit was developed, and the dynamic model of the deposit zone for the needs of optimal localization of experimental research with the probe for seismostimulation was constructed at the AGH University of Science and Technology, at the Faculty of Geology, Geophysics and Environmental Protections, Department of Fossil Energy Sources. Simultaneously, a simulator reflecting the actual conditions of probe operation in a borehole was constructed in the seat of POLMAX company, in order to enable developing of the algorithms controlling the work of the probe. The design and technical solutions for the construction of the seismoacoustic probe prototype were selected on the basis of tests conducted at the laboratory stand – simulator.

### Streszczenie:

Dział badawczo-rozwojowy spółki POLMAX S.A. w roku 2014 podjął szeroką współpracę z doświadczonymi geologami naftowymi w celu opracowania nowych technologii z zakresu pozyskiwania i wydobywania węglowodorów. Efektem tej współpracy było opracowanie projektu „Innowacyjna technologia monitoringu sejsmoakustycznego i sejsmostymulacji (M2S)” współfinansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu Inteligentny Rozwój Działanie 1.1. „Projekty B+R Przedsiębiorstw”/Nr umowy: POIR.01.01.01-00-0015/17/. Na AGH Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, Katedrze Surowców Energetycznych dokonano analizy gologiczno-złożowej oraz przeprowadzono reinterpretację danych geofizycznych złoża Silale (Litwa), opracowano szczegółowy model statyczny złoża oraz skonstruowano model dynamiczny strefy złożowej na potrzeby optymalnej lokalizacji eksperymentalnych badań sondą do sejsmostymulacji. Równolegle, w siedzibie spółki POLMAX skonstruowano symulator odwierceniowej rzeczywiste warunki działania sondy w otworze wiertniczym, tak aby możliwe było opracowanie algorytmów sterujących jej pracą. Na podstawie badań przeprowadzonych na stanowisku laboratoryjnym- symulatorze, dokonano wyboru rozwiązań konstrukcyjnych i technicznych do budowy prototypu sondy sejsmoakustycznej.

Celem projektu było stworzenie przemysłowej, ekonomicznej oraz bezinwazyjnej dla środowiska technologii intensyfikacji wydobywania węglowodorów. Innowacyjny sposób badania odwiertów w zaproponowanej metodzie polega na analizie złóż jako systemu dynamicznego, posiadającego anomalnie wysokie nasycenie energetyczne w porównaniu do przestrzeni otaczającej. Procesy przenoszenia i przetwarzania

energii służą jako źródło informacji o nieliniowych właściwościach takiego środowiska, o jego cząsteczkowym składzie i o występujących w nim procesach hydrodynamicznych, mechanicznych, geochemicznych i elektromagnetycznych. Dzięki generacji oraz rozprzestrzenieniu fali sprężystej i jej rejestracji zdalnymi sensorami powstają warunki do tworzenia systemu obserwacji i analizy właściwości filtracyjnych oraz objętościowych złóż węglowodorów i do zarządzania ich wydobywaniem.

Efektom finalnym jest opracowanie aparatury do emisji i odbioru sygnału sejsmoakustycznego oraz wszelkiego niezbędnego oprogramowania do obsługi urządzenia. Zastosowana technologia nie wymaga zatrzymywania procesu produkcji, a monitorowanie parametrów zbiornikowych złoża odbywa się w czasie rzeczywistym i zwiększa, poprzez oddziaływanie sejsmostymulacyjne fali akustycznej, wielkość wydobywania ciekłych mediów złożowych. Proponowana technologia wykorzystuje zjawisko propagacji w warstwach geologicznych fal akustycznych, w wyniku której następuje zmiana parametrów fizykochemicznych płynów nasycających przestrzeń porowatą i matrycy skalnej. Zastosowana technologia, w odróżnieniu do stosowanych metod intensyfikacji wydobywania, w sposób bezinwazyjny oddziałuje na środowisko naturalne, i tak:

- W proponowanej przez POLMAX technologii nie wykorzystuje się środków chemicznych.
- Następuje redukcja poziomu hałasu. Urządzenia pracujące przy tradycyjnych metodach intensyfikacji wydobywania złóż generują hałas na poziomie 56-78 [dB]. W proponowanej przez POLMAX technologii nie będą wykorzystywane urządzenia emitujące hałas.
- Następuje ograniczenie emisji szkodliwych substancji do powietrza: W trakcie prac silników wysokoprężnych, napędzających agregaty pompowe wtłaczające zaczyny kwasowe lub znaczne ilości wody z podsadzką, emitowany jest dwutlenek siarki oraz dwutlenek azotu. Brak zastosowania silników wysokoprężnych wpłynie na wyeliminowanie emisji szkodliwych substancji do atmosfery.

- zmniejsza się ilość wytwarzanych odpadów: Po zakończeniu prac szczelinowania hydraulicznego czy kwasowania odbierana jest część cieczy użytych ww. procesach, którą należy zutilizować. W przypadku intensyfikacji wydobywania złoża metodą sejsmostymulacji problem wytwarzania i utylizacji odpadów nie występuje.

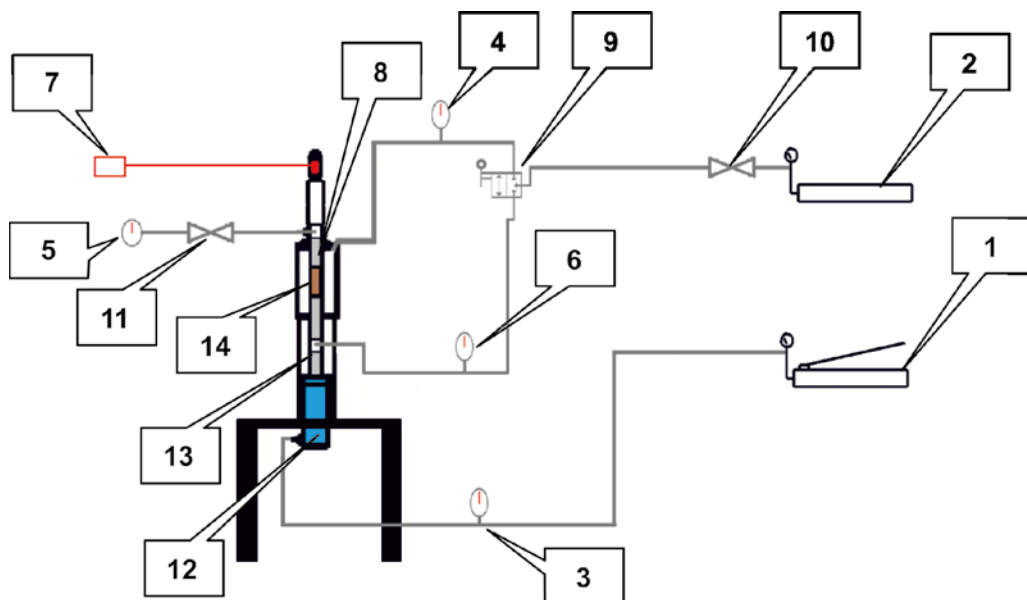
Szczegółowy program prac służący realizacji projektu obejmował:

1. Analizę gologiczno-złożową oraz reinterpretację danych geofizycznych złoża Silale, na potrzeby opracowania modeli strukturalnych i parametrycznych oraz określenia optymalnej lokalizacji eksperymentalnych badań M2S w kolejnych etapach projektu. Jednym z kluczowych zagadnień powyższych działań było powtórne przetwarzanie wybranych profili sejsmicznych 2D i zdjęcia sejsmicznego 3D. Powtórne przetworzenie danych sejsmicznych pozwoliło na wstępną ocenę poprawności akwizycji i zastosowanych procedur przetwarzania. Wykonane zostało przetwarzanie standardowe oraz migracja czasowa przed składaniem i głębokościowa po składaniu.
2. Opracowanie szczegółowego modelu statycznego złoża Silale. Wykorzystanie wyników reprocessingu sejsmicznego zapewniło większą dokładność modelu w aspekcie strukturalno-tektonicznym, a zastosowanie atrybutów

sejsmicznych i inwersji sejsmicznej pozwoliło podnieść rozdzielczość modeli facyjnych i parametrycznych, zwłaszcza lepiej estymować nasycenia i rozkłady przestrzenne parametrów zbiornikowych. Wysokorozdzielcze modele 3D zostały zbudowane zgodnie z najnowszymi procedurami geomodelowania.

3. Opracowanie modelu dynamicznego strefy złożowej. W oparciu o skład próbki płynu złożowego oraz dostępne wyniki badań laboratoryjnych (testy PVT, rekombinacje składu itp.) opracowany został model PVT. Następnie dostępne dane eksploatacyjne (ciśnienie denne i głowicowe, wydajności gazu, kondensatu i wody) zostały odpowiednio sformatowane i zaimplementowane w modelu dynamicznym złoża. W oparciu o te dane przeprowadzona została weryfikacja i kalibracja modelu dynamicznego (tzw. history matching). Na podstawie skalibrowanego modelu złoża została przeprowadzona wariantowa analiza możliwych planów eksploatacji wraz z probabilistycznym szacowaniem zasobów wydobywanych, jednocześnie wyniki te posłużyły do wytypowania optymalnej strefy do przeprowadzenia badań sejsmostymulacji na złożu.
4. Konstrukcję stanowiska badawczego-symulatora do pomiarów sondą sejsmoakustyczną oraz opracowania algorytmów do stworzenia oprogramowania niezbędnego do stosowania badanej technologii. W celu zbadania energoinformatywnych para-

metrów emisji akustycznej próbek rdzeni, opracowano konstrukcję urządzenia emisji akustycznej w warunkach maksymalnie zbliżonych do warunków złożowych, przy obciążeniu ich siłowym polem akustycznym i jednoczesną możliwością modelowania nasycenia cieczą w trakcie prowadzenia badań. Układ sterowania urządzeniem przewiduje wytworzenie i kontrolę hydrostatycznego ciśnienia złożowego i temperatury, ciśnienia i strumienia cieczy w rdzeniu, oraz sterowanie i kontrolę parametrów siłowego oddziaływania akustycznego, kontrolę parametrów emisji akustycznej na wejściu i na wyjściu rdzenia. Wszystkie kontrolowane parametry rejestrowane są w realnym czasie i wyświetlane są na monitorze oraz zapisywane do pamięci komputera. W ramach prac badawczych opracowano i wdrożono własną, unikatową, laboratoryjną metodę określania współczynnika porowatości efektywnej próbek skał (rdzeni) poprzez nasycanie cieczą. Opracowana procedura dotyczy skał nasyconych w warunkach naturalnych ropą naftową, gazem lub solanką. Przy wykorzystaniu niniejszej metody wykonywano oznaczenia na próbach rdzeni dostępnych w laboratorium POLMAX oraz w końcowym rezultacie na rdzeniach pochodzących ze złoża Silale. Każdy rdzeń przebadany został kilka razy celem porównania wyników i określenia powtarzalności metody. W trakcie badań zmieniano również medium do nasączania



- |   |  |
|---|--|
| 1) Pompa ręczna wytwarzająca ciśnienie ściskające materiał skalny od dołu                 | 8) Generator fali akustycznej                        |
| 2) Automatyczna pompa strzykawkowa wytwarzająca ciśnienie cieczy w układzie               | 9) Zawór ręczny dwukierunkowy                        |
| 3) Czujnik ciśnienia P1 – ciśnienie naciskowe pompy ręcznej                               | 10) Zawór ręczny                                     |
| 4) Czujnik ciśnienia P2 – ciśnienie cieczy w otulinie gumowej w której znajduje się rdzeń | 11) Zawór ręczny                                     |
| 5) Czujnik ciśnienia P3 – ciśnienie cieczy w układzie przed badanym rdzeniem              | 12) Siłownik hydrauliczny                            |
| 6) Czujnik ciśnienia P4 – ciśnienie cieczy w układzie po badanym rdzeniu                  | 13) Tłocznico naciskające na materiał skalny od dołu |
| 7) Akcelerometr   | 14) Rdzeń (materiał skalny)                          |

Rysunek 1. Schemat blokowy stanowiska laboratoryjnego – symulator rozkładu faz



próbek skał (solanka, olej napędowy, ropa naftowa). Uzyskano dzięki temu informacje o ewentualnych różnicach i zmianach wartości współczynnika porowatości w zależności od cieczy nasączającej i tak otrzymane wyniki porównano z tymi, które uzyskano w symulatorze. Dodatkowo na potrzeby badań skonstruowano trzy własne laboratoryjne systemy, emitujące ultradźwięki o żądanej częstotliwości. Dzięki tym badaniom ustalono charakterystykę fali ultradźwiękowej, która najlepiej wpływa na parametry ropy naftowej sprzyjające jej wydobywaniu ze złóż naturalnie występujących w przyrodzie.

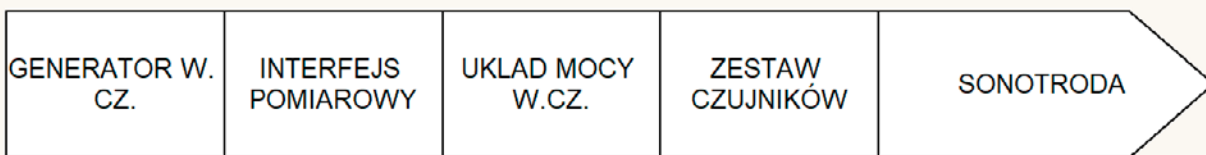
5. Na podstawie badań przeprowadzonych na stanowisku laboratoryjnym – symulatorze (Rys. 1), dokonano wyboru rozwiązań konstrukcyjnych i technicznych prototypu sondy sejsmoakustycznej, zgodnie z przyjętym schematem blokowym (Rys. 2).

Na sondę składa się 5 kluczowych części:

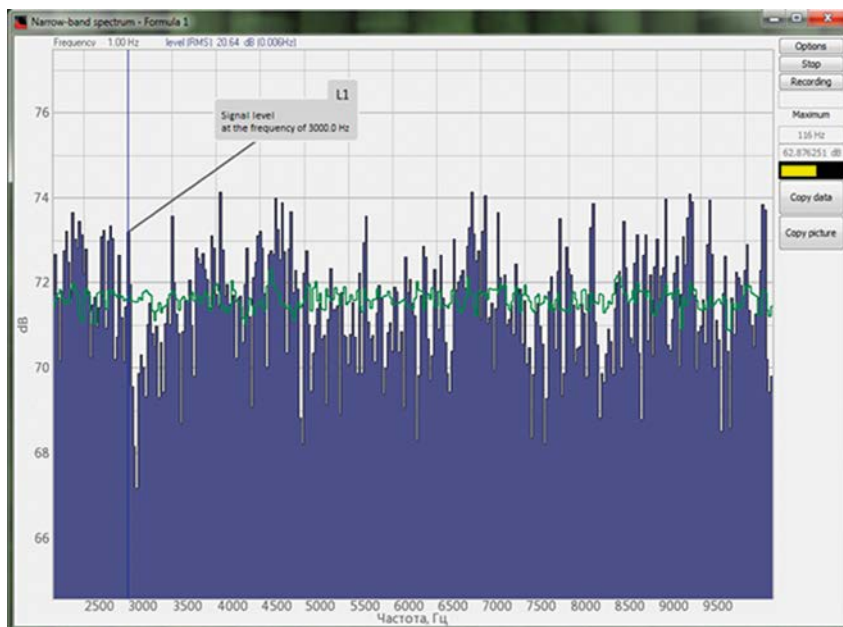
- a) Generator wysokiej częstotliwości – układ elektroniczny generujący sygnał o wysokiej częstotliwości o regulowanej wartości napięcia
- b) Interfejs pomiarowy pobierający wartości pomiarowe z czujników i przesyłający go do jednostki centralnej
- c) Układ mocy wysokiej częstotliwości – zestaw cewek przekształcający sygnał elek-

## O FIRMIE

Spółka POLMAX S.A. S.K.A. powstała w grudniu 1990 roku. Od początku swojej działalności POLMAX zajmuje się hurtową i detaliczną sprzedażą, handlem oraz produkcją paliw płynnych i gazu. W 2011 roku utworzono w strukturze firmy dział badawczo-rozwojowy, wyposażony w najnowocześniejszy sprzęt laboratoryjny i badawczy oraz dział odpowiedzialny za budowę oraz wdrożenia nowych produktów i rozwiązań technologicznych. Od 2014 roku POLMAX podjął szeroką współpracę z doświadczonymi geologami naftowymi w celu opracowania nowych technologii z zakresu pozyskiwania i wydobywania węglowodorów. W laboratorium powstało uproszczone stanowisko pomiarowe, gdzie generowano fale akustyczne o odpowiednich częstotliwościach, modulowanych w zależności od składu emulsji wodno-ropnej. W wyniku tych prac zaobserwowano zmianę składu emulsji w zależności od zadanej częstotliwości. Na kanwie tych badań opracowano projekt „Innowacyjna technologia monitoringu sejsmoakustycznego i sejsmostymulacji (M2S)” współfinansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu Inteligentny Rozwój Działanie 1.1. „Projekty B+R Przedsiębiorstw” /Nr umowy: POIR.01.01.01-00-0015/17/, którego podwykonawcą części prac merytorycznych jest Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie - Katedra Surowców Energetycznych Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska.



Rysunek 2. Schemat blokowy sondy akustycznej



Rysunek 3. Przykładowe widmo FFT otrzymane na symulatorze (szybka transformata Fouriera)

- d) Zestaw czujników – czujnik temperatury, ciśnienia i akcelerometr pobierający sygnał dla analizy napięciowo-częstotliwościowej
- e) Sonotroda – układ drgający

Obecnie spółka POLMAX znajduje się w przededniu wykonania pomiarów w otworze Silale-5, na podstawie których w katedrze Surowców Energetycznych AGH zostanie zbudowany kolejny model dynamiczny złoża, celem weryfikacji skuteczności metody sejsmostymulacji wydobywania.

Zbigniew Hałat,  
dr nauk o ziemi, Kierownik B+R Projektu,  
POLMAX S.A. S.K.A.

Dagmara Dmytryszyn,  
mgr inż., Z-ca Kierownika B+R,  
POLMAX S.A. S.K.A.

# Gaz ziemny paliwem przejściowym w energetyce – najnowszy raport ekspercki DISE



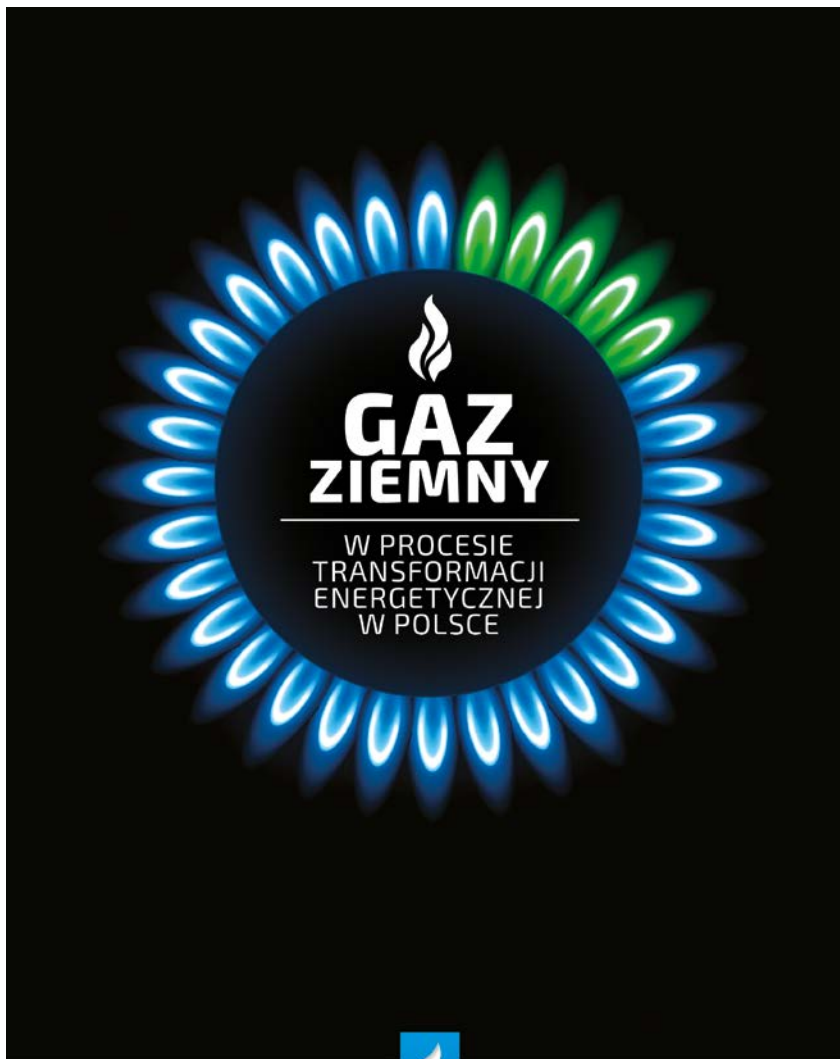
*W swoim najnowszym Raporcie eksperci Dolnośląskiego Instytutu Studiów Energetycznych analizują możliwe warianty ścieżek transformacji z wykorzystaniem gazu ziemnego jako paliwa pomostowego, wyznaczają perspektywę osiągnięcia neutralności klimatycznej oraz szacują koszt przyjęcia Europejskiego Zielonego Ładu w Polsce. Zachęcamy do lektury Raportu na stronie internetowej [dise.org.pl](http://dise.org.pl).*

Transformacja energetyczna to wyzwanie, którego realizacja wciąż rodzi wiele znaków zapytania. Na postawione pytania nie mamy jednoznacznej odpowiedzi pomimo tego, iż jak mogłoby się wydawać, wartości leżące u podstaw ochrony klimatu są elementem globalnego konsensusu. Nasilające się zmiany klimatyczne stają się przedmiotem wzrastającej aktywności ekologów, a czynniki te stały się kołem zamachowym zdecydowanych działań ze strony Unii Europejskiej, która wdraża nową wizję rozwoju gospodarczego Europy. Europejski Zielony Ład to wyzwanie dla wszystkich

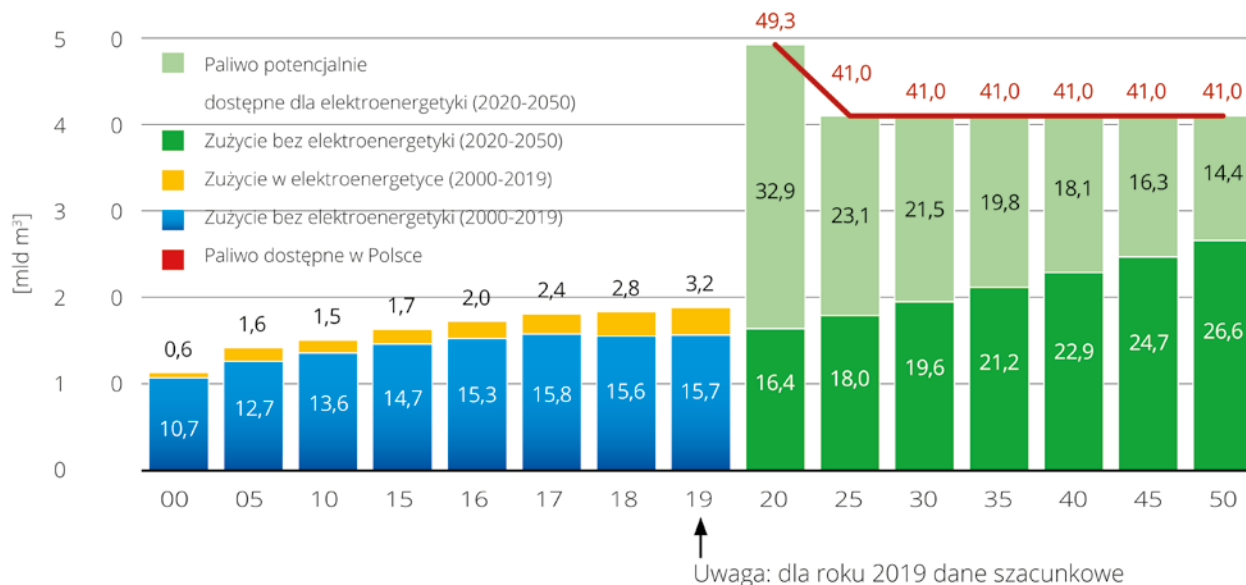
państw członkowskich, a w szczególności dla Polski. Nadrzędny cel osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. powoduje konieczność podjęcia radykalnych zmian, a przede wszystkim wyeliminowania wysokoemisyjnych paliw z miksu energetycznego.

„Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych podjął się próby opracowania scenariusza polskiej transformacji energetycznej uwzględniającej rolę gazu jako paliwa w procesie transformacji. Raport, do którego lektury serdecznie Państwa zapraszamy powstał w ramach grantu Europejskiej Fundacji Klimatycznej. Jest to próba pogodzenia dwóch racji, z jednej strony coraz silniejszych zielonych trendów wynikających z polityki klimatycznej, a z drugiej konieczności zapewnienia bezpieczeństwa dostaw oraz przeprowadzenia zmian w energetyce, w modelu społecznie akceptowalnym. Kompromis ten jest odzwierciedleniem głównej problematyki, poruszanej w opracowaniu, gdyż realizacja Europejskiego Zielonego Ładu to łączenie dwóch postulatów - kontynuacji wzrostu gospodarczego oraz zakończenia eksploatacji zasobów paliw kopalnych. Ta kompleksowa analiza roli gazu jako paliwa przejściowego w energetyce została opracowana przez ekspertów reprezentujących różne dziedziny nauki, tj. prawa, ekonomii oraz nauk społecznych w oparciu o aktualne trendy globalne, obowiązujące strategie gospodarcze w zakresie energii i klimatu oraz nasz stan wiedzy” – wskazał Remigiusz Nowakowski, prezes DISE.

Opracowanie zostało docenione przez Ministra Klimatu i Środowiska Michała Kurtykę, który uznał raport za ważny głos w dyskusji na temat transformacji energetycznej: „(...) idealnie wpasowuje się w prowadzoną na wielu forach dyskusję na temat transformacji energetycznej i interesującą szczególnie uczestników rynku w Polsce rolę gazu ziemnego w tej transformacji. Niniejsza publikacja porusza bardzo ważny, nie tylko dla sektora gazowego, ale również dla całego sektora energetycznego i gospodarki, temat umiejscowienia gazu ziemnego zarówno w europejskich strategiach, jak i w krajowym miksie energetycznym.” – pisze w słowie wstępnym do raportu Minister Kurtyka.



## SZACOWANA DOSTĘPNOŚĆ PALIWA GAZOWEGO DLA ELEKTROENERGETYKI W POLSCE [MLD M<sup>3</sup>]



Źródło: opracowanie własne na podstawie GUS i EUROSTAT

Źródło: Rys. nr 23, Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych, „Gaz ziemny w procesie transformacji energetycznej w Polsce, 2020”.

Analizę oparliśmy na dwóch wariantach transformacji energetycznej, tj. scenariusza unijnego oraz zdywersyfikowanego. Pierwszy z nich oddaje założenia proponowane przez Europejski Zielony Ład, czyli pokazuje w jaki sposób przebiegałaby ścieżka polskiej transformacji energetycznej przy bezwzględnym podporządkowaniu się zielonej polityce unijnej (jest to perspektywa odejścia od węgla do 2035 r.). Drugi scenariusz jest naszą autorską wizją, która stanowi swoisty kompromis pomiędzy obowiązkiem realizacji ambicji unijnych, a możliwościami gospodarczymi naszego kraju (w tym przypadku odejście od węgla prognozowane jest na 2040 r.).

Obecnie, według danych Eurostatu udział OZE w Polsce wynosi ok. 12 %. Ten fakt w kontekście forsowanego przez Parlament Europejski poziomu ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> o 60% do 2030 r., a przede wszystkim *race to zero* w perspektywie do 2050 r. wymusza na naszej gospodarce podjęcie zdecydowanych działań. Prezentowane przez nas scenariusze w zakresie przyszłości udziału poszczególnych źródeł energii nierozdzielnie wiążą się z celami klimatycznymi.

W prezentowanym raporcie przyjęliśmy tezę, że gaz ziemny będzie paliwem, które pozwoli na możliwie najszybsze odejście od spalania węgla na rzecz nisko i zeroemisyjnych źródeł energii. Twierdzenie to opieramy przede wszystkim na fakcie, że nie istnieje jedna wizja UE odnośnie struktu-

ry udziału paliw, a wskazane są jedynie cele, które miks energetyczny powinien realizować. Dążenie do wspólnego, celu przez tak zróżnicowane gospodarczo państwa członkowskie wymaga zindywidualizowania etapów i sposobów, w oparciu o które osiągnięta zostanie neutralność klimatyczna do 2050 r. Technologie gazowe mają niewątpliwie duży potencjał wykorzystania w procesie integracji sektorów (sector coupling), której efektem będzie funkcjonowanie hybrydowego systemu elektroenergetycznego, opartego o źródła gazowe, OZE oraz instalacje magazynowania energii z wykorzystaniem wodoru. Funkcjonująca w Polsce sieć gazowa pozwala działać „tu i teraz”, a jej rozwinięcie pozwala w krótkiej perspektywie znacząco obniżyć poziom emisji, by docelowo przekształcić tę infrastrukturę do wdrożenia zeroemisyjnych paliw takich jak np. *zielony wodór*.

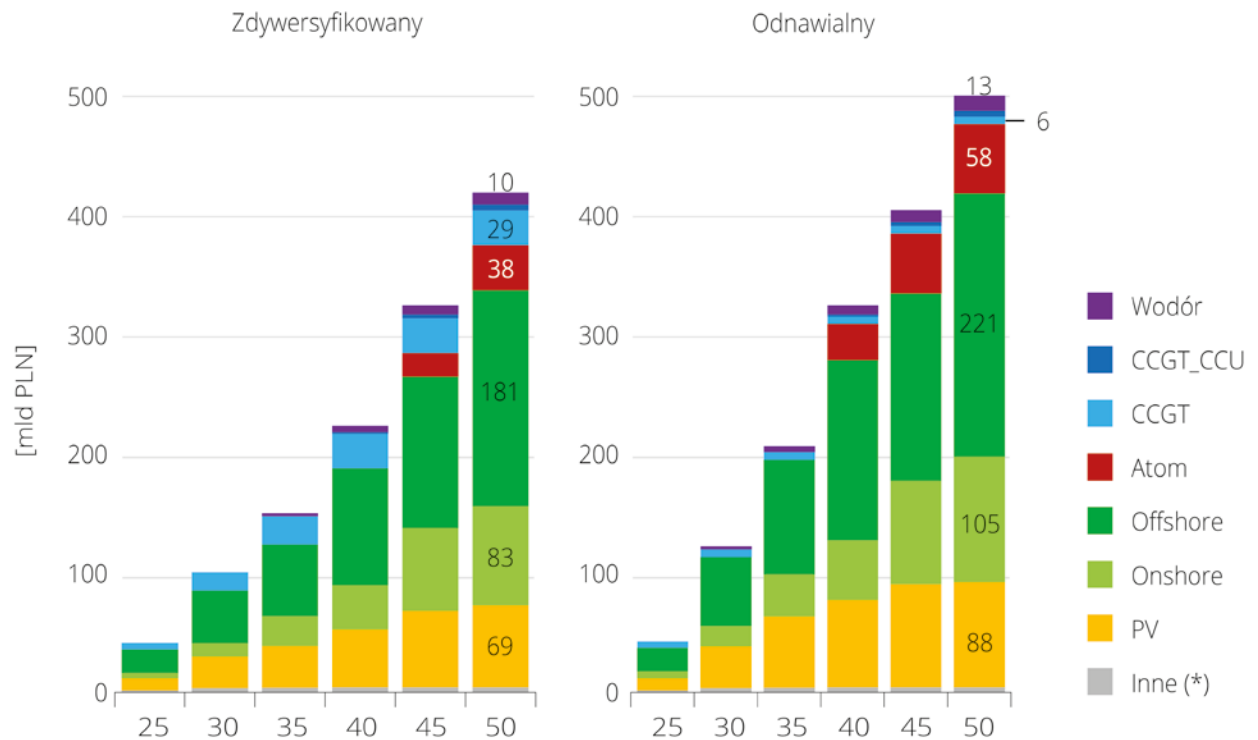
Na poniższym wykresie przedstawiamy prognozowaną dostępność paliwa gazowego horyzoncie 2050 r. Pokazuje to, że na etapie pośrednim transformacji energetycznej dostępna ilość gazu pozwoli na zastępowanie nim paliw kopalnych, a docelowo jego zastosowanie będzie malało ze względu na wdrażanie na coraz szerszą skalę odnawialnych źródeł energii.

Ze względu na potrzebę dywersyfikacji miksu paliwowego w Polsce, eksperci DISE zaproponowali własne, autorskie podejście. Wnioski zawarte w raporcie nie są tożsame ze

stanowiskiem Europejskiej Fundacji Klimatycznej, która sfinansowała ten projekt, uznając za niezbędne rozpoczęcie publicznej dyskusji w Polsce na temat roli gazu w transformacji energetycznej. Pomimo różnicy stanowisk w wielu kwestiach, wspólnie uznajemy za kluczowe wdrożenie programów operacyjnych, które pozwolą wykorzystać środki z *Just Transition Fund*, będącego głównym instrumentem finansowym transformacji energetycznej, na rozwój *zielonych* źródeł energii, ciepłownictwa oraz nowoczesnych, zrównoważonych systemów grzewczych. Porównane scenariusze oparte są na analizie: zapotrzebowania na energię elektryczną, celów redukcji CO<sub>2</sub>, istniejących oraz przyszłych mocy wytwórczych w KSE, dostępności paliwa gazowego, prognoz cen paliw oraz uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i mają za zadanie pokazać, że chociaż cel na poziomie UE jest jeden, to tempo jego osiągnięcia musi być dostosowane do możliwości konkretnego państwa członkowskiego. Pomimo przyjęcia nadrzędności strategii unijnej, dochodzimy do wniosku, iż to skala upowszechnienia nisko i zeroemisyjnych technologii, która będzie wpływała na opłacalność, ich zastosowania, przyczyni się finalnie do *zazielenienia* miksu energetycznego Polski w perspektywie 2050 r.

Opracowanie to opiera się na obecnym stanie wiedzy na temat regulacji krajowych i europejskich. Inspirując zastosowanie nowych technologii w energetyce mamy świad-

## SKUMULOWANE NAKŁADY INWESTYCYJNE ZWIĄZANE Z BUDOWĄ NOWYCH MOCY WYTWÓRCZYCH W MODELOWANYCH SCENARIUSZACH



Uwaga:

Pozycja „Inne (\*)” obejmuje źródła biomasowe, biogazowe, wykorzystujące energię wody oraz EC wielopaliwowe

Źródło: opracowanie własne

Źródło: Rys. nr 37, Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych, „Gaz ziemny w procesie transformacji energetycznej w Polsce, 2020”.

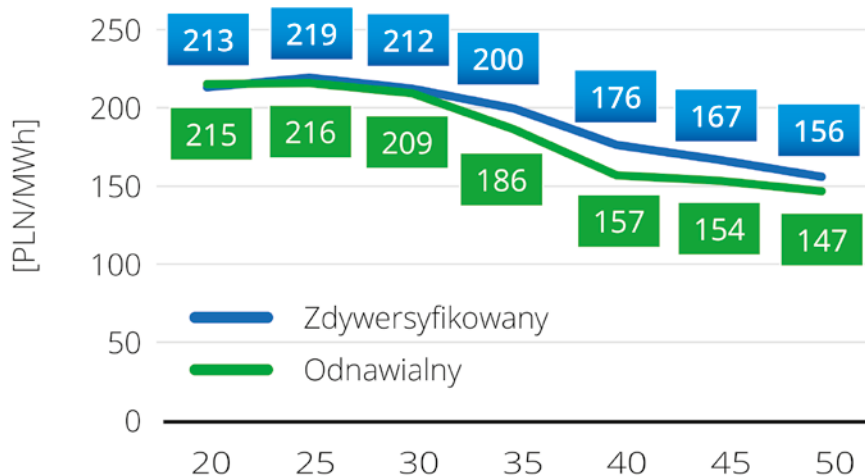
domość dużej zmienności otoczenia gospodarczego, a co się z tym wiąże znacznego przyspieszenia zmian zachodzących na rynkach energii w ostatnim czasie. Mamy ogromną nadzieję, że nasz raport dobrze wpisuje się w dyskusję na temat roli gazu w procesie transformacji energetycznej oraz przyczyni się do wyboru optymalnego dla Polski modelu jej przeprowadzenia.

### Najważniejsze wnioski:

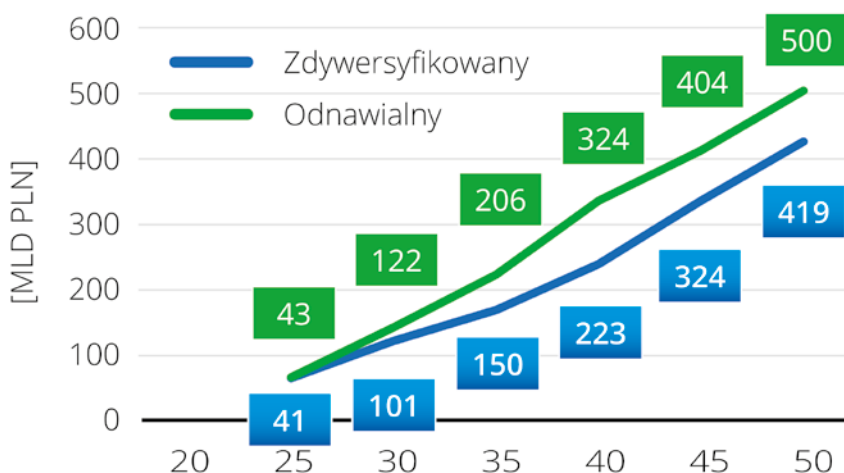
- Istniejąca i budowana infrastruktura dla gazu ziemnego powinna zostać wykorzystana w procesie zmniejszania emisyjności sektora gazowego poprzez stopniowe i jednocześnie konsekwentne wprowadzanie do systemu gazowego „gazów zielonych” (np. wodoru).
- Proces „zazieleniania” gazu ziemnego rozumiany jako wprowadzanie do obiegu gazu ziemnego z domieszką gazów bezemisyjnych (wodoru czy biometanu będzie jednak wymagać znacznego wsparcia Komisji Europejskiej w aspekcie regulacyjnym i istotnych nakładów finansowych
- przez rządy krajów implementujących tę technologię w energetyce.
- Postuluje się opracowanie strategii łączenia sektorów gazowego, ciepłowniczego oraz elektroenergetycznego w Polsce Sector Coupling zgodnie z ogłoszonymi strategiami Unii Europejskiej.
- Należy kontynuować obecną strategię dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego doprowadzając do zakończenia w terminie prowadzonych inwestycji w ramach projektu Bramy Północnej.
- Jednym z filarów, na których opiera się bezpieczeństwo rynku gazu jest infrastruktura magazynowa. Należy obecnemu OSM przekazać odpowiednie instrumenty pozwalające na opracowanie i wdrożenie odpowiedniej strategii rozwoju PMG dopasowanej do warunków transformacji energetycznej w Polsce.
- Należy wzmacniać konkurencyjność polskiego rynku gazu realizując skutecznie strategiczny projekt stworzenia „hubu gazowego” rozumianego jako regionalne centrum dystrybucji i handlu gazem.
- Realizacja zwiększonych dostaw gazu ziemnego musi odbywać się w ramach zliberalizowanego modelu rynku. W sytuacji rosnącego zużycia gazu ziemnego, generowanego przez energetykę, jeszcze większej wartości nabiera funkcjonujący w Polsce mechanizm ustalania ceny rynkowej na to paliwo w postaci giełdy gazu.
- Polityka energetyczno-klimatyczna UE, a także ekonomia energetyki węglowej (powodowana głównie cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>) może doprowadzić do całkowitego odejścia od wykorzystania paliw węglowych w produkcji energii elektrycznej po 2035 lub 2040 roku.
- W obliczu odejścia od węgla, pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną oparte będzie o źródła wykorzystujące gaz ziemny (m.in. bloki gazowo parowe), odnawialne źródła energii (el. wiatrowe offshore i onshore oraz fotowoltaika, a także źródła atomowe oraz turbiny wodnorowe).
- W ramach prac przeanalizowano dwa scenariusze:

## JEDNOSTKOWE ŁĄCZNE KOSZTY WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ SKUMULOWANE NAKŁADY INWESTYCYJNE W MODELOWANYCH SCENARIUSZACH

### JEDNOSTKOWE ŁĄCZNE KOSZTY WYTWARZANIA\*



### SKUMULOWANE NAKŁADY INWESTYCYJNE



\*UWAGA: Zaprezentowano jednostkowy, uśredniony łączny koszt wytwarzania energii elektrycznej, zawierający w sobie koszty zmienne oraz stałe (por. wcześniej). **Nie jest to prognoza cen energii elektrycznej na rynku hurtowym**, które z natury rzeczy zawierają w sobie element narzutu ponad koszt wytwarzania ustalane w wyniku gry rynkowej i mogą w sposób istotny różnić się od kosztu wytwarzania.

Źródło: opracowanie własne

Źródło: Rys. nr 40, Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych, „Gaz ziemny w procesie transformacji energetycznej w Polsce, 2020”.

- „Odnawialny” zakładający szybką redukcję udziału węgla w miksie dla elektroenergetyki,
- „Zrównoważony” stanowiący kompromis pomiędzy ambitną polityką energetyczno-klimatyczną UE i uwarunkowaniami KSE (zakłada dłuższą ścieżkę dekarbonizacji). Inne tempo i skala osiągnięcia celów redukcyjnych sprawia, że scenariusz jest droższy o 81 mld PLN.

Scenariusz Zdywersyfikowany zakłada zdolność do zaadoptowania się Polski do znanych na obecnym etapie warunków wprowadzonych przez Europejski Zielony Ład przy jednoczesnym zachowaniu możliwości wyboru uznanego za odpowiedni do krajowych warunków wariantu transformacji. Scenariusz zdywersyfikowany stanowi także najkorzystniejszą (spośród rozpatrywanych) opcję pozwalającą na pokrycie zapotrzebowania na

energię elektryczną w Polsce przy kryterium minimalizacji łącznego kosztu operacyjno-inwestycyjnego, z dochowaniem ograniczenia w postaci trajektorii redukcji wolumenów emisji CO<sub>2</sub> z elektroenergetyki.

DISE Dolnośląski Instytut  
Studiów Energetycznych

## PGNiG i LOTOS: pierwsze bunkrowanie statku gazem LNG w Szczecinie



*5 listopada br. odbyło się pierwsze bunkrowanie statku skroplonym gazem ziemnym LNG w jednym z portów podległych Urzędowi Morskiemu w Szczecinie. Tym samym PGNiG Obrót Detaliczny oraz LOTOS Asfalt rozszerzają współpracę, która wzmacnia rolę polskich portów i popularyzuje paliwo LNG na Bałtyku.*

– Razem z Grupą LOTOS zrealizowaliśmy już wspólnie kilkadziesiąt operacji bunkrowania, czyli mówiąc potocznie tankowania, statków skroplonym gazem ziemnym. Cieszymy się, że usługa zyskuje na popularności i po Gdańsku oraz Gdyni jej realizacja jest możliwa w kolejnych polskich portach. Jesteśmy przekonani, że paliwo LNG stanowi przyszłość transportu morskiego na Bałtyku. Współpraca PGNiG z Grupą LOTOS w tym zakresie jest dobrym przykładem uzasadniającego istnienie concernu multienergetycznego, którego będziemy niebawem częścią – mówi Jarosław Wróbel, pełniący obowiązki Prezesa Zarządu PGNiG SA.

– Transformacja energetyczna motywuje nas do intensyfikacji działań w obszarze paliw alternatywnych. Jednym z kierunków naszego

rozwoju jest LNG – ekologiczne i bezpieczne paliwo. Aby popularyzować ten segmentu rynku, potrzebny jest m.in. rozwój infrastruktury logistycznej i bunkrowej LNG. Grupa LOTOS analizuje różne projekty w tym zakresie. Ostatnio spółka zakończyła studium wykonalności projektu budowy terminala przeładunkowego LNG małej skali w Gdańsku, który jest już na finalnym etapie wewnętrznych decyzji korporacyjnych – tłumaczy Paweł Jan Majewski, prezes Zarządu Grupy LOTOS.

Operacja bunkrowania LNG została przeprowadzona na nabrzeżu Portu w Szczecinie z wykorzystaniem cystem kriogenicznych. Paliwo LNG trafiło do zbiorników statku „Schedt River”, wykonującego prace przy pogłębieniu toru wodnego Świnoujście-Szczecin, które umożliwią zawijanie do Szczecina jednostkom nawet dwa razy większym niż obecnie. Ta strategiczna inwestycja o wartości ponad 1,44 mld zł finansowana jest ze środków Funduszu Spójności oraz budżetu państwa.

Współpraca Grupy LOTOS i PGNiG w obszarze LNG trwa od kilku lat. Ponadto, PGNiG jest dostawcą gazu ziemnego dla Grupy LOTOS, gdzie jest wykorzystywany w procesach rafinacji ropy naftowej.

– Obserwujemy rosnące zainteresowanie usługą bunkrowania w polskich portach wśród armatorów. To zasługa rosnącej świadomości, że LNG – jako alternatywne paliwo żeglugowe – to jedyne dojrzałe rozwiązanie mogące spełnić obecne, jak i przyszłe normy emisyjne, przy jednoczesnej opłacalności ekonomicznej – podkreśla Henryk Mucha, prezes Zarządu PGNiG Obrót Detaliczny.

– Usługa bunkrowania paliwa LNG w naturalny sposób uzupełnia ofertę niskosiarkowych morskich paliw żeglugowych jaką do swoich klientów kieruje LOTOS Asfalt. Armatorzy coraz częściej wprowadzają do swojej floty statki o napędzie dual-fuel, a naszym celem, jako dostawcy, jest ich kompleksowa obsługa w zakresie bunkrowania. Współpraca z PGNiG w tym wymiarze niesie wzajemne korzyści dla obydwu firm. Należy ją ocenić jako rozwojową w kontekście niskoemisyjnych regulacji na świecie – dodaje Cezary Godziuk, prezes Zarządu LOTOS Asfalt.

PGNiG Obrót Detaliczny, spółka z Grupy Kapitałowej PGNiG, świadczy usługę bunkrowania LNG już w pięciu portach na terenie Polski (Szczecin, Świnoujście, Police, Gdynia, Gdańsk). Dotychczas realizowała bunkrowania dla 12 różnych statków, co plasuje ją na pozycji jednego z najbardziej doświadczonych podmiotów w tej części Europy.

– Chciałbym szczególnie mocno podkreślić modelową wręcz współpracę z Urzędem Morskim w Szczecinie, Zarządem Morskiego Portu Szczecin-Świnoujście oraz Zakładem Azotowym Police. To bardzo ważny krok w kierunku rozwoju tego rynku w polskich portach morskich, który znacząco zwiększy ich konkurencyjność w najbliższych latach – mówi Marcin Szczudło, wiceprezes Zarządu PGNiG Obrót Detaliczny.

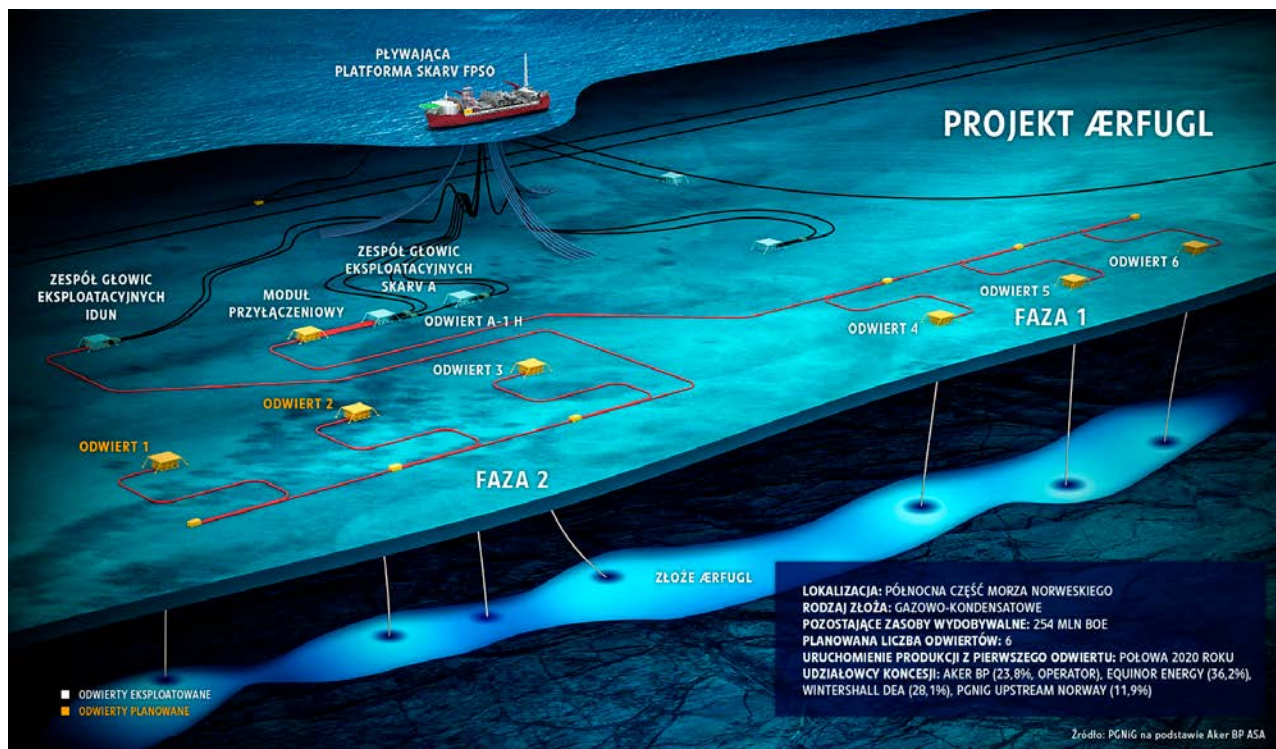
LNG będzie zyskiwać na popularności także ze względu na przyjęcie tzw. „dyrektywy siarkowej”. Dla Europy Środkowo-Wschodniej oznacza to normy bardziej restrykcyjne niż w innych częściach świata. „Dyrektywa siarkowa” nakłada na armatorów, których statki pływają po obszarze SECA (Sulphur Emission Control Areas), m.in. po Bałtyku i Morzu Północnym, obowiązek wykorzystywania paliw o zawartości siarki nieprzekraczającej 0,1%.

Biuro Public Relations  
PGNiG SA



Fot. arch. PGNiG SA

# Grupa PGNiG zwiększa wydobycie na Norweskim Szelfie Kontynentalnym



Arch. PGNiG SA

*PGNiG Upstream Norway wraz z partnerami koncesyjnymi uruchomiło kolejne trzy odwierty na złożu AERfugl. Ich eksploatacja pozwoli spółce zwiększyć łączny wolumen produkcji gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym do niemal miliarda metrów sześciennych w 2021 roku.*

PGNiG Upstream Norway (PUN) rozpoczęła eksploatację trzech odwiertów wykonanych w ramach Fazy I planu zagospodarowania złoża AERfugl na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Oznacza to, że produkcja ze złoża jest już prowadzona za pomocą 5 otworów: trzech z Fazy I zagospodarowania, jednego z Fazy II oraz odwiertu testowego A-1 H.

– Nowe odwierty na złożu AERfugl zostały oddane do użytku zgodnie z harmonogramem, pomimo trudności związanych z epidemią koronawirusa. Ich uruchomienie oznacza nie tylko istotny wzrost wolumenu produkcji gazu ziemnego przez Grupę Kapitałową PGNiG w Norwegii, ale będzie mieć także bardzo korzystny wpływ na wyniki finansowe PUN. AERfugl jest jednym z najbardziej rentownych projektów realizowanych na całym Nor-

weskim Szelfie Kontynentalnym – powiedział Paweł Majewski, Prezes Zarządu PGNiG SA, wyłącznego właściciela PUN.

Łączna produkcja z trzech uruchomionych właśnie odwiertów powinna dać PUN 0,24 mld m sześć. gazu ziemnego w 2021 roku. W połączeniu z produkcją z dwóch pozostałych eksploatowanych otworów, przypadający na PGNiG wolumen wydobycia ze złoża AERfugl wyniesie wtedy 0,47 mld m sześć. gazu ziemnego. Dzięki temu całkowita produkcja gazu przez PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym może sięgnąć 0,94 mld m sześciennych w 2021 roku.

Plan zagospodarowania złoża AERfugl przewiduje wykonanie sześciu odwiertów produkcyjnych w ramach dwóch faz inwestycji – w każdej zaplanowano po trzy otwory. W kwietniu tego roku uruchomiono pierwszy odwiert w ramach Fazy II zagospodarowania. Pozostałe dwa zostaną oddane do użytku w 2021 roku – dwa lata wcześniej niż pierwotnie zakładano. Po zrealizowaniu całego planu zagospodarowania koncesji, roczna produkcja ze złoża AERfugl przypadająca na norweską spółkę PGNiG będzie wynosić w szczytowym okresie 0,5 mld m sześć. gazu. Paliwo to trafi do Polski dzięki budowanemu

gazociągowi Baltic Pipe.

Łączne zasoby wydobywalne złoża AERfugl oszacowane zostały na ponad 300 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej, z czego ponad 254 mln baryłek (w tym 29 mld m sześć. gazu) pozostaje wciąż do wydobycia. Do ich eksploatacji zastosowano nowoczesne rozwiązania techniczne, między innymi podgrzewanie gazociągów, którymi paliwo jest transportowane na pływającą platformę FPSO „Skarv”. Zapobiega to wytrącaniu się hydratów, które mogłyby zablokować przepływ gazu.

PUN posiada 11,92 proc. udziałów w koncesji obejmującej złożo AERfugl. Operatorem jest Aker BP, a pozostałymi partnerami Equinor i Wintershall DEA.

Obecnie PUN dysponuje udziałami w 32 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (objęcie udziałów w czterech koncesjach czeka jeszcze na zgodę norweskiej administracji naftowej). Spółka prowadzi wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego z siedmiu złóż, na pięciu kolejnych prowadzi prace analityczne i inwestycyjne.

Biuo Public Relations  
PGNiG SA

# Rekordowe wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG po trzech kwartałach 2020 roku



*Prawie 10,7 mld zł wyniosła EBITDA GK PGNiG wypracowana od stycznia do końca września 2020 roku. Wynik EBIT przekroczył 8,24 mld zł. Pomimo niskich cen ropy i gazu oraz pogorszenia światowej sytuacji gospodarczej wskutek pandemii koronawirusa Grupa PGNiG po raz kolejny przedstawiła bardzo dobre wyniki finansowe i solidne wyniki operacyjne.*

– Epidemia koronawirusa ma wpływ na wszystkie segmenty naszej działalności, co znalazło odzwierciedlenie m.in. w przychodach Grupy. Z drugiej strony, istotne obniżenie kosztów pozyskania paliwa gazowego pozwoliło nam wypracować rekordowe wśród polskich spółek wyniki EBIT i EBITDA – podkreślił Paweł Majewski, Prezes Zarządu PGNiG SA. – Jesteśmy firmą o zdrowych fundamentach, dzięki czemu możemy kontynuować rozwój Grupy PGNiG nawet w niesprzyjającym otoczeniu makroekonomicznym – dodał.

Po pierwszych dziewięciu miesiącach roku PGNiG miało 27,43 mld zł przychodów ze sprzedaży, o 7 proc. mniej niż w tym samym okresie ubiegłego roku, kiedy wyniosły 29,65 mld złotych. Jednocześnie Grupa o 31 proc. obniżyła koszty operacyjne do 19,19 mld zł z 27,81 mld zł rok wcześniej. Pozwoliło to wypracować EBITDA na poziomie 10,69 mld zł, a więc o 168 proc. więcej niż przed rokiem (3,98 mld zł). EBIT wzrósł jeszcze bardziej, bo o 346 proc. do 8,24 mld zł z 1,85 mld zł po trzech kwartałach 2019 roku.

Wyniki osiągnięte przez GK PGNiG w pierwszych dziewięciu miesiącach 2020 r. pozostają bardzo dobre również po ich oczyszczeniu z efektów odpisów majątku trwałego i rozliczenia nadpłaty za dostawy gazu w ramach kontraktu jamalskiego w efekcie wygranej arbitrażu z Gazpromem. Bez wpływu tych czynników na wynik finansowy, EBITDA GK PGNiG wyniosła 5,5 mld zł – o 32 proc. więcej niż w ubiegłym roku, a EBIT – 3,06 mld zł, a więc o 51 proc. więcej rok do roku.

– Kluczowe znaczenie dla wyników finansowych GK PGNiG w kolejnych kwartałach ma zmiana formuły cenowej w kontrakcie jamalskim a nie zwrot nadpłaty za dostawy gazu zrealizowane w ramach tego kontraktu w poprzednich latach. Wygrana w arbitrażu zdecydowanie poprawiła warunki prowadzenia naszej działalności handlowej poprzez większe powiązanie kosztu zakupu gazu ze Wschodu z rynkowymi notowaniami tego paliwa w Europie. To nie pieniądze zwrócone przez

Gazprom stanowią o sile naszej Grupy Kapitałowej – zaznaczył Prezes Paweł Majewski.

Największy wkład w wynik finansowy PGNiG miał segment Obrót i Magazynowanie, który odpowiadał za 77 proc. EBITDA Grupy. Udział segmentu Dystrybucji wyniósł 14 proc., Poszukiwanie i Wydobycie – 7 proc. a segmentu Wytwarzanie – 5 procent.

W okresie od stycznia do końca września 2020 r. GK PGNiG sprzedała poza grupę 22,28 mld m sześć. gazu – o 4 proc. więcej niż rok wcześniej (21,47 mld m sześć.). GK PGNiG utrzymała wolumen wydobycia gazu, które wyniosło 3,3 mld m sześć. oraz o 8 proc. zwiększyła wydobycie ropy – do 963 tys. ton wobec 889 tys. ton przed rokiem. Wolumen dystrybucji gazu spadł o 3 proc. do 8,03 mld m. sześć. wobec 8,24 mld m sześć. w pierwszych trzech kwartałach 2019 roku. Wolumen sprzedaży ciepła pozostał stabilny i wyniósł 25,9 PJ a wolumen produkcji energii elektrycznej był niższy rok do roku o 8 proc. i wyniósł 2,47 TWh.

W samym III kw. PGNiG osiągnęło EBITDA w wysokości 1,33 mld zł, o 66 proc. więcej niż przed rokiem. Wynik EBIT był ponad 4 razy wyższy niż w III kw. 2019 r. i wyniósł 0,59 mld zł wobec 0,13 mld zł rok wcześniej. Zysk netto wzrósł ponad ośmiokrotnie do 0,12 mld zł (0,01 mld zł w III kw. 2019 r.) przy przychodach w wysokości 6,39 mld zł – o 9 proc. niższych niż przed rokiem, kiedy wyniosły 7,03 mld złotych. Spadek przychodów był spowodowany przede wszystkim niskimi cenami węglowodorów, których notowania są m.in. pod presją globalnego spowolnienia gospodarczego wskutek pandemii koronawirusa.

Wyniki poszczególnych segmentów działalności GK PGNiG w III kw. 2020 r. przedstawiały się następująco:

## Poszukiwanie i Wydobycie

Przychody ze sprzedaży w segmencie spadły o 23 proc. do 0,96 mld zł z 1,24 mld zł rok wcześniej, co było konsekwencją niskich notowań ropy naftowej i gazu ziemnego. W przypadku ropy średnia cena baryłki w III kw. 2020 r. wyniosła 42,7 dol. amerykańskich i była o 31 proc. niższa niż przed rokiem. W przypadku gazu – średnia cena paliwa na Rynku Dnia Następnego na Towarowej Giełdzie Energii była o 17 proc. niższa rok do roku.

W III kw. roku Grupa PGNiG zwiększyła wydobycie ropy naftowej i kondensatu, które wyniosło 306 tys. ton wobec 275 tys. ton rok wcześniej. Do wzrostu wolumenu przyczyniła się działalność na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, gdzie produkcja Grupy PGNiG była o 61 proc. wyższa niż rok

wcześniej (odpowiednio 147 i 91 tys. ton). Wydobycie gazu ziemnego pozostało na stabilnym poziomie (1,11 mld m sześć.).

## Obrót i Magazynowanie

Przychody segmentu ze sprzedaży gazu wyniosły 4,64 mld zł i były o 10 proc. niższe niż w III kw. 2019 r., kiedy wyniosły 5,16 mld zł. Spadek przychodów był spowodowany niskimi cenami gazu ziemnego. Jednocześnie zdecydowanie, bo o 25 proc., zmniejszyły się koszty operacyjne segmentu, które wyniosły 4,01 mld zł wobec 5,38 mld zł przed rokiem. To konsekwencja zarówno niskich notowań gazu, jak i efekt wygranej PGNiG w postępowaniu arbitrażowym z Gazpromem, dzięki czemu koszty gazu sprowadzanego w ramach kontraktu jamalskiego są w dużo większym stopniu powiązane z cenami tego paliwa na rynkach europejskich niż miało to miejsce w III kw. 2019 roku.

Wolumen sprzedaży gazu ziemnego poza grupę w III kw. 2020 roku wyniósł 5,1 mld m sześć. i był o 3 proc. niższy niż rok wcześniej.

## Dystrybucja

Segment odnotował spadek wolumenu dystrybuowanego gazu o prawie 4 proc. do 1,84 mld m sześć. (wobec 1,93 mld m sześć. rok wcześniej), co było między innymi rezultatem wyższej o 0,5 st. Celsjusza średniej temperatury kwartalnej i zmniejszeniem zapotrzebowania na paliwo gazowe w związku z trwającą pandemią i postępującymi pracami związanymi z termomodernizacją budynków. Przychody zmniejszyły się do 0,91 mld zł wobec 0,96 mld zł przed rokiem. Warto jednak zaznaczyć, że przychody z samej usługi dystrybucji gazu wzrosły 4 proc. rok do roku i wyniosły 0,83 mld zł w porównaniu z 0,8 mld zł w III kw. 2019 roku.

## Wytwarzanie

Przychody segmentu wzrosły o 26 proc. i wyniosły w III kw. 2020 r. 0,39 mld zł, podczas gdy rok wcześniej było to 0,31 mld złotych. W przypadku energii elektrycznej przychody wzrosły o 22 proc. rok do roku (do 0,12 mld zł) przy wolumenie sprzedaży 0,45 TWh (+ 7 proc. r/r). Wskutek wyższej średniej temperatury kwartalnej o 6 proc. zmniejszyła się ilość sprzedanego ciepła, która wyniosła 3,08 PJ. Spadek wolumenu został zrekompensowany wyższą taryfą za wytwarzanie i przesył, w efekcie czego przychody ze sprzedaży ciepła wzrosły o 13 proc. r/r do 0,17 mld złotych.

Biuro Public Relations  
PGNiG SA



# Jubileusze POPiHN-u oraz rafinerii w Gdańsku



*Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego obchodzi 25-lecie działalności. POPiHN reprezentuje największe przedsiębiorstwa sektora paliwowego. Od 2003 roku jej członkiem jest również Grupa LOTOS, której rafineria świętuje właśnie 45. rocznicę rozpoczęcia przerobu ropy naftowej.*

POPiHN rozpoczęła działalność 8 grudnia 1995 roku. Przez 25 lat organizacja przyczyniła się do wejścia w życie szeregu zmian, sprzyjających branży paliwowej i odbiorcom produktów naftowych. Można tu wyliczyć m.in. likwidację pozwoleń importowych na sprowadzanie paliw płynnych czy utrzymanie stacji paliw jako obiektów funkcjonujących 24 godziny na dobę. Wprowadzono wymagania w zakresie ochrony środowiska na stacjach paliw, a jednym z głównych celów POPiHN była walka z szarą strefą na rynku paliw. Zainicjowano w tym obszarze zmiany prawne, które przyczyniły się do znacznego spadku nielegalnego obrotu paliwami oraz wzrostu dochodów zarówno legalnie działających przedsiębiorców, jak i budżetu z tytułu podatków od paliw.

Obecnie POPiHN podejmuje wyzwania związane z transformacją energetyczną. Grupa



Na zdjęciu: Rafineria Gdańska w budowie - 1975 r. Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

LOTOS, która została przyjęta w poczet jej członków 26 listopada 2003 roku, także angażuje się w ten trend – poprawia efektywność i inwestuje w ochronę środowiska. Na przestrzeni 25 lat wzrosło też znaczenie technologii i innowacji. Przed członkami POPiHN stoją kolejne wyzwania związane z transformacją obecnego przemysłu paliwowego na niskoemisyjny, zgodny z nowymi wymogami „Zielonego Ładu”. Dziś najważniejszymi paliwami alternatywnymi są LPG i gaz ziemny. Docelowo paliwem przyszłości będzie „zielony” wodór, najbardziej niskoemisyjny ze sposobów napędzania pojazdów. LOTOS realizuje szereg projektów w tym zakresie.

8 grudnia to również ważna rocznica dla Grupy LOTOS. Tego dnia w 1975 r. rafineria w Gdańsku rozpoczęła przerób ropy naftowej. Była pierwszym zakładem przemysłowym w PRL-u zbudowanym na zachodnich technologiach i licencjach, niezależnym od sowieckiej ropy i technologii. Była wtedy najnowocześniejszą rafinerią w Europie, z największym Blokiem Olejowym. Decyzja o jej budowie wymagała zgody Związku Radzieckiego, któremu brakowało ropy dla krajów satelickich, a ponadto chciał podpatrzeć w Gdańsku najnowsze „kapitalistyczne” technologie. Od tego czasu czterokrotnie zwiększyła produkcję i z regionalnej rafinerii stała się europejskim koncernem paliwowym. Dzisiaj należy do światowej czołówki pod względem zaawansowania technologicznego i kompleksowości przerobu ropy naftowej.

Wszystko to zasługa kolejnych programów inwestycyjnych. Po zakończonym w 2000 r. Programie Rozwoju Technicznego rafineria zwiększyła przerób do 4,5 mln ton rocznie. Dalsze, niewielkie inwestycje przyniosły wzrost przerobu do 6 mln ton w 2005 r. Realizowany w latach 2007-2011 Program 10+ sprawił, że zakład mógł przerabiać już 10,5 mln ton rocznie. Nastąpił też wzrost opłacalności produkcji i jakości produktów. Ukoronowaniem jest zakończony niedawno Projekt EFRA (2015-2020), który zwiększył potencjał przerobu ropy o kolejne setki tys. ton, a produkcję wysokomarżowych paliw o blisko milion ton rocznie.

Biuro Komunikacji Zewnętrznej,  
Grupa LOTOS S.A.



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

# Ruszył Węzeł Odzysku Wodoru

70 tys. ton LPG, 43 tys. ton benzyny surowej, 39 tys. ton benzyny lekkiej i prawie 9 tys. ton wodoru rocznie. Tyle nowych produktów dostarczy uruchomiona w minioną sobotę (5 grudnia br.) instalacja Węzła Odzysku Wodoru. Dodatkowym efektem będzie zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery. Koszt inwestycji to ok. 180 mln zł.

W rafinerijnej sieci gazu opałowego płynie paliwo, które jest mieszanką gazu ziemnego z sieci zewnętrznej (ok. 50%) oraz gazów powstających w procesach rafinerijnych. Węzeł Odzysku Wodoru (WOW) ma za zadanie wyizolowanie z tej mieszanki: LPG, benzyny lekkiej i surowej oraz wodoru. Dodatkowy wodór zostanie skierowany do procesów rafinerijnych (co finalnie przełoży się na obniżenie jego kosztu produkcji), a LPG i benzyna na rynek. Powstały deficyt w bilansie energetycznym rafinerii zostanie uzupełniony zakupem dodatkowego gazu ziemnego z sieci zewnętrznej. Zwiększenie jego



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

udziału w rafinerijnej sieci gazu opałowego wpłynie na obniżenie emisyjności paliwa spalane w zakładzie – zarówno pod kątem CO<sub>2</sub>, jak i zanieczyszczeń energetycznych.

Sercem WOW pracującej w technologii kriogenicznej jest tzw. coldbox, w którym mieszanina gazów resztkowych przy parametrach –180°C i ciśnieniu 45 barów rozdziela się na ciekłe węglowodory i gazowy wodór. – Przy takich warunkach uzyskujemy wodór o czystości 98,6 proc. – podkreśla Tomasz Bodnar, kierownik Zakładu Produkcji Wodoru i Siarki Grupy LOTOS. – Gdy ta temperatura obniży się jeszcze do –187 stopni, wtedy osiągniemy 99,5 proc. czystości wodoru – dodaje. Najważniejsze urządzenie instalacji to kompresor wsadowy, który zasilany jest przez największy silnik w rafinerii

– o mocy ponad 4 MW. Kompresor sprężający 24,7 tys. m<sup>3</sup> gazu wsadowego: z 4,5 do 64 atmosfer.

– Instalacja pracuje z obciążeniem 50 proc. i jest przygotowywana do jego zwiększenia tak, abyśmy mogli przeprowadzić ruch testowy – mówi Paweł Brzozowiec, szef Biura Realizacji Projektów Grupy LOTOS. Obecnie WOW produkuje 5 ton LPG na godzinę. Według projektu docelowo będzie to blisko 8 ton gazu. Do tego prawie 4,5 tony benzyny lekkiej dla instalacji izomeryzacji, 5 ton benzyny surowej dla instalacji hydroodsiarczania benzyn, 1 tonę wodoru i 5 ton gazu opałowego.

Biuo Komunikacji Zewnętrznej,  
Grupa LOTOS S.A.

# Marka ORLEN umocni się na rynku czeskim

*Jedna z sześciu największych firm w Czechach, z rocznymi przychodami na poziomie ponad 20 mld zł, już od 1 stycznia 2021 r. zmieni nazwę na ORLEN Unipetrol. To ważny element wzmocnienia globalnej rozpoznawalności marki ORLEN, co umożliwi dalszy rozwój Grupy Kapitałowej na rynkach zagranicznych.*

- Publikacją strategii do 2030 r., otworzyliśmy nowy rozdział w historii Grupy ORLEN. Budujemy zrównoważony koncern multienergetyczny pod jedną silną marką. Już dzisiaj 60 proc. przychodów Grupy ORLEN pochodzi spoza Polski, ale bez jednego, spójnego wizerunku nie wykorzystamy w pełni naszego potencjału. Dlatego przeprowadziliśmy proces rebrandingu stacji paliw w europejskiej sieci, w ramach którego marka ORLEN jest już obecna na wszystkich rynkach. Chcemy w pełni wykorzystać potencjał marki ORLEN w obszarze biznesowym, finansowym czy marketingowym na globalnych rynkach. Dlatego kolejnym krokiem do wzmocnienia wizerunku będzie pojawienie się w Grupie od początku 2021 r. marki ORLEN Unipetrol – powiedział Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

Dzięki zmianie nazwy, czeska spółka z Grupy Kapitałowej będzie mogła korzystać z najsilniejszych atrybutów przypisywanych marce ORLEN przez klientów, jak nowoczesność, zaufanie, przyjazność, szeroka oferta oraz wysoka jakość produktów i usług.

- Od objęcia przez PKN ORLEN 100 proc. udziałów w Unipetrol, korzystamy z efektów synergii w badaniach i rozwoju, wspólnych zakupach surowców i usług czy wreszcie w produkcji i sprzedaży swoich produktów. Nowe logo ORLEN Unipetrol ułatwi wdrażanie i komunikację międzynarodowych projektów marketingowych. Jestem przekonany, że nasze nowo logo ORLEN-Unipetrol, w którym będzie tak silna marka jak ORLEN zwiększy nie tylko rozpoznawalność, ale przeloży się na korzyści biznesowe – mówi Tomasz Wiatrak, Prezes Zarządu Unipetrolu, a od 1 stycznia 2021 r. ORLEN Unipetrol.

Unipetrol jest największym w Czechach koncernem rafinerijno-petrochemicznym, zatrudniającym ponad 4,8 tys. pracowników. Z przychodami na poziomie 21,7 mld zł w 2019 r. Unipetrol znajduje się wśród sześciu największych czeskich firm. Spółka zarządza rafineriami w Litvínovie i Kralupach, spółką Spolana, jest także jedynym producentem PCW i kaprolaktamu na czeskim rynku. Działalność petrochemiczna opiera się m.in. na sfinalizowanej w 2020 r. jednej z najnowszych instalacji produkcyjnych PE3 w Litvínovie. W skład Grupy wchodzi także dwa centra badawcze w Litvínovie i Brnie. Unipetrol zarządza również największą na czeskim rynku siecią 416 stacji paliw Benzina-Grupa ORLEN oraz 13 stacjami na Słowacji. Najwyższą jakość produktów i obsługi kierowców na stacjach paliw Benzina - Grupa ORLEN potwierdza przyznany po raz czwarty tytuł „Marka Godna Zaufania”.



## Etapy przejęcia akcji Unipetrolu:

- 12.12.2017 - PKN ORLEN, posiadający 62,9 proc. akcji Unipetrol rozpoczął procedurę ogłoszenia dobrowolnego warunkowego wezwania na akcje czeskiej spółki.
- 23. 02. 2018 - PKN ORLEN zrealizował płatności na rzecz akcjonariuszy mniejszościowych, którzy odpowiedzieli na ogłoszone dobrowolne wezwanie na wykup pakietu akcji Unipetrol. Łączna wartość transakcji wyniosła ok. 3,5 mld PLN. W ten sposób Koncern osiągnął warunkowy próg wezwania zapewniając sobie 94,03% udziałów w akcjonariacie czeskiej spółki.
- 22.05.2018 - Rada Nadzorcza PKN ORLEN wyraziła zgodę na nabycie przez Koncern pozostałych akcji spółki Unipetrol reprezentujących ok. 5,97% kapitału zakładowego.
- 23.05.2018 - PKN ORLEN złożył wniosek do Czeskiego Banku Narodowego o przeprowadzenie wykupu akcji Unipetrol reprezentujących ok. 5,97% kapitału zakładowego spółki
- 20.06.2018 - PKN ORLEN otrzymał zgodę od Czeskiego Banku Narodowego na przeprowadzenie wykupu akcji Unipetrol reprezentujących ok. 5,97% kapitału zakładowego spółki.
- 28.08.2018 - Walne Zgromadzenie Unipetrolu wyraziło zgodę na przeprowadzenie wykupu przez PKN ORLEN akcji tej spółki reprezentujących ok. 5,97% kapitału zakładowego.
- 01.10.2018 – PKN ORLEN sfinalizował zakup 100% akcji Unipetrolu

Biuro Prasowe PKN ORLEN



# Pierwsze dostawy inwestorskie dla rozbudowy Terminalu LNG



*GAZ-SYSTEM odebrał pierwszą dostawę kluczowych urządzeń do nowych regazyfikatorów SCV dla Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Na terminal dotarły węzownice, w których przepływający skroplony gaz ziemny zmienia stan skupienia w lotny.*

Dostawę zorganizowano zgodnie z harmonogramem. Kolejne partie dostaw urządzeń, potrzebnych do rozbudowy Terminalu, przewidziane są w najbliższych tygodniach i będą obejmować dmuchawy, a następnie palniki, zbiorniki ciśnieniowe zbiorników ssawnych pomp HP.

Rozbudowa Terminalu LNG jest realizowana w podziale na 2 etapy.

Pierwszy polega na dobudowaniu dwóch nowych regazyfikatorów (do pięciu istniejących) i pomp kriogenicznych, co pozwoli na zwiększenie funkcjonalności i zdolności technicznych terminalu. Urządzenia kluczowe zostały zamó-



Fot. arch. GAZ-SYSTEM

wione w ramach dostaw inwestorskich w październiku i listopadzie 2019 roku. Termin zakończenia prac związanych z rozbudową przypada na koniec 2021 r.

Drugi etap obejmuje budowę trzeciego zbiornika (nieco większego od dwóch istniejących – o pojemności 180 tys. m<sup>3</sup>) oraz drugiego nabrzeża ze stanowiskiem statkowym do rozła-

dunku, załadunku i bunkrowania LNG.

Rozpoczęcie fazy budowlanej drugiego etapu rozbudowy planowane jest na pierwszy kwartał przyszłego roku. Prace powinny się zakończyć w grudniu 2023 r.

Iwona Dominiak  
Rzecznik Prasowy GAZ-SYSTEM

## Zmiany w zarządzie IDS-BUD S.A. i DIM Construction Sp. z o.o.

*Rada Nadzorcza IDS-BUD S.A. podjęła decyzję o powierzeniu stanowiska prezesa zarządu Marcino- wi Idzikowi. Będzie on łączył obowiązki z funkcją prezesa zarządu spółki technologiczno-inżynierskiej DIM Construction Sp. z o.o.*

Marcin Idzik jest menedżerem z wieloletnim doświadczeniem w branży budowlanej, energetycznej i obronnej, a także w administracji publicznej. Z grupą IDS-BUD związany jest od 2018 roku, początkowo na stanowisku dyrektora ds. eksportu, a następnie jako prezes DIM Construction – spółki technologiczno-inżynierskiej, realizującej specjalistyczne prace budowlane w oparciu o własne zasoby sprzętowe i osobowe. Od listopada 2020 roku łączy funkcję prezesa IDS-BUD z obowiązkami prezesa DIM Construction oraz DIM Serwis.

– Stając na czele IDS-BUD S.A., chcę przede wszystkim podziękować za powierzone mi zaufanie. Dołączam do zespołu doskonałych menedżerów, z powodzeniem



Marcin Idzik. Fot. arch. IDS-BUD S.A.

zarządzających realizacją niezwykle wymagających projektów. Jednocześnie mam świadomość wyzwań, przed jakimi stoi cała branża budowlana w kontekście trwającej pandemii oraz perspektyw finansowania strategicznych inwestycji energetycznych i środowiskowych.



Cieszę się zatem z możliwości dalszego zwiększania synergii IDS-BUD z zarządzaną przeze mnie spółką DIM Construction, zapewniającą generalnym wykonawcom dostęp do innowacyjnych rozwiązań technologicznych, pozwalających optymalizować proces budowlany, a także specjalistycznego sprzętu i doświadczonych załóg. Obie spółki będą nadal działać w oparciu o wypracowane wcześniej strategię, liczę jednak, że dzięki zacieśnionej współpracy będziemy w stanie konsekwentnie zwiększać portfel zamówień i poszerzać pola współpracy z partnerami biznesowymi na rynku budowlanym – powiedział Marcin Idzik, prezes IDS-BUD S.A.

IDS-BUD S.A. jest jedną z wiodących polskich spółek budowlanych. Firma posia-

da bogate doświadczenie w zarządzaniu realizacją wymagających projektów inwestycyjnych, m.in. w obszarze rozwoju sieci i obiektów energetycznych, gazowych i naftowych, rozbudowy i modernizacji infrastruktury wodociągowej, kanalizacyjnej, ciepłej i telekomunikacyjnej, a także budownictwa kubaturowego. Istotnym partnerem technologicznym IDS-BUD S.A. jest DIM Construction

Sp. z o.o., posiadająca wieloletnie doświadczenie oraz unikatowe know-how technologiczne i inżynieryjne, pozwalające na wykonywanie nawet najbardziej wymagających prac budowlanych.

Decyzją rady nadzorczej w skład zarządu IDS-BUD S.A. wchodzi następujące osoby: Marcin Idzik na stanowisku prezesa zarządu, Iwona Rudnikowska na stanowisku wicepre-

zes zarządu oraz Paweł Rejmer i Grzegorz Tomaszewski jako członkowie zarządu.

Zarząd DIM Construction Sp. z o.o. będzie działał w składzie: Marcin Idzik na stanowisku prezesa zarządu, Paweł Grünberg na stanowisku wiceprezesa zarządu oraz Sebastian Durda jako członek zarządu.

IDS-BUD S.A.

## Gazociąg Zdieszowice – Brzeg po odbiorze końcowym

*IDS-BUD S.A. zakończył prace związane z budową gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Zdieszowice – Brzeg. Partnerem generalnego wykonawcy w realizacji inwestycji była spółka technologiczno-inżynieryjna DIM Construction Sp. z o.o. Inwestorem projektu jest Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.*

Infrastruktura jest elementem nowo powstałego gazociągu wysokiego ciśnienia Zdieszowice – Wrocław o łącznej długości około 130 km. Jego trasa przebiega wzdłuż istniejącego gazociągu na terenie województw dolnośląskiego (gminy Długołęka, Czernica, Oława i miasto Oława) oraz opolskiego (gminy Skarbimierz, Olszanka, Lewin Brzeski, Dąbrowa, Opole, Prószków, Tarnów Opolski, Gogolin, Zdieszowice i Leśnica).

W ramach inwestycji IDS-BUD S.A. wybudował odcinek gazociągu o długości 80

km, średnicy 1000 mm oraz o długości 4 km, średnicy 400 mm i ciśnieniu 8,4 MPa, wraz z obiektami towarzyszącymi i infrastrukturą niezbędną do obsługi. Obiekt pomyślnie przeszedł odbiory końcowe i posiada komplet decyzji umożliwiających jego eksploatację przez inwestora.

– Realizacja infrastruktury o strategicznym znaczeniu dla bezpieczeństwa energetycznego wymaga dużego doświadczenia inżynieryjnego i wykonawczego. W przypadku gazociągu Zdieszowice – Brzeg dodatkowym wyzwaniem było duże rozdrobnienie gruntów, a także i ich niełatwa struktura geologiczna. Prace budowlano-montażowe przebiegały w oparciu o restrykcyjne zasady bezpieczeństwa na niemal 2,2 tys. działek. Cieszę się, że dzięki partnerskiej współpracy i skutecznym procedurom po stronie inwestora pandemia nie zatrzymała odbiorów końcowych oraz przekazania obiektu do eksploatacji – powiedział Marcin Idzik, prezes IDS-BUD S.A.

W ostatnich tygodniach IDS-BUD S.A. zakończył prace związane z budową i przekazaniem do eksploatacji gazociągu Tworóg – Kędzierzyn o długości około 43 km. W budowie pozostaje odcinek gazociągu Braciejówka – Tworzeń o długości około 34 km, a także odcinek o długości około 60 km stanowiący element północnej części gazociągu Polska – Litwa.

IDS-BUD S.A. jest jedną z wiodących polskich spółek budowlanych. Firma posiada bogate doświadczenie w zarządzaniu realizacją wymagających projektów inwestycyjnych, m.in. w obszarze rozwoju sieci i obiektów energetycznych, gazowych i naftowych, rozbudowy i modernizacji infrastruktury wodociągowej, kanalizacyjnej, ciepłej i telekomunikacyjnej, a także budownictwa kubaturowego. Partnerem technologicznym IDS-BUD S.A. jest DIM Construction Sp. z o.o., realizująca specjalistyczne prace budowlane w oparciu o własne zasoby sprzętowe i osobowe.

IDS-BUD S.A.



Marcin Idzik. Fot. arch. IDS-BUD S.A.

Jerzy  
Zagórski

## Powołanie Pawła Majewskiego na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG SA



Rada Nadzorcza Spółki na posiedzeniu w dniu 10 listopada 2020 r. podjęła decyzję o powołaniu z dniem 12 listopada 2020 r. Pana Pawła Majewskiego na stanowisko Prezesa Zarządu PGNiG, na okres trwania VI kadencji Zarządu Spółki, kończącej się 10 stycznia 2023 r.



Paweł Jan Majewski. Fot. Grupa Lotos

Paweł Majewski jest absolwentem Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Jagiellońskiego oraz studiów podyplomowych Executive Master of Business Administration (MBA) na Wyższej Szkole Menadżerskiej w Warszawie.

Menadżer z wieloletnim doświadczeniem w zarządzaniu spółkami kapitałowymi, w tym także z udziałem Skarbu Państwa. Pełnił funkcję prezesa Zarządu Grupy LOTOS S.A., wiceprezesa Zarządu Huty Stalowa Wola S.A., członka Zarządu w DO & CO Poland Sp. z o.o. oraz prezesa Zarządu Airport Cleaning Service Sp. z o.o. Posiada również długoletnie doświadczenie zawodowe na kierowniczych stanowiskach m.in. w PETROLOT Sp. z o.o. (obecnie ORLEN Aviation Sp. z o.o.),

a także jako dyrektor Pionu Zarządzania Marżą Zmiennej i Produkcją w PGNiG TERMIKA S.A.

Członek Rady Nadzorczej Polskiego Holdingu Nieruchomości S.A. Ponadto, zasiadał w radach nadzorczych m.in.: ZEM Łabędy Sp. z o.o., Jelcz Sp. z o.o. oraz Lotniczy Catering Service Sp. z o.o.



## GK PGNiG: pozytywne wyniki poszukiwań na prospekcie Alve Nord East w Norwegii

Spółki PGNiG Upstream Norway i Aker BP zakończyły wiercenie odwiertu poszukiwawczego na koncesji PL127C na Morzu Norweskim. W efekcie prac natrafiono na zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej.

PGNiG Upstream Norway (PUN), spółka zależna PGNiG SA, wspólnie z Aker BP ASA, operatorem prac, zakończyło realizację otworu poszukiwawczego na prospekcie Alve Nord East – ok. 7 km na północny wschód od niezagospodarowanego jeszcze złoża gazowego Alve Nord.

Podstawowym celem wiercenia było zbadanie formacji jurajskich i triasowych. Stwierdzono w nich występowanie gazu ziemnego, którego zasoby wydobywalne zostały wstępnie oszacowane na 0,5–1 mld metrów sześciennych. Ponadto otwór potwierdził nagromadzenie ropy naftowej w formacji dolnej kredy w szacowanej ilości 6,3–17 mln baryłek ropy naftowej zasobów wydobywalnych.

– Pozytywne wyniki prac poszukiwawczych na koncesji PL127C są szczególnie satysfakcjonujące ze względu na lokalizację nowo odkrytych zasobów w pobliżu złoża Skarv, które stanowi nasze największe aktywo produkcyjne na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Możliwość wykorzystania już istniejącej, dobrze rozwiniętej infrastruktury złoża Skarv pozytywnie wpłynie na koszty ewentualnego zagospodarowania zasobów Alve Nord. Tym samym przyczyni się do efektywnej realizacji dwóch podstawowych celów działalności GK PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym – poprawy wyniku ekonomicznego i dywersyfikacji dostaw gazu do Polski – powiedział Paweł Majewski, Prezes Zarządu PGNiG SA.

Odwiert na prospekcie Alve Nord East został zrealizowany przy użyciu Deepsea Nordkapp – półzanurzalnej pływającej platformy wiertniczej 6-tej generacji. Głębokość wody w miejscu wiercenia wynosi 362 metry.

W otworze przeprowadzono szereg specjalistycznych badań petrofizycznych oraz pobrano próbki gazu i ropy do analizy. W oparciu o ich wyniki firmy dokonają oceny odkrycia i zdecydują o kierunku dalszych działań.

PUN posiada 11,92 proc. udziałów w koncesji PL127C. Pozostałe 88,08 proc. należy do Aker BP, który jest operatorem.

Obecnie PUN dysponuje udziałami w 32 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (objęcie udziałów w czterech koncesjach czeka jeszcze na zgodę norweskiej administracji naftowej). Spółka prowadzi wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego z siedmiu złóż, na pięciu kolejnych prowadzi prace analityczne i inwestycyjne.



## PGNiG odkryło duże złożo gazu w Norwegii

Sukcesem zakończyło się wiercenie otworu poszukiwawczego na prospekcie Warka zlokalizowanym w obrębie koncesji PL1009 na Morzu Norweskim, w rejonie, w którym PGNiG Upstream Norway od lat prowadzi poszukiwania i wydobywanie węglowodorów. Wstępnie oszacowane zasoby wydobywalne nowo odkrytego złoża mieszczą się w przedziale od 8 do 30 mld m sześć. gazu ziemnego i kondensatu.

Prospekt Warka został po raz pierwszy rozpoznany przez PGNiG Upstream Norway w 2015 roku. Później, we współpracy z ConocoPhillips wykonano dodatkowe analizy dla tego obiektu, co zaowocowało złożeniem wspólnego wniosku koncesyjnego z propozycją wiercenia otworu. Koncesja PL1009 przyznana została firmom w ramach rundy APA2018 na początku roku 2019, a wiercenie otworu poszukiwawczego rozpoczęto w sierpniu 2020 roku. Obecnie PGNiG Upstream Norway posiada 35 proc. udziałów w koncesji, na której zlokalizowane jest nowo odkryte złożo, a jej operatorem jest ConocoPhillips z 65 proc. udziałów. Data rozpoczęcia produkcji zależeć będzie od wyników przyszłych prac rozpoznawczych oraz uzgodnionej między partnerami strategii zagospodarowania złoża.

– Odkrycie Warki jest dla nas niezwykle istotne z perspektywy strategicznego rozwoju naszej własnej produkcji gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Zależy nam na tym, by z Norwegii do Polski za pośrednictwem Baltic Pipe trafiało jak najwięcej gazu pochodzącego z naszego własnego wydobywania. Kolejne

odkrycie nowych zasobów gazu przybliża nas do tego celu – skomentował Paweł Majewski, Prezes Zarządu PGNiG. – Słowa uznania należą się naszym specjalistom z PGNiG Upstream Norway. Ten sukces jest owocem ich ciężkiej, zespołowej pracy i efektem doświadczenia zdobytego na szelfie – dodał. Wyliczenia dotyczące zasobów złoża będą aktualizowane na bieżąco na podstawie wyników analiz danych zebranych z otworu poszukiwawczego oraz w oparciu o wyniki otworów rozpoznawczych.

Nowe złożo Warka zlokalizowane jest na południowy zachód od złóż Skarv i Ærfugl, w środkowej części Morza Norweskiego, ok. 240 km na północny zachód od wybrzeży Norwegii. Głębokość morza w tym miejscu wynosi ok. 400 m. Otwór poszukiwawczy, którym odkryto złożo Warka, zakończył wiercenie na głębokości 4985 m od poziomu morza. Do wiercenia wykorzystano platformę wiertniczą Leiv Eiriksson.

Potwierdzenie obecności gazu w prospekcie Warka jest kolejnym w ostatnim czasie sukcesem PGNiG Upstream Norway. W 2019 roku na koncesji PL838 spółka odkryła złożo gazu ziemnego i ropy naftowej o nazwie Shrek, które jest obecnie przygotowywane do zagospodarowania z wykorzystaniem infrastruktury produkcyjnej Skarv.

Biuro Public Relations  
PGNiG SA



## OPEC+ nieznacznie zwiększa wydobycie ropy

Cena ropy Brent aż do połowy listopada nie przekraczała 44 USD za baryłkę. Był to jeden z czynników, które wpłynęły na zmianę stanowiska grupy OPEC+ w sprawie terminu zwiększenia wydobycia ropy. Od stycznia 2021 r. produkcja ropy miała wzrosnąć o 270 tys. t/d (2 mln b/d), co stanowi ok. 2% globalnego zużycia, teraz większość członków OPEC+ łącznie z Rosją skłania się do przesunięcia tego terminu uzasadniając możliwym spadkiem cen i niepewnym stanem rynku. Zjednoczone Emiraty Arabskie, jak również Irak są zwolennikami zwiększenia produkcji.

Pod koniec listopada ropa podrożała dochodząc do 48 USD, jednak część analityków uważa ten wzrost za chwilowy, ponadto zapasy ropy nie obniżyły się tak, jak się spodziewano, a lockdown rozszerzył się. Podtrzymanie cen nie ma solidnych podstaw, nadzieja, że wprowadzenie

szczepionki skutecznie pobudzi popyt może należeć do kategorii pobożnych życzeń. Znowu zyskują na znaczeniu czynniki geopolityczne jak odejście prezydenta Trumpa uważanego za sojusznika OPEC+ od momentu poparcia redukcji wydobycia w kwietniu br. i objęcie urzędu przez Joe Bidena, który raczej osłabi relacje USA-Arabia Saudyjska. Głos w dyskusji zabrał też przedstawiciel Algierii również dołączając do głosów za opóźnieniem ograniczeń wydobycia.

Ten stan wyczekiwania i niepewności zakończył się na 180 Konferencji OPEC rozpoczętej 29 listopada w 60 rocznicę założenia organizacji. W otwierającym obrady przemówieniu przewodniczący Konferencji, algierski minister energii Abdelmajid Attar przedstawił ocenę stanu gospodarki światowej dotkniętej głęboką recesją osiagającą -4,3%, spowodowaną pandemią COVID-19. Globalny spadek zapotrzebowania na ropę wynoszący 1,3 mln t/d jest bardzo niepokojący dla producentów. Jednak w dalszej części swoich wywodów minister Attar zarysował optymistyczną wizję przyszłego roku ze wzrostem gospodarczym 4,4% i znacznym zwiększeniem zapotrzebowania na ropę w ilości 830 tys. t/d.

Właściwa dyskusja nad taktyką kartelu w najbliższym okresie odbyła się na naradzie ministrów państwa członkowskich 3 grudnia. Podobnie jak obrady 180 Konferencji, było to spotkanie online. Nie było już tak optymistycznego nastroju, przypomniano, że pandemia nie mija, jest prawdziwym zagrożeniem i zimowe miesiące mogą przynieść nieprzewidywalne komplikacje. Z tego względu zaplanowano comiesięczne spotkania ministrów OPEC+ począwszy od stycznia 2021 r. w celu oceny stanu rynku i podejmowania decyzji co do dalszych korekt wielkości produkcji ropy. Ostatecznie, po 4-dniowych negocjacjach podjęto dobrowolne postanowienie o skorygowaniu limitów wydobycia i zwiększeniu ich o 500 tys. b/d czyli o 68 tys. t/d. Wiadomości z Wiednia wpłynęły na uspokojenie na giełdach i zahamowanie wzrostu cen. Pierwsze komentarze są pozytywne, decyzja jest oceniana jako wyważona i przemyślana, ostrożna, ale przez to bardziej wiarygodna niż forsowana wcześniej propozycja zwiększenia wydobycia o 2 mln baryłek dziennie (272 tys. t/d). Jedną z przyczyn przyjęcia obecnego rozwiązania jest obawa arabskich producentów, że wzrost ceny ropy powyżej 50 USD wzmocni producentów ropy z łupków w USA i ożywi konkurencyjne źródło surowca.

Na kolejnym spotkaniu delegacji niewątpliwie będą się zastanawiać, jak zareagować na odbudowę wydobycia w Libii i wzrost eksportu (por. niżej „Ropa libijska ponownie na rynku”). Drugim potencjalnym eksporterem, który może

naruszyć obecną względną równowagę jest Iran, który już zapowiedział, że po zniesieniu sankcji USA może zwiększyć eksport ropy ponad 272 tys. t/d. Pozostają też kontrowersje wewnątrz OPEC – tarcia między Arabią Saudyjską i grupą skupioną wokół Zjednoczonych Emiratów Arabskich.



## Wiercenia na świecie w latach 2018-20

W ubiegłym roku z zestawienia wierceń na świecie wynikało, że globalnie liczba otworów wiertniczych nie zmieniła się, spadek wyniósł tylko 0,3%, natomiast wystąpiły różnice w regionach. Załamanie w sektorze naftowym Wenezueli miało swoje negatywne odbicie również w wierceniach, spadek o 11,7% nastąpił także w Malezji, natomiast 15-procentowy wzrost zanotowano w Afryce, przy czym w Angoli było to 29%, w Norwegii 3%, w Argentynie 5,5%

Zupełnie inny obraz pokazuje statystyka tegeroczna – zamiast wzrostu lub stabilizacji mamy ogólnoswiatową recesję, spadki objęły wszystkie regiony i różnice polegają tylko na ich skali. Liczba wierceń zmniejszyła się z 64184 do 47099 tj. o 26,6% (tab. 1). Jeszcze większe spadki występują w poszczególnych regionach. Pandemia i kryzys najbardziej dotknęły kraje OECD, natomiast Bliski Wschód i Azja słabiej odczuły ich negatywny wpływ. Największy spadek nastąpił w USA: w 2019 wykonano 22140 wierceń, prognoza dla 2020 przewiduje tylko 10821 wierceń, co stanowi zmniejszenie o 51%. Znamienne jest stwierdzenie z wrześniowego wydania „World Oil”: „Jeśli te liczby potwierdzą się, będzie to najniższy poziom od 122 lat tj. od roku 1898, gdy wykonano 8644 otwory”. Zmniejszyło się wydobycie ropy, które w maju wyniosło tylko 1,36 mln t/d, w sierpniu wzrosło do 1,46 mln t/d mimo wstrzymania eksploatacji w Zatoce Meksykańskiej w czasie huraganu Laura i według oceny rządowej agencji EIA do końca roku osiągnie 1,52 mln t/d. Jednak tak znaczne obniżenie aktywności wiertniczej będzie miało wpływ na wielkość produkcji w przyszłym roku, bo mobilizacja urządzeń wiertniczych zajmie więcej czasu niż ich unieruchomienie.

W Kanadzie spadek ilości wierceń jest mniejszy i wynosi 36,4% (4889 wierceń w 2019 r. i 3108 w 2020 r.). Dotyczy to zarówno wierceń lądowych jak i morskich w rejonie Nowej Fundlandii i Labradoru. Niepewna jest kontynuacja inwestycji naftowych w Kolumbii Brytyjskiej, bo rząd w prowincji przejęła partia

Tabela 1. Wiercenia na świecie w latach 2018-20 (według World Oil, 2020)

Region	2018		2019		2020 (prognoza)	
	Ilość otworów	Metraż	Ilość otworów	Metraż	Ilość otworów	Zmiana 2019:2020 w %
Ameryka Północna	30949	112492356	26164	5322724	14201	-45,7
Ameryka Południowa	2575	5219958	2380	1362425	1099	-53,8
Europa Zachodnia	412	1531412	461	31598680	314	-31,9
Rosja i Europa Wschodnia	10759	31918749	10236	2943062	9249	-13
Afryka	829	2257926	1096	7884577	860	-21,5
Bliski Wschód	3010	8081219	2998	47961756	3207	-7,5
Daleki Wschód	20881	49784394	20110	731869	18346	-8,8
Australia i Oceania	268	575276	339	201347791	258	-23,9
<b>Razem świat</b>	<b>69683</b>	<b>211861291</b>	<b>64184</b>	<b>211861291</b>	<b>47099</b>	<b>-26,6</b>

Zielonych, która jest przeciwna temu kierunkowi rozwoju. Wywołało to nawet tarcia między naftową prowincją Alberta a Kolumbią Brytyjską. Plany Meksyku były ambitne, początkowo zakładano wzrost o 20%, później obniżono do 6%, ale zwolnienie 8000 pracowników w firmach serwisowych nie zapowiada możliwości wykonania tych zamierzeń.

W zachodniej Europie najmniejszy spadek nastąpił w Norwegii, która uniknęła drastycznej redukcji, bo liczba wierceń zmniejszyła się o 11,9% przy średniej dla regionu -31,9%. Zupełnie inaczej kształtowała się sytuacja w Wielkiej Brytanii, gdzie spadek oznacza redukcję o 54,8%. Dane z Europy Wschodniej, Rosji i państw b. ZSRR w statystyce „World Oil” są zgrupowane w dziale „Wschodnia Europa/WPNI”. Widocznie redakcja miesięcznika nie zauważyła zmian politycznych w Europie w 1989 r. i nadal niektóre kraje Unii traktuje jako członków RWPG. Wskaźnik -13% (taki sam jest w Rosji) jest niższy od średniej światowej.

Najmniejsze straty potencjału wiertniczego poniosły kraje Bliskiego Wschodu - jako całość straciły jedynie 7,5%. Znacznie mniej korzystna jest sytuacja Iraku ze spadkiem 36,9%, również aktywność wiertnicza w Arabii Saudyjskiej spadła o 15,2%, w Zjednoczonych Emiratach Arabskich o 10%. Nieco niższy wskaźnik -8,8% jest w Azji południowo-wschodniej, jednak i tam występuje spore zróżnicowanie, od 8-procentowego spadku wierceń w Chinach, przez 9,4% dla Indii i do 15,3% w Malesji. Regres w wierceniach nastąpił również w Australii i na Pacyfiku, głównie za sprawą Australii ze spadkiem 24,1%.

Duże redukcje liczby wykonanych wierceń nastąpiły w Afryce – 24,2% w Nigerii, 22,2% w Algierii i 17,6% w Angoli. Ameryka Południowa wraz z Północną najmocniej odczuła skutki pandemii i osłabienia gospodarki, co zaznaczyło się regionalnym spadkiem -53,8%, przy czym w Wenezueli było to -66%, a w Argentynie -63,1%. Na tym tle zupełnie wyjątkowy jest

wzrost ilości wierceń w Brazylii szacowany na 36,3%.

Ogółem w 2019 r. na świecie odwiercono 211,8 mln mb.



## Emisja ze spalania paliw była najwyższa w 2019 r.

Portal *Bloomberg Energy Finance* opublikował wyniki badań emisji ze spalania paliw kopalnych na świecie. W 2019 r. poziom emisji osiągnął najwyższy dotychczasowy poziom. W 2020 r. wskutek pandemii i ograniczeń emisja zmniejszyła się o 8%. Autorzy raportu zakładają, że nawet po nadejściu ożywienia gospodarczego emisja nie powróci do wielkości z 2019 r. Wynika to ze zwiększenia udziału energii z wiatru i słońca, wzrostu ilości pojazdów elektrycznych i poprawy efektywności energetycznej w przemyśle. Wśród paliw kopalnych jedynie zużycie gazu ziemnego będzie wzrastało do roku 2050. Spalanie węgla osiągnie maksymalną wielkość w 2027 r. w Chinach i Indiach. *Bloomberg* przewiduje, że emisja sektora energetycznego będzie utrzymywać świat na ścieżce wzrostu temperatury o 3,3° C do roku 2050, znacznie wyżej niż akceptowalny poziom 2° C. Aby utrzymać taki poziom należałoby ograniczać emisję o 6% rocznie, a dla limitu 1,5° C o 10% rocznie.



## Czynniki kształtujące cenę ropy

Codziennymi notowaniami cen ropy naftowej, a szczególnie najpopularniejszymi, jak WTI na giełdzie nowojorskiej i Brent na giełdzie londyńskiej, interesują się nie tylko maklerzy giełdowi i menadżerowie sektora naftowego.

W kolejnych tygodniach od 5 października cena ropy Brent utrzymywała się w przedziale 37,61 USD-43,36 USD, był to więc względnie spokojny okres i wahania tygodniowe wynosiły 6-7%. Tak było do 6 listopada.

Jeśli zestawimy czynniki, które wpływają na ruch cen, to w pierwszej kolejności należy wymienić politykę, a ściślej biorąc, geopolitykę. Na początku października rozpoczął się konflikt w Górskim Karabachu, odżyły także napięcia między Grecją i Turcją, ale nie wydawały się na tyle poważne, aby stanowiły zagrożenie dla ruchu tankowców. W następnym tygodniu uspokajającą informacją był stan zdrowia prezydenta Trumpa po zakażeniu COVID 19. Później w tej kategorii były już tylko doniesienia z przebiegu z kampanii wyborczej w USA uznane w sumie za neutralne pod względem wpływu na ceny.

Drugim ważnym czynnikiem cenotwórczym jest globalna podaż ropy - w pierwszym okresie nie wykazywała większych dysproporcji, które mogłyby wpływać na ceny. Nierozwiązanym miejscem była Zatoka Meksykańska, jednak negatywny wpływ huraganu Laura na wydobycie został w miarę szybko opanowany. W następnych tygodniach przywrócono zdolności produkcyjne w Zatoce i rozpoczęła się odbudowa zapasów. Stabilny stan zakończył się w listopadzie po zawarciu pokoju w Libii i po dopływie ropy libijskiej na rynek. Cena ropy WTI spadła 30 października do 35,75 USD, co wywołało redukcję wydobycia w USA. Był to chwilowy impuls, ale indeks WTI nie powrócił do poziomu powyżej 40 USD z pierwszej połowy miesiąca.

Stan gospodarki na świecie w trakcie trwającej pandemii nie sprzyja ożywieniu produkcji, handlu i mobilności i z tego powodu nie miał wpływu na ceny. Wyjątkiem jest gospodarka chińska, która nie tylko odrobiła straty z początku roku, ale osiągnęła wzrost, co może przyczynić się do nowych zamówień np. w sektorze *offshore*. W drugiej połowie października nie było pozytywnych sygnałów, trwało oczekiwanie na działanie zapowiadanych impulsów



pobudzających gospodarkę, więcej uwagi zwracano też na potencjalne konsekwencje nadchodzących wyborów w USA.

W sekwencji *upstream-downstream* ważną rolę odgrywa przemysł rafineryjny, którego reakcje popytowe mają wpływ na ceny. Słabnące ceny ropy w październiku obniżyły przychody rafinerii i zmniejszyły zapotrzebowanie na surowiec. Z kolei wiadomości o ponownym wprowadzeniu *lockdownu* w Europie i Azji wpłynęły na ceny produktów na całym świecie. Na początku listopada podobnym sygnałem dla rafinerii były wypowiedzi epidemiologów o nasileniu aktywności wirusa w zimie.

Jeśli mówimy o rynku, to w tej dziedzinie dużą rolę odgrywają poglądy, przyzwyczajenia i reakcje handlowców i można się spodziewać bardzo dużego zróżnicowania opinii i podejścia do transakcji. Na początku października ten stan był oceniany jako niespokojny wskutek dużych ruchów cen *futures* dla ropy i produktów naftowych. Nieznacznie wzrosło zainteresowanie kontraktami na benzynę i niskosiarkowy olej napędowy, przy czym był to wzrost jednocentowy, podczas gdy kontrakty na ropę zwiększyły się o 3%. Następne trzy tygodnie przebiegały spokojnie i dopiero początek listopada przyniósł zmiany w postaci 3-procentowego spadku kontraktów na ropę *Light Sweet* na giełdzie nowojorskiej. Kontrakty długoterminowe wzrosły o 15%, natomiast bez zmian pozostały kontrakty na benzynę i niskosiarkowy olej napędowy. Na tej podstawie analitycy przewidują ruchy cen w następnym tygodniu tj. od 9 listopada.

Jak widać, wachlarz wydarzeń, decyzji i informacji mających wpływ na ceny jest bardzo szeroki, chociaż przegląd obejmuje tylko jeden miesiąc. Należy też uwzględnić fakt, że opinie i oceny są formułowane przez analityków amerykańskich, co oczywiście powoduje określoną selekcję zagadnień i preferencji.



## Turcja rozpoczyna drugie wiercenie na Morzu Czarnym

Turecka firma *TPAO* przystąpiła do wiercenia drugiego otworu na odkrytym w sierpniu br. złożu *Sakarya*, ok. 180 km od lądu. Wiercenie *Turkali-1* zostanie wykonane ze statku wiertniczego „*Fatih*”. W celu przyspieszenia rozpoznania *TPAO* skierowało na Morze Czarne drugi statek „*Kanumi*”. Prezydent *Erdogan* zapowiedział rozpoczęcie eksploatacji w 2023 r. Według informacji ministerstwa energii wydobycie gazu w 2025 r. wyniesie 15 mld m<sup>3</sup> rocznie.

Po zbadaniu głębiej zalegających utworów dolnego pliocenu-górnego miocenu w pierwszym odwiercie *Tuna-1* stwierdzono występowanie drugiego horyzontu gazonośnego o miąższości 30 m. Zasoby złoża *Sakarya*, początkowo szacowane na 320 mld m<sup>3</sup> gazu, zwiększyły się do 405 mld m<sup>3</sup>.



## Ponad 1 mln m<sup>3</sup>/d gazu z jednego otworu

Rekordową produkcję gazu ponad 1 mln m<sup>3</sup>/d uzyskano w próbach w jednym z wierceń na złożu *Leningradskoje* na Morzu Karskim. Wynik otrzymano po opróbowaniu górnej części interwału gazonośnego, wskazuje on na większą produktywność niż poprzednio szacowano. W czasie normalnej eksploatacji wydobycie wynosi 600 tys. m<sup>3</sup>/d. Jak podaje *Gazprom*, jest to najlepszy wynik produkcyjny osiągnięty dotychczas na szelfie Arktyki. Złoże gazowo-kondensatowe *Leningradskoje* znajduje się na północny zachód od półwyspu *Jamał*, jego zasoby są oceniane na 1,6 bln m<sup>3</sup> gazu. Połączone jest z ośrodkiem wydobycia na półwyspie obejmującym 32 złoża o łącznych zasobach 25,5 bln m<sup>3</sup> gazu, 1,6 mld t kondensatu i 300 mln t ropy.



## CGG przygotowało studium energii geotermalnej

Odpowiadając na zwiększone zainteresowanie przejściem do źródeł energii o niskiej emisji CO<sub>2</sub> firma *CGG* powołała zespół ds. energii geotermalnej, który przygotował opracowanie będące podsumowaniem wyników badań wykonanych w 130 lokalizacjach na świecie. Multidyscyplinarny zespół wykorzystał 700 tys. pomiarów temperatury wgłębnej do analiz i zbadania potencjału energii geotermalnej na świecie. Najbardziej znane są elektrownie w strefach wulkanicznych, ale znaczne możliwości rozwoju istnieją też w basenach sedimentacyjnych, zajmujących znacznie większą powierzchnię. Otwiera to nowe obszary i rejony, gdzie może być wykorzystana energia geotermalna. *CGG* wykorzystało długoletnie doświadczenie uzyskane w badaniach geofizycznych wykonywanych do celów poszukiwań naftowych. Studium jest skierowane do czoło-

wych firm energetycznych i wskazuje lokalizację alternatywnych źródeł energii ważnych w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła w okresie przejściowym do czystej energii.



## Zyski i straty dużych firm w III kwartale

Trzeci kwartał tego roku dla wielu firm okazał się bardzo trudnym okresem, choćby ze względu na ceny ropy, które w USA utrzymywały się poniżej 40 USD, a w Europie powyżej 40 USD z wyjątkiem krótkotrwałego spadku na początku września. Znalazło to swoje odbicie w wynikach finansowych – przeważnie jako strata, rzadziej jako wynik dodatni. Zysk odnotowały *BP*, *Chevron*, *Repsol*, *Shell* i *Total*, przy czym *Chevron* spodziewał się straty, ale ostatecznie zakończył z zyskiem 201 mln USD (rok wcześniej było to 2,9 mld USD). Stratę w wysokości 207 mln USD wykazał *ExxonMobil*, zwalniając jednocześnie 14000 pracowników, *ENI*, *ÖMV*, *Hess*, *Marathon Oil* ze stratą 317 mln USD, podczas gdy rok temu był zysk 165 mln USD i *Occidental Petroleum* ze stratą 3,8 mld USD. W tym ostatnim przypadku na wyniku zaważyło nabycie ub. roku *Anadarko Petroleum* kosztem 38 mld dolarów.



## Kwartalny zysk Saudi Aramco mniejszy o 45%

W komunikacie z 3 listopada br. saudyjski koncern poinformował, że zysk netto za III kwartał br. wyniósł 44,2 mld riali (11,79 mld USD), co oznacza spadek 44,6% w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku. Wówczas zysk wynosił 79,84 mld riali czyli 21,28 mld USD. Niskie ceny ropy w marcu bardzo silnie wpłynęły na przychody firm naftowych i to skłoniło *Aramco*, podobnie jak *Shell* i *BP* do zmniejszenia nakładów inwestycyjnych w tym roku i w następnym. Jednocześnie dyrektor generalny *Aramco* *Amin Nasser* podtrzymał zapowiedź wypłaty dywidendy za rok 2020 w wysokości 281,26 mld riali (75 mld USD) i wypłaty dywidendy za III kwartał w wysokości 70,31 mld riali (18,75 mld USD). Analityk banku inwestycyjnego *EFG Hermes* zwraca uwagę na fakt, że wypłata dywidendy zwiększy deficyt finansowy lub wymagać będzie dalszej redukcji nakładów inwestycyjnych.

## Nowy prezydent USA i przemysł naftowy

Komentator „World Oil” napisał 6 listopada „... tylko centymetry dzielą Joe Bidena od zwycięstwa w kolegium elektorów” – to zdanie pokazuje, jak silne było przekonanie o wygranej Donalda Trumpa. Autor zastanawia się nad skutkami poparcie prezydenta-elekta dla odejścia od paliw kopalnych. Największymi zmianami może być wstrzymanie wierceń na obszarze chronionego krajobrazu ANWR na Alasce i zamknięcie ropociągu *Dakota Access*. Opinie szefów firm naftowych (*Marathon Oil* i *Pioneer Natural Resources*) wyrażają przede wszystkim obawy o uzyskanie dostępu do terenów federalnych w stanie Nowy Meksyk. Jest to część basenu permskiego związana z eksploatacją gazu z łupków i zezwolenia na poszukiwania zależą od BLM – federalnego Biura Zarządzania Terenami. Mniejszy jest niepokój dostawców energii, usług komunalnych i przesyłowych (*Dominion Energy*, *Engie* i *Energy Transfer*), które mają rozległe sieci dystrybucyjne i obsługują zarówno dużych odbiorców energii jak i konsumentów domowych. Niektórzy jednak mają też nadzieję, że przewaga republikanów w Senacie umożliwi zablokowanie Nowego Zielonego Ładu.

## Pierwszy gaz z gazociągu TAP

Wraz z uruchomieniem 17 listopada br. przesyłu gazu z Grecji przez Albanię do Włoch gazociągiem TAP (*Trans Adriatic Pipeline*) zaczął funkcjonować Południowy Korytarz Gazowy, ważna magistrala dostarczająca gaz z Azerbejdżanu, ze złoża Szach Deniz II na Morzu Kaspijskim, do Europy Południowej. Budowa gazociągu TAP o długości 878 km trwała 4,5 roku i pochłonęła 4.5 mld euro. Zdolność przesyłowa TAP wynosi obecnie 10 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, udziałowcy konsorcjum budującego gazociąg planują powiększenie jego przepustowości do 20 mld m<sup>3</sup> rocznie. Spodziewają się też, że zalety nowego połączenia w pełni zostaną docenione latem 2021 roku po zintegrowaniu TAP z krajowym systemem gazowniczym, oczywiście jeśli pandemia wygaśnie.

## Wzrost wydobycia ropy w Norwegii w październiku br.

Rząd norweski 29 kwietnia wprowadził ograniczenia wydobycia ropy w II półroczu br. Główne powody to strajki i przeglądy techniczne instalacji. Zdecydowano również o opóźnieniu zagospodarowania niektórych złóż. Jak podaje Norweski Dyrektoriat Naftowy, wydobycie, które we wrześniu wyniosło 240,9 tys. t/d, w październiku wyniosło 255,2 tys. t/d płynnych węglowodorów. Złożyło się na to 219 tys. t/d ropy, 34,4 tys. t/d ciężkich frakcji węglowodorów i 1904 t/d kondensatu. Produkcja była niższa o 6.6% od założeń NPD.

## Ropa libijska ponownie na rynku

Analitycy z banku inwestycyjnego *Goldman Sachs* są zaskoczeni szybkim powrotem ropy libijskiej na rynek. Rozpoczęta w 2011 r. wojna domowa spowodowała załamanie produkcji ropy wynoszącej wówczas 217 tys. t/d. Wyłączenie wielu złóż z eksploatacji i brak inwestycji w infrastrukturę spowodowało nie tylko redukcję eksportu, ale również ograniczenie konsumpcji krajowej. Narodowy koncern *NOC* (*National Oil Corp.*) poinformował 7 listopada o wydobyciu w wysokości 141 tys. t/d ropy. Libia ze względu na sytuację wewnętrzną została wyłączona z ograniczeń wydobycia wprowadzonych przez grupę OPEC+. Szef *NOC* Mustafa Sanalla zapowiedział osiągnięcie w grudniu produkcji w wysokości 176 tys. t/d ropy.

## Najgłębsze wiercenie w basenie Gujana-Surinam

Konsorcjum *ExxonMobil*, *Cataleya Energy*, *Ratio Guyana* i *Hess Corp.* zakończyło wiercenie najgłębszego jak dotychczas otworu w basenie Gujana-Surinam o głębokości 7633 m. Jest to odwiert Tanager-1 zlokalizowany w obrębie bloku Kaieteur położonego na NE od bloku Stabroek. Przewiercono interwał roponośny o miąższości netto 16 m w piaskowcach mastyrychtu o bardzo dobrych własnościach zbiornikowych, w którym stwierdzono występowanie ropy, ale cięższej niż w złożu Lisa. Głębiej, w utworach santonu i turonu występują kolejne

horyzonty produktywne wymagające dalszych badań. Wstępnie akumulacja została sklasyfikowana jako nieprzemysłowa.

Wyniki wiercenia Tanager-1 potwierdzają jednak, że perspektywiczna górnokredowa pokrywa osadowa rozciąga się dalej na północ od bloku Stabroek. Na omawianym obszarze wykonano w 2017 r. 5750 km<sup>2</sup> zdjęć sejsmicznych 3-D i wyznaczono liczne nowe struktury, na których planowane są następne wiercenia. Już w grudniu br. *ExxonMobil* zamierza wierceć na sąsiednim bloku Canje otwór Bulletwood-1. Na bloku Stabroek w odległości ok. 50 km od odwiertu Lisa-1 zaprojektowano wiercenie Hassa-1. Do poszukiwań włączył się *Petronas*, który rozpoczął wiercenie swojego pierwszego otworu Sloanea-1 na bloku 52 w Surinamie.

Agencja konsultingowa przypomina, że w Gujanie, zanim nastąpił sukces w postaci złoża Lisa, odwiercono 40 otworów negatywnych.

## Przemysł naftowy czeka, co zrobi Joe Biden

Początek objęcia funkcji prezydenta Stanów Zjednoczonych przez Joe Bidena zbliża się i trwa oczekiwanie, jakie hasła i obietnice składane w kampanii wyborczej będą wprowadzane w życie (por. WNIg nr 8/20, 9/20 i 11/20). Wiele punktów z programu Partii Demokratycznej dotyczących klimatu i eksploatacji złóż ropy i gazu było dość radykalnych, np. Bernie Sanders i Elizabeth Warren domagali się całkowitego zakazu stosowania szczelinowania hydraulicznego oraz zakazu eksportu ropy. Joe Biden chciał też zmniejszyć wykorzystanie gazu ziemnego z obecnych 41% do 36% już w 2021 r. Obawy menedżerów przemysłu naftowego koncentrowały się wokół wstrzymania poszukiwań na obszarach chronionego krajobrazu na Alasce, zamknięcia ropociągu *Dakota Access* i dostępu do terenów federalnych w stanie Nowy Meksyk. Teraz Biden zamierza realizować swój plan w dziedzinie czystej energii i sprawiedliwego zarządzania środowiskiem naturalnym. Jest on w znacznej mierze zbieżny z planem *New Green Deal* wysuniętym przez republikańską kongreswoman A. Ocasio-Cortez, lecz mniej radykalny, bo zakłada odejście od paliw kopalnych w 2050 r. zamiast w 2040 r. jak postuluje *New Green Deal*. Stany Zjednoczone wróciłyby do porozumienia paryskiego z 2015 r., możliwy byłby również powrót do

spotkań liderów światowych (*Major Economic Forum*) i współpracy w zakresie poprawy klimatu. Dla USA celem byłoby uzyskanie neutralności klimatycznej w 2050 r. Istotną rolę w osiągnięciu tego stanu będzie odgrywać termomodernizacja, rozwój transportu publicznego, samochody elektryczne wraz z towarzyszącą infrastrukturą i wychwytywanie dwutlenku węgla. Nie będzie ogólnokrajowego moratorium na eksploatację gazu z łupków, jednak nie będą wydawane pozwolenia na poszukiwanie złóż gazu z łupków ani na terenach federalnych, ani na obszarach w gestii rządu USA. Obecnie 90% gazu z łupków jest wydobywane na gruntach prywatnych.

Wiele z tych przedsięwzięć jest już realizowanych, np. sektor energetyczny zmniejszył emisję o 30%. Koszt planu Bidena w ciągu 4 lat wyniesie 2 bln USD, a do jego przyjęcia przez Kongres i Senat konieczne będzie uzyskanie poparcia republikanów. Sondaże wskazują, że 2/3 ankietowanych opowiada się za większym zaangażowaniem rządu w ochronę klimatu. Istotnym argumentem za takimi działaniami jest sprawa bezpieczeństwa narodowego, uważana w społeczeństwie amerykańskim za bardzo ważną. Zmiany klimatyczne powodują zagrożenia instalacji krytycznych dla bezpieczeństwa i gospodarki – w ciągu 20 lat spośród 79 takich instalacji krytycznych aż 53 były zagrożone powodzią, 43 z powodu suszy, 36 pożarami. Huragan Michael unieruchomił na miesiąc w bazie lotniczej 1/3 myśliwców F-22. Podobne zdarzenia przypominają związek między efektami codziennej aktywności i długofalowymi skutkami klimatycznymi.

Jerzy Zagórski

Źródła: Bloomberg, CGG, ExxonMobil, Hart Energy, NPD, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Reuters, rp.pl, TPAO, World Oil.



## Powołanie prezesa Zarządu Grupy LOTOS

Rada Nadzorcza Grupy LOTOS S.A. zakończyła 7 grudnia br. postępowanie kwalifikacyjne na stanowisko prezesa Zarządu Grupy LOTOS S.A. X wspólnej kadencji. Zgodnie z decyzją Rady z dniem 7 grudnia br. stanowisko to objęła Zofia Maria Paryła.

Prezesem Zarządu spółki została wybrana Zofia Paryła, która dotąd pełniła obowiązki prezesa Zarządu i obejmowała stanowisko wiceprezesa Zarządu ds. finansowych. W Zarządzie Grupy LOTOS S.A. zasiadają również: Artur Cieślak, wiceprezes ds. strategii i rozwoju, Marian Krzemiński, wiceprezes ds. inwestycji i innowacji, Piotr Walczak, wiceprezes ds. produkcji i handlu oraz Jarosław Wittstock, wiceprezes ds. korporacyjnych.



Zofia Paryła. Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

W Zarządzie Grupy LOTOS S.A. zasiada od 25 lipca 2019 roku, pełniąc funkcję wiceprezesa Zarządu ds. finansowych. Decyzją Rady Nadzorczej od 12 listopada br. pełniła obowiązki prezesa Zarządu.

Absolwent Executive Master of Business Administration (MBA). Posiada tytuł magistra Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie, będąc absolwentem Wydziału Zarządzania na kierunku rachunkowość.

Karierę zawodową rozpoczęła 1985 roku w Krajowej Państwowej Komunikacji Samochodowej w Krakowie. W latach 1997 – 2017 związana z sektorem prywatnym. Ostatnie dwa lata pełniła funkcję wiceprezesa Zarządu, Energa Centrum Usług Wspólnych Sp. z o.o.

Posiada liczne certyfikaty z zakresu zarządzania, księgowości i rachunkowości, jak również certyfikat uzyskania kwalifikacji wykształcenia dla kandydatów na członków organów nadzorczych spółek z udziałem Skarbu Państwa.

Biuro Komunikacji Zewnętrznej,  
Grupa LOTOS S.A.



## GAZ-SYSTEM zakończył ważny etap przebudowy gazociągu Goleniów – Police

Spółka w listopadzie br. zakończyła pierwszy etap tej inwestycji, który zakładał realizację przewiertu sterowanego HDD w technologii Intersect pod rzeką Odrą.

„Na przebudowie gazociągu Goleniów - Police skorzysta gospodarka województwa zachodniopomorskiego. Dodatkowo dzięki takiemu sposobowi przeprowadzenia inwestycji możliwy będzie transport między Świnoujściem a Szczecinem jednostkami śródlądowymi o większym tonażu” – powiedział Krzysztof Jackowski, wiceprezes GAZ-SYSTEM.

Gazociąg Goleniów - Police jest jednym z najważniejszych elementów gazowej sieci przesyłowej na Pomorzu Zachodnim. Zasila w gaz m.in. miasto Szczecin oraz zakłady chemiczne w Policach. Inwestycja ta została podzielona na dwa etapy.

Pierwszy z nich obejmuje przekroczenie Roztoki Odrzańskiej metodą przejścia podziemnego oraz demontaż dwóch nitek starego gazociągu DN500 i DN400. Podczas tych prac na terenie Roztoki wykonano w listopadzie pierwszy w Polsce przewiert sterowany HDD w technologii Intersect, o długości 1814 m. Prace z wykorzystaniem tej metody polegały na jednoczesnym wierceniu otworu pilotowego z przeciwnych brzegów rzeki w dwóch kierunkach. Przewiert wraz z wciągnięciem gazociągu wykonywany był od września do listopada.

Drugi etap inwestycji rozpocznie się w przyszłym roku. Zgodnie z przyjętymi założeniami na terenie gmin Police oraz Stepnica zostanie ułożony nowy gazociąg o długości 8 km. W tym przypadku także zostanie wykorzystana technologia bezwypukowa. Łącznie wykonane zostaną cztery przewiertu o długości od 700 m do 2 000 m. Zakończenie tego etapu planowane jest w 2023 roku.

Aspekt środowiskowy tego przedsięwzięcia jest także bardzo istotny. Zakres prac obejmuje bowiem usunięcie ok. 4 km odcinka starego gazociągu, biegnącego przez tereny Rezerwatu Olszanki. Demontaż rury znosi obowiązek utrzymania strefy kontrolowanej dla gazociągu, dlatego nie będzie potrzeby monitorowania i ingerowania w tamtejszą przyrodę. Efektem będzie większy rozwój fauny i flory oraz swobodna migracja zwierząt na terenie rezerwatu.

Iwona Dominiak  
Rzecznik Prasowy GAZ-SYSTEM

# Wspomnienie o Koledze Stanisławie Józefczyku

Śmierć zawsze jest nie na miejscu i zawsze nie w porę — za szybko. . .



*Z głębokim żalem informujemy, że w dniu 30 października br. w wieku 67 lat, zmarł nagle nasz Kolega śp. Stanisław Józefczyk.*

Swoją pracę zawodową rozpoczął w 1973 roku w Przedsiębiorstwie Poszukiwań Naftowych w Jaśle, a potem, od 1977 roku, swoją ścieżkę kariery zawodowej związał z firmą Budownictwo Naftowe „Naftomontaż”, a następnie z PGNiG Technologie S.A., gdzie pracował do czasu odejścia na emeryturę.

Jego osiągnięcia w dziedzinie przemysłu naftowo-gazowniczego to m.in. nadzór nad budową gazociągu jamalskiego, projektowanie i nadzór nad realizacją zadań związanych z zagospodarowaniem kopalń ropy i gazu na Niżu Polskim.

Został odznaczony Srebrnym Krzyżem Zasługi, posiadał srebrną odznakę NOT oraz odznakę Zasłużony dla Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, a także Zasłużony dla Górnictwa RP.

Był organizatorem, wielu sympozjów i konferencji naukowo-technicznych, członkiem komitetów organizacyjnych Kongresów Naftowców

i Gazowników, organizatorem wielu wycieczek naukowo-technicznych, niezliczonych uroczystości barbórkowych. Dał się poznać jako sympatyczny kolega, mentor, zawsze chętnie dzielił się swoją wiedzą i doświadczeniem z młodszymi kolegami.

Swój czas poświęcał również na aktywną działalność na rzecz Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego (SITPniG). W latach 2004-2020 był początkowo członkiem Głównej Komisji Rewizyjnej SITPniG, następnie wiceprzewodniczącym, a w kadencjach 2012-2016 i 2016-2020 jej przewodniczącym. Jego dokonania i pracę uhonorowano nadaniem Mu godności Honorowego Członka SITPniG, a także srebrnej, złotej i diamentowej Odznaki SITPniG.

Będziemy Go wspominać jako doskonałego fachowca, o niezmiennie pozytywnym nastawieniu do życia i ludzi, serdecznego i dobrego człowieka.

Krzysztof Knap

Jan Sęp



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



## Kalendarium

**3.11.2020 r.** w głosowaniu elektronicznym zostały podjęte uchwały dotyczące: wysokości zapomogi przyznawanej przez Komisję ds. Pomocy Koleżeńskiej, ustalenia wysokości składki członkowskiej członków zwyczajnych obowiązującej od 2021 r. i wykorzystania środków finansowych otrzymanych w ramach subwencji Polskiego Funduszu Rozwoju (tarcza 4.0).

**19.11.2020 r.** w głosowaniu elektronicznym została podjęta uchwała zatwierdzająca projekt założeń do przygotowania prowizorium budżetowego SITP NiG na rok 2021.

**30.11.2020 r.** odbyło się on-line posiedzenie Kapituły Honorowej Szpady SITP NiG. Kapituła przeprowadziła weryfikację kandydatów do nadania „Honorowej Szpady SITP NiG” dla Najlepszych Absolwentów Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska oraz Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu Akademii Górniczo-Hutniczej w roku akademickim 2019/2020.

## Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

**90 lat**

Teodozja Cybulska z Oddziału w Warszawie II

**75 lat**

Stanisław Łuszcz z Oddziału w Gdańsku

**70 lat**

Albina Podalak z Oddziału w Poznaniu

Barbara Dałętko z Oddziału w Sanoku

Ludwik Oleszczuk z Oddziału w Sanoku

Janina Głowa z Oddziału w Sanoku

Konrad Jaworski z Oddziału w Warszawie II

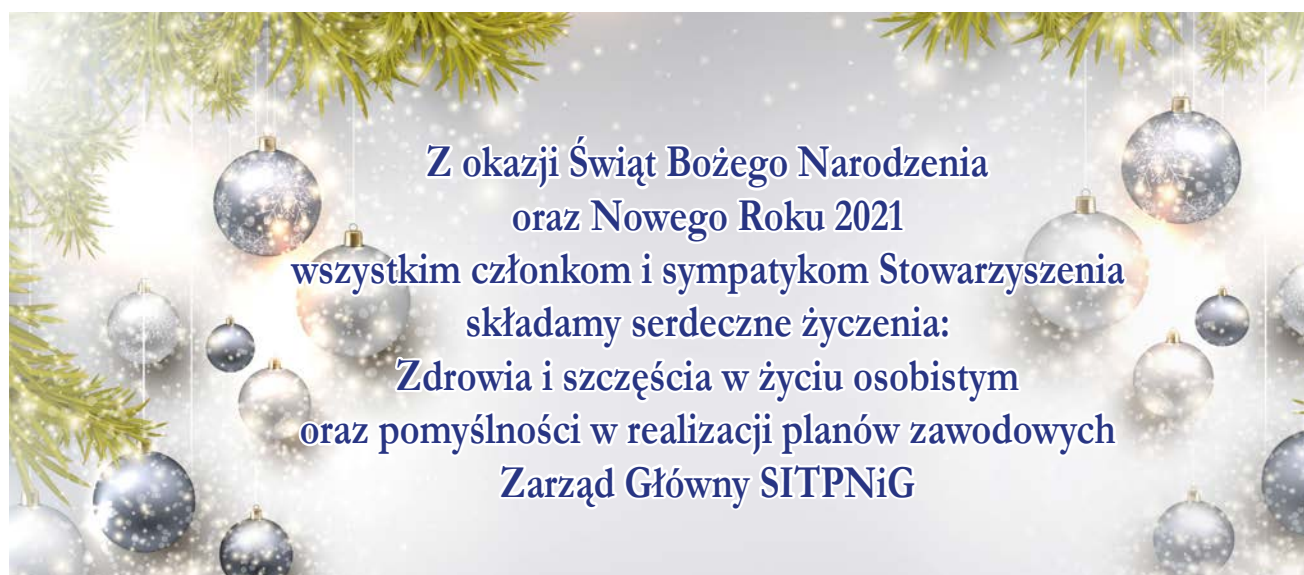
Henryk Lubiński z Oddziału w Pile

Maria Parma z Oddziału w Czechowicach

Stanisław Palarz z Oddziału w Czechowicach

Alina Malewska z Oddziału w Warszawie II

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



# Posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej SITPNIg

2 grudnia odbyło się on-line, za pośrednictwem programu VMS, posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej (GKR) SITPNIg.

W spotkaniu wzięło udział 5 członków Komisji oraz Prezes SITPNIg – Paweł Stańczak. Głównym celem posiedzenia był wybór nowego przewodniczącego GKR z powodu śmierci dotychczasowego przewodniczącego, kol. Stanisława Józefczyka. Posiedzenie rozpoczął Prezes

Paweł Stańczak, który przedstawił porządek posiedzenia. Po zaakceptowaniu proponowanego porządku obrad, członkowie Komisji wybrali spośród obecnych nowego przewodniczącego i zastępcę. Na funkcję przewodniczącej została wybrana Marzena Majdzik, dotychczasowa wiceprzewodnicząca, a na zastępcę przewodniczącego Krzysztof Janas. Został również uzupełniony skład Komisji do której wszedł Piotr Kosowski z Oddziału SITPNIg w Krakowie,

wybrany podczas WZD w 2016 r na zastępcę członka GKR. Po zakończeniu wyborów Prezes oddał głos nowej przewodniczącej, która poprowadziła dalsze posiedzenie, prosząc zebranych o uczczenie chwilą ciszy zmarłego, dotychczasowego przewodniczącego Stanisława Józefczyka. Następnie członkowie Komisji przedyskutowali i zatwierdzili sprawozdanie z działalności GKR w kadencji 2016-2020.

Dominika Bernas

## Działalność Oddziału SITPNIg we Wrocławiu

W dniach 2 - 3 października 2020 r. w Sadach Dolnych w „Karczmie u Macieja” odbyło się sympozjum pn. „Wykorzystanie gazu ziemnego”. Organizatorem sympozjum był Zarząd Oddziału SITPNIg we Wrocławiu. Na sympozjum zostały przedstawione 3 prezentacje.

Pierwszą prezentację przedstawił Prezes Oddziału Dariusz Nojek. Zawierała ona najważniejsze informacje w zakresie działalności Oddziału SITPNIg we Wrocławiu i planów na przyszłość. Omówione zostały kwestie dotyczące aktywizacji działalności Oddziału oraz zwiększenia liczby organizowanych eventów branżowych. Prezes przedstawił również nowy skład osobowy Zarządu Oddziału – delegaci zdecydowali w ostatnim głosowaniu, że Prezesem został kol. Dariusz Nojek, Wiceprezesem kol. Krzysztof Grzegółka, Sekretarzem Oddziału kol. Magdalena Bielewicz, Skarbnikiem kol. Agnieszka Kopel oraz powołano również trzech Członków Zarządu – kol. Joannę Bill-Gudidis, kol. Andrzeja Sy-

dora oraz kol. Mirosławę Zgardę. Przedstawiono również wstępną strategię dotyczącą organizacji sympozjów, konferencji oraz narad na najbliższą kadencję. Ze względu na obecną sytuację związaną z Covid-19 w chwili obecnej przepisy zabraniają organizacji większych imprez, jednak mamy nadzieję, że sytuacja epidemiologiczna w kraju powróci do normalności w najbliższym czasie i będzie możliwe wznowienie działalności Oddziału w pełnej skali, szczególnie, że wielu członków jest chętnych działać na rzecz SITPNIg i wykazują duże zaangażowanie. Do głównych długoterminowych celów działalności Oddziału zakwalifikowano przede wszystkim uaktywnienie prac Zarządu i Kół, (tak jak wspomniano wcześniej - dokonanie intensyfikacji organizacji różnorodnych sympozjów, szkoleń, konferencji), zwiększenie integracji pomiędzy członkami poprzez organizację wycieczek i spotkań towarzyskich, zwiększenie liczby członków w Kołach, określenie wyższych ram budżetu Oddziału oraz współpracę z branżowymi organizacjami i przedsiębiorstwami.

Drugą prezentację podczas sympozjum przedstawił kol. Ryszard Michałowski. Tematem prezentacji było „Wykorzystanie kontenerowców rzecznych do przewozu LNG”.

Prezentacja zawierała informacje o możliwości dostarczania drogą wodną w kontenerach skroplonego gazu LNG do portów przy głównych szlakach wodnych. Omówiono dyrektywy unijne, które nakładają na Polskę utworzenie w portach śródlądowych odpowiedniej liczby punktów umożliwiających tankowanie LNG dedykowanych dla jednostek żeglugi. Prezenter wskazał również kwestie techniczne, które są wymagane do przewozu gazu skroplonego poprzez kontenerowce. Podczas wykładu poddano analizie potencjalne lokalizacje usytuowania terminali LNG, głównie skupiając się na obszarach przez które przechodzi rzeka Odra. Wskazano



ODDZIAŁ WE WROCŁAWIU

również zalety jakie posiada największa rzeka zachodniej Polski, głównie ze względu na swoje położenie – przy dokonaniu dodatkowych inwestycji skupiających się na pogłębieniu dna rzeki oraz budowy kanału łączącego Odrę z Łabą i Dunajem możliwe byłoby transportowanie towaru, w tym skroplonego gazu pomiędzy Morzem Bałtyckim, a Morzem Adriatyckim.

Ostatnią prezentację poprowadził kol. Andrzej Sydor. Zaprezentował on zakres działania firmy PGNiG Gazoprojekt S.A. Na wstępie skupiono się na bogatej historii firmy oraz na jej wkładzie w rozwój gazownictwa w Polsce. Co warto wymienić, firma PGNiG Gazoprojekt S.A. projektowała największe w historii inwestycje w branży m.in. System Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa Zachodnia, Podziemne Magazyny Gazu czy Gazociągi i tłocznie w programie „Baltic Pipe”. Firma zaprojektowała ponad 20 tys. km. sieci gazowej wysokiego ciśnienia, ponad 60 tys. km. sieci gazowej średniego ciśnienia, ponad tysiąc stacji gazowych oraz 8 podziemnych magazynów gazu. Kol. Andrzej Sydor wskazał również ciekawe projekty, którymi z pewnością może pochwalić się firma, m.in. Zagospodarowanie złoża Lavan Field w Iranie, Studium wykonalności dla Tłoczni gazu w Chorwacji czy też Rurociąg tlenu DN250. Na koniec omówiono aktualne projekty i zamierzenia.

Podsumowując, sympozjum cieszyło się bardzo dużym zainteresowaniem i planowane są już kolejne imprezy branżowe.

Łukasz Przysucha  
Dariusz Nojek



Fot. arch. Oddziału

# Wydawnictwo dotyczące historii gazownictwa na Pomorzu Gdańskim



ODDZIAŁ W GDAŃSKU



POLSKA  
SPÓŁKA GAZOWNICTWA



Oktładka książki. Fot. arch. Oddziału

*Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego SITP NiG Oddział w Gdańsku, którego jednym z celów statutowych jest krzewienie i wzbogacanie wiedzy historycznej oraz popularyzowanie historii przemysłu naftowego i gazowniczego, zostało inicjatorem opracowania kolejnej już pozycji wydawniczej dotyczącej początków przemysłu gazowniczego na terenie Pomorza Gdańskiego.*

Jest nią książka *Gazownictwo na Pomorzu Gdańskim – Gazownia pierwszej latarni morskiej w Gdańsku Nowym Porcie* autorstwa naszego kolegi Tadeusza Gruszczyńskiego, twórcy wcześniejszego dwutomowego wydawnictwa pt. *Gazownictwo na Pomorzu Gdańskim – Rys historyczny*, dotyczącego XIX i XX wieku. Przy opracowaniu niniejszej publikacji korzystano m.in. z materiałów archiwalnych głównie Archiwum Państwowego w Gdańsku, ale też Biblioteki Gdańskiej Polskiej Akademii Nauk, Biblioteki Bawarskiej w Monachium czy Biblioteki Miejskiej w Trieście i wielu innych źródeł.

Sponsorem wydania drukiem książki jest Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. W dniu 12 listopada br. odbyło się w siedzibie Oddziału Zakład Gazowniczy w Gdańsku spotkanie z Dyrekcją Zakładu, podczas którego autor opowiedział o pracy nad tym wydawnictwem, a Prezes

Oddziału SITP NiG w Gdańsku przekazał 50 egzemplarzy publikacji.

Według dotychczasowego powszechnego przekonania - początkiem gazownictwa w Gdańsku był rok 1853. Tymczasem okazało się, że zanim pojawiło się na ulicach Gdańska oświetlenie gazowe, już ponad 30 lat wcześniej w 1819 roku wykorzystano po raz pierwszy gaz i uruchomiono małą gazownię dla potrzeb pierwszej latarni morskiej w Gdańsku Nowym Porcie. Latarnia ta była drugą na świecie, a jedyną na Wybrzeżu Bałtyckim, gdzie wykorzystano

oświetlenie gazowe do sygnalizacji morskiej.

Urządzenia wytwarzające gaz dla potrzeb latarni śmiało można uznać za pierwszą gazownię w Gdańsku. Był to, co prawda mały zakład, jednakże pracował do 1860 roku i zawierał wszystkie elementy stosowane w pracy klasycznej wytwórni gazu.

200-letnia rocznica zastosowania gazu do celów publicznych była wyjątkową okazją do opracowania tego wydawnictwa, w celu poszerzenia wiedzy o kolejny fragment historii naszej branży. Niniejsze opracowanie jest też przy okazji małą historią latarni i znaków nawigacyjnych ułatwiających wpłynięcie do portu gdańskiego, wielowiekowej bramy Polski na świat.

Autor Tadeusz Gruszczyński od wielu lat z ogromną pasją i zaangażowaniem spisuje historię przemysłu gazowniczego. Są to jedyne w swoim rodzaju publikacje opisujące w tak szerokim zakresie dzieje gdańskiego gazownictwa.

Małgorzata Celej  
SITP NiG Oddział w Gdańsku



Spotkanie w PSG (od lewej) - autor Tadeusz Gruszczyński, Dyrektor PSG OZG w Gdańsku Sylwia Surowiec, Prezes SITP NiG Oddział w Gdańsku Zbigniew Oskroba. Fot. arch. Oddziału

# Monografia „Osady w tłokowych silnikach spalinowych”



W ramach Prac Naukowych Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, pod nr 229, została wydana monografia autorstwa dra hab. inż. Zbigniewa Stępnia, prof. INiG – PIB pt.: „Osady w tłokowych silnikach spalinowych”.

Praca obejmuje część teoretyczną, jak i niezwykle bogatą część doświadczalną, w której zaprezentowano wiele wyników badań, prowadzonych w Instytucie w ramach projektów badawczych.

Osady tworzone na powierzchniach różnych wewnętrznych elementów tłokowych silników spalinowych i układów z nimi współpracujących stanowią niepożądane zjawisko, narastające wraz z czasem eksploatacji silników i zagrażające ich poprawnemu działaniu. Coraz bardziej skomplikowane konstrukcje oraz rosnąca dokładność wykonania współpracujących ze sobą elementów wymuszają konieczność wielokierunkowego badania szkodliwych osadów.

Identyfikowanych jest coraz więcej czynników wpływających na ich tworzenie, co prowadzi do opracowywania coraz bardziej złożonych klasyfikacji i podziałów osadów ze względu na ich rodzaj, skład i postać. Równocześnie poszukiwania sposobów dalszego obniżania emisji składników szkodliwych do atmosfery i poprawy sprawności silników wymuszają dalsze zmiany w konstrukcji zarówno silników, jak i samych pojazdów. Zwiększające się ciśnienie i temperatura procesów spalania w silnikach, w połączeniu ze zmianami ich tradycyjnego cyklu pracy, wpływają na zmiany wymagań stawianych paliwom silnikowym. W konsekwencji powyższe zmiany mają wpływ zarówno na skład



chemiczny, jak i morfologię tworzonych w silnikach osadów.

Praca liczy 424 strony i zawiera obszerny wykaz literaturowy – 175 pozycji, a także 65 tabel oraz 226 rysunków.

Recenzenci: prof. dr Jan Czerwiński, prof. dr hab. inż. Dariusz Ozimina.

Zamówienia prosimy składać e-mailowo:  
[nafta-gaz@inig.pl](mailto:nafta-gaz@inig.pl)  
 lub telefonicznie: 12 617 76 32.

Instytut Nafty i Gazu –  
 Państwowy Instytut Badawczy

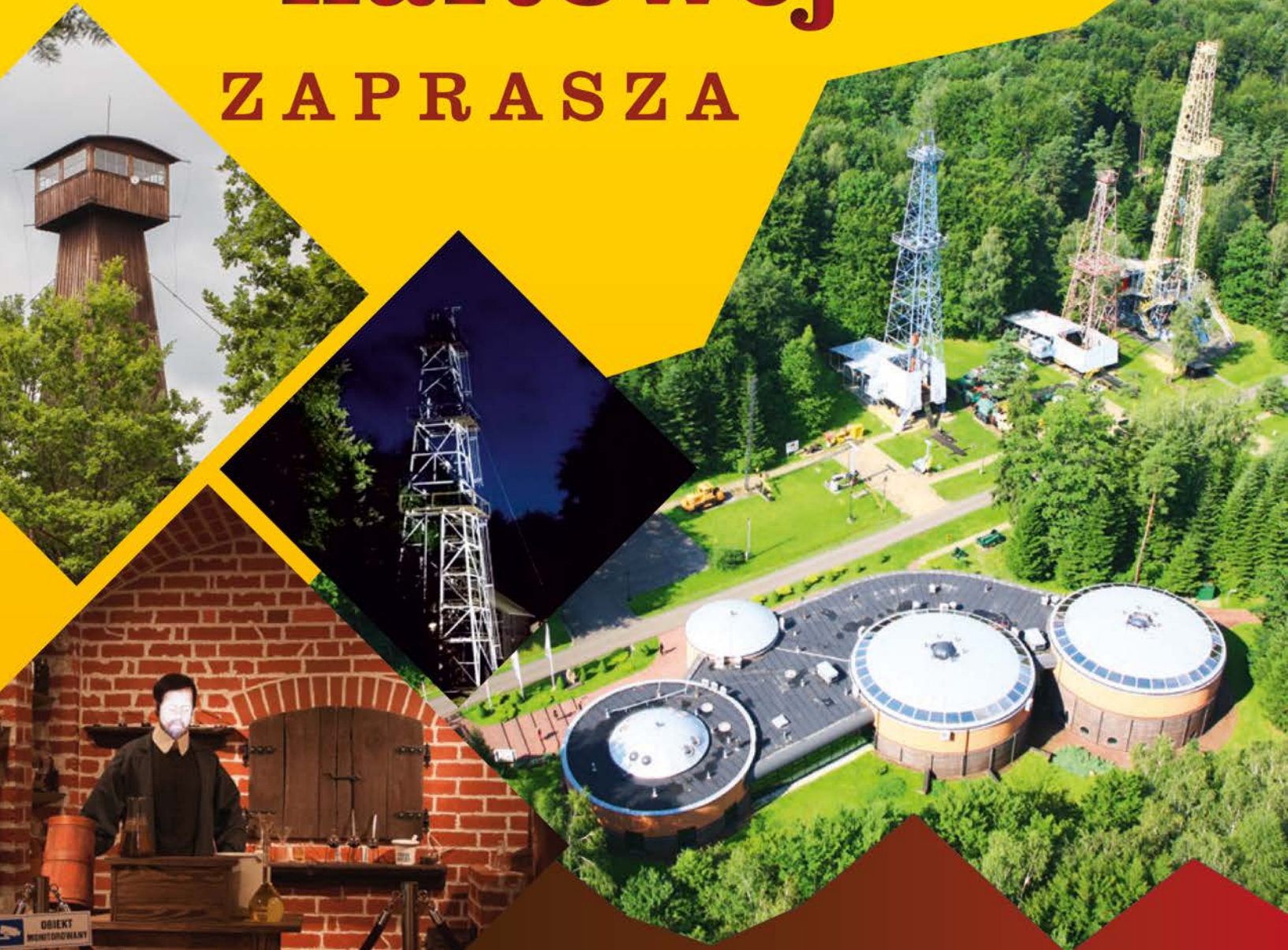




# BÓBRKA

## 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)

**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.**

